



Bilan prévisionnel

de l'équilibre offre-demande
d'électricité en France

ÉDITION 2017

DOCUMENT DE RÉFÉRENCE

Bilan prévisionnel

de l'équilibre offre-demande
d'électricité en France

ÉDITION 2017

DOCUMENT DE RÉFÉRENCE

SOMMAIRE

Introduction	12
1. La consommation électrique : des perspectives orientées à la baisse sous réserve que les leviers d'efficacité énergétique soient effectivement actionnés	22
1.1 Après des décennies de croissance soutenue, la consommation électrique a atteint un point d'inflexion	23
1.1.1 <i>La demande d'électricité est globalement stable depuis 2010</i>	23
1.1.2 <i>La croissance rapide des pointes de consommation semble désormais stoppée</i>	24
1.2 La révision des trajectoires de consommation la plus importante depuis la création du Bilan prévisionnel	27
1.2.1 <i>Analyse en énergie : quatre régimes de consommation qui dessinent des perspectives stables à fortement baissières</i>	27
1.2.2 <i>Analyse des puissances lors des pointes de consommation : quatre trajectoires orientées dans le même sens mais une poursuite de la vigilance</i>	31
1.2.3 <i>Analyse par pas horaire : des enjeux et des opportunités dans le pilotage de certains usages</i>	33
1.3 Analyse sectorielle : des dynamiques différentes qui mettent toutes en jeu électrification et efficacité énergétique	39
1.3.1 <i>Secteur résidentiel : l'efficacité énergétique prend le pas sur les moteurs de croissance de la demande</i>	39
1.3.2 <i>Secteur tertiaire : l'inflexion baissière se poursuit sous l'effet de l'efficacité énergétique</i>	44
1.3.3 <i>Secteur industriel et de l'énergie : des perspectives stables qui marient croissance de la production industrielle et amélioration de l'efficacité énergétique</i>	46
1.3.4 <i>Secteur des transports : un fort relais de croissance pour l'électricité qui implique des actions sur le pilotage de la courbe de charge</i>	50
1.4 Les prévisions de demande se positionnent de façon centrale parmi les scénarios externes récents	55
1.4.1 <i>Un paysage de scénarios externes élaborés chacun selon des logiques distinctes</i>	55
1.4.2 <i>Les trajectoires de demande du Bilan prévisionnel sont un résultat de l'analyse</i>	56
1.4.3 <i>Des prolongements précisés pour poursuivre l'analyse des modifications de la consommation d'électricité</i>	56
2. Le parc de production : des scénarios intégrant le pilotage public et une modélisation des décisions économiques des acteurs en concurrence	62
2.1 Une modélisation spécifique pour chaque filière afin de tenir compte de leurs caractéristiques technico-économiques et du pilotage public	63
2.1.1 <i>Les énergies renouvelables : trois trajectoires pour traduire la montée en puissance des filières et les incertitudes sur leur rythme effectif de développement</i>	64
2.1.2 <i>Nucléaire : six trajectoires pour tenir compte des incertitudes sur la prolongation ou la fermeture du parc</i>	69
2.1.3 <i>Les filières fioul et charbon : une analyse intégrant le principe d'une sortie à court et moyen terme</i>	73
2.1.4 <i>La filière gaz : une contribution à long terme à l'équilibre du système électrique</i>	74
2.1.5 <i>Les flexibilités : des filières pour accompagner la transformation du système électrique</i>	77
2.2 Une modélisation des investissements sur la base des décisions individuelles des acteurs afin de restituer la logique économique de l'évolution du parc	80
2.2.1 <i>Un changement de méthode dans le Bilan prévisionnel pour construire des mix énergétiques bouclés sous l'angle économique aux horizons 2025, 2030 et 2035</i>	80
2.2.2 <i>Prendre en compte le coût des combustibles : déterminer les régimes de compétitivité à l'échelle européenne</i>	85
2.2.3 <i>Les scénarios peuvent illustrer la possibilité d'arbitrages économiques en faveur des EnR par rapport aux moyens thermiques</i>	86
2.2.4 <i>L'autoconsommation/autoproduction est intégrée aux scénarios et trouve sa place dans toutes les configurations</i>	88
2.2.5 <i>Effacements et flexibilités : la méthode développée dans l'étude «REI 5» a été reprise et adaptée aux scénarios du Bilan prévisionnel</i>	88

3. L'Europe : une vision réaliste des échanges entre pays qui intègre les incertitudes sur les politiques énergétiques de nos voisins	92
3.1 L'interconnexion de la France est une réalité à prendre en compte pour bâtir les scénarios du Bilan prévisionnel	93
3.1.1 <i>Les échanges électriques dépendent de la compétitivité relative des moyens de production dans les différents pays européens</i>	93
3.1.2 <i>Le Bilan prévisionnel et les études européennes sur l'évolution du système électrique : des visions complémentaires</i>	95
3.2 Dans tous les cas de figure, les interconnexions avec les pays voisins se développent	98
3.2.1 <i>À l'horizon des cinq prochaines années : des projets dont la réalisation semble certaine et qui accroîtront le potentiel d'échanges de la France</i>	98
3.2.2 <i>À l'horizon des vingt prochaines années : trois trajectoires qui rendent compte des incertitudes sur le niveau et la rapidité de renforcement des interconnexions</i>	98
3.3 Les pays voisins de la France sont modélisés afin de prendre en compte les conséquences de leurs politiques énergétiques	103
3.3.1 <i>La modélisation intègre la thermosensibilité des différents pays</i>	103
3.3.2 <i>Les hypothèses d'évolution du mix électrique des pays voisins conditionnent les échanges d'énergie aux frontières et la production effective du parc français</i>	104
 2018-2025 : des choix à réaliser pour poursuivre la diversification du mix électrique et assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité	 112
4. L'analyse sur les cinq prochaines années : un équilibre plus tendu et des choix nécessaires	114
4.1 Une analyse basée sur l'étude des déterminants de la sécurité d'approvisionnement	115
4.1.1 <i>L'objet d'étude : comprendre l'impact des choix sur le parc nucléaire et charbon au cours des cinq prochaines années</i>	115
4.1.2 <i>Le principe d'étude : quantifier l'impact des décisions par rapport au critère public de sécurité d'approvisionnement</i>	116
4.1.3 <i>Les analyses de sensibilité : une étude permettant d'affiner le diagnostic sur les marges de manœuvre sur le parc</i>	116
4.2 D'ici à 2020, une situation plus tendue en matière de sécurité d'approvisionnement	120
4.2.1 <i>Pendant les trois prochaines années, une conformité stricte au critère de sécurité d'approvisionnement, sans marge supplémentaire</i>	120
4.2.2 <i>À compter de 2020, des marges de manœuvre apparaissent</i>	121
4.3 À compter de 2020, des marges de manœuvre qui peuvent être mises à profit pour fermer des centrales au charbon ou des réacteurs nucléaires	124
4.3.1 <i>La fermeture du parc charbon en fin de période est possible</i>	124
4.3.2 <i>Alternativement, la fermeture des quatre réacteurs atteignant 40 ans de fonctionnement est également envisageable</i>	125
4.3.3 <i>D'ici à 2022, il n'est pas possible de cumuler fermeture du charbon et arrêt des quatre réacteurs atteignant 40 ans de fonctionnement</i>	126
4.3.4 <i>Une vigilance spécifique sur la durée des travaux de prolongation des réacteurs</i>	127
4.4 Une analyse dont la robustesse est testée par différentes variantes sur les énergies renouvelables, les effacements ou la consommation	130
4.4.1 <i>Une faible sensibilité au niveau effectif de déploiement des énergies renouvelables</i>	130
4.4.2 <i>Le développement des effacements de consommation peut relâcher les contraintes si la filière parvient à gagner en fiabilité</i>	132
4.4.3 <i>Le rythme d'inflexion de la consommation reste et restera le facteur déterminant pour la sécurité d'approvisionnement</i>	133
4.5 L'analyse des échanges avec les pays voisins souligne que la sécurité d'approvisionnement de la France n'a de sens que dans le cadre européen	134
4.5.1 <i>La sécurité d'alimentation de la France n'a de sens que dans un cadre plus large</i>	134
4.5.2 <i>Une modélisation réaliste des capacités d'import en situation de tension est nécessaire</i>	134

4.6	L'analyse détaillée de la sécurité d'approvisionnement de la France permet de hiérarchiser les risques au-delà du « critère des trois heures »	137
4.6.1	<i>La signification du critère de sécurité d'approvisionnement demeure mal comprise par le public</i>	137
4.6.2	<i>Le respect du critère de sécurité d'alimentation ne garantit pas l'absence d'interruptions dans l'alimentation électrique</i>	137
4.6.3	<i>Les situations de défaillance ne sont pas systématiquement longues et problématiques</i>	139
4.6.4	<i>Le premier facteur de risque demeure la sensibilité de la consommation à la température et donc la survenue d'épisodes de grand froid</i>	140
4.6.5	<i>Le respect du critère de sécurité d'alimentation ne permet pas de garantir l'alimentation de tous durant les épisodes extrêmes</i>	141
4.6.6	<i>Le renforcement du critère de sécurité d'alimentation signifierait une augmentation de plusieurs gigawatts du besoin de couverture</i>	142
	Bilans	146
5.	Scénario <i>Ohm</i> : une adaptation du parc sans précédent pour l'objectif de la loi sur la part du nucléaire	148
5.1	Un scénario basé sur l'atteinte de l'objectif de 50% pour la part du nucléaire dans la production d'électricité	150
5.1.1	<i>L'objet d'étude : lever l'incertitude sur la déclinaison concrète de cette cible pour le secteur électrique français</i>	150
5.1.2	<i>Le principe : une étude du nombre de réacteurs devant être fermés pour atteindre les 50% et des émissions de CO₂ associées pour le parc français</i>	152
5.1.3	<i>Des variantes pour évaluer la sensibilité du nombre de réacteurs devant être fermés à des situations différentes</i>	152
5.2	L'atteinte de l'objectif fixé par la loi nécessite de fermer une vingtaine de réacteurs, d'accélérer le déploiement des énergies renouvelables et de renforcer le parc thermique	154
5.2.1	<i>Un scénario basé sur un fort développement des énergies renouvelables</i>	154
5.2.2	<i>La fermeture de 24 réacteurs représentant 22 GW de capacité de production nucléaire est nécessaire d'ici à 2025</i>	155
5.2.3	<i>La production thermique doit doubler pour atteindre les objectifs sur le nucléaire</i>	155
5.2.4	<i>Le solde des échanges reste exportateur</i>	156
5.3	L'analyse de sensibilité permet de confirmer l'ordre de grandeur du nombre de réacteurs devant être fermés pour respecter l'objectif des 50%	157
5.3.1	<i>Les variantes sur la consommation modifient à la marge le résultat</i>	157
5.3.2	<i>Avec un moindre rythme de déploiement des énergies renouvelables, le nombre de réacteurs à fermer augmente</i>	158
5.3.3	<i>Développer les interconnexions au-delà de la trajectoire basse n'est pas un prérequis pour atteindre l'objectif</i>	159
5.4	La trajectoire pour atteindre l'objectif des 50% : des dynamiques dont la faisabilité pratique soulève des doutes sérieux	160
5.4.1	<i>Une nécessité d'aller au-delà de la trajectoire d'arrêt des réacteurs à leur quatrième visite décennale</i>	160
5.4.2	<i>Un rythme de fermeture deux fois plus rapide que celui de l'Allemagne</i>	161
5.4.3	<i>Un développement important de nouveaux moyens thermiques nécessaire à l'horizon 2025</i>	162
5.5	L'atteinte de l'objectif des 50% est incompatible avec celui de maintenir les émissions de CO₂ du secteur électrique à leur niveau actuel	164
5.5.1	<i>Les émissions augmentent dans toutes les variantes testées</i>	164
5.5.2	<i>Un développement soutenu des effacements ne modifie pas le résultat sur les émissions</i>	164
	2025-2035 : des scénarios contrastés pour accompagner les décisions qui construisent le système électrique de demain	166
6.	Scénario <i>Ampère</i> : une réduction de la production du nucléaire au rythme du développement effectif des énergies renouvelables	170
6.1	Un scénario où la réduction de la place du nucléaire s'effectue au rythme de la progression des énergies renouvelables	172
6.1.1	<i>L'objet d'étude : tester la coordination des rythmes de déploiement des énergies renouvelables et de réduction de la part du nucléaire</i>	172

6.1.2	<i>Le principe structurant : une substitution « en énergie » entre nucléaire et énergies renouvelables</i>	173
6.1.3	<i>Les analyses de sensibilité : de nombreuses variantes pour tester la robustesse du scénario</i>	174
6.2	Les bilans énergétiques : une diversification qui repose sur une baisse progressive du nucléaire au profit des énergies renouvelables	177
6.2.1	<i>Les énergies renouvelables se développent pour atteindre 40% de la production d'électricité française d'ici à 2030</i>	178
6.2.2	<i>Une trajectoire de déclasserement du nucléaire qui permet d'atteindre 50% à l'horizon 2030 selon un rythme moyen de deux réacteurs déclassés par année</i>	178
6.2.3	<i>Une analyse qui dépend du rythme de déploiement des EnR : avec un rythme plus lent l'objectif des 50% serait repoussé de cinq années</i>	179
6.2.4	<i>Une substitution entre nucléaire et EnR sans ajout de nouveaux moyens thermique est possible</i>	180
6.2.5	<i>Des besoins de flexibilités réels autour du point 2025</i>	181
6.3	Les échanges aux frontières : une France très exportatrice	182
6.3.1	<i>L'utilisation des interconnexions transfrontalières s'accroît pour atteindre très fréquemment des niveaux d'export supérieurs à 10 GW</i>	182
6.3.2	<i>Le scénario peut fonctionner avec une hypothèse moins volontariste sur le développement des interconnexions</i>	184
6.3.3	<i>Les volumes d'export dépendent peu des choix énergétiques des pays voisins</i>	184
6.4	Un scénario qui assure une cohérence économique d'ensemble	185
6.4.1	<i>Les chroniques d'investissement dans le parc de production sont importantes</i>	186
6.4.2	<i>L'accroissement du rythme de développement des énergies renouvelables se justifie sous l'angle économique</i>	187
6.4.3	<i>Le scénario accroît la balance commerciale de la France dans le secteur électrique</i>	187
6.4.4	<i>La trajectoire haute d'interconnexion trouve une justification économique</i>	187
6.5	Les performances en matière d'émissions : une contribution forte à la décarbonation des systèmes électriques en Europe	189
6.5.1	<i>Des émissions de CO₂ du parc de production français en baisse suite à la fermeture du parc charbon</i>	189
6.5.2	<i>Un système électrique qui continue à contribuer à la réduction des émissions de CO₂ en Europe</i>	190
6.6	Sécurité d'approvisionnement : un scénario crédible assorti d'un point de vigilance autour de l'horizon 2025	192
6.6.1	<i>La sécurité d'approvisionnement peut être assurée sur toute la période</i>	192
6.6.2	<i>Les variantes testées sur la consommation confirment l'existence d'un point de vigilance à l'horizon 2025</i>	193
6.6.3	<i>La contribution de l'éolien au passage des pointes de consommation est nécessaire</i>	194
6.6.4	<i>La nature du risque évolue</i>	196
6.7	Flexibilité, modulation, pilotage : de nouveaux enjeux sur la courbe de charge	201
6.7.1	<i>Les effacements constituent une solution appropriée pour le passage des pointes</i>	201
6.7.2	<i>Le suivi de la courbe de charge souligne le rôle majeur de l'hydraulique et des interconnexions</i>	202
6.7.3	<i>Des configurations offre-demande inédites apparaissent et soulignent l'intérêt des leviers permettant de mieux piloter l'offre et la demande</i>	204
Bilans		207

7. Scénario Hertz : un développement de moyens thermiques pour diminuer plus rapidement la part du nucléaire sans augmenter les émissions de CO₂ du secteur électrique **208**

7.1	Une transition énergétique permise par la complémentarité des moyens thermiques	210
7.1.1	<i>L'objet d'étude : étudier le développement des moyens thermiques dans la poursuite des objectifs de la transition énergétique sous contrainte de maîtriser les émissions de CO₂ du secteur électrique</i>	210
7.1.2	<i>Le principe structurant : une réduction de la part du nucléaire en fonction du rythme d'installation des énergies renouvelables et de nouvelles centrales au gaz, sans augmenter les émissions</i>	212
7.1.3	<i>Une analyse de sensibilité au rythme de développement des énergies renouvelables en France : des impacts forts sur la réalisation des objectifs</i>	213

7.2	Les bilans énergétiques : une diversification qui repose sur une diminution du nucléaire au profit des énergies renouvelables et de la filière gaz	215
7.2.1	<i>Un rythme de déclassement nucléaire qui permet d'atteindre 50% du mix en 2030 sans augmentation des émissions de gaz à effet de serre</i>	215
7.2.2	<i>Un déploiement des énergies renouvelables qui permet d'atteindre 40% de la production en 2030</i>	216
7.2.3	<i>Une part de la production thermique en augmentation mais qui ne dépasse pas 10% de la production totale</i>	217
7.2.4	<i>La construction de nouveaux moyens thermiques permet d'anticiper de cinq ans l'atteinte des objectifs de la loi de transition énergétique par rapport à la logique de substitution du scénario Ampère</i>	217
7.2.5	<i>Un scénario et des conclusions proches du scénario Nouveau mix du Bilan prévisionnel 2014</i>	218
7.3	Un déploiement des énergies renouvelables selon le « rythme PPE » nécessaire à l'atteinte des objectifs de la loi de transition énergétique	219
7.4	Les échanges aux frontières : un solde exportateur stable	221
7.4.1	<i>Une stabilité des exports entre aujourd'hui et 2035</i>	221
7.4.2	<i>Avec un rythme plus faible de développement des énergies renouvelables, le solde exportateur se réduit</i>	221
7.5	Un plafond des émissions de CO₂ respecté grâce au déploiement des énergies renouvelables et d'une structure de l'offre orientée vers les moyens de pointe	222
7.5.1	<i>Dans le cas de base, une stabilité des émissions de CO₂ par rapport à aujourd'hui</i>	222
7.5.2	<i>Un rythme de développement des énergies renouvelables nécessaire au respect du plafond des émissions de CO₂</i>	223
7.5.3	<i>Une moindre contribution à la décarbonation à l'échelle européenne</i>	223
7.6	Une structure de l'offre privilégiant les moyens de pointe et dépendante de la trajectoire de développement des énergies renouvelables	224
7.6.1	<i>Les nouveaux moyens de production et d'effacements sont essentiellement motivés par le maintien du niveau de sécurité d'approvisionnement</i>	224
7.6.2	<i>Une structure de l'offre dépendante de la quantité d'énergie renouvelable</i>	224
7.6.3	<i>Une place pour les nouvelles flexibilités et les effacements</i>	225
7.6.4	<i>Des coûts plus faibles que dans le scénario Ampère malgré l'intégration de nouvelles capacités thermiques et d'effacement</i>	225
7.6.5	<i>Des énergies renouvelables développées selon le rythme de la PPE rentables malgré un prix du CO₂ modéré</i>	227
7.6.6	<i>Une balance commerciale reflétant la stabilité des échanges par rapport à aujourd'hui</i>	227
7.7	Une sécurité d'approvisionnement qui repose davantage sur la filière gaz	228
7.7.1	<i>La sécurité d'approvisionnement est assurée grâce aux nouveaux moyens et à la production renouvelable</i>	228
7.7.2	<i>La vague de froid demeure le principal facteur de risque</i>	229
7.7.3	<i>Le profil de la défaillance évolue</i>	229
7.7.4	<i>Une coordination nécessaire avec le développement des infrastructures gazières</i>	233
7.8	Les enjeux sur la courbe de charge : une modulation assurée par le parc thermique	234
	Bilans	236

8. Scénario Volt : un développement soutenu des énergies renouvelables et une évolution du parc nucléaire en fonction des débouchés économiques à l'échelle de l'Europe **238**

8.1	Un scénario axé sur l'économie du parc de production français dans une Europe fortement interconnectée	240
8.1.1	<i>L'objet d'étude : compatibilité entre un déploiement important des énergies renouvelables et une évolution du parc nucléaire réalisée en fonction des débouchés économiques du parc de production français en Europe</i>	240
8.1.2	<i>Le principe structurant : une analyse économique de la capacité nucléaire en tenant compte du déploiement des énergies renouvelables et des échanges d'électricité</i>	241
8.1.3	<i>Les analyses de sensibilité : de nombreuses variantes pour tester la robustesse des résultats</i>	242
8.2	Les bilans énergétiques : un scénario qui repose sur des moyens de base fortement développés	246
8.2.1	<i>Une part du nucléaire demeurant majoritaire mais en dessous de 60% au-delà de 2030</i>	247
8.2.2	<i>Un développement important des énergies renouvelables</i>	247
8.2.3	<i>Un espace économique insuffisant pour de nouveaux moyens thermiques</i>	248

8.3	À l'horizon 2035, le maintien d'une capacité nucléaire installée de l'ordre de 55 GW peut résulter d'une analyse économique intégrant la balance commerciale électrique	249
8.3.1	<i>La valeur économique des exports d'électricité varie en fonction de la capacité de production nucléaire et renouvelable</i>	249
8.3.2	<i>La valeur de 55 GW permet de rendre compte des points d'équilibre atteints en testant de nombreuses variantes</i>	252
8.3.3	<i>Des coûts stables ou en diminution</i>	253
8.4	Les échanges aux frontières : une France très exportatrice	255
8.4.1	<i>Une situation qui demeure favorable pour la production française à bas coût dans l'ordre de préséance économique européen</i>	255
8.4.2	<i>Une augmentation de la balance commerciale du secteur électrique français</i>	256
8.4.3	<i>Un scénario cohérent du point de vue économique sur les interconnexions</i>	257
8.4.4	<i>Un scénario robuste à un cas de figure avec moins d'interconnexions</i>	258
8.5	Une forte contribution aux objectifs européens de réduction des émissions de CO₂	259
8.5.1	<i>Au niveau français, une réduction de moitié des émissions du système électrique</i>	259
8.5.2	<i>Au niveau européen, un effet amplifié qui permet une forte décarbonation de la production d'électricité</i>	260
8.6	La sécurité d'approvisionnement : un scénario associé à un risque de défaillance en diminution	261
8.6.1	<i>Des marges de capacité permettant de durcir le critère de sécurité d'approvisionnement</i>	261
8.6.2	<i>La nature du risque évolue</i>	261
8.6.3	<i>La gestion de l'abondance d'une production à coût quasi nul devient un enjeu de fin de période</i>	265
	Bilans	266
9.	Scénario Watt : un déclassement automatique des réacteurs nucléaires atteignant 40 ans de fonctionnement	268
9.1	Un scénario axé sur un développement rapide des énergies renouvelables pour faire face à une brusque réduction du parc nucléaire	270
9.1.1	<i>L'objet d'étude : étudier les conséquences d'une non-prolongation du parc nucléaire au-delà de 40 ans d'exploitation</i>	270
9.1.2	<i>Le principe structurant : un arrêt des réacteurs à la date de leur quatrième visite décennale</i>	272
9.1.3	<i>Les analyses de sensibilité : de nombreuses variantes pour évaluer les conséquences d'un déclassement rapide et les moyens d'y faire face</i>	273
9.2	Les bilans énergétiques : un scénario de rupture qui se traduit par une transformation profonde du mix électrique	276
9.2.1	<i>Un scénario à 70% d'EnR dans le mix en 2035</i>	277
9.2.2	<i>Une part du nucléaire atteignant 55% en 2025 et 10% en 2035</i>	278
9.2.3	<i>Des moyens thermiques indispensables mais ne dépassant pas 20% de la production en France</i>	278
9.2.4	<i>Des flexibilités indispensables à la mise en œuvre du scénario</i>	279
9.3	L'analyse du scénario en fonction des hypothèses d'énergies renouvelables et de consommation	280
9.3.1	<i>Dans tous les cas de figure, le rythme de croissance des EnR est insuffisant pour couvrir la diminution de la production nucléaire</i>	280
9.3.2	<i>De nouveaux moyens thermiques sont nécessaires dans tous les cas</i>	281
9.3.3	<i>Les conséquences pratiques du besoin de développement du parc thermique doivent être prises en compte</i>	283
9.4	Les échanges aux frontières : la fin d'une France structurellement exportatrice	284
9.4.1	<i>Le bilan net des échanges dépend du taux de couverture de la consommation par la production d'origine renouvelable</i>	284
9.4.2	<i>Une utilisation des interconnexions équilibrée entre imports et exports</i>	285
9.5	Des émissions de CO₂ du système électrique en croissance	288
9.5.1	<i>Au niveau français, les émissions du système électrique marquent une rupture à la hausse</i>	288
9.5.2	<i>Cet effet est accentué une fois évalué à l'échelle européenne</i>	289
9.5.3	<i>Le dilemme du scénario Watt : devenir importateur ou augmenter les émissions de CO₂ en France</i>	289
9.5.4	<i>Une part croissante de gaz d'origine renouvelable permettrait de modérer la hausse des émissions</i>	290
9.5.5	<i>Des transferts entre secteurs à prendre en compte pour relativiser la hausse des émissions du secteur électrique</i>	290

9.6	Une première analyse économique d'un scénario de rupture	292
9.6.1	<i>Un scénario qui repose sur des investissements importants, des coûts opérationnels réduits, et des coûts variables élevés</i>	292
9.6.2	<i>Un espace économique supplémentaire pour l'éolien et le photovoltaïque au sol</i>	294
9.6.3	<i>Le scénario réduit substantiellement la balance commerciale de la France dans le secteur électrique</i>	295
9.6.4	<i>La trajectoire moyenne d'interconnexion se justifie dans ce scénario</i>	295
9.7	La sécurité d'approvisionnement peut être assurée même avec 70 % d'énergies renouvelables	297
9.7.1	<i>La contribution de l'éolien au passage des pointes de consommation est nécessaire</i>	297
9.7.2	<i>La vague de froid demeure le premier facteur de risque</i>	298
9.7.3	<i>Des défaillances plus fréquentes et plus courtes</i>	302
9.7.4	<i>La question de l'inertie du système électrique</i>	303
9.8	L'espace économique pour les solutions de flexibilité est important dans le scénario Watt	307
9.8.1	<i>Une utilisation accrue des solutions de flexibilité</i>	307
9.8.2	<i>Les effacements sont présents sur toute la période</i>	309
9.8.3	<i>Un développement marchand du stockage est possible</i>	310
9.8.4	<i>Le rôle du power-to-gas</i>	311
	Bilans	314
10.	Le développement de l'autoconsommation : appréhender la transformation du système électrique sous l'effet de la décentralisation des décisions d'investissement	316
10.1	Des transformations du système électrique qui peuvent découler d'une montée en puissance des décisions à l'échelle individuelle ou d'une collectivité	317
10.1.1	<i>L'objet d'étude : l'évolution des comportements de production et de consommation des particuliers</i>	317
10.1.2	<i>Le principe : une modélisation de l'autoconsommation/autoproduction dans le secteur résidentiel basée sur l'intérêt des consommateurs</i>	318
10.1.3	<i>Une évaluation de la sensibilité des résultats aux hypothèses économiques, réglementaires et sociales</i>	323
10.2	Dans tous les scénarios, un développement de l'autoconsommation significatif dès 2025 et massif à l'horizon 2035	325
10.2.1	<i>Dans tous les scénarios, un espace économique pour plusieurs millions de foyers équipés en panneaux photovoltaïques existe</i>	325
10.2.2	<i>Selon les variantes, les consommateurs peuvent ne pas utiliser l'ensemble du potentiel de leur toiture</i>	325
10.2.3	<i>Le couplage entre autoproduction individuelle et stockage diffus est une possibilité qui dépend du coût des batteries</i>	326
10.3	Les effets redistributifs méritent d'être étudiés pour permettre un développement « accepté » de l'autoconsommation	327
10.3.1	<i>Le développement de l'autoconsommation a un impact sur le financement des charges du système électrique et conduit à des transferts financiers entre catégories d'utilisateurs</i>	327
10.4	Un diagnostic général confirmé par l'analyse des variantes	331
10.4.1	<i>De nombreuses variantes qui confirment l'ordre de grandeur</i>	331
10.4.2	<i>Une diminution de la composante énergie du tarif limite significativement les transferts de charge entre catégories d'utilisateurs</i>	331
10.4.3	<i>La maîtrise des coûts d'installation des batteries et/ou la valorisation des services du stockage diffus au système électrique peuvent amplifier le développement de l'autoconsommation</i>	332
10.4.4	<i>L'appétence des consommateurs pour ce mode de production peut avoir un impact déterminant sur la pénétration de l'autoconsommation photovoltaïque individuelle</i>	333
11.	L'analyse croisée des scénarios : le système électrique de 2030-2035 se décide maintenant	336
11.1	Le Bilan prévisionnel 2017 met en perspective quatre échéances différentes, chacune associée à des enjeux spécifiques	337
11.1.1	<i>Horizon 2017-2020 : un système électrique « équilibré » du point de vue du critère public de sécurité d'approvisionnement, mais sans marge de manœuvre</i>	337
11.1.2	<i>Horizon 2020-2022 : différentes options sur la sortie du charbon ou la fermeture des réacteurs nucléaires atteignant 40 ans de fonctionnement</i>	338
11.1.3	<i>Horizon 2025 : des difficultés pour combiner l'objectif des 50 % de nucléaire dans la production d'électricité et la réduction des émissions de CO₂ du secteur électrique</i>	339
11.1.4	<i>Horizon 2030-2035 : quatre scénarios qui dessinent différentes options de transition énergétique</i>	340

11.2	La temporalité des décisions et leur dépendance mutuelle	341
11.2.1	<i>Les contraintes temporelles doivent être intégrées à la prise de décision publique sur l'évolution du mix électrique</i>	341
11.2.2	<i>Les délais entre la décision et la mise en œuvre restreignent l'univers des possibles</i>	343
11.3	L'analyse fait ressortir les options offertes par les paramètres qui relèvent de la prise de décision publique en France	345
11.3.1	<i>Diminuer la consommation électrique entraîne de puissants effets sur le mix et la sécurité d'approvisionnement</i>	345
11.3.2	<i>Le déploiement rapide des énergies renouvelables permet de diversifier le mix</i>	346
11.3.3	<i>La réduction de la part du nucléaire conduit à des conséquences différentes en matière de diversification, d'économie ou d'émissions</i>	347
11.3.4	<i>Le développement des interconnexions est un complément nécessaire de la quasi-totalité des scénarios du Bilan prévisionnel 2017</i>	348
11.4	L'analyse identifie des facteurs qui dépendent de choix européens	350
11.4.1	<i>Le prix des combustibles et du CO₂ conditionne l'espace économique des différents scénarios</i>	350
11.4.2	<i>Les politiques énergétiques des pays voisins de la France ont un impact sur les marchés de l'électricité et les débouchés économiques du parc de production français</i>	355
11.5	La sécurité d'alimentation est assurée dans tous les scénarios	360
11.5.1	<i>Dans tous les cas de figure, des options identifiées pour assurer la sécurité d'approvisionnement</i>	360
11.5.2	<i>La sensibilité de la consommation de pointe à la température demeure le principal facteur de risque pour le système électrique</i>	360
11.5.3	<i>L'influence du nucléaire sur la sécurité d'approvisionnement : des analyses qui mettent l'accent sur les conditions techniques de prolongation des réacteurs</i>	364
11.5.4	<i>Une sécurité d'approvisionnement qui repose davantage sur l'éolien et le photovoltaïque</i>	366
11.5.5	<i>La nature du risque est modifiée sous l'effet des nouvelles structures de l'offre de production</i>	369
11.5.6	<i>Le développement des interconnexions renforce la sécurité d'approvisionnement de la France</i>	371
11.5.7	<i>Les prolongements identifiés en matière de sécurité d'approvisionnement</i>	372
11.6	Une évolution du mix marquée par une forte diversification	373
11.6.1	<i>Une diversification réelle du mix électrique français est possible avant 2035</i>	373
11.6.2	<i>Deux visions différentes sur l'influence croisée des trajectoires nucléaire et renouvelable</i>	375
11.6.3	<i>Dans certains scénarios, un espace économique supplémentaire pour les EnR</i>	376
11.6.4	<i>Des avènements très contrastés pour le parc thermique</i>	377
11.7	L'économie des scénarios : des premiers éléments pour prendre en compte les coûts et bénéfices des différentes options	379
11.7.1	<i>L'évaluation économique des scénarios de transition énergétique pose des questions de méthode</i>	379
11.7.2	<i>Le Bilan prévisionnel propose un cadre méthodologique dédié à l'évaluation économique des scénarios</i>	382
11.7.3	<i>Des messages communs sur les scénarios : la nécessité d'un investissement structurel dans le parc de production</i>	388
11.7.4	<i>Une analyse qui fait ressortir des tendances communes à tous les scénarios sur le plan économique</i>	394
11.7.5	<i>Les premiers résultats d'analyse économiques nécessitent d'être approfondis</i>	399
11.8	Les émissions de CO₂ du secteur électrique : une contribution européenne	404
11.8.1	<i>Des marges de manœuvre pour réduire les émissions du système électrique français</i>	404
11.8.2	<i>Les choix de politiques énergétiques de la France ont une influence réelle sur les performances de l'Europe en matière de réduction des émissions</i>	407
11.9	Le développement des flexibilités : une analyse basée sur les besoins du système et l'espace économique	410
11.9.1	<i>Les besoins de flexibilité pour le système électrique augmentent dans tous les scénarios</i>	410
11.9.2	<i>Les solutions pour répondre à ces besoins peuvent différer selon les scénarios</i>	414
11.10	Les prolongements et le programme de travail	420
11.10.1	<i>Les demandes de variantes</i>	420
11.10.2	<i>Les prolongements identifiés sur l'équilibre offre-demande</i>	420
11.10.3	<i>Les analyses sur le réseau</i>	421

INTRODUCTION

Le Bilan prévisionnel est une étude approfondie de l'évolution de la production et de la consommation d'électricité et des solutions permettant d'en assurer l'équilibre. Il est prévu par le Code de l'énergie, qui détaille ses objectifs et conditions d'élaboration.

Il constitue un document de référence permettant de faire le lien entre les décisions de court terme et les évolutions à long terme du système électrique.

Le législateur a confié la réalisation de cet exercice à RTE, entreprise de service public en charge de la gestion du système électrique et dont l'indépendance et la neutralité à l'égard des producteurs et des fournisseurs d'électricité sont garanties en vertu du droit européen et français.

L'édition 2017 couvre une période charnière. Pour rendre compte de l'ensemble du spectre des évolutions possibles, elle explore plusieurs scénarios d'évolution du mix électrique entre 2018 et 2035.

Plusieurs nouveautés ont donc été inaugurées dans sa construction :

- ▶ les hypothèses ont fait l'objet d'une consultation publique de toutes les parties prenantes intéressées (fournisseurs, producteurs, distributeurs d'électricité et de gaz, organisations professionnelles, ONG, *think tanks*, universitaires, institutions) ;
- ▶ la cohérence économique des scénarios a été renforcée ;
- ▶ les scénarios présentent des trajectoires détaillées permettant d'atteindre les configurations étudiées à horizon 2035.
- ▶ de nombreuses variantes ont été réalisées afin d'évaluer la sensibilité des résultats aux évolutions du contexte (par exemple au rythme de développement des énergies renouvelables).

Chaque scénario détaille ainsi l'évolution de la consommation et de la production d'électricité, des émissions de CO₂ du système électrique français et de leur impact sur les émissions du système électrique européen et les échanges d'électricité aux frontières françaises. Ils s'appuient sur un cadre économique qui complète l'analyse sur le fonctionnement physique du système électrique.

Toutes ces évolutions ont été motivées par la volonté d'ancrer l'exercice dans le débat public sur le futur du système électrique et de dresser un panorama large et crédible des évolutions possibles.

Des objectifs de transition énergétique précisés mais dont la réalisation est confrontée à des incertitudes importantes

Les objectifs actuels en matière de transition énergétique sont porteurs d'ambitions fortes : la neutralité carbone, la réduction de la consommation d'énergie et la diversification du mix électrique français. **Leur réalisation entraîne une modification du secteur électrique sans précédent depuis la réalisation du programme électronucléaire et touche l'ensemble de ses composantes :**

- ▶ sur le plan de la *consommation électrique*, une stabilité est observée depuis 2010 et semble constituer un point d'inflexion par rapport à la dynamique de croissance ayant prévalu depuis plusieurs décennies. Néanmoins, les perspectives d'électrification de certains secteurs – comme celui des transports avec le développement des véhicules électriques ou hybrides rechargeables – alimentent les débats sur l'avenir de la consommation électrique. **Des interrogations perdurent quant au poids de ces déterminants dans l'évolution de la consommation électrique au cours des prochaines années ;**

- ▶ sur le plan du *parc de production d'électricité*, les dernières années ont été le théâtre d'évolutions majeures – au premier rang desquelles le développement des énergies renouvelables et la fermeture de nombreuses centrales au fioul et au charbon. **Les évolutions à venir et leur séquençage temporel doivent s'appuyer sur une analyse robuste des marges de manœuvre afin de garantir la continuité de la qualité d'alimentation pour les consommateurs ;**
- ▶ sur le plan de *l'empreinte carbone*, la signature de l'accord de Paris et le Plan climat ont illustré la priorité donnée à une réduction des émissions de gaz à effet de serre. Les évolutions à venir s'inscriront ainsi, en France comme en Europe, dans cette dynamique. **Les conséquences de la diversification du mix de production électrique sur la performance de la France – et plus largement de l'Europe – en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre doivent donc être analysées afin de disposer d'une approche globale et cohérente ;**
- ▶ sur le plan de *l'économie*, les États européens sont tous confrontés à des questions relatives au financement de la transition énergétique. Cette question ne relève pas de la fiction : depuis plusieurs années, la pérennité de certaines installations de production utiles au système électrique – en France comme en Europe – n'est pas acquise et a conduit l'ensemble des États à réagir en introduisant des dispositifs visant à garantir leur maintien à des fins de sécurité d'approvisionnement. **La question du financement et de la rentabilité des investissements ne peut donc être occultée dans le cadre des travaux sur l'évolution du système électrique pour ne pas « compter » sur des unités de production qu'aucun acteur économique rationnel ne serait en mesure de développer ou de maintenir ;**
- ▶ sur le plan de la *solidarité européenne*, l'Europe de l'électricité est une réalité : les marchés européens conditionnent aujourd'hui l'utilisation effective des sources de production dans chaque pays, et garantissent ainsi que ce sont

les centrales les plus économiques qui fonctionnent en Europe. **Il n'est plus possible de considérer que le mix de production électrique est un sujet « exclusivement » national et la transition énergétique en France ne peut se faire sans prendre en compte les décisions ou discussions intervenant chez nos voisins.** Néanmoins, dans le cadre de la poursuite de la construction de l'Europe de l'électricité, la répartition des compétences entre la Commission européenne et les États membres concernant les futures évolutions du système électrique doit faire l'objet d'une attention spécifique. Le paquet « Énergie propre pour tous les Européens » constitue ainsi une échéance clé de discussions sur cette question ;

- ▶ sur le plan de *l'innovation technologique*, de nombreux champs de recherche ou de démonstration sont ouverts sans que leur passage au stade industriel ne puisse être tenu pour acquis. L'engouement autour des innovations dans le secteur électrique reflète l'importance des enjeux. **L'évolution de l'offre technologique doit être considérée avec attention pour éviter de « figer » le système électrique de demain dans les technologies d'aujourd'hui**, tout en conservant une prudence sur l'arrivée à maturité technologique de certaines solutions.

L'ensemble de ces éléments sont autant d'enjeux qui ont été discutés au cours de la concertation et intégrés dans les différents scénarios du Bilan prévisionnel.

De nouveaux scénarios centrés sur la diversification du mix électrique

L'exercice de RTE diffère de la majorité des exercices prospectifs dans la mesure où il doit étudier plusieurs scénarios de manière approfondie et présenter une vision contrastée de l'évolution du système électrique.

Il n'y a donc pas « un » scénario RTE mais plusieurs scénarios ; il n'y a pas « un » résultat ou un « chemin » à suivre mais plusieurs options et jalons.

Chaque scénario ne représente pas une voie unique : les variantes, intégrées pour la première fois dans cette édition, reflètent les incertitudes et mettent en évidence la sensibilité des résultats présentés à la variation de certains paramètres (comme l'évolution du prix du CO₂ ou le rythme de développement des énergies renouvelables).

Toutes les analyses intègrent le principe d'une diversification du mix électrique : il s'agit de l'hypothèse centrale ayant prévalu lors de la construction du Bilan prévisionnel 2017.

2018-2022 : les analyses visent à identifier les possibilités d'action sur le mix électrique au regard des objectifs définis ou annoncés par les pouvoirs publics.

Les travaux sont centrés sur la fermeture des centrales thermiques au charbon et la fermeture des premiers réacteurs nucléaires après 40 années de fonctionnement¹. Ils intègrent notamment une analyse de la dépendance mutuelle entre la mise en œuvre de ces mesures et le développement des énergies renouvelables ou l'évolution de la consommation électrique.

La question de la prolongation des réacteurs nucléaires après 40 années de fonctionnement est également étudiée pour être en mesure d'appréhender l'impact d'éventuelles visites décennales «longues» sur l'équilibre du système électrique. Les conclusions de l'Autorité de sûreté nucléaire sur la prolongation des réacteurs pourront conduire à revisiter ces analyses.

2022-2035 : cinq scénarios ont été étudiés pour dessiner des options de transition énergétique différentes sur les énergies renouvelables, le nucléaire, le bilan carbone, ou encore le rôle des nouvelles technologies ou des moyens de production au gaz. Ils présentent les conditions devant être respectées pour mettre en œuvre un objectif donné (50% de nucléaire dans la production d'électricité en 2025, déclassement technique du nucléaire, etc.) : **il n'y a pas d'impossibilité dans la réalisation de ces scénarios.**

Le scénario *Ohm* décrit l'éventail des solutions devant être mises en œuvre à date pour respecter le cadre législatif défini par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte à l'horizon 2025. Dans tous les cas de figure étudiés, les analyses identifient les principaux enjeux en matière d'émissions de CO₂, d'évolutions du parc de production nucléaire et des besoins de nouveaux moyens (renouvelables et thermiques).

Les quatre autres scénarios portent sur les années 2025, 2030 et 2035. Ils considèrent comme acquise la fermeture des centrales au charbon et l'impossibilité d'en construire de nouvelles.

Dans le scénario *Ampère*, **la diminution de la part du nucléaire dans la production d'électricité s'effectue sans recours à des nouveaux moyens thermiques.** Certains réacteurs peuvent être arrêtés après 40 années de fonctionnement si le développement des énergies renouvelables est suffisant pour permettre un même niveau de production d'électricité tout en respectant la sécurité d'approvisionnement. Ce scénario permet d'identifier à quelle date l'objectif des 50% de nucléaire dans la production d'électricité peut être atteint dans un contexte de fort développement des énergies renouvelables. Une fois atteint l'objectif des 50%, le déclassement des réacteurs s'arrête.

Dans le scénario *Hertz*, la diversification du mix électrique s'effectue dans un contexte de développement moins rapide des filières renouvelables en s'appuyant sur de nouveaux moyens de production thermiques. Cette évolution est étudiée à l'aune du respect d'un plafond d'émissions de CO₂ pour ne pas dégrader la performance environnementale du parc électrique français. **Ce scénario permet d'étudier la place de la filière thermique pour atteindre l'objectif des 50%** de nucléaire dans la production d'électricité. Comme dans le scénario *Ampère*, le déclassement des réacteurs s'achève une fois l'objectif des 50% atteint.

Dans le scénario *Volt*, **le développement des énergies renouvelables s'accélère par rapport à la**

1. Les 40 années de fonctionnement sont entendues dans ce document comme la date théorique pour la quatrième visite décennale des réacteurs nucléaires.

situation actuelle, et la part du nucléaire dans le mix évolue en fonction des opportunités économiques. Ce scénario permet d'étudier une logique de diversification du mix électrique basée sur la rentabilité économique du parc de production français, en intégrant les débouchés effectifs sur les marchés de l'électricité européens pour la production française «à bas coûts» (c'est-à-dire pour la production à partir d'énergies renouvelables ou nucléaire, compétitive dans les marchés européens de l'électricité).

Dans le scénario *Watt*, **les réacteurs nucléaires sont arrêtés sur un critère de déclassement technique** (pas de prolongation d'autorisation d'exploitation au-delà de 40 ans – hypothèse initiale de fonctionnement prévue lors de la conception de certains matériels et équipements des réacteurs), et le développement des énergies renouvelables est piloté selon une trajectoire volontariste. Ce scénario permet d'évaluer les conséquences d'une situation dans laquelle la France devrait se passer très rapidement de réacteurs nucléaires, pose la question des technologies disponibles pour assurer la transition, et permet d'étudier un mix comportant une très forte pénétration des énergies renouvelables.

Les nouveaux scénarios sont chacun basés sur des principes de construction différents et étudient des avènements contrastés. Ils ont comme point commun d'être tous consacrés à l'étude de la transition énergétique en respectant les directions fixées par les pouvoirs publics :

- ▶ **tous les scénarios conduisent à une réduction de la part du nucléaire, et quatre scénarios sur cinq permettent d'atteindre 50% pour la part du nucléaire entre 2025 et 2035 ;**
- ▶ **les quatre scénarios portant sur la période 2025-2035 permettent d'atteindre au moins 40% pour la part des énergies renouvelables sur cette période ;**

- ▶ **deux scénarios portent la part des énergies renouvelables à 50% de la production (en 2030 ou 2035) ;**

- ▶ **un scénario permet d'étudier une configuration où 70% de la production d'électricité est assurée par les énergies renouvelables en 2035.**

Des scénarios construits sur un socle économique cohérent et dont la robustesse est évaluée grâce à de nombreuses variantes

Chaque scénario se caractérise par un jeu de six paramètres clés ; ils ont fait l'objet de débats avec les parties prenantes dans le cadre de la concertation réalisée sur le Bilan prévisionnel et portent sur les différentes trajectoires d'évolution retenues pour :

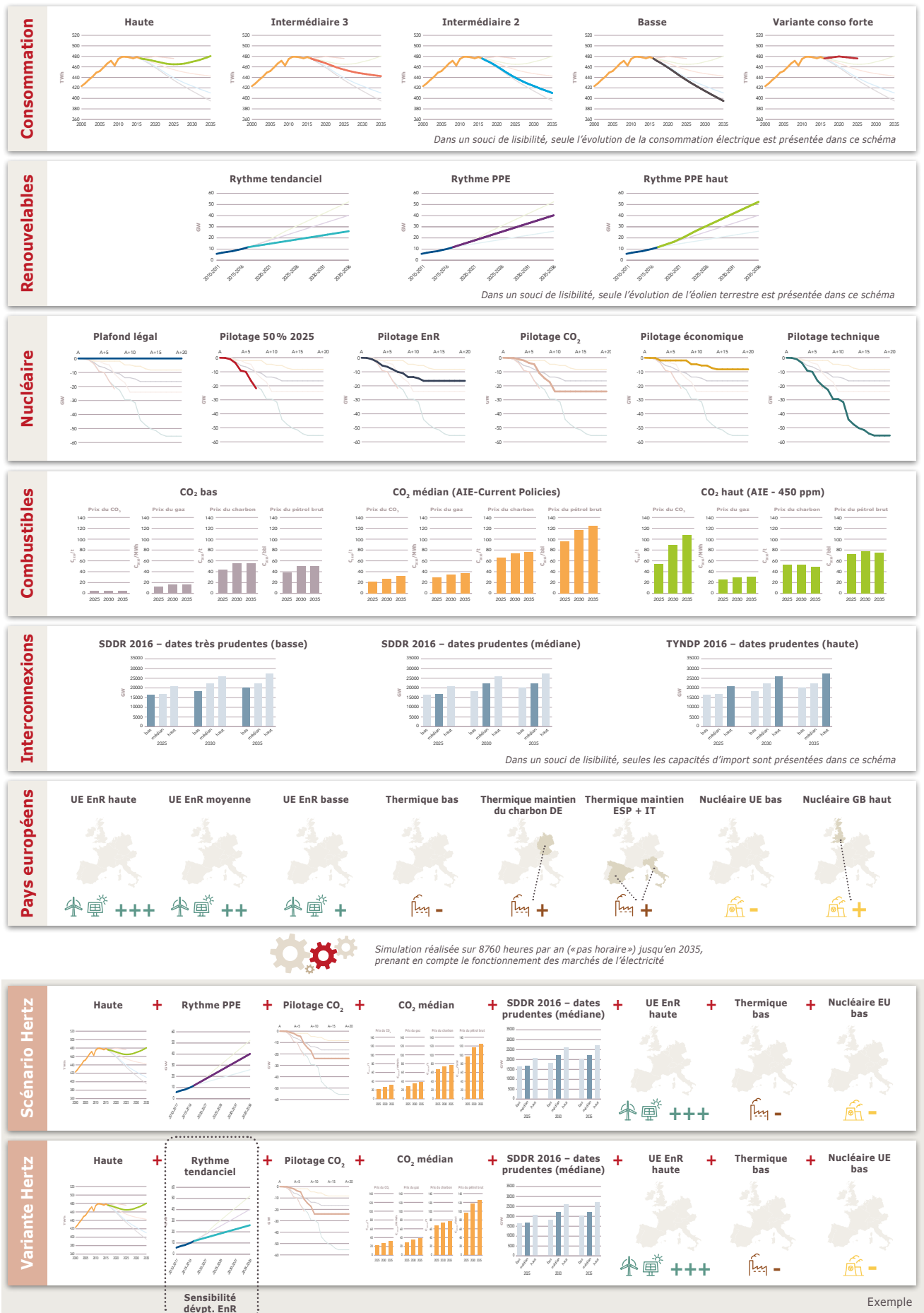
- ▶ la consommation d'électricité en France ;
- ▶ les filières de production d'électricité ou de flexibilité en France ;
- ▶ les prix des combustibles et du CO₂ ;
- ▶ les capacités d'interconnexion entre la France et ses voisins² ;
- ▶ les évolutions de la consommation et des mix de production étrangers³.

Parmi ces paramètres clés, la consommation d'électricité possède un statut particulier : **les trajectoires utilisées pour l'élaboration des scénarios constituent un résultat du Bilan prévisionnel, et non une hypothèse.** Ces trajectoires de consommation sont évaluées en énergie annuelle et déclinées pour chacune des 8760 heures de l'année pour chacune des 200 chroniques de température issues du référentiel climatique utilisée dans le Bilan prévisionnel. Elles sont elles-mêmes basées sur des hypothèses spécifiques (diffusion de l'efficacité énergétique, politiques publiques sur la rénovation des bâtiments, transferts d'usage, etc.) qui ont fait l'objet d'une partie dédiée de la consultation publique.

2. Les soldes d'échanges peuvent être différents par rapport à la situation actuelle grâce au développement des interconnexions. Ainsi, il est difficile de comparer les résultats du système électrique de 2035 avec le système électrique de 2015 car les infrastructures sont très différentes.

3. Les échanges d'électricité ne correspondent pas à des hypothèses d'entrée des simulations mais à des résultats. Dans le cadre d'un marché de l'électricité européen, le parc de production d'électricité français peut être plus ou moins compétitif par rapport aux parcs de production des pays voisins. Ceci a un impact direct sur les résultats en matière d'imports/exports d'électricité. En d'autres termes, le système électrique français n'est pas supposé «exportateur» dans l'analyse : il n'est exportateur que s'il est compétitif au niveau européen.

Figure I.1 Construction des jeux de paramètres des scénarios et de leurs variantes



En particulier, chaque scénario est construit autour d'une combinaison « consommation électrique – production renouvelable – production nucléaire »

Pour tous les scénarios :

- ▶ **un cas de base est défini.** Il est réalisé selon un principe de cohérence macroéconomique entre tous les paramètres clés. Par exemple, l'efficacité énergétique est plus forte dans un contexte de PIB important, ou le rythme de développement des énergies renouvelables est plus soutenu dans un contexte de prix élevé du CO₂ ;
- ▶ **des variantes sont établies.** Elles permettent de faire varier les paramètres clés (individuellement ou simultanément) pour analyser la robustesse des résultats présentés dans le cas de base et identifier les points d'équilibre ou de rupture. Par exemple, elles mettent en évidence la sensibilité des résultats présentés au développement des interconnexions entre la France et ses voisins, aux évolutions des parcs de production en Europe⁴ ou à une évolution des prix des combustibles. La sélection des variantes a été réalisée pour correspondre aux enjeux du débat public et aux questions posées dans le cadre de la consultation publique. Pour les scénarios réalisés à l'horizon 2035, une variante a été réalisée pour garantir la comparaison des scénarios. Ainsi, ces variantes sont assises sur la même trajectoire de consommation, les mêmes prix du CO₂ et des combustibles et le même développement des interconnexions.

Les jeux de paramètres clés pour un scénario (cas de base et variantes) sont définis en amont des simulations.

Les simulations portent sur le fonctionnement du système électrique «au pas horaire», c'est-à-dire 8760 heures par an : elles permettent d'identifier les moyens de production ou de flexibilité supplémentaires (centrales au gaz, effacements de consommation, stockage, énergies renouvelables développées au-delà des données «d'entrée») devant être intégrés pour assurer l'équilibre entre production et

consommation et respecter le critère de sécurité d'approvisionnement défini par les pouvoirs publics.

Les résultats sont obtenus sur la base :

- ▶ d'un bouclage *physique* : il s'agit de vérifier que le système électrique peut effectivement fonctionner et garantir la sécurité d'alimentation, qui est évaluée sur chaque heure de l'année en testant à chaque fois 1000 combinaisons d'aléas. Ceci permet d'étudier l'impact d'une journée froide, sans vent, d'une faible disponibilité de la ressource hydraulique, d'une faible disponibilité du parc nucléaire, etc. ;
- ▶ d'un bouclage *économique* : il s'agit de vérifier que les moyens de production ou de flexibilité supplémentaires identifiés dans le scénario trouvent une rentabilité sur les marchés de l'électricité, afin de ne «compter» que sur des unités de production dans lesquelles les acteurs économiques sont effectivement susceptibles d'investir. Cela nécessite de simuler le fonctionnement des marchés de l'électricité européens et de prendre en compte les évolutions des parcs de production européens.

À l'issue du travail de simulations, les résultats sont analysés pour :

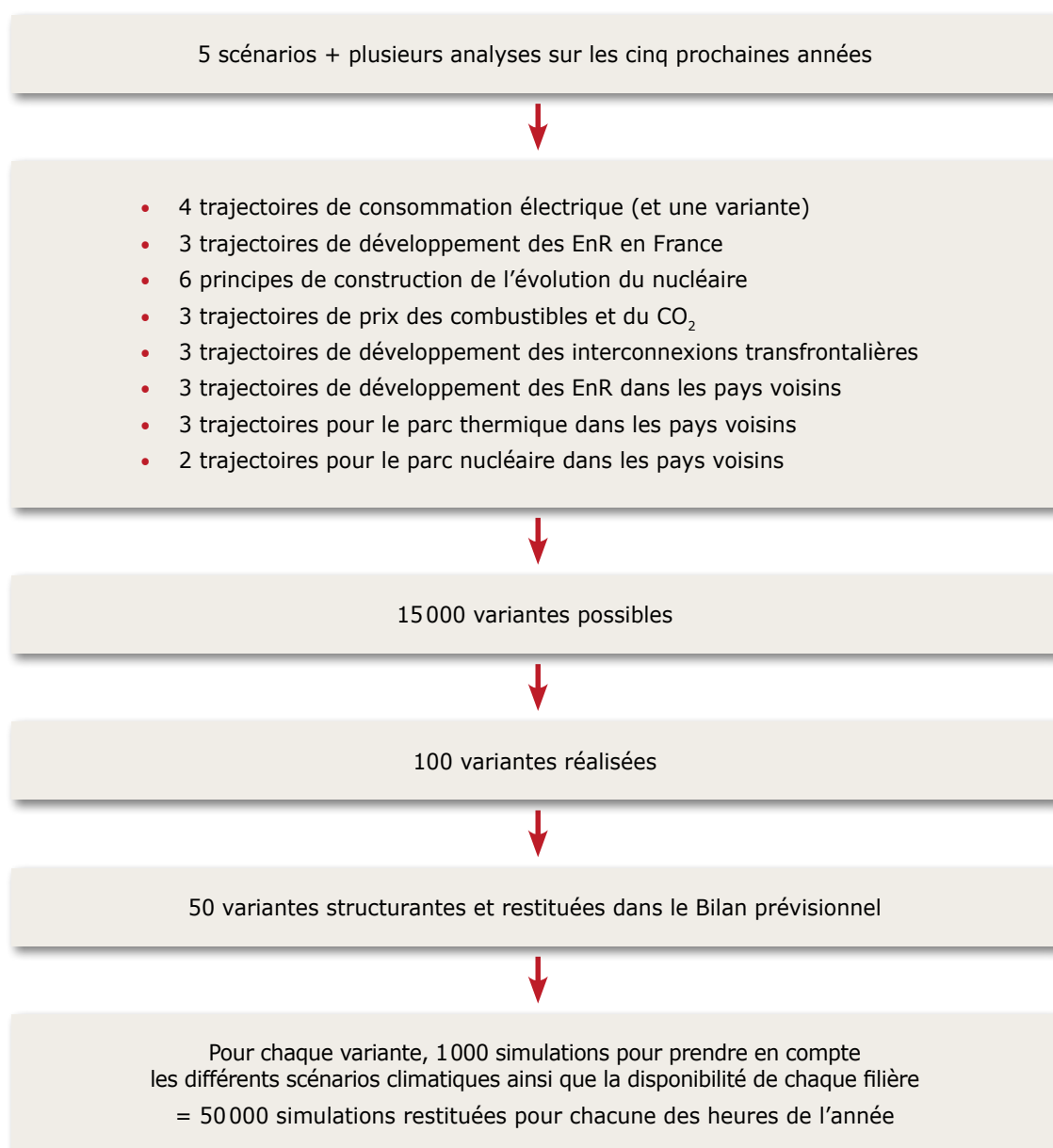
- ▶ donner une vision de l'évolution du mix de production (dans le cas de base et dans les variantes afin d'identifier les points de bascule) ;
- ▶ disposer d'un éclairage sur les conditions de fonctionnement du système électrique. À titre d'exemple, la France est aujourd'hui très sensible aux vagues de froid hivernales. Dans un mix de production électrique composé majoritairement d'énergies renouvelables, les situations de risque se nuancent. Ce sont ces points qui sont évalués et présentés dans le Bilan prévisionnel ;
- ▶ évaluer la pertinence économique des scénarios et des variantes. À titre d'exemple, les variantes permettent d'identifier si la trajectoire d'interconnexion retenue dans le «cas de base» est cohérente du point de vue économique et si elle constitue un élément important d'investissement dans le système électrique. L'influence des différents paramètres sur les prix de l'énergie (au sens des marchés européens de l'électricité) est également évaluée.

4. Dans le Bilan prévisionnel, onze pays sont modélisés en plus de la France.

Une sélection des variantes restituées dans le Bilan prévisionnel

Le travail de recensement des variantes a conduit à identifier 15 000 variantes possibles. RTE a étudié une centaine de variantes pour établir les scénarios, et restitue des résultats issus des 50 variantes les plus structurantes dans ce document.

Dans le cadre de la concertation sur le Bilan prévisionnel, RTE a indiqué qu'il était possible de poursuivre le travail d'analyse des variantes en 2018 ; cet exercice d'approfondissement pourra également s'intégrer dans le cadre des réflexions ouvertes par le Gouvernement sur la prochaine Programmation pluriannuelle de l'énergie et qui se poursuivront au cours de l'année 2018.



Un document de référence permettant de comprendre la méthodologie de construction des scénarios et d'en présenter une analyse précise et détaillée

Dans la continuité de la consultation publique et afin de partager de manière transparente sur les hypothèses retenues dans le contexte de cet exercice, la première partie du Bilan prévisionnel est consacrée à la présentation des hypothèses et des trajectoires retenues pour les six paramètres clés permettant de construire les scénarios (cas de base et variantes) :

- ▶ l'évolution de la consommation électrique (en énergie annuelle, pour les appels de puissance lors des pointes hivernales, et sous la forme de courbes de charge journalières types) est décrite au chapitre 1 ;
- ▶ les différentes trajectoires retenues pour les filières de production d'électricité (renouvelables, nucléaire, charbon, fioul, gaz), les filières dites de flexibilité (effacements, stockage, etc.) sont présentées au chapitre 2 ;
- ▶ l'évolution du prix des combustibles et du CO₂ et le choix des trajectoires retenues sont détaillées au chapitre 2 ;
- ▶ le développement des interconnexions retenu dans le cadre du Bilan prévisionnel est décrit dans le chapitre 3 et mis en perspective par rapport aux exercices de planification français et européen ;
- ▶ l'évolution des mix de production et de la consommation d'électricité dans les pays étrangers est également présentée au chapitre 3. Comme pour les interconnexions, les hypothèses sont mises en perspective avec les exercices européens ou les exercices publics de planification existants dans ces pays (notamment en Allemagne et en Grande-Bretagne).

Des annexes seront également publiées pour permettre de préciser certaines données.

Par ailleurs, la méthodologie et le fonctionnement du modèle utilisé pour construire les scénarios font également l'objet d'une présentation au chapitre 2, notamment sur le volet économique qui correspond à une nouveauté de cet exercice par rapport aux publications précédentes de RTE.

L'ensemble de ces éléments pose le cadre méthodologique retenu pour le Bilan prévisionnel et correspond donc à la première partie de l'étude.

La seconde partie du Bilan prévisionnel décrit les résultats des analyses de risque réalisées sur l'horizon 2018-2022 (chapitre 4) et du scénario *Ohm*, sur l'horizon 2025 (*chapitre 5*). En effet, ces simulations portent sur des horizons de temps proches, qui conduisent à soulever le même type de question en matière de sécurité d'approvisionnement.

Une troisième partie décrit enfin les résultats des scénarios *Ampère*, *Hertz*, *Volt* et *Watt*, correspondant aux chapitres 6 à 9. Pour chacun des scénarios, l'évolution du parc de production et de flexibilités est décrite et complétée par une analyse économique et une analyse en matière de sécurité d'approvisionnement. Les impacts en matière d'évolution de l'empreinte carbone du système électrique sont également intégrés.

Le chapitre 10 est dédié aux résultats correspondant à l'autoconsommation, dans la mesure où il s'agit d'une nouveauté dans les résultats de l'analyse effectuée par RTE dans le Bilan prévisionnel. Cette partie s'attache ensuite à dépasser l'analyse « scénario par scénario ».

Une analyse croisée des différents scénarios est effectuée pour mettre en évidence les solutions communes aux différents scénarios et réaliser une comparaison des résultats obtenus du point de vue économique, environnemental (au sens de l'empreinte carbone) et du point de vue de la sécurité d'approvisionnement. Cette analyse croisée est présentée au chapitre 11.

La publication du Bilan prévisionnel ne met pas fin aux travaux sur les scénarios

Sur la base de cette publication, des approfondissements seront réalisés en s'appuyant sur les échanges avec les parties prenantes dans le cadre du processus de concertation.

La dynamique amorcée pour cet exercice du Bilan prévisionnel continuera donc de s'enrichir :

- ▶ les scénarios pourront être complétés de nouvelles variantes en fonction des différentes inflexions publiques, notamment dans le cadre du débat sur la PPE, et des demandes des parties prenantes ;
- ▶ dans la logique du travail réalisé sur l'auto-consommation, un travail spécifique sera mené avec les territoires qui le souhaitent, pour adapter l'outil que constitue le Bilan prévisionnel à leurs enjeux, notamment dans le cadre de l'élaboration des schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET). Les variantes peuvent ainsi constituer un socle utile pour l'aide à la décision ;
- ▶ des pistes de réflexion sont listées à différentes reprises dans le document, et résumées dans sa dernière partie. Elles feront l'objet d'études approfondies dès l'année 2018.

1. LA CONSOMMATION ÉLECTRIQUE : DES PERSPECTIVES ORIENTÉES À LA BAISSÉ SOUS RÉSERVE QUE LES LEVIERS D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE SOIENT EFFECTIVEMENT ACTIONNÉS

Pour la première fois, l'ensemble des trajectoires de consommation d'électricité à long terme du Bilan prévisionnel sont stables ou orientées à la baisse.

Au-delà de l'évolution mécanique de la consommation directement attribuable à la croissance démographique ou économique, la transition énergétique conduit dans le futur à deux types d'effets sur la consommation d'électricité :

- ▶ elle accélère la **diffusion de l'efficacité énergétique** et entraîne une diminution de la consommation électrique à usages inchangés ;
- ▶ elle implique des **transferts d'usage** vers l'électricité, très largement décarbonée en France, et conduit ainsi à des effets haussiers.

Les analyses de RTE montrent que les effets baissiers engendrés par l'efficacité énergétique – via des réglementations et l'amélioration continue de la performance des équipements – peuvent égaler ou dépasser les effets haussiers associés aux transferts d'usage. Cette conclusion concerne davantage les secteurs résidentiel et tertiaire, qui concentrent l'essentiel des gisements d'économie d'énergie.

Pour rendre compte de l'ensemble des déterminants de la demande, l'analyse de RTE identifie quatre régimes d'évolution de la consommation annuelle, des pointes de consommation et des profils de charge journaliers et saisonniers. Les trajectoires constituent des futurs possibles et cohérents : aucune n'est plus probable qu'une autre, toutes obéissent à une logique propre au niveau macroéconomique et en matière de politiques publiques. Notamment, les trajectoires haute et basse ne sont pas des encadrants.

Les pointes de consommation hivernales, très dépendantes de la température, constituent une caractéristique majeure de la demande électrique en France, aujourd'hui et dans les prochaines années. Comme pour l'énergie, les perspectives d'appels de puissance lors des pointes sont stables ou orientées à la baisse. Ceci n'implique pas l'abandon de toute vigilance sur la maîtrise de la pointe. À l'avenir, des épisodes de forts appels de puissance durant des vagues de froid pourront toujours intervenir, même si leur fréquence devrait diminuer. Ceci interroge sur la façon dont la collectivité souhaitera se prémunir contre ces événements extrêmes mais rares.

Enfin, les caractéristiques du profil de la demande évoluent en fonction de l'évolution des profils de consommation et de l'apparition de nouveaux usages, tels les véhicules électriques ou hybrides rechargeables. Certaines de ces évolutions vont dans le sens d'une plus grande facilité à maintenir l'équilibre du système (résorption de l'éclairage lors des pointes hivernales) ou sont naturellement compatibles avec l'évolution de l'offre (augmentation des besoins liés à la climatisation le jour en été, au moment où les panneaux photovoltaïques produisent). D'autres, comme le développement de l'électromobilité, soulèvent des enjeux spécifiques liés au pilotage de la recharge. Dans l'ensemble, l'intégration d'un grand nombre de véhicules électriques apparaît possible y compris selon la trajectoire la plus ambitieuse résultant du Plan climat, dès lors que la réflexion sur ce déploiement prend effectivement en compte les besoins du système électrique.

1.1 Après des décennies de croissance soutenue, la consommation électrique a atteint un point d'inflexion

1.1.1 La demande d'électricité est globalement stable depuis 2010

Les objectifs dont s'est dotée la France dans le cadre de la loi de transition énergétique pour la croissance verte portent sur la réduction de la consommation énergétique finale (avec un objectif de -50% en 2050 et de -20% en 2030 par rapport à la référence 2012) et sur la réduction de la consommation énergétique primaire des énergies fossiles (avec un objectif de -30% en 2030 par rapport à 2012). Depuis plusieurs années, la consommation finale d'énergie en France s'est infléchie et s'oriente à la baisse (cf. figure 1.1), sous l'effet notamment des politiques d'amélioration de l'efficacité énergétique.

L'électricité constitue l'un des vecteurs énergétiques et n'est pas soumise à un objectif propre en matière d'évolution de la consommation. Au cours des décennies passées, sa part dans la consommation d'énergie finale n'a cessé de croître : elle couvre aujourd'hui un quart environ des besoins énergétiques, contre 14% environ au début des années 1980. Cette électrification de l'économie s'explique essentiellement par d'importants transferts d'usage (essor d'usages thermiques de l'électricité) et l'évolution des modes de vie et des technologies.

Malgré son poids relatif croissant dans la demande énergétique finale, la consommation d'électricité¹ corrigée des aléas (cf. encadré) est entrée dans une phase de relative stabilité depuis le tournant des années 2010. Cette tendance s'inscrit dans la continuité du ralentissement progressif de la croissance de la demande observé depuis plusieurs décennies : le taux de croissance annuel moyen par décennie, de 7% à 8% dans les années 1950 et 1960, s'est

Figure 1.1 Consommation finale d'énergie – France métropolitaine

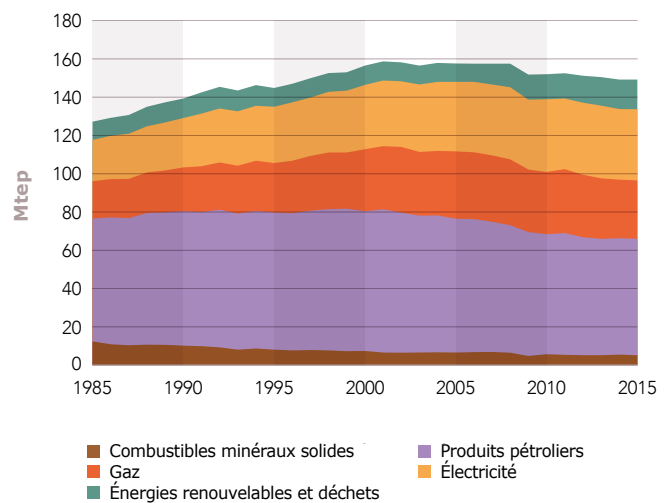
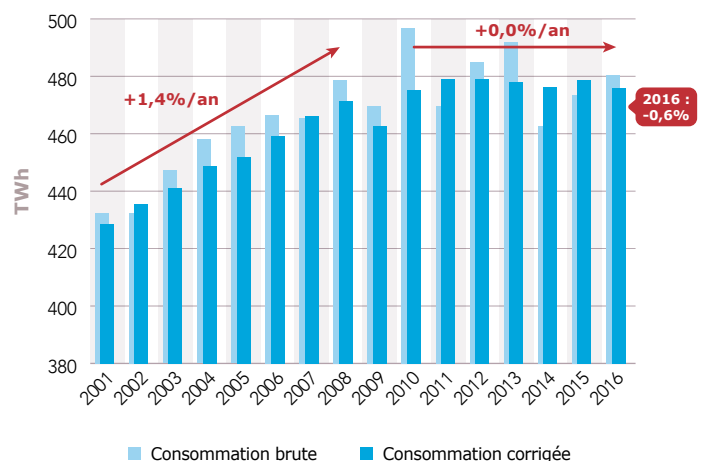


Figure 1.2 Consommation électrique en France continentale – hors activité d'enrichissement d'uranium



1. La consommation électrique considérée dans ce document concerne la France continentale, en incluant les pertes de transport et de distribution mais en excluant les consommations de pompage des stations de transfert d'énergie par pompage et celles des auxiliaires des centrales de production. Elle diffère des données du Bilan électrique de RTE qui intègrent la Corse et affichent des consommations hors soutirages du secteur de l'énergie sur le réseau public de transport.

progressivement réduit pour s'établir à un niveau nul depuis 2010. L'année 2016 a d'ailleurs vu une baisse de la demande d'électricité (-0,6% par rapport à 2015 en données corrigées) qui, pour la première fois, a concerné l'ensemble des grands secteurs de consommation, y compris les secteurs résidentiel et tertiaire (cf. figure 1.2).

Figure 1.3 Courbes de charge journalières autour de la vague de froid de février 2012

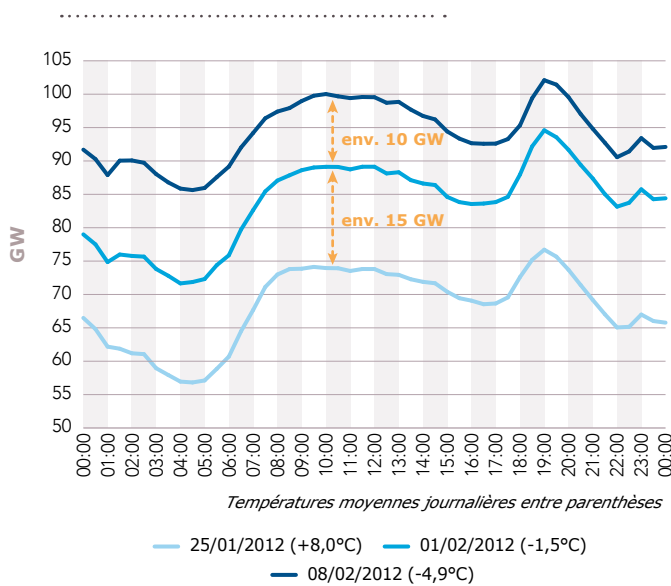
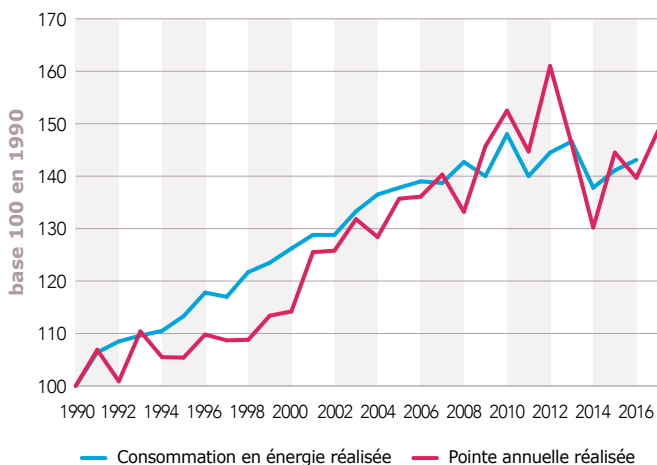


Figure 1.4 Comparaison de l'évolution de la consommation en énergie et des pointes de consommation annuelles - base 100 en 1990



Cette tendance s'explique majoritairement par :

- ▶ une diffusion et un renforcement des actions d'efficacité énergétique au sein des bâtiments et sur les performances des équipements générant une baisse de consommation pour satisfaire la même utilisation ;
- ▶ un ralentissement tendanciel de la croissance économique et de la croissance démographique depuis plusieurs décennies ;
- ▶ l'évolution structurelle de l'activité économique qui tend à se tertiariser, les services étant moins consommateurs d'électricité que le secteur industriel à niveau de production équivalent².

1.1.2 La croissance rapide des pointes de consommation semble désormais stoppée

L'évolution de la **puissance** maximale annuelle atteinte a historiquement suivi la croissance annuelle de la consommation en énergie. Cependant, une forte **volatilité de la pointe** liée aux aléas de température est apparue à la fin des années 1970 avec le développement massif du **chauffage électrique**. Lors d'une vague de froid intense, les besoins de chauffe peuvent être beaucoup plus importants et contribuer à une augmentation significative de la puissance appelée.

Le système électrique français est ainsi particulièrement sollicité pendant les périodes de grand froid et la consommation peut varier sensiblement. Le pic historique de consommation a été enregistré le 8 février 2012 lors de la pointe du soir. Durant cette journée, le creux de nuit a atteint le même niveau que la consommation observée le matin de la semaine précédente, et était bien supérieur à la pointe du soir de la semaine encore antérieure (cf. figure 1.3).

Après une période de forte augmentation durant la décennie 2000-2010 (avec une croissance deux fois plus rapide que celle de la demande en énergie), liée à un marché du chauffage électrique très dynamique, la pointe de consommation a depuis tendance à stagner (cf. figure 1.4). Depuis 2010, la rigueur de l'hiver d'une année sur l'autre a un

2. La production d'une unité de valeur ajoutée nécessite quatre à cinq fois moins d'électricité dans le tertiaire que dans l'industrie.

PRÉVISION EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE : UNE MÉTHODOLOGIE ROBUSTE ET ÉPROUVÉE

Prévision en énergie annuelle

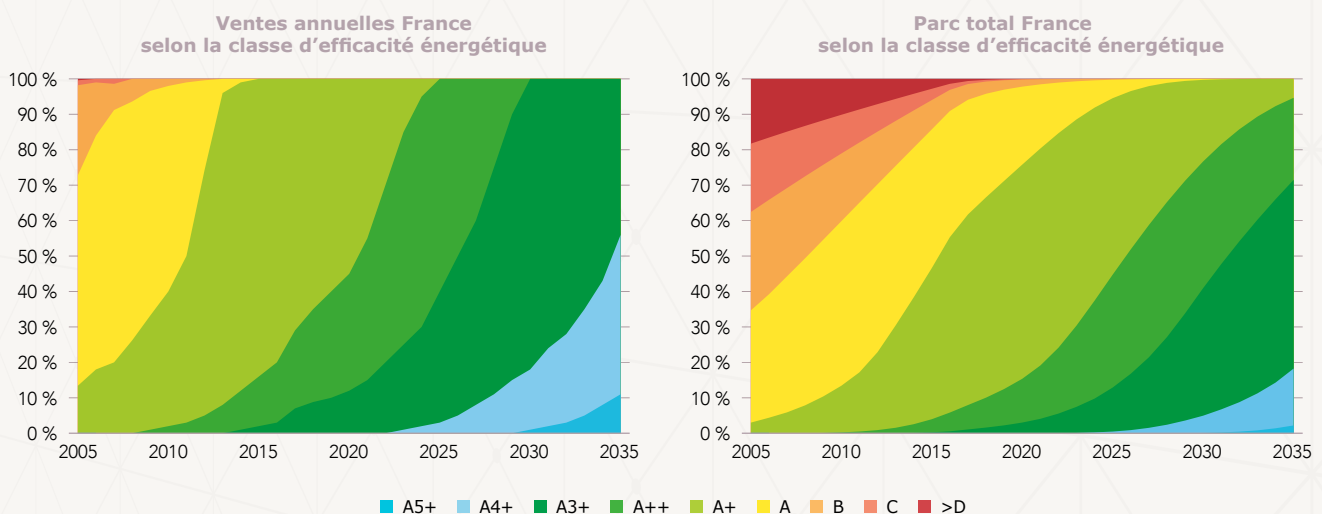
Pour apprécier les perspectives présentées sur l'évolution de la consommation, les analyses portent sur une demande électrique corrigée des **aléas**. Ceci permet de mettre l'accent sur les évolutions structurelles en faisant reposer la comparaison sur un périmètre et des conditions homogènes.

La consommation pouvant fluctuer fortement selon les conditions climatiques hivernales et – dans une moindre mesure – estivales, une **correction climatique** est nécessaire. Celle-ci s'appuie sur une analyse statistique des appels de consommation et des températures réalisées au pas horaire. Elle permet d'estimer quelle aurait été la consommation à conditions climatiques de référence. Les températures de référence sont établies par Météo-France. Basées sur les températures horaires moyennes observées pour chaque jour de l'année au cours des trois dernières décennies, elles sont redressées de la dérive climatique pour être représentatives du climat de la décennie en cours.

La démarche retenue pour les prévisions de consommation en énergie annuelle est une approche analytique par empilement (ou « *bottom-up* »). Elle consiste à découper la consommation d'électricité en secteurs d'activité. Chaque secteur est décomposé en branches ou usages. La consommation d'énergie de ces branches ou usages est estimée par le produit de variables « extensives » (quantités produites, surfaces chauffées, taux d'équipement par logement, etc.) et « intensives » (consommations unitaires par unité produite, par m², par logement, etc.). Les consommations ainsi obtenues sont ensuite agrégées pour chaque secteur.

Les hypothèses d'évolution de ces variables sont fondées sur une veille technologique et réglementaire approfondie, des études externes ou commanditées par RTE. Elles ont été présentées aux parties prenantes du débat et ont fait l'objet d'une consultation publique au printemps 2017, à l'issue de laquelle RTE a présenté les évolutions apportées par rapport à ses propositions initiales.

Figure 1.5 Modèle de diffusion du progrès technique – exemple des réfrigérateurs



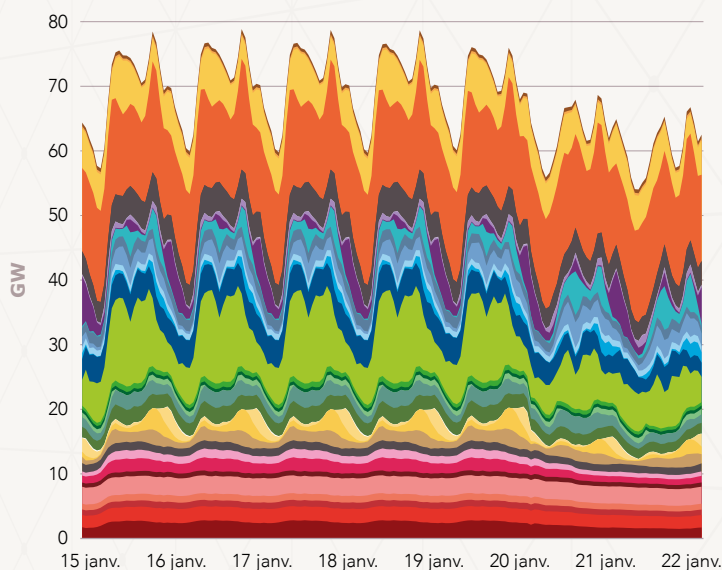
La diffusion du progrès technique est simulée dans les prévisions au travers de modèles de parc, qui permettent une représentation réaliste et crédible de la dynamique de pénétration des matériels performants (cf. figure 1.5).

Prévision en appels de puissance horaires

Les prévisions de consommation en puissance sont également basées sur une approche par empilement.

À chaque branche ou usage non thermosensible ayant fait l'objet de prévisions en énergie est associé un profil de courbe de charge au pas horaire. Une grande partie des profils sont issus de mesures en conditions réelles : comptages de RTE pour les branches

Figure 1.6 Exemple de modélisation par empilement d'une courbe de charge hebdomadaire



industrielles raccordées au réseau de transport, campagnes de mesures pour certains usages résidentiels ou tertiaires, etc. Les profils des usages nouveaux pour lesquels peu de mesures sont disponibles font l'objet de modélisations.

Les profils des usages sensibles à l'aléa climatique (chauffage et climatisation) sont générés à partir de 200 chroniques de températures. Celles-ci sont issues d'un référentiel, intégrant le **réchauffement climatique**, élaboré par Météo-France à l'aide du modèle ARPEGE-Climat, et permettent de disposer d'un grand nombre de réalisations annuelles possibles du climat actuel.

À partir de la consommation en énergie annuelle de l'usage ou branche considéré et de son profil, RTE détermine la courbe de charge prévisionnelle de cet usage ou branche pour l'année étudiée. Les consommations en puissance ainsi obtenues sont ensuite agrégées pour obtenir une courbe de charge France au pas horaire et déformable selon chaque chronique climatique (cf. figure 1.6).

L'indicateur de la « **pointe à une chance sur dix** » illustre un niveau de fortes puissances susceptibles d'être atteintes au cours des prochaines années : il s'agit du niveau de puissance qui a une chance sur dix d'être dépassé au moins une heure au cours d'un hiver. Il est estimé à partir des courbes de charges horaires établies pour les 200 chroniques du référentiel de températures : dans une première étape, on retient le maximum annuel en puissance de chacune d'elles ; puis, parmi ces maxima, celui qui se situe au neuvième décile de la distribution.

(cf. encadré), visent à élaborer **plusieurs trajectoires possibles de la consommation d'électricité en France**. Elles ont pour cet exercice fait l'objet d'une **large concertation des acteurs** dans le but de partager et de rendre les hypothèses plus robustes.

1.2 La révision des trajectoires de consommation la plus importante depuis la création du Bilan prévisionnel

1.2.1 Analyse en énergie : quatre régimes de consommation qui dessinent des perspectives stables à fortement baissières

Une nouvelle logique de construction

L'approche retenue dans le Bilan prévisionnel 2017 est basée sur un **renforcement de la cohérence économique** des scénarios dans le croisement des hypothèses. Ainsi, une plus forte amélioration de l'efficacité énergétique sera combinée avec une activité économique plus soutenue : en effet, une croissance du PIB durablement plus élevée devrait se traduire par plus d'investissements dans l'appareil productif et par de meilleures capacités de financement – direct ou indirect – pour les actions d'efficacité énergétique. *A contrario*, la trajectoire prévoyant la croissance la plus faible est également celle dans laquelle l'efficacité énergétique est considérée comme la moins élevée.

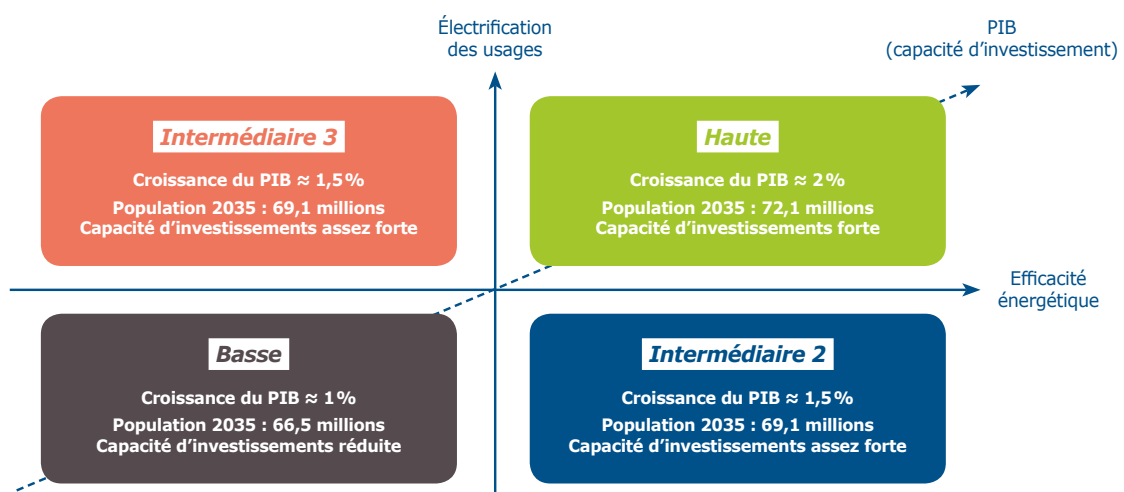
Plusieurs études soulignent l'impact potentiel largement positif des politiques d'efficacité

énergétique sur la croissance économique et sur l'emploi. De fait, un cercle vertueux est à même de se mettre en œuvre : la croissance permet d'investir dans l'efficacité énergétique et, dans le même temps, l'efficacité énergétique permet d'obtenir davantage de croissance par l'investissement généré mais également par le revenu libéré ou la compétitivité apportée par une moindre consommation énergétique.

Cette nouvelle logique a été très largement soutenue par les parties prenantes lors de la consultation publique menée en avril 2017.

La nouvelle approche est, par ailleurs, **basée sur la mise en avant des deux vecteurs importants de la transition énergétique que constituent l'efficacité énergétique et l'électrification de certains usages** (véhicules électriques, pompes à chaleur, etc.). Ceux-ci conduisent à des effets opposés sur la consommation électrique, et ils doivent donc être identifiés. Les quatre trajectoires sont construites par rapport à ces deux dimensions. Les deux trajectoires intermédiaires

Figure 1.7 Principes de scénarisation des trajectoires de consommation d'électricité



(«intermédiaire 2» et «intermédiaire 3») diffèrent uniquement par le poids relatif de ces deux leviers, ce qui permet de caractériser leur contribution.

Ces principes conduisent à établir quatre trajectoires en fonction de l'efficacité énergétique et des transferts d'usage, et obéissant à un cadrage macroéconomique (cf. figure 1.7).

Quatre régimes d'évolution de la consommation

Les trajectoires de consommation, issues d'une modélisation technico-économique détaillée par usage et par secteur, dessinent des **nouveaux régimes d'évolution de la demande**, allant d'une relative stabilité à une tendance baissière plus ou moins marquée selon les scénarios (cf. figure 1.8).

Ces analyses suggèrent que, face au renforcement des actions d'**efficacité énergétique** portées par une réglementation forte sur le bâti ainsi que sur l'ensemble des appareils électriques, les effets haussiers résultant d'une démographie soutenue, d'une activité économique en croissance et

des **transferts d'usage** ne parviendraient pas à inverser la tendance qui se dessine.

La diffusion de l'efficacité énergétique apparaît plus rapide que celle projetée par de nombreux acteurs quelques années auparavant. Par exemple, l'essor actuel sur le marché de masse des ampoules LED n'était anticipé par la Commission européenne qu'à l'horizon 2020. Les trajectoires de consommation font ainsi l'objet d'une révision baissière importante par rapport au Bilan prévisionnel 2014 (dernier exercice à long terme en date). Elles s'inscrivent toutefois dans la poursuite des tendances des projections à moyen terme du Bilan prévisionnel 2016.

Les trajectoires haute et basse ne constituent pas des encadrants

L'écart entre les trajectoires se réduit par rapport aux exercices antérieurs du fait de la logique de scénarisation, l'effet baissier causé par une plus grande efficacité énergétique venant compenser la hausse expliquée par une croissance plus forte. Cette logique rompt avec les exercices antérieurs, dans lesquels les trajectoires prévoyant la

Figure 1.8 Trajectoires de consommation intérieure annuelle d'électricité (France continentale, à températures de référence, hors enrichissement de l'uranium)

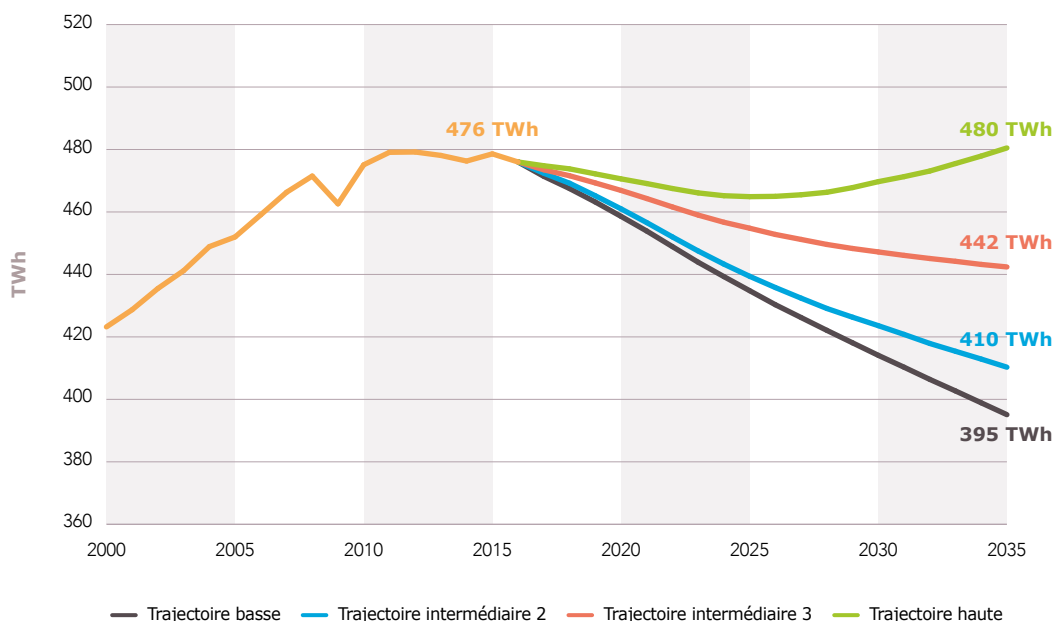


Tableau 1.1 Projections en 2035 de la consommation intérieure annuelle d'électricité

Consommation en TWh	2016	2035			
		Trajectoire basse	Trajectoire intermédiaire 2	Trajectoire intermédiaire 3	Trajectoire haute
Résidentiel	158,5	123,5	124,4	134,7	136,9
Tertiaire et agriculture	142,2	115,3	116,3	122,5	130,4
Industrie et énergie	126,5	108,1	115,9	121,1	129,7
Transport	12,8	18,4	22,8	30,8	47,3
Consommation totale avec pertes	476,0	395,1	410,3	442,4	480,5

croissance la plus faible étaient également celles postulant l'efficacité énergétique la plus forte.

Ainsi, les trajectoires haute et basse ne constituent pas des encadrants :

- ▶ la trajectoire haute dessine un régime d'électrification poussé, financé par une croissance élevée, mais dont les effets sont atténués par une efficacité énergétique plus forte ;
- ▶ la trajectoire basse dépeint une situation de croissance faible, avec moins de transferts d'usage et moins d'efficacité énergétique.

La trajectoire haute est complétée d'une variante conduisant à une stabilité de la consommation à horizon 2025

La diminution de la consommation mise en avant dans les trajectoires n'a pas encore été durablement observée. Il sera donc nécessaire de s'assurer, au cours des prochaines années, qu'elle s'enclenche effectivement et de manière structurale. Une telle observation devra nécessairement porter sur plusieurs années.

Afin de tester la robustesse de certains scénarios à des hypothèses différentes sur l'évolution de la consommation, une variante de la trajectoire haute complète les quatre trajectoires mentionnées ci-dessus. Cette variante décrit une consommation

en légère croissance jusqu'en 2020, puis en légère décroissance jusqu'en 2025 où le niveau de consommation de 2016 serait retrouvé. Une telle trajectoire pourrait résulter d'un effet retardé des mesures d'efficacité énergétique et/ou d'un phénomène ponctuel de rattrapage de croissance consécutif à l'atonie des dernières années.

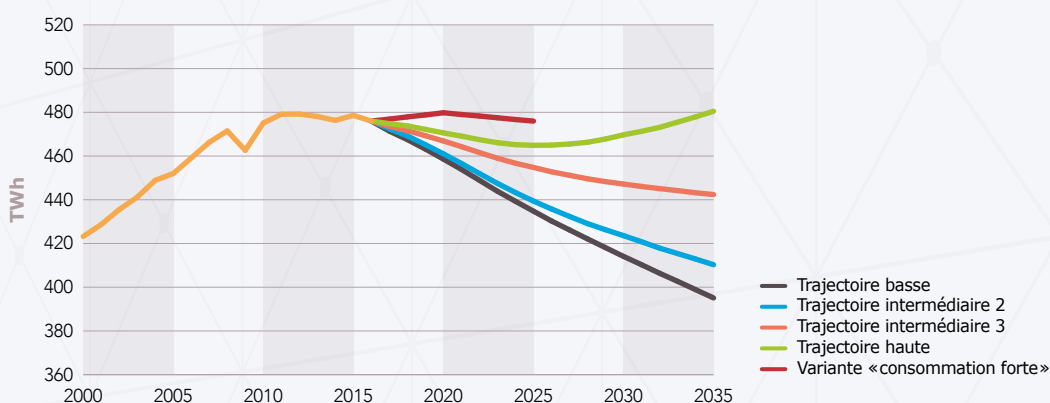
Cette variante sera notamment utilisée, en tant que sensibilité, dans l'analyse portant sur les cinq prochaines années (*chapitre 4*), dans le scénario *Ohm* (*chapitre 5*), ou dans le scénario *Ampère* (*chapitre 6*). La robustesse des scénarios à une hypothèse de stabilité de la consommation permettra ainsi de compléter le tableau des enjeux en matière de sécurité d'approvisionnement.

Cette variante ne présuppose pas une trajectoire de croissance pérenne de la consommation électrique. Une telle évolution ne pourrait résulter que d'une électrification beaucoup plus poussée que celle prévue aujourd'hui (catalysée par exemple par de nouveaux usages inconnus à ce jour ou par une évolution de la réglementation visant à favoriser l'électricité), ou d'un arrêt de la progression de l'efficacité énergétique et du progrès technique (par exemple, une diffusion des matériels les plus efficaces aujourd'hui, mais sans de réels progrès futurs sur leur niveau de consommation).



PARAMÈTRE CLÉ N°1 : TRAJECTOIRES D'ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ UTILISÉES DANS LES SCÉNARIOS DU BILAN PRÉVISIONNEL

Figure 1.9 Trajectoires de consommation intérieure annuelle d'électricité (France continentale, à températures de référence, hors enrichissement de l'uranium)



Les quatre trajectoires de consommation à long terme ont été élaborées pour le Bilan prévisionnel, combinant efficacité énergétique et électrification des usages en cohérence avec les déterminants socioéconomiques. Elles ont été complétées d'une variante conduisant à une stabilité de la consommation à horizon 2025 et utilisée dans des analyses de sensibilité.

Les trajectoires sont déclinées en points horaires pour chacune des 200 chroniques de température du référentiel climatique et sont utilisées dans les simulations de l'équilibre offre-demande.

Le tableau ci-dessous décrit la façon dont ces différentes hypothèses sont utilisées dans les analyses de scénarios et de variantes.

Tableau 1.2 Trajectoires de consommation retenues pour l'analyse à moyen terme et les différents scénarios

	Basse	Intermédiaire 2	Intermédiaire 3	Haute	Variante conso forte
Moyen terme	✓			✓	✓
Scénario Ohm			✓	✓	✓
Scénario Ampère				✓	✓
Scénario Hertz	✓		✓	✓	
Scénario Volt			✓	✓	
Scénario Watt		✓		✓	

✓ Cas de base
✓ Variante

1.2.2 Analyse des puissances lors des pointes de consommation : quatre trajectoires orientées dans le même sens mais une poursuite de la vigilance

La puissance appelée lors de vagues de froid est orientée à la baisse

L'indicateur de la **pointe** «à une chance sur dix» du Bilan prévisionnel est représentatif du niveau de consommation qui a une chance sur dix d'être dépassé au moins une heure au cours de l'hiver. Cet indicateur peut être assimilé à la puissance maximale appelée au cours d'une vague de froid décennale. Il est aujourd'hui utilisé de manière traditionnelle dans toutes les éditions du Bilan prévisionnel. Il ne doit pas, pour autant, être confondu avec le critère des trois heures, qui intègre d'autres aléas que ceux liés uniquement à la température (voir chapitre 4).

L'évolution de cet indicateur suit globalement – bien que de façon légèrement moins baissière – les perspectives en énergie des différentes trajectoires de consommation (cf. figure 1.10). La croissance des pics de consommation, qui a constitué une problématique importante pour l'équilibre du système électrique ces dernières années, semble donc désormais maîtrisée.

Les puissances exceptionnelles sont plus rarement atteintes

Ceci conduit à des effets importants sur la distribution des puissances appelées. Celles-ci sont élaborées sur la base de 200 chroniques climatiques (voir encadré au paragraphe 1.1.2). Aujourd'hui, la puissance appelée est supérieure à 85 GW seulement 1% de l'année en espérance, soit 90h par an (cf. figure 1.11). Avec les perspectives de baisse de consommation dans les différentes trajectoires de demande, la monotone en 2035 est abaissée et d'autant plus pour des niveaux de consommation élevés.

Un zoom sur les heures les plus chargées permet de constater que les niveaux exceptionnels de consommation sont alors très rarement atteints (cf. figure 1.12). Par exemple, si une puissance de 92 GW peut aujourd'hui être atteinte, en espérance, 14h par an, ce niveau n'est plus atteint que 3h par an dans la trajectoire «intermédiaire 3» en 2035.

Figure 1.10 Prévisions de l'indicateur de la pointe «à une chance sur dix»

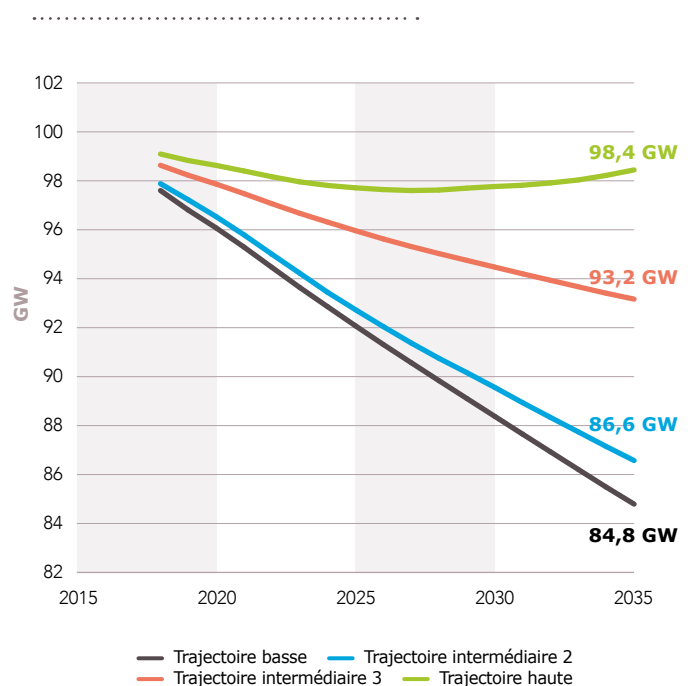


Figure 1.11 Monotone de distribution de la puissance sur une année - simulation des deux cent chroniques climatiques aujourd'hui et en 2035

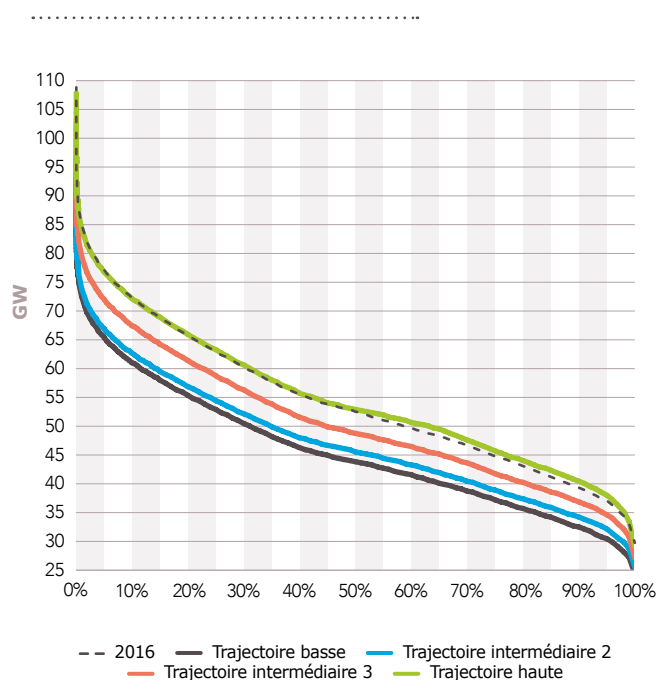


Figure 1.12 Zoom de la monotone de distribution de la puissance sur une année - simulation des deux cent chroniques climatiques aujourd'hui et en 2035

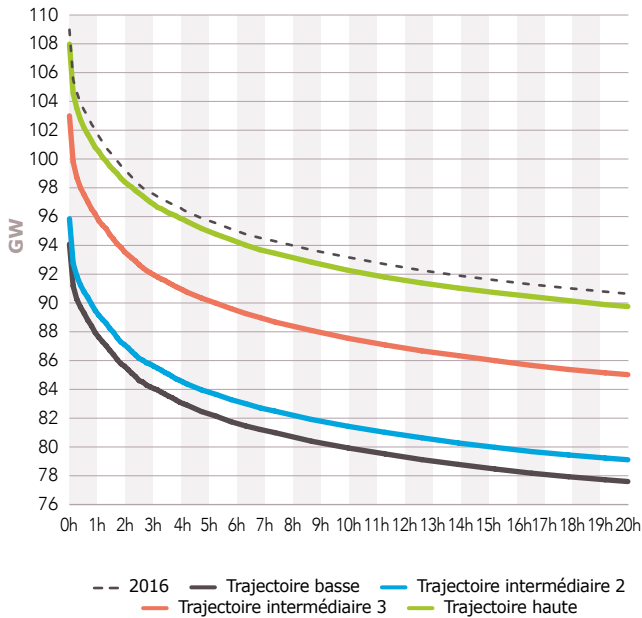
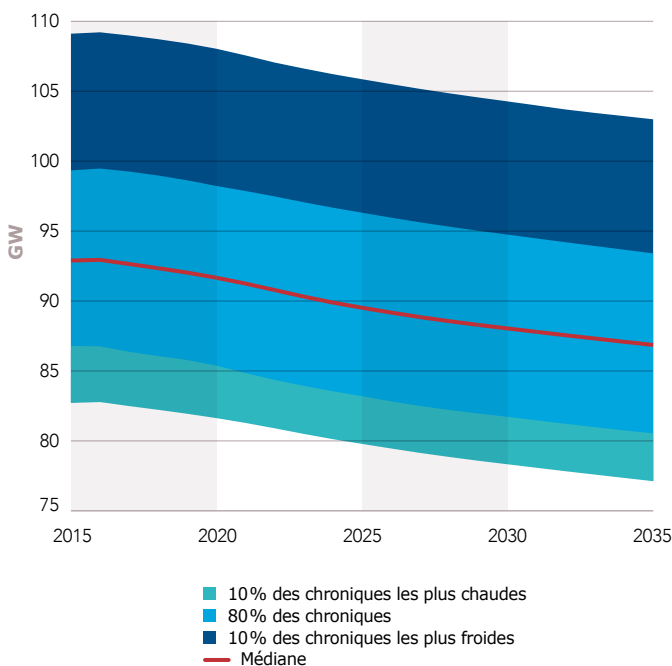


Figure 1.13 Évolution de la pointe annuelle - simulation des deux cent chroniques climatiques Trajectoire intermédiaire 3



Dans cette même trajectoire, l'indicateur de la pointe «à une chance sur dix» est de 93,2 GW en 2035 ce qui correspond alors à une espérance de 2h par an.

Les événements extrêmes diminuent en probabilité mais ne disparaissent pas

Si la tendance baissière de l'indicateur de la pointe «à une chance sur dix» indique que les événements rares, en termes d'appels de puissance, ont une probabilité qui diminue, cela ne signifie pas qu'ils disparaissent pour autant. La distribution des probabilités d'appel de puissance est en effet très étalée autour de la valeur médiane.

À titre d'exemple, si la puissance «à une chance sur dix» décroît pour atteindre 93,2 GW en 2035 dans la trajectoire «intermédiaire 3», des appels de puissance supérieurs à 100 GW pourraient encore être observés à cet horizon (cf. figure 1.13).

Ceci interroge sur le niveau d'assurance dont la collectivité souhaite se doter par rapport aux événements extrêmes (dont les vagues de froids ne constituent qu'une catégorie). Les scénarios climatiques pris en compte par RTE intègrent la «dérive climatique» constatée à ce jour, mais pas encore une estimation de la dérive future. Il demeure que les périodes de forts appels de puissance se raréfient, sans pour autant disparaître.

Cette persistance de pics de puissance, même avec une probabilité plus faible qu'aujourd'hui, plaide pour la poursuite des **leviers de maîtrise de la pointe** (maintien ou développement des effacements indissociables de la fourniture ou des effacements de marché pour l'extrême pointe, actions de communication incitant à la sobriété lors de périodes de tension du système, renforcement de la réglementation thermique pour limiter l'impact du chauffage, etc.).

Les actions qui permettent de garantir une diminution de la puissance de pointe ont un effet très important sur le système et évitent la construction ou le maintien de plusieurs gigawatts de puissance inutilisée, essentiellement en moyens thermiques. Les leviers actionnés par le passé (développement et fiabilisation du potentiel d'effacement, actions

de communication auprès du grand public type Écowatt, réglementation thermique pour limiter les appels de puissance associés au chauffage électrique) devront se poursuivre dans le futur.

1.2.3 Analyse au pas horaire : des enjeux et des opportunités dans le pilotage de certains usages

Au-delà des seuls pics annuels de consommation, l'évolution des appels de puissance sur l'ensemble des heures de l'année est également source d'enjeux pour la gestion du système électrique.

Ces enjeux portent :

- ▶ sur les évolutions structurelles de la consommation et notamment sur le profil journalier (cf. encadré), avec à la clé des besoins en moyens de flexibilité de court terme ou de lissage de la courbe de charge (production hydraulique, tarification heures pleines/heures creuses, etc.) mobilisables de façon cyclique et relativement régulière ;
- ▶ sur des évolutions plus conjoncturelles et moins cycliques, liées essentiellement à l'aléa de température.

L'analyse de l'évolution d'une journée-type hivernale à températures de référence permet d'appréhender les évolutions en niveau et en structure de la courbe de charge (cf. figure 1.14).

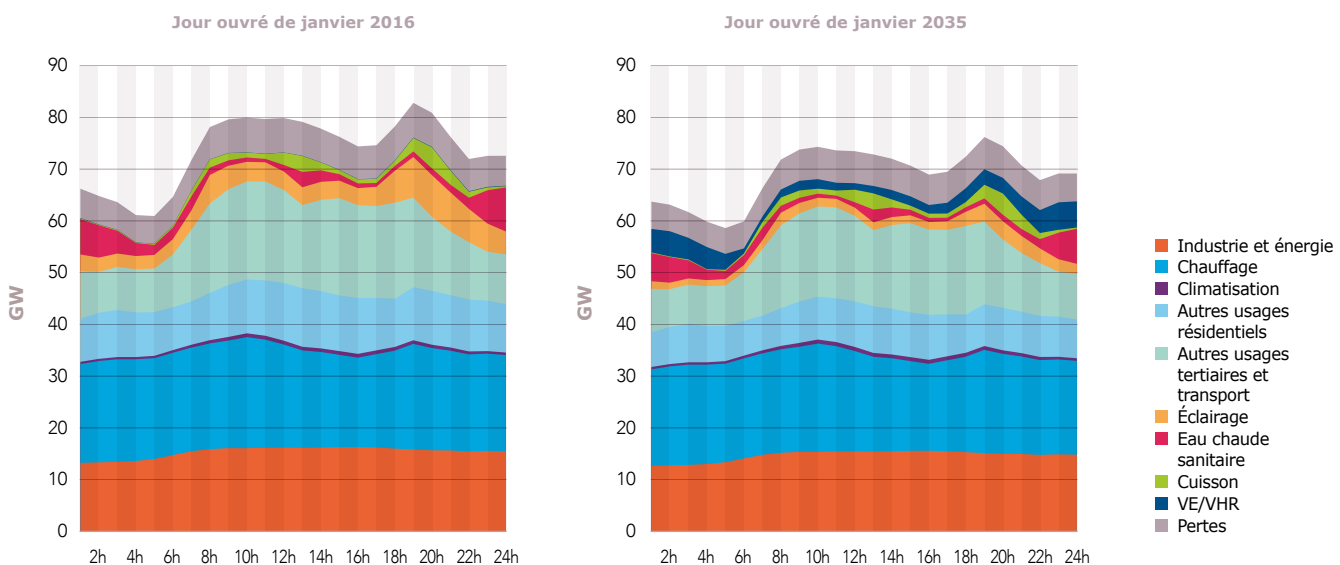
La contraction de la consommation, notamment sur les usages spécifiques, se traduit par une baisse globale du niveau des puissances appelées.

Des évolutions qui vont dans le sens d'une meilleure « pilotabilité » du système

Chacune des trajectoires élaborées pour le Bilan prévisionnel induit une modification de la structure de la demande. La consommation de certains usages se réduit alors que de nouveaux usages apparaissent, avec en corollaire un profil journalier qui évolue. Ainsi, l'amélioration de l'efficacité de l'éclairage, usage très présent à la pointe journalière hivernale, tend à réduire l'écart entre le plateau du matin et la pointe du soir.

Les analyses du Bilan prévisionnel ne sont pas uniquement centrées sur la période hivernale et portent sur l'ensemble des heures de l'année. Dans le cadre de la consultation du Bilan prévisionnel, certaines parties prenantes ont justement mis l'accent sur d'autres facteurs, comme le développement de la climatisation.

Figure 1.14 Profil journalier hivernal de la consommation par usages/secteurs à températures de référence – Trajectoire intermédiaire 3



À ce stade, les analyses menées sur chaque trajectoire permettent de replacer ce développement dans le contexte plus global des évolutions de la courbe de charge durant les périodes estivales et ne conduisent pas à émettre d'alerte particulière (cf. figure 1.15). Ces analyses seront complétées ultérieurement, RTE ayant prévu de continuer à faire évoluer sa base de chroniques de température en intégrant le réchauffement climatique.

Des évolutions qui nécessitent d'être spécifiquement pilotées

Le développement des **véhicules électriques et hybrides rechargeables** (VE/VHR), au-delà de l'énergie consommée, constitue un enjeu pour le dimensionnement du système électrique.

S'il repose sur un pilotage des recharges, le développement de l'électromobilité peut se dérouler selon un calendrier et impliquer des niveaux de puissance appelée qui sont gérables pour le système électrique. Dans le cas contraire, des conséquences pénalisantes sont susceptibles d'apparaître : ainsi, sur la journée type de la figure 1.14, la pointe de 19h serait plus élevée de 4,5 GW sans aucun pilotage de la recharge. Dans le sens opposé, des modes de recharge bidirectionnels

utilisant les batteries pour l'équilibrage du système électrique peuvent présenter de nouvelles opportunités dans le pilotage du système.

Cet exemple simple illustre l'intérêt d'inciter au rechargement des véhicules électrique en dehors des périodes de pics de consommation. Cet effet peut être obtenu par exemple par une combinaison d'actions réglementaires ou économiques, à l'instar des mesures adoptées pour l'eau chaude sanitaire électrique, aujourd'hui majoritairement pilotée par une incitation tarifaire à consommer en heures creuses nocturnes.

Si le pilotage de la charge apparaît ainsi comme une condition nécessaire pour le développement massif de la mobilité électrique, les premières analyses de RTE intègrent la nécessité d'un traitement proportionné de la question et ne reposent pas sur le postulat d'une recharge à 100% asservie. Selon le mode de charge ou, plus probablement, la combinaison de modes de charge qui émergera, l'impact sur l'équilibre du système électrique pourra être fortement contrasté. Ainsi, la trajectoire «intermédiaire 3» prend comme hypothèse un panachage des modes de recharge, dont 40% serait naturelle, 30% obéirait à un signal tarifaire

Figure 1.15 Profil journalier estival de la consommation par usages/secteurs à températures de référence – Trajectoire intermédiaire 3

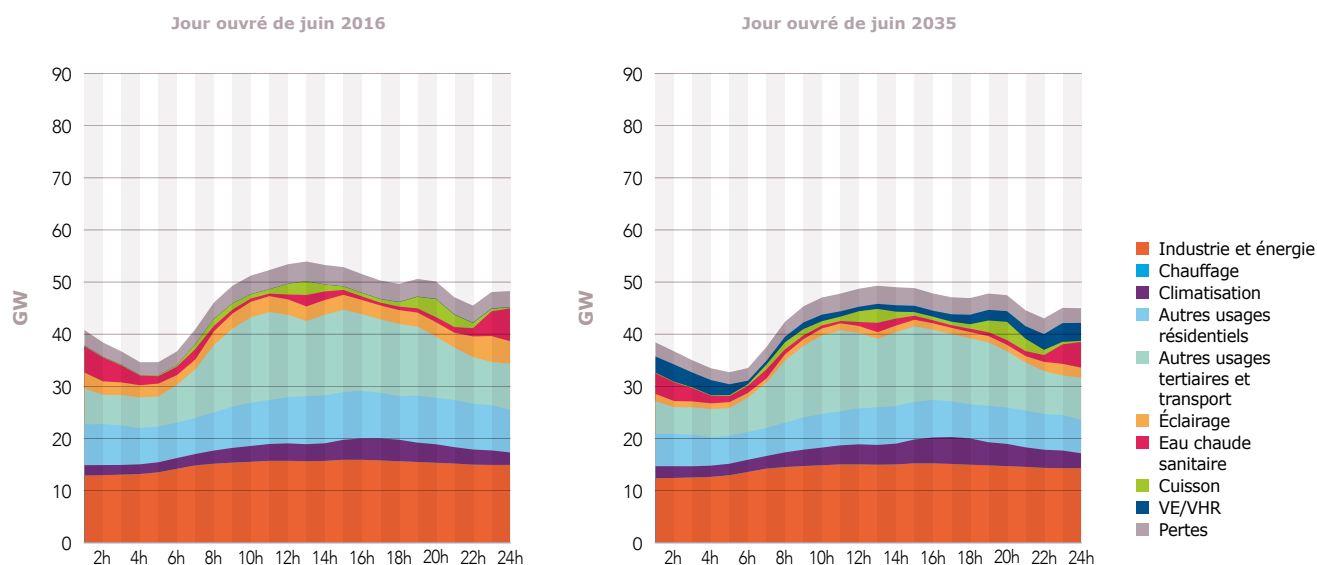
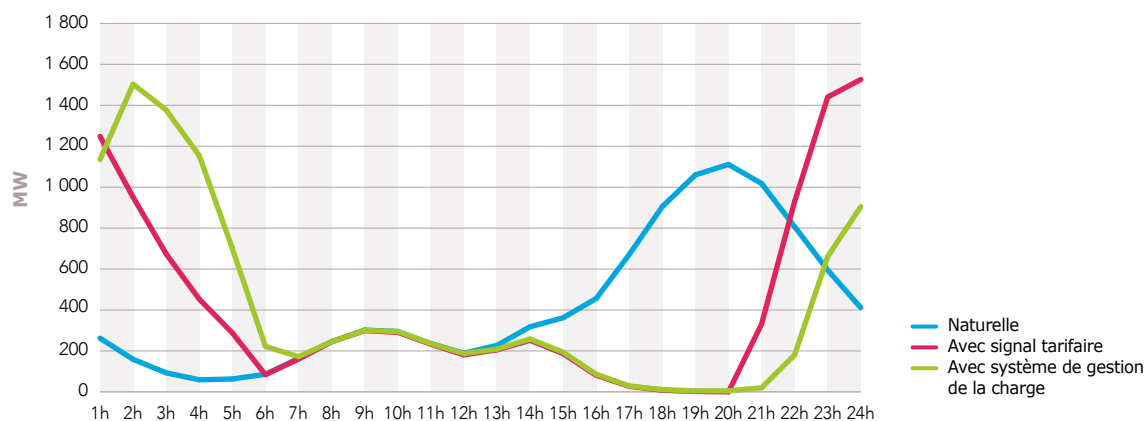


Figure 1.16 Courbe de charge d'un jour ouvré de janvier pour un parc d'un million de véhicules électriques et hybrides rechargeables selon le mode de recharge

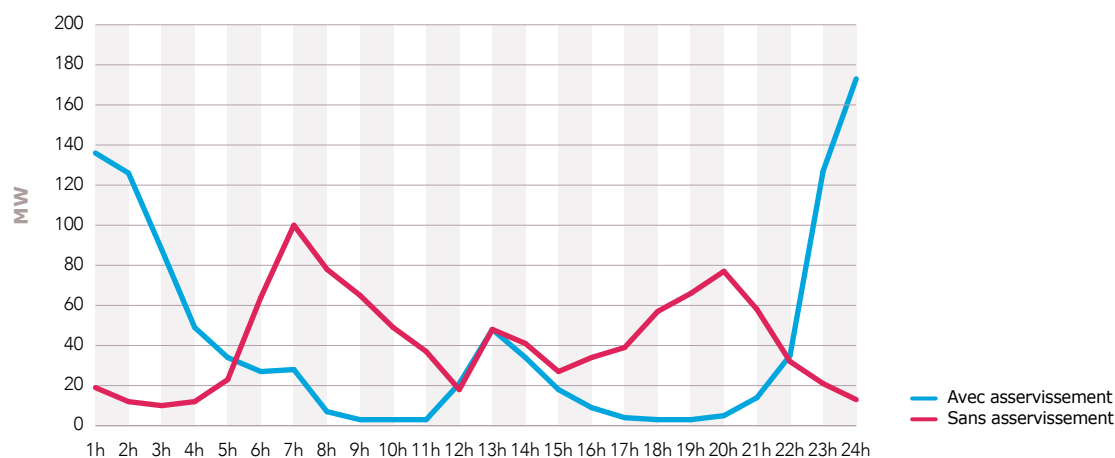


et 30% reposerait sur une optimisation plus fine (par l'intermédiaire d'un BMS³ permettant d'atténuer la pointe). Sous cette hypothèse, la charge d'un parc d'un million de véhicules électriques et hybrides rechargeables se traduit par une pointe de l'usage à 23h de 750 MW en hiver contre 500 MW en été. La saisonnalité s'explique par les besoins d'éclairage et de chauffage du véhicule supérieurs en hiver.

Des travaux ultérieurs auront pour objectif de mieux saisir les « points de bascule » et d'enrichir la compréhension du sujet.

Le pilotage de la production d'**eau chaude sanitaire** doit également faire l'objet de vigilance. Les chauffe-eau à accumulation sont actuellement largement asservis aux signaux tarifaires (basés sur le système de tarification heures pleines/heures creuses)

Figure 1.17 Profil normé⁴ de consommation pour l'eau chaude sanitaire selon le mode d'asservissement



3. *Battery Management System* ; il s'agit d'un système de gestion de la charge assurant à l'utilisateur de disposer d'une pleine charge quand il en a besoin, tout en optimisant la recharge, par fractionnement pendant les heures creuses.

4. Le profil normé est le profil correspondant à une énergie moyenne journalière égale à 1 GWh

POINTE JOURNALIÈRE ET EXTRÊME POINTE

La consommation d'électricité fluctue au cours du temps, en fonction des besoins des utilisateurs. Ceux-ci sont largement dictés par le rythme des activités économiques et domestiques et le cycle des saisons : la consommation est plus élevée le jour que la nuit, en jours ouvrables qu'en week-end, en hiver qu'en été. Elle connaît aussi d'amples fluctuations, liées aux températures extérieures, du fait des usages de climatisation (en été) et surtout de chauffage (en hiver).

Pointe journalière

Les graphiques ci-dessous représentent les variations de consommation sur un jour ouvré type de janvier et de juin 2016, à températures de référence.

Les courbes de charge en jours ouvrés d'hiver se caractérisent par :

- ▶ une rapide montée de charge à partir de 6h du matin, liée à la reprise d'activité chez les particuliers, dans les transports ferroviaires et dans les établissements industriels et tertiaires, suivie d'un « plateau » durant la matinée ;
- ▶ un rebond en fin d'après-midi, lorsque se conjuguent activité de fin de journée dans les bureaux, reprise de la consommation résidentielle et pic d'activité des transports en commun, qui se traduit par une pointe journalière à 19h.

Durant la période estivale, la courbe de charge journalière présente un niveau sensiblement plus bas, du fait de l'absence de chauffage, et la pointe de 19h disparaît car l'éclairage résidentiel est plus tardif.

À l'horizon 2035, la contraction de la demande sous l'effet des gains d'efficacité énergétique devrait se traduire par une légère baisse de niveau de ce profil journalier (cf. figure 1.19), avec une baisse plus marquée à la pointe du soir liée aux progrès sur l'éclairage. Toutefois, l'évolution du profil est dépendante du mode de pilotage de la charge des VE/VHR. Sans aucun pilotage, le profil journalier pourrait être moins lissé et solliciterait plus de flexibilité de la part du système électrique.

Afin de limiter la sollicitation de moyens de production plus coûteux aux moments des pointes journalières de consommation, de nombreux dispositifs ont été mis en place. Ainsi, la tarification heures pleines/heures creuses permet de lisser la courbe de charge journalière en reportant une partie de la charge, notamment celle liée à la chauffe des ballons d'eau chaude sanitaire, durant les heures les moins chargées de la nuit.

Ce type de pilotage devra être maintenu à terme pour optimiser le fonctionnement du système électrique, et devra être largement étendu, via des offres de

Figure 1.18 Profil journalier de la consommation par secteurs (à températures de référence)

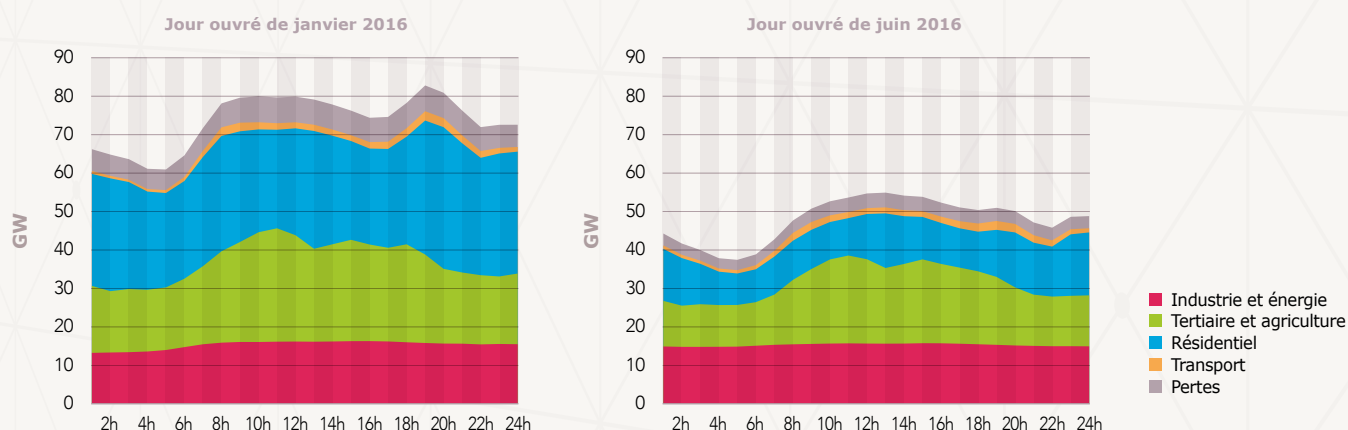
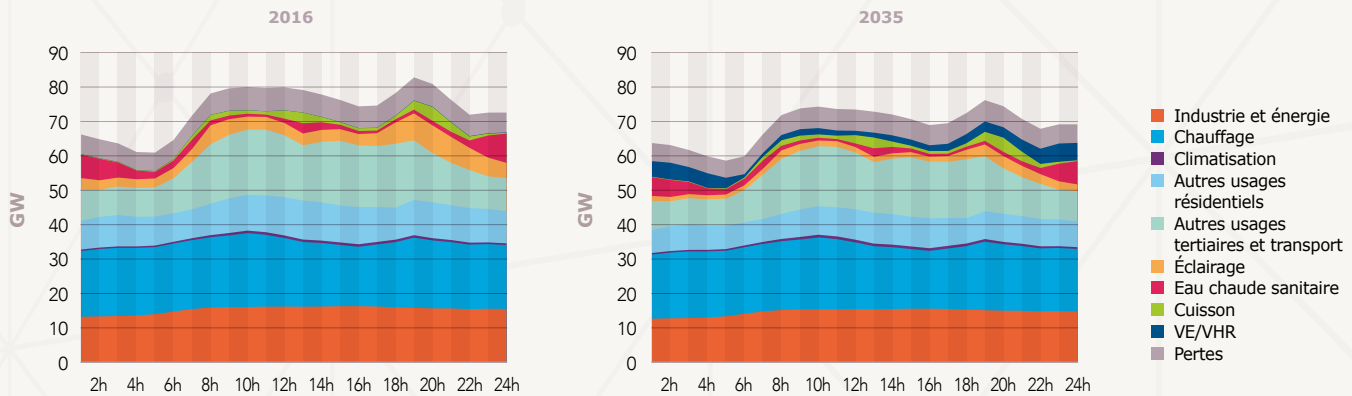


Figure 1.19 Évolution du profil journalier de consommation d'un jour ouvré d'hiver par usages/secteurs (à températures de référence – Trajectoire intermédiaire 3)



marché adéquates, aux autres usages pilotables, tels les VE/VHR.

Extrême pointe

Du fait de la présence d'un parc important de logements chauffés à l'électricité, la consommation peut connaître de très amples fluctuations liées aux températures extérieures durant la période hivernale. Les pics historiques de consommation sont ainsi enregistrés durant de fortes vagues de froid, comme en février 2012 avec un appel de puissance de 102,1 GW.

Si le profil journalier est relativement peu affecté lors de tels épisodes, le niveau global de la demande journalière peut croître fortement (cf. figure 1.20, à

comparer à la figure 1.19) et mettre le système électrique sous tension.

Même si la consommation du chauffage électrique est appelée à se réduire sous l'effet des politiques énergétiques, les niveaux de puissance appelés pourront toujours atteindre des valeurs élevées lors d'épisodes de grand froid.

Les moyens déjà mis en œuvre pour gérer ces épisodes de tension – effacements pour l'extrême pointe, réglementation thermique pour limiter l'impact du chauffage, règlements sur les matériels, etc. – demeureront indispensables à la gestion de l'équilibre offre-demande du système électrique.

Figure 1.20 Évolution du profil journalier de consommation d'un jour ouvré d'extrême pointe par usages/secteurs (climat du 8 février 2012 – Trajectoire intermédiaire 3)

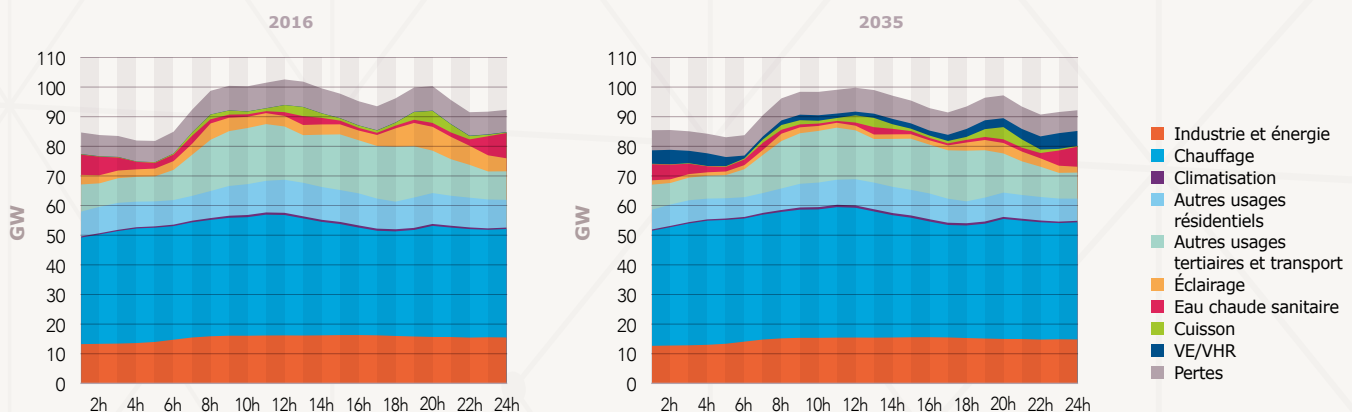
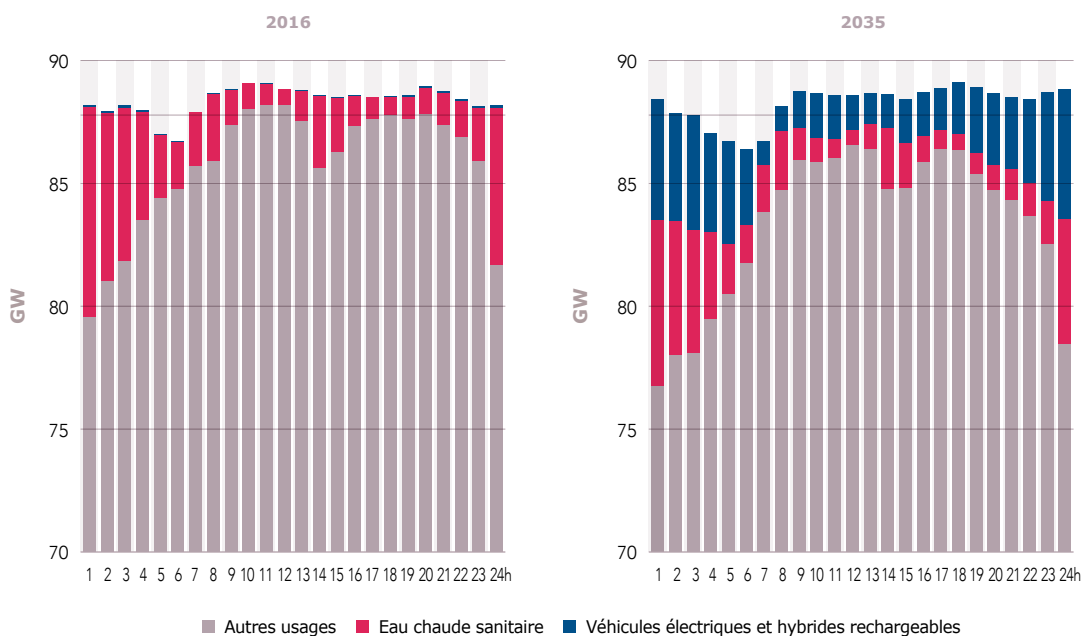


Figure 1.21 Puissance moyenne appelée par l'eau chaude sanitaire et les véhicules électriques pour des appels de charge dépassant 85 GW au sein d'une journée – Trajectoire intermédiaire 3



pour un appel de puissance estimé aujourd'hui à plus de 8 GW en pointe à minuit. Or, avec le développement des technologies performantes sur le plan énergétique que sont les chauffe-eau thermodynamiques et les pompes à chaleur double service, la souscription au signal tarifaire peut s'avérer économiquement moins intéressante. De plus, ces systèmes peuvent nécessiter des temps de chauffe plus longs que les plages « heures creuses » telles qu'elles sont définies actuellement, ce qui les rend incompatibles avec le signal tarifaire existant.

Sans asservissement tarifaire, les périodes de chauffe auraient lieu au plus près des soutirages d'eau chaude, c'est-à-dire en matinée et autour de 19h (cf. figure 1.20). Elles accentueraient alors les appels de puissance aux pointes de consommation électrique. Cette problématique de pilotage constitue donc également un enjeu fort sur l'évolution de la pointe de consommation.

En filtrant les niveaux de consommation horaire supérieurs à 85 GW issus des chroniques climatiques, il est possible d'estimer la puissance moyenne appelée pour chaque heure de la journée pour les usages disposant d'un **fort potentiel de flexibilité**, en l'occurrence l'eau chaude sanitaire et les véhicules électriques (cf. figure 1.21). Une partie de cette consommation identifiée pourrait très bien être déplacée en cas de besoin de flexibilité de la demande et contribuer à une gestion optimale de l'équilibre offre-demande du système électrique.

L'étude approfondie de ce gisement fera partie de travaux ultérieurs engagés sur les potentiels de flexibilité sur les véhicules électriques et visant à éclairer les enjeux portant sur l'optimisation de la courbe de charge.

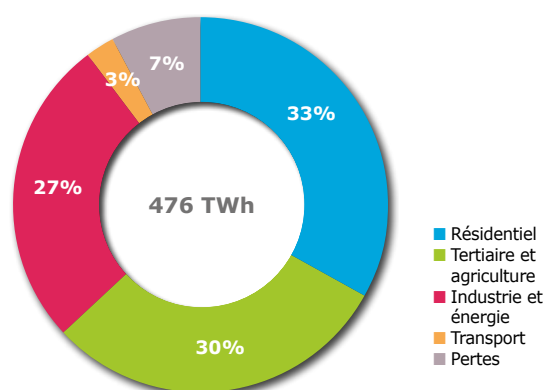
1.3 Analyse sectorielle : des dynamiques différentes qui mettent toutes en jeu électrification et efficacité énergétique

Les éléments agrégés présentés précédemment sont issus d'analyses détaillées, effectuées par secteur et par usage. Chaque grand secteur de consommation obéit à des déterminants propres et possède une dynamique d'évolution spécifique. Si tous partagent la perspective d'une électrification des usages et d'une efficacité énergétique croissante, ces facteurs pèsent de manière différente selon les secteurs.

Schématiquement, la consommation électrique française se répartit en trois catégories à peu près égales en volume : le secteur résidentiel (33%), le secteur tertiaire et agricole (30%), l'industrie et l'énergie (27%).

L'importance des secteurs résidentiel et tertiaire place la France dans une situation particulière en Europe, et montre que ces secteurs ont déjà fait l'objet d'une électrification plus avancée qu'ailleurs (au cours des années 1980 à 2010). Ainsi, une partie des gisements de croissance électrique (comme l'électrification des solutions de chauffage) identifiés dans d'autres pays (par exemple l'Allemagne) sont déjà exploités en France, ce qui réduit les perspectives de croissance dans ces secteurs.

Figure 1.22 Répartition sectorielle de la consommation d'électricité pour l'année 2016



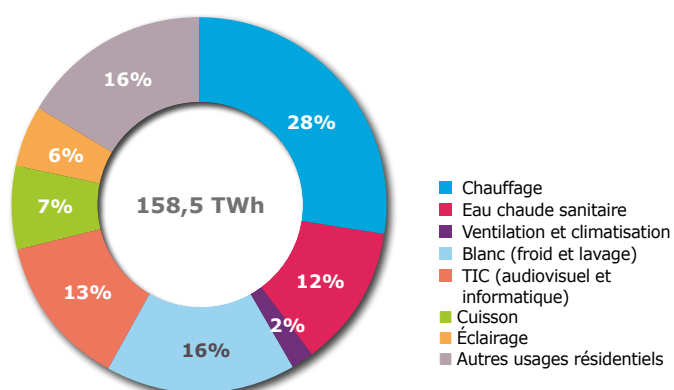
Le secteur des transports contribue aujourd'hui de manière marginale à la consommation d'électricité en France (3%). C'est néanmoins ce secteur qui recèle le plus fort potentiel de croissance.

1.3.1 Secteur résidentiel : l'efficacité énergétique prend le pas sur les moteurs de croissance de la demande

La consommation corrigée d'électricité du **secteur résidentiel** s'élève à 158,5 TWh en France continentale en 2016 (cf. figure 1.23).

Du fait de son poids relatif et de la forte thermo-sensibilité qu'il induit sur la consommation, le chauffage électrique est souvent présenté comme le principal enjeu pour le système électrique. Pour autant, il ne représente que 28% de la consommation résidentielle, alors que les usages spécifiques de l'électricité (gros et petit électroménager, audiovisuel et informatique, éclairage, ventilation) pèsent pour 51% du total. L'analyse menée par RTE permet de conclure que les gisements de diminution de la consommation électrique concernent en premier lieu ces usages spécifiques.

Figure 1.23 Répartition par usages de la demande électrique résidentielle pour l'année 2016



Le chauffage électrique : des perspectives plutôt stables même en tenant compte des programmes ambitieux de rénovation thermique

L'évolution de la consommation liée au chauffage électrique dépend, sur le temps long, de deux facteurs principaux : la performance énergétique du bâti, et le choix des solutions de chauffe (entre les différents vecteurs énergétiques : électricité, gaz, fioul, bois, mais aussi au sein des solutions électriques : effet Joule ou pompes à chaleur).

Ces deux facteurs évoluent selon des dynamiques lentes :

- ▶ les choix du passé structurent durablement les résultats sur la période d'étude du Bilan prévisionnel ;
- ▶ les politiques publiques mises en place dans le cadre de la transition énergétique (isolation du bâti existant et réglementation thermique pour les nouveaux bâtiments) exercent une influence déterminante sur ces deux paramètres, mais cette influence ne se fera sentir que sur le temps long.

Les analyses sur la demande ont, cette année, particulièrement porté sur le chauffage électrique, afin de bien identifier la contribution respective des différents paramètres.

L'un de ces paramètres est l'**amélioration des performances**, à la fois sur le parc neuf et le parc existant, et tant sur le bâti que sur les solutions de chauffage.

Ainsi, depuis la mise en place de la nouvelle **réglementation thermique 2012**, la performance thermique des **constructions neuves** s'est fortement améliorée. Pour satisfaire les exigences de la réglementation, les pompes à chaleur sont désormais privilégiées lorsque la solution électrique est choisie dans le neuf, car leur rendement est bien supérieur à celui d'un chauffage à effet Joule. L'enjeu des futures réglementations thermiques portera sur une possible prise en compte de contraintes environnementales, en particulier

sur les émissions de CO₂, qui pourrait contribuer à renforcer, à l'avenir, le marché des solutions électriques pour le chauffage.

La construction neuve annuelle ne représente toutefois qu'environ 1% du parc total de logements. Le **parc ancien** constitue le principal gisement d'efficacité énergétique, notamment au travers de la **rénovation** des logements anciens mal isolés ou la désaffectation de logements anciens, reconstruits à neuf. L'effet de ces rénovations est modélisé finement, en tenant compte de l'âge du parc mais également en intégrant un **effet rebond**⁵. Cet effet est important et peut représenter jusqu'à 40% de l'efficacité énergétique théorique selon certains rapports⁶.

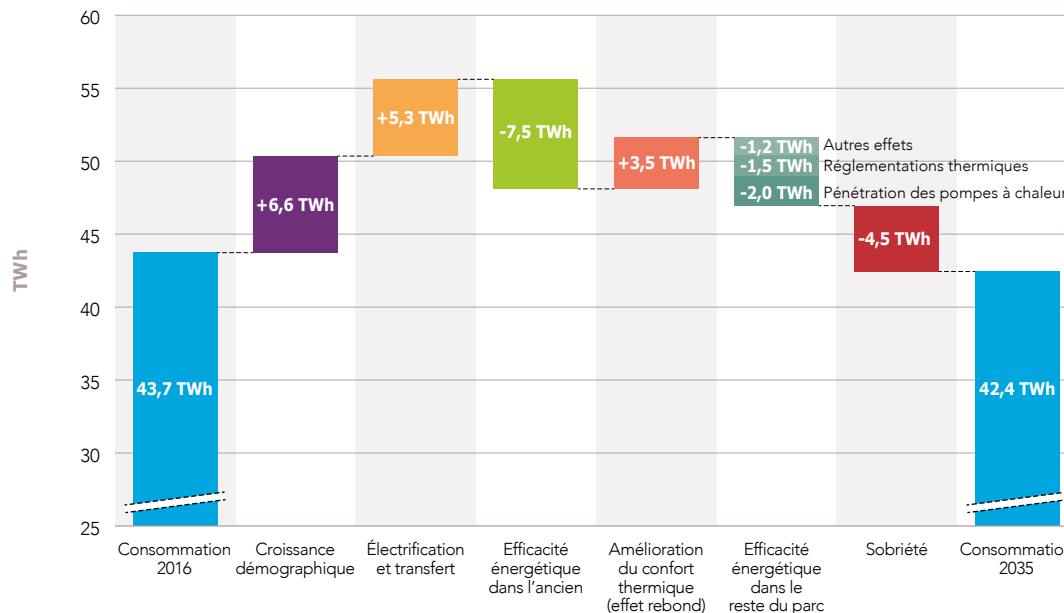
Différentes hypothèses sont considérées pour le rythme de rénovations par an (700 000 dans la trajectoire haute, 400 000 dans la trajectoire basse et 500 000 dans les deux autres trajectoires, auxquelles on peut ajouter de 80 000 à 140 000 logements désaffectés et reconstruits à neuf).

L'effet induit par cette amélioration de l'efficacité énergétique sur le parc ancien de logements est partiellement compensé par celui de l'**électrification** du chauffage. En effet, la part de marché du chauffage électrique devrait encore progresser. Les performances thermiques des bâtiments neufs sont suffisantes pour permettre de respecter des réglementations thermiques plus exigeantes avec des pompes à chaleur notamment dans les maisons, ce qui peut conduire à une réflexion entre les filières (gaz, chauffage urbain, etc.) du fait de la faible part du chauffage dans les besoins énergétiques des futurs bâtiments. Enfin, le mouvement de substitution des chaudières fioul par des pompes à chaleur dans l'existant est amené à se poursuivre voire à s'amplifier.

Au global, les trajectoires analysées décrivent une baisse modérée, de 3% à 12%, de la consommation électrique de chauffage à l'horizon 2035. La figure 1.24 illustre la décomposition de l'évolution du chauffage électrique dans la trajectoire «intermédiaire 3».

5. Une rénovation induit une réduction de la facture énergétique. Les ménages, notamment ceux en situation de précarité énergétique, qui sous-utilisaient leur chauffage pour limiter leurs dépenses, vont naturellement avoir tendance à mieux se chauffer. La baisse de consommation théorique d'une opération de rénovation s'en trouve donc réduite, mais le confort thermique des ménages concernés s'améliore.

6. Voir le rapport «Les ménages et la consommation d'énergie» (mars 2017) issu de l'enquête Phébus, publié par le service de la donnée et des études statistiques (SDES) du ministère de la Transition écologique et solidaire.

Figure 1.24 Décomposition des effets sur le chauffage résidentiel total – Trajectoire intermédiaire 3

Cette évolution baissière est donc de nature à réduire légèrement la thermosensibilité de la demande, et donc les tensions sur l'équilibre du système électrique lors de vagues de froid.

Les usages spécifiques de l'électricité : des gisements d'efficacité énergétique importants qui peuvent être exploités au cours des 15 prochaines années

Les usages spécifiques désignent ceux qui ne peuvent fonctionner avec aucune autre forme d'énergie que l'électricité. Représentant aujourd'hui 53% de la consommation résidentielle, ces usages ont fortement crû au cours des dernières décennies, dessinant une société dépendant beaucoup plus de l'électricité que par le passé. Les enjeux associés à cette catégorie d'appareils sont donc plus importants en volume que ceux relatifs au chauffage.

La consommation des usages spécifiques dépend de manière prédominante (i) des normes techniques, (ii) du progrès technique et de son rythme de diffusion, (iii) du taux d'équipement et (iv) du mode d'utilisation des équipements. Ces effets sont détaillés par la suite.

Les politiques publiques visant à renforcer l'efficacité énergétique jouent ainsi un rôle déterminant

dans les trajectoires de demande. Une grande partie des équipements électriques sont en effet soumis aux directives européennes sur l'éco-conception et l'affichage énergétique :

- ▶ la directive sur l'écoconception impose des normes de plus en plus contraignantes en matière de performance énergétique pour une vaste gamme de produits et prévoit l'exclusion du marché des produits non conformes à ces prescriptions minimales ;
- ▶ la directive sur l'étiquetage énergétique a pour objectif d'informer les utilisateurs sur le niveau de performance énergétique des produits mis en vente, ce qui favorise la diffusion des appareils les plus performants.

Cette volonté européenne forte a d'ores et déjà permis de réaliser des économies d'énergie significatives avec des produits de plus en plus performants, et devrait se poursuivre : les normes existantes font en effet l'objet de révisions régulières et sont appelées à être renforcées pour la plupart des produits. En outre, le Parlement européen a autorisé récemment la refonte des étiquettes énergie, avec à la clé une économie annuelle supplémentaire estimée à 200 TWh en 2030 à l'échelle européenne.

La diffusion du progrès technique dépend du rythme de remplacement des équipements et ainsi de leur durée de vie. Les analyses de RTE reposent sur des modèles de parc qui, pour chaque usage,

Tableau 1.3 Estimation de la consommation annuelle par ménage équipé – Trajectoire intermédiaire 3

Consommation domestique moyenne		2016 2350 kWh	2035 1350 kWh
Blanc	Réfrigérateur	270 kWh	160 kWh
	Congélateur indépendant	340 kWh	170 kWh
	Lave-linge	160 kWh	120 kWh
	Sèche-linge	380 kWh	140 kWh
	Lave-vaisselle	200 kWh	140 kWh
TIC	TV 42 "	260 kWh	80 kWh
	Ordinateur	130 kWh	50 kWh
	Box TV/ Internet	180 kWh	110 kWh
Cuisson	Plaques électriques	210 kWh	140 kWh
	Four	150 kWh	100 kWh
Éclairage	Éclairage	300 kWh	110 kWh

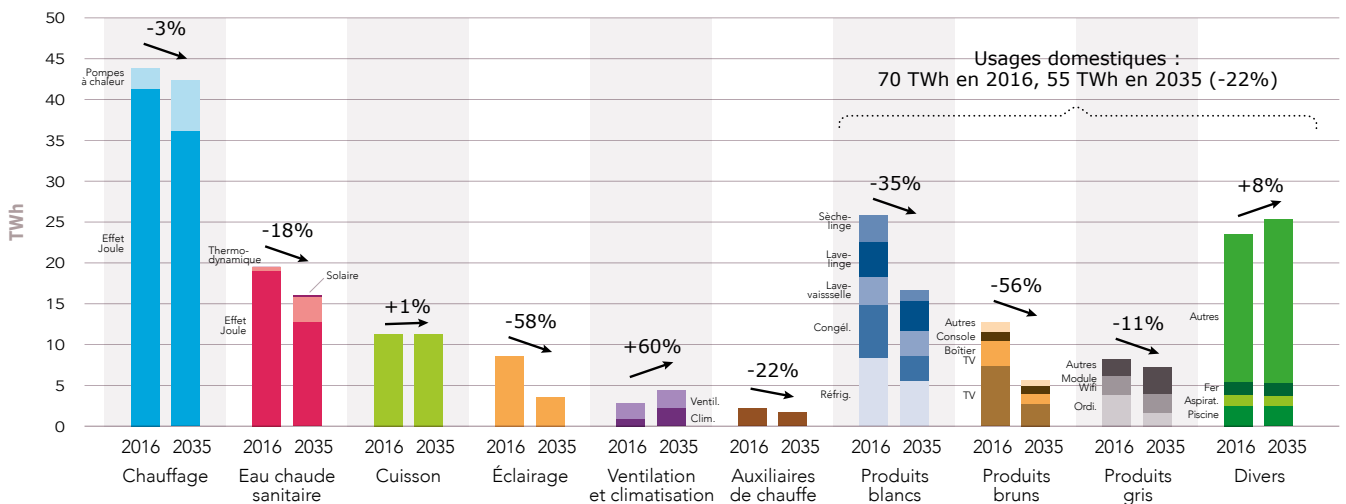
simulent le rythme de diffusion de chaque catégorie d'appareils. Ainsi, en considérant le rythme naturel de remplacement de certains équipements, comme les lampes ou l'électroménager, il est possible de modéliser l'évolution structurelle du parc d'équipements selon la classe d'efficacité énergétique (cf. encadré au paragraphe 1.1.2).

Les perspectives de réduction de la consommation unitaire des équipements électriques sont importantes. Le tableau 1.3 en fournit l'illustration avec l'évolution prévisionnelle de la consommation annuelle moyenne d'un ménage équipé selon quelques types d'équipements.

Le taux d'équipement, voire de multi-équipement (plusieurs appareils au sein d'un seul foyer), des ménages en produits spécifiques est pris en compte. L'analyse comparée des gains unitaires et de l'effet volume lié à de tels multi-équipements conduit néanmoins à considérer que ce dernier facteur ne l'emporte pas sur le premier.

Enfin, des mutations technologiques et l'évolution des modes de vie peuvent influencer sur la consommation de certains usages. La nomadisation de l'informatique (remplacement d'ordinateurs de bureau par des ordinateurs portables, puis par des tablettes) en est un exemple, qui se traduit par une forte réduction des consommations, en dépit de la multiplication des équipements.

Figure 1.25 Évolution de la consommation d'électricité des usages résidentiels entre 2016 et 2035 – Trajectoire intermédiaire 3



Bilan pour le secteur résidentiel : des trajectoires résolument orientées à la baisse

Au total, la consommation du secteur résidentiel pourrait s'infléchir avec une disparité d'évolution entre -0,8% et -1,3% par an en moyenne selon les trajectoires (cf. tableau 1.4 et figure 1.26).

Figure 1.26 Trajectoires de la demande électrique du secteur résidentiel

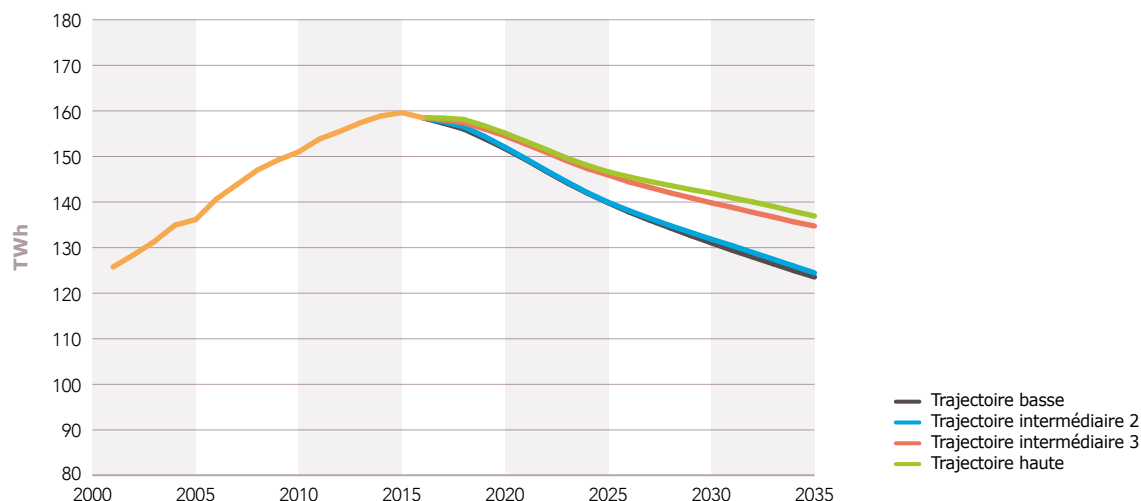


Tableau 1.4 Principaux résultats dans le secteur résidentiel par trajectoire à l'horizon 2035

Consommation en TWh	2016	2035			
		Trajectoire basse	Trajectoire intermédiaire 2	Trajectoire intermédiaire 3	Trajectoire haute
TOTAL résidentiel	158,5	123,5	124,4	134,7	136,9
Chauffage	43,7	39,4	38,4	42,4	41,0
Eau chaude sanitaire	19,6	15,4	15,4	16,0	16,7
Ventilation	2,8	3,7	4,0	4,4	5,0
Blanc	26,0	15,4	16,1	16,9	17,7
TIC	20,9	11,4	11,8	12,9	13,5
Cuisson	11,3	10,1	10,4	11,3	11,6
Éclairage	8,6	3,3	3,0	3,6	3,7
Autres usages	25,7	24,8	25,3	27,1	27,8

1.3.2 Secteur tertiaire : l'inflexion baissière se poursuit sous l'effet de l'efficacité énergétique

La consommation du **secteur tertiaire et de l'agriculture** représente aujourd'hui près de 30% de la consommation électrique soit 142,2 TWh en 2016. La croissance de la demande de ce secteur est longtemps restée particulièrement soutenue avec une hausse annuelle moyenne de 2,7% dans les années 2000-2010 pour se stabiliser depuis 2011, laissant ainsi entrevoir une inflexion de cette tendance.

Les gains d'efficacité énergétique deviennent prépondérants dans le tertiaire

Les enjeux du secteur tertiaire sont similaires à ceux du secteur résidentiel :

- ▶ la réglementation thermique s'applique sur les surfaces neuves construites et la rénovation thermique des bâtiments est prépondérante pour l'évolution du chauffage électrique ;
- ▶ à l'échelle européenne, les directives d'éco-conception s'appliquent également sur de nombreux produits professionnels.

Les gains d'efficacité énergétique qui en résultent sont partiellement compensés par la croissance du parc de bâtiments tertiaires, sur un rythme compris entre 0,3% et 1,1% par an.

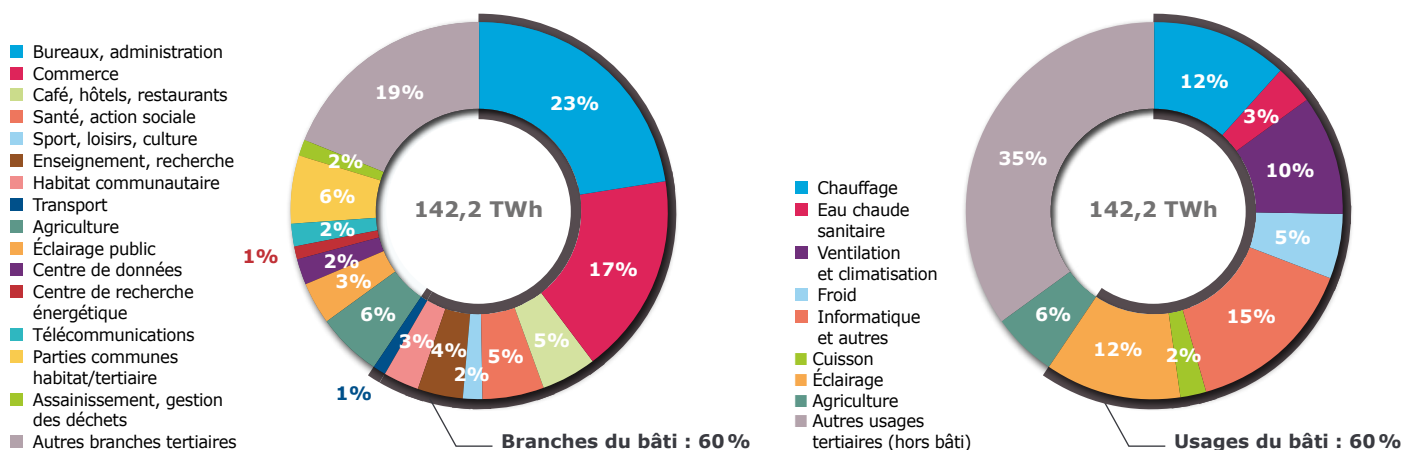
En outre, certains usages sont appelés à se développer fortement : c'est le cas des **centres de**

traitement des données (ou *data centers*). En effet, le besoin de serveurs est en forte augmentation et est renforcé par l'attractivité des prix de l'électricité en France.

La hausse de consommation devrait toutefois rester contenue par l'amélioration des performances énergétiques des équipements informatiques mais également par les progrès réalisés sur le refroidissement des matériels, qui représentent jusqu'à 40% de leur consommation. Les perspectives retenues selon les trajectoires oscillent entre une augmentation du nombre de serveurs compris entre 3,7% et 7,5% par an alors que la consommation électrique évolue avec une croissance entre 2,0% et 4,2% par an. Par ailleurs, des solutions de gestion de l'énergie pour l'immobilier de bureaux semblent apparaître. Les temps de retour sur investissement escomptés se réduisent et peuvent conduire à une adoption plus rapide (en intégrant par exemple une composante d'autoproduction collective).

L'inflexion constatée depuis 2010 sur la consommation électrique du secteur tertiaire et agricole devrait se poursuivre et orienter celle-ci à la baisse d'ici à 2035. Cette baisse devrait s'établir entre 10% et 20% selon les différentes trajectoires. En effet, la croissance du parc et des besoins devrait être plus que largement compensée par l'efficacité énergétique sur les différents usages (cf. *tableau 1.5 et figure 1.28*).

Figure 1.27 Répartition par branches et par usages de la demande électrique tertiaire et agricole pour l'année 2016



Bilan pour le secteur tertiaire : l'orientation à la baisse devrait se confirmer

La prévision de consommation du secteur tertiaire et agricole anticipe une poursuite de l'inflexion baissière engagée depuis cinq ans. La consommation décroîtrait à un rythme moyen compris entre -0,5 % et -1,1 % par an selon les trajectoires à l'horizon 2035 (cf. tableau 1.5 et figure 1.28).

Figure 1.28 Trajectoires de la demande électrique du secteur tertiaire et de l'agriculture

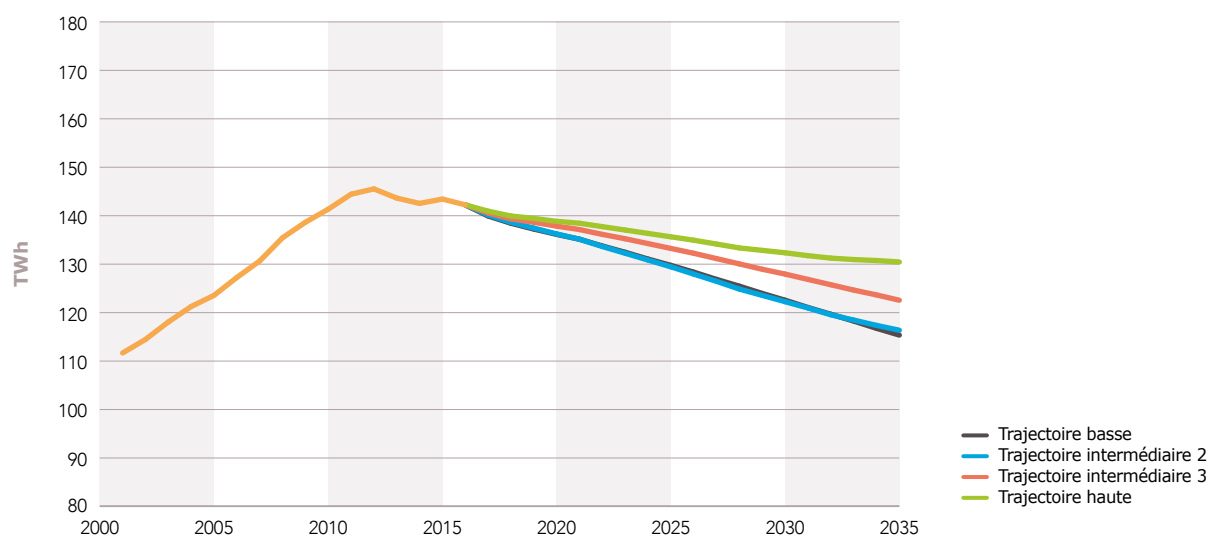


Tableau 1.5 Principaux résultats dans le secteur tertiaire et l'agriculture par trajectoire à l'horizon 2035

Consommation en TWh	2016	2035			
		Trajectoire basse	Trajectoire intermédiaire 2	Trajectoire intermédiaire 3	Trajectoire haute
TOTAL tertiaire et agriculture	142,2	115,3	116,3	122,5	130,4
Chauffage	16,9	15,5	15,7	16,2	17,2
Ventilation et climatisation	14,6	13,8	14,8	15,3	17,1
Eau chaude sanitaire	4,6	4,9	4,8	5,1	5,2
Cuisson	3,2	2,7	2,7	3,0	2,9
Froid	7,9	4,7	4,7	5,1	5,0
Éclairage	16,6	7,0	6,1	7,5	6,6
Informatique et autres	21,0	15,4	15,9	16,7	17,6
Agriculture	8,1	7,1	7,4	7,5	8,0
Hors bâti	49,4	44,2	44,2	46,2	50,8

1.3.3 Secteur industriel et de l'énergie : des perspectives stables qui marient croissance de la production industrielle et amélioration de l'efficacité énergétique

La consommation d'électricité de l'**industrie** (hors secteur de l'énergie) en France continentale s'est élevée en 2016 à 115,5 TWh, dont près de 60% concentrés sur trois secteurs d'activité de la métallurgie et la mécanique (hors automobile), de la chimie et de l'industrie agroalimentaire.

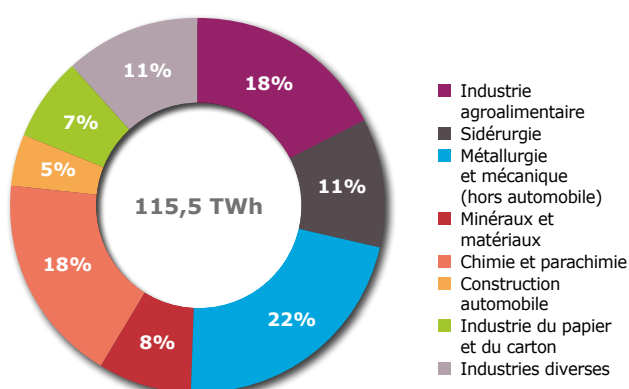
Une tendance baissière au cours des dernières années dans un contexte de désindustrialisation

Premier secteur en termes de consommation d'électricité jusqu'en 2005, le secteur industriel a été depuis dépassé par le secteur résidentiel puis par le secteur tertiaire. En effet, la demande d'électricité de l'industrie se caractérise par une diminution quasi ininterrompue⁷ depuis le début des années 2000.

Ce constat s'explique par :

- ▶ une dynamique de la production industrielle en volume relativement atone, bien inférieure à celle du PIB – la part de l'industrie manufacturière dans la valeur ajoutée n'est ainsi plus que de 11% en 2016 contre 16% en 2000 ;

Figure 1.29 Répartition par branches de la demande électrique industrielle pour l'année 2016



7. En 2009, la crise économique a généré une chute brutale de 14 TWh de la consommation du secteur industriel. Un rebond, lié à la reconstitution des stocks, a eu lieu en 2010, mais à un niveau restant inférieur à celui des années antérieures.

8. Ratio de la consommation électrique industrielle sur la valeur de la production de l'industrie manufacturière (prix chaînés, base 2010)

- ▶ un recentrage des activités vers des industries plus légères à forte valeur ajoutée au détriment des industries lourdes à fort niveau de consommation ;
- ▶ une décroissance de l'intensité électrique de l'industrie⁸ de 1,3% par an en moyenne depuis plus de vingt ans, conséquence de l'évolution structurelle de la production industrielle mais surtout de l'effet de l'**amélioration de l'efficacité énergétique**.

Cette tendance baissière de la demande électrique s'observe sur la totalité des grandes branches industrielles (cf. figure 1.30) à l'exception de l'industrie agroalimentaire, même si une inflexion semble se faire jour.

Des projections qui marquent une inflexion en ne prévoyant plus de recul important de l'activité manufacturière

La déclinaison des trajectoires prévisionnelles de PIB en scénarios de production industrielle a été élaborée en prenant en compte l'interdépendance des branches industrielles, afin d'assurer au mieux la cohérence macroéconomique de ces scénarios. La production industrielle est ainsi orientée à la hausse dans trois scénarios sur quatre, et quasiment stable dans le dernier (cf. tableau 1.6).

Les projections intègrent également la tendance baissière du poids relatif de l'industrie manufacturière (hors activités extractives) dans la valeur ajoutée française, qui a diminué de 5% depuis 2000. Elles introduisent toutefois une inflexion marquée dans cette tendance historique, avec un recul du poids relatif de l'industrie dans la valeur ajoutée française limité à 2% d'ici à 2035.

Des gains d'efficacité énergétique partiellement contrebalancés par l'électrification des procédés

Portés notamment par la directive sur l'éco-conception des matériels, les gisements d'**efficacité énergétique** sur les usages transverses (production d'air comprimé, de froid, pompage,

Figure 1.30 Évolutions comparées de la demande électrique des grandes branches industrielles base 100 en 2001

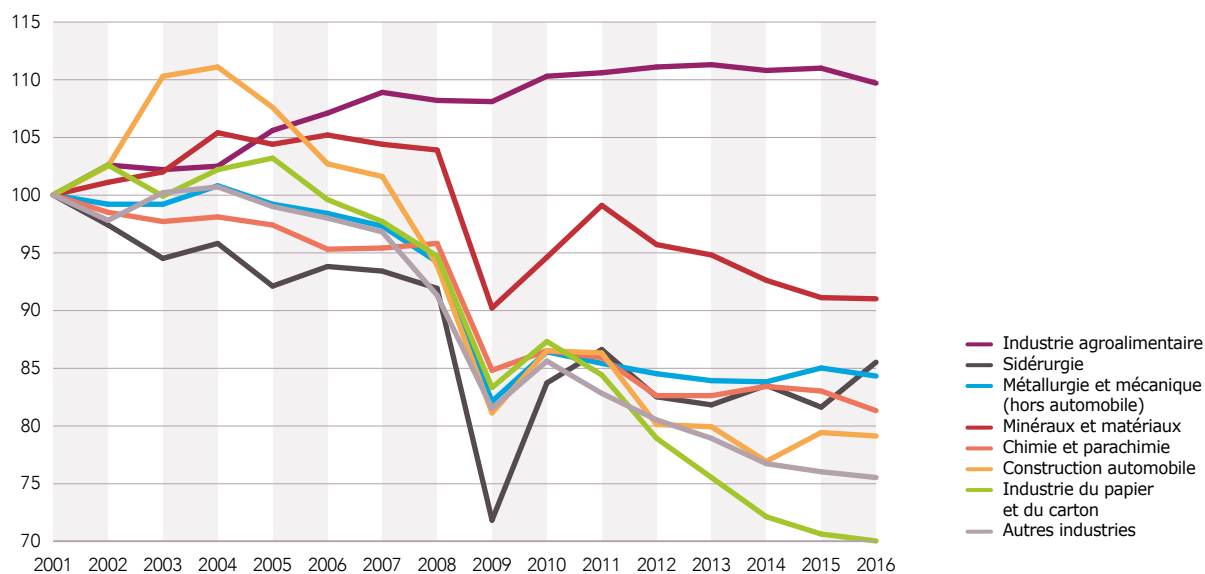
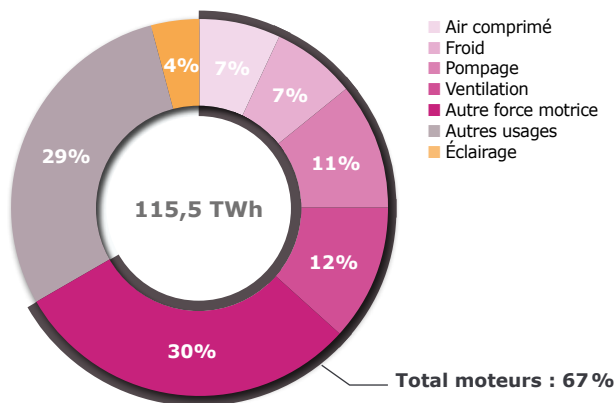


Tableau 1.6 Taux de croissance annuel moyen de la production en volume dans les grands secteurs industriels entre 2016 et 2035

	2035			
	Trajectoire basse	Trajectoire intermédiaire 2	Trajectoire intermédiaire 3	Trajectoire haute
PIB - croissance annuelle moyenne	+1,0%	+1,5%	+1,5%	+1,9%⁹
Industries agroalimentaires	0,0%	0,4%	0,4%	0,8%
Sidérurgie	-0,7%	0,3%	0,3%	1,2%
Métallurgie et mécanique (hors industrie automobile)	0,0%	0,7%	0,7%	1,3%
Minéraux et matériaux	-0,1%	0,6%	0,6%	1,0%
Chimie et parachimie	0,5%	1,1%	1,1%	1,5%
Construction automobile	-1,0%	-0,3%	-0,1%	0,6%
Industrie du papier et du carton	-0,9%	-0,3%	-0,2%	0,3%
Industries diverses	-0,4%	0,2%	0,2%	0,6%
TOTAL production industrielle	-0,1%	0,5%	0,5%	1,0%

9. Cette valeur moyenne correspond à une hypothèse de croissance annuelle moyenne de +2,0% par an jusqu'en 2030, et de +1,7% au-delà.

Figure 1.31 Répartition par usages de la demande électrique industrielle pour l'année 2016



ventilation, force motrice, éclairage) sont significatifs. Les trajectoires retiennent la concrétisation de tout le gisement à temps de retour court (inférieur à 1,5 an) et d'une partie, variant de 0 à 60 %, du gisement à temps de retour moyen (jusqu'à trois ans). Une approche similaire est également utilisée sur les usages de process. L'effet résultant à l'horizon 2035 est un effet baissier de 14 à 17 % sur la consommation électrique.

La consommation d'électricité industrielle est majoritairement – à hauteur de deux tiers environ – due à celle des **moteurs électriques** (cf. figure 1.31). Ils sont utilisés à des fins de pompage, de ventilation, de production d'air comprimé, de froid ou pour assurer un besoin de force motrice dans les procédés de fabrication. Les règlements portant sur l'efficacité des moteurs, pris en application de la directive sur l'écoconception des matériels, auront donc un rôle majeur à jouer dans la diffusion de l'efficacité énergétique au sein de l'industrie.

Cet effet baissier devrait être partiellement compensé par l'**électrification** des procédés, au travers de substitutions de procédés thermiques à base de combustibles vers l'électricité, mais également par l'apparition de nouveaux procédés et traitements dans la chaîne productive. Cet effet haussier pourrait représenter de 5 à 7 TWh de consommation supplémentaire à l'horizon 2035 selon les trajectoires.

Le secteur de l'énergie : une évolution baissière sous l'effet notable d'une contraction de l'activité de raffinage

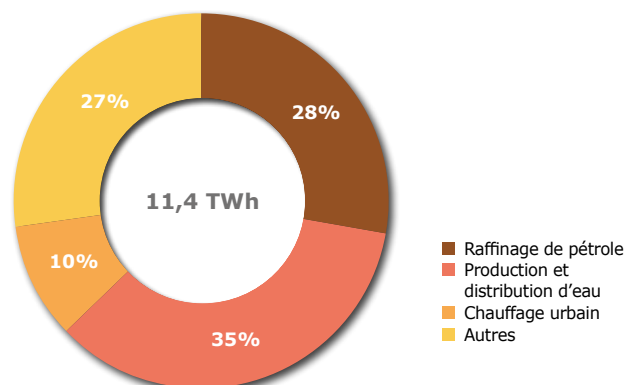
Le secteur de l'**énergie** a consommé 11,4 TWh en 2016, hors pertes. La consommation est principalement portée par deux branches (cf. figure 1.32) : la production et distribution d'eau (36 %) et les raffineries (29 %).

La consommation électrique tend globalement à la baisse depuis 2005 dans le secteur de l'énergie avec une évolution moyenne de -1,8 % par an entre 2006 et 2016 (hors pertes et hors enrichissement d'uranium), sous l'effet notamment de fermetures de raffineries (un quart environ des capacités de raffinage de la France a été fermé depuis 2008).

Dans un contexte prévisible de baisse de la demande en produits finis en Europe, le parc de **raffinage** devrait poursuivre sa contraction : l'hypothèse d'une réduction des capacités en France est retenue, plus ou moins marquée selon les trajectoires, de 12 % à 25 % d'ici à 2035.

Par ailleurs, le secteur de la **production et distribution d'eau** offre un potentiel d'économie d'énergie important, par réduction du taux de fuites, amélioration de l'efficacité énergétique des moteurs, utilisation de vitesse variable et amélioration de la gestion et du comptage. Les gains

Figure 1.32 Répartition par branches de la demande électrique du secteur de l'énergie pour l'année 2016



anticipés pourraient ainsi compenser l'effet haus-
sier de la croissance démographique et conduire
à une évolution baissière de la consommation,

comprise entre -0,1% et -1,1% par an selon les
trajectoires.

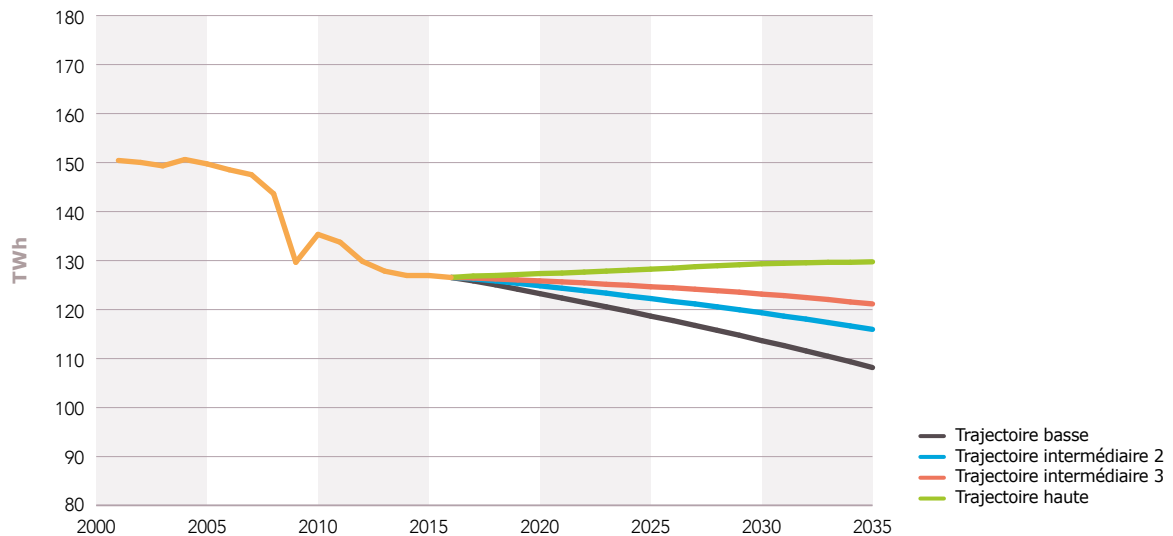
Bilan pour l'industrie : une croissance de la production industrielle compensée par l'efficacité énergétique

Les effets haussiers de l'activité industrielle et de l'électrification des procédés sur la consommation devraient être dans l'ensemble contrebalancés par la poursuite de la progression de l'efficacité énergétique. Il en résulte des trajectoires de consommation relativement stables (cf. tableau 1.7 et figure 1.33).

Tableau 1.7 Principaux résultats dans les secteurs de l'industrie et de l'énergie par trajectoire à l'horizon 2035

Consommation en TWh	2016	2035			
		Trajectoire basse	Trajectoire intermédiaire 2	Trajectoire intermédiaire 3	Trajectoire haute
Industries agroalimentaires	20,2	17,0	18,0	18,6	19,7
Sidérurgie	12,6	10,7	12,7	12,9	15,2
Métallurgie et mécanique (hors industrie automobile)	25,0	23,0	24,7	25,5	27,2
Minéraux et matériaux	9,4	8,3	9,2	9,4	10,1
Chimie et parachimie	20,4	17,8	19,2	20,1	20,7
Construction automobile	5,4	3,9	4,3	4,7	5,6
Industrie du papier et du carton	8,0	6,2	6,6	7,1	7,5
Industries diverses	13,3	10,6	11,2	12,0	12,7
Non réparti	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
TOTAL industrie	115,5	98,5	107,1	111,3	119,9
Consommation raffinage de pétrole	3,2	2,4	2,4	2,8	2,8
Consommation production et distribution d'eau	4,0	3,9	3,2	3,5	3,2
Consommation chauffage urbain	1,1	1,0	0,9	1,0	0,9
Consommation autres secteurs de l'énergie	3,1	2,7	2,7	2,8	3,2
TOTAL secteur de l'énergie	11,4	10,0	9,2	10,1	10,1

Figure 1.33 Trajectoires de la demande électrique du secteur industriel et de l'énergie (hors pertes, hors enrichissement de l'uranium)

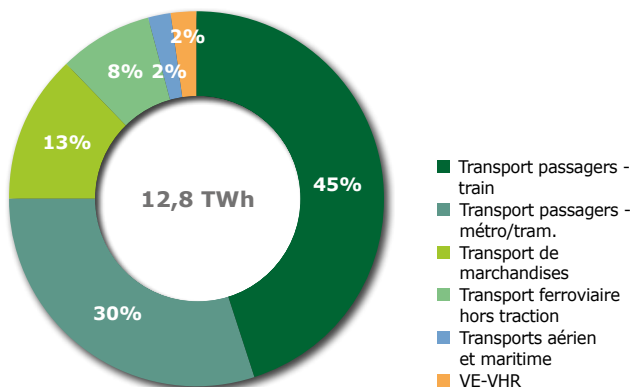


1.3.4 Secteur des transports : un fort relais de croissance pour l'électricité qui implique des actions sur le pilotage de la courbe de charge

Aujourd'hui, le secteur des **transports** est le premier contributeur aux besoins énergétiques de la France (un tiers de la consommation finale, très largement dominé – à hauteur de 92% – par le recours aux produits pétroliers). Il contribue en revanche de manière marginale à la consommation

électrique (3% de la consommation). Le volume et le rythme des reports susceptibles de s'opérer vers une électricité peu carbonée et reposant de manière croissante sur la production renouvelable constitue ainsi un enjeu essentiel de la transition énergétique.

Figure 1.34 Répartition par usages de la demande électrique du transport pour l'année 2016

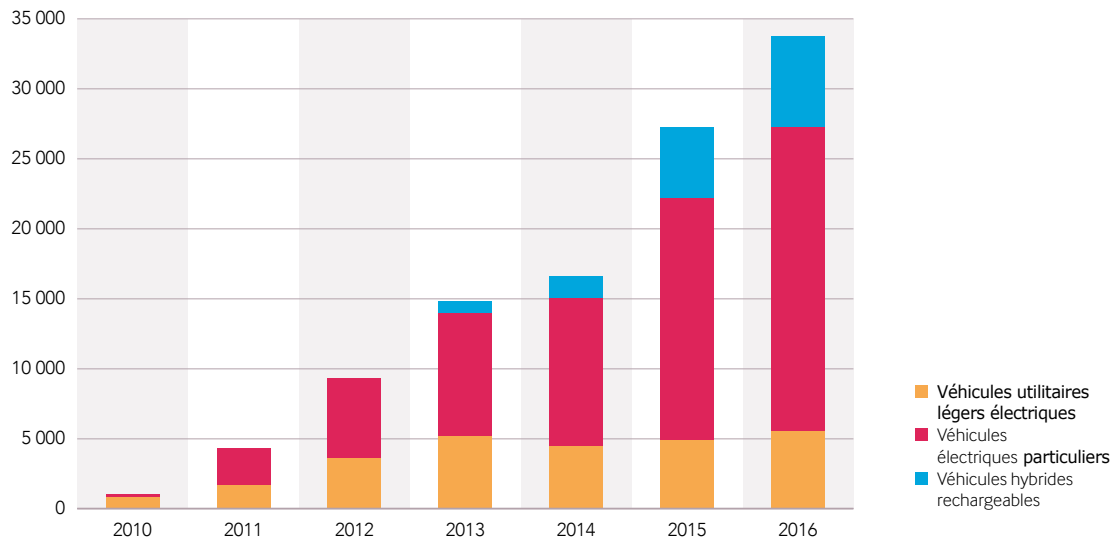


La consommation d'électricité du transport en France continentale s'est élevée en 2016 à 12,8 TWh. Le transport ferroviaire de passagers – cumulant train et transport urbain – représente 80% de cette consommation (cf. figure 1.34). Elle est demeurée légèrement croissante sur les dix dernières années (+0,3% par an en moyenne), portée par le développement des transports ferroviaires urbains et interurbains de passagers.

L'électromobilité : des perspectives de croissance qui peuvent être très fortes, et sont soutenables si elles sont pilotées

Le développement de l'**électromobilité** est considéré par la plupart des acteurs comme un des principaux éléments de réponse au défi de la transition énergétique et de la réduction de l'impact environnemental du transport.

Encore émergent en 2010, le marché des **véhicules électriques (VE)** et des **véhicules hybrides rechargeables (VHR)** a depuis fortement progressé.

Figure 1.35 Immatriculations neuves de véhicules électriques et hybrides rechargeables en France

En France, le rythme de développement de l'électromobilité est rapide, et la barre symbolique de 1% des ventes annuelles a été dépassée dès 2015, pour atteindre 1,4% en 2016, avec en corollaire un parc de plus de 100 000 unités (cf. figure 1.35).

Le développement de l'électromobilité participe de la stratégie mise en place par la France pour atteindre ses objectifs de réduction des émissions. La Programmation pluriannuelle de l'énergie retient notamment un objectif de 4,5 millions de véhicules électriques et hybrides rechargeables et de sept millions de points de recharges (dont 10% en accès libre) à l'horizon 2030. Cet objectif s'inscrit dans le cadre d'une politique de soutien de la filière depuis plusieurs années.

L'ambition a été portée à un niveau supérieur dans le Plan climat du ministère de la Transition écologique et solidaire, présenté en juillet 2017, qui prévoit l'interdiction à la vente des véhicules thermiques classiques en France au-delà de 2040. Plusieurs pays (Allemagne, Pays-Bas, Autriche, Norvège, Danemark, Suède, Inde, Chine, etc.) envisagent également l'interdiction de la vente de voitures à moteurs thermiques à des horizons relativement proches, ce qui pourrait accélérer considérablement la mutation.

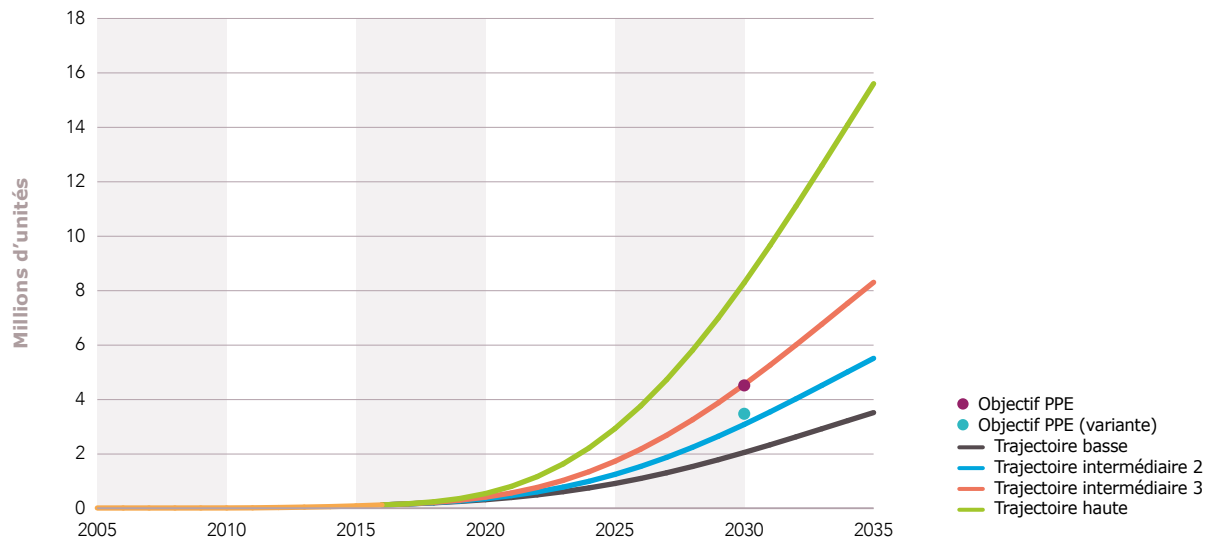
Pour autant, la filière demeure émergente. Pour rendre compte de l'incertitude encore importante sur la dynamique de diffusion de l'électromobilité, des trajectoires fortement contrastées sont retenues pour l'évolution des parts de marché des véhicules électriques et hybrides rechargeables dans les ventes annuelles. Ces trajectoires ont été conçues en cohérence avec la scénarisation d'ensemble et les capacités de financement permises par le contexte économique :

- ▶ les trajectoires «intermédiaire 2» et «intermédiaire 3» sont calées par rapport aux objectifs de la Programmation pluriannuelle de l'énergie ;
- ▶ la trajectoire haute est compatible avec l'objectif du Plan climat. Elle postule une très forte croissance du nombre de véhicules électriques, et constitue donc un scénario très volontariste.

Ainsi, les hypothèses de parts de marché des véhicules électriques et hybrides rechargeables croissent pour atteindre de 20% à 85% des ventes en 2035, et 10 à 40% du parc automobile total à cet horizon selon les trajectoires (3,5 à 15,6 millions d'unités, cf. figure 1.36).

Ces projections intègrent également l'effet des modes nouveaux d'utilisation des véhicules particuliers (covoiturage, autopartage, etc.) et

Figure 1.36 Parc projeté de véhicules électriques et hybrides rechargeables



d'organisation du travail (télétravail), avec en corollaire une légère augmentation du taux d'occupation des véhicules.

Il en résulte une consommation projetée des véhicules électriques et hybrides rechargeables se situant entre 7 et 34 TWh à l'horizon 2035. L'amplitude de cette fourchette reflète les incertitudes qui pèsent encore sur la dynamique d'essor de cette filière. Il demeure que la mobilité électrique évolue d'un sujet marginal à une contribution réelle à la consommation électrique française.

S'agissant de l'analyse en énergie, une telle évolution ne semble pas problématique pour le système électrique français. Même dans la trajectoire haute (34 TWh en 2035, soit près de 8% de la consommation finale d'électricité dans ce scénario), le volume demeurerait inférieur à la consommation du chauffage électrique aujourd'hui.

S'agissant de l'analyse en puissance, l'analyse est nécessairement plus nuancée. Si les appels de puissance associés à la recharge des véhicules étaient concentrés lors des pointes existantes,

l'effet sur la pointe se chiffrerait à plusieurs gigawatts. Or ceci n'a rien d'une fatalité (voir aussi § 1.2.3) :

- ▶ l'incitation, via des offres de marché, au rechargement des véhicules électriques en dehors des périodes de pics de consommation est une condition nécessaire, du point de vue du système électrique, à leur éventuelle généralisation ;
- ▶ les leviers réglementaires peuvent être utilisés, de la même façon que pour l'eau chaude sanitaire dans les années 1980.

Des visions exagérément pessimistes sur la faculté des réseaux à accompagner le développement du véhicule électrique sont parfois avancées. Ces visions ne semblent pas être confirmées : **s'il fait l'objet d'un pilotage performant, l'essor de la mobilité électrique est « gérable » pour le système électrique** selon le calendrier souhaité.

Un rapport d'études complémentaires sur le développement des véhicules électriques et hybrides rechargeables sera publié au titre des suites du Bilan prévisionnel. Ce rapport s'attachera à apporter des éclairages supplémentaires sur leur impact et leur interaction avec le système électrique.

Transports ferroviaire et maritime : une tendance légère à la hausse

La modélisation des autres composantes du secteur des transports repose sur une approche modale, dont les principales hypothèses sont résumées dans le tableau 1.8.

En dépit de l'accroissement de sa part modale sur l'horizon de prévision, la croissance de la consommation d'électricité du **transport ferroviaire** devrait être limitée par l'amélioration de l'efficacité énergétique.

La consommation d'électricité de l'ensemble des transports ferroviaires devrait s'inscrire en légère

baisse dans trois trajectoires (jusqu'à -0,6% par an en moyenne dans la trajectoire la plus basse) ou progresser légèrement dans la trajectoire haute.

Enfin, la directive «soufre» de 2012 vise à réduire les effets nocifs du **transport maritime** sur les populations côtières. Aussi, de plus en plus de ports à l'instar de celui de Marseille, mettent au point avec les compagnies maritimes des systèmes de branchement électrique des navires à quai évitant l'utilisation de leurs moteurs auxiliaires. Leur généralisation pourrait représenter jusqu'à 400 GWh de consommation électrique supplémentaire à terme.

Tableau 1.8 Principales hypothèses de trafic et de parts modales par trajectoire à l'horizon 2035

	2016	2035			
		Trajectoire basse	Trajectoire intermédiaire 2	Trajectoire intermédiaire 3	Trajectoire haute
Besoin annuel moyen de transport par personne (km)	14 460	13 880	14 170	14 170	14 420
Trafic total passagers (Gpkm)	934	925	980	980	1040
Parts modales :					
Route (véhicules particuliers)	79,4%	77,7%	77,6%	77,3%	77,0%
Route (collectif)	7,7%	8,4%	8,3%	8,2%	8,1%
Rail	11,3%	12,4%	12,5%	12,9%	13,2%
dont train	9,6%	10,2%	10,4%	10,9%	11,2%
dont métro	1,7%	2,1%	2,1%	2,1%	2,0%
Air	1,5%	1,5%	1,6%	1,6%	1,7%
Trafic total marchandises (Gtkm)	305	258	324	324	395
Parts modales :					
Route	86,1%	85,5%	85,6%	84,8%	83,7%
Rail	11,4%	11,9%	11,8%	12,6%	13,6%
Fluvial	2,5%	2,6%	2,6%	2,7%	2,7%

Bilan pour le transport : d'une contribution marginale à un déterminant important de la consommation

En agrégeant l'ensemble du secteur du transport, la consommation électrique devrait s'inscrire fortement à la hausse dans toutes les trajectoires à l'horizon 2035. Les dynamiques sont très contrastées selon les projections, en fonction de l'essor des véhicules électriques et hybrides rechargeables (cf. tableau 1.9 et figure 1.37).

Les effets importants apparaissent essentiellement à partir de 2025. Ceci explique que certaines trajectoires agrégées de la consommation intérieure d'électricité puissent passer par un minimum local à peu près à cette échéance.

Figure 1.37 Trajectoires de la demande électrique du secteur du transport

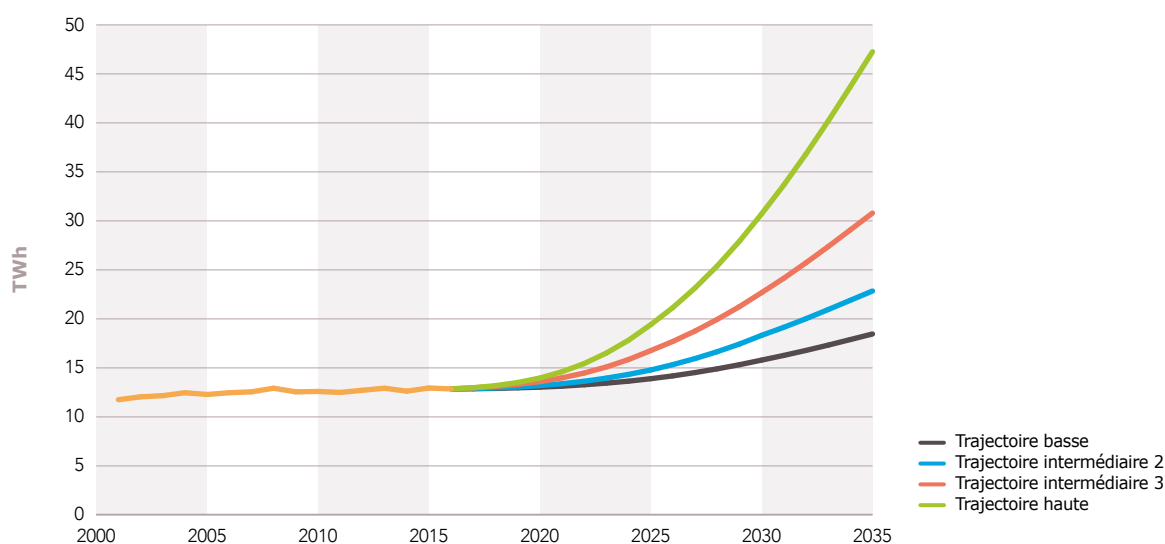


Tableau 1.9 Consommation par modes dans le secteur du transport par trajectoire à l'horizon 2035

Consommation en TWh	2016	2035			
		Trajectoire basse	Trajectoire intermédiaire 2	Trajectoire intermédiaire 3	Trajectoire haute
TOTAL du secteur transport	12,8	18,4	22,8	30,8	47,3
dont transport ferroviaire	12,3	11,0	11,3	12,0	12,2
dont transports aérien et maritime	0,2	0,7	0,7	0,7	0,7
dont véhicules électriques (y compris bus)	0,3	6,8	10,9	18,1	34,4

1.4 Les prévisions de demande se positionnent de façon centrale parmi les scénarios externes récents

1.4.1 Un paysage de scénarios externes élaborés chacun selon des logiques distinctes

La comparaison de scénarios émanant de sources différentes est toujours délicate à mener. En effet, les périmètres de la demande d'électricité considérés peuvent différer sensiblement selon que l'on inclut ou non la Corse et les départements d'Outre-mer, les pertes sur les réseaux, les consommations du secteur de l'énergie, du pompage, des auxiliaires des centrales, l'autoproduction d'électricité... En outre, les méthodes de correction climatique ne sont généralement pas identiques et peuvent induire des écarts supplémentaires sur les valeurs historiques de la consommation électrique.

Pour pallier ces difficultés, l'exercice a été mené en ramenant la consommation d'électricité en base 100 en 2015. Ainsi, la comparaison s'attache

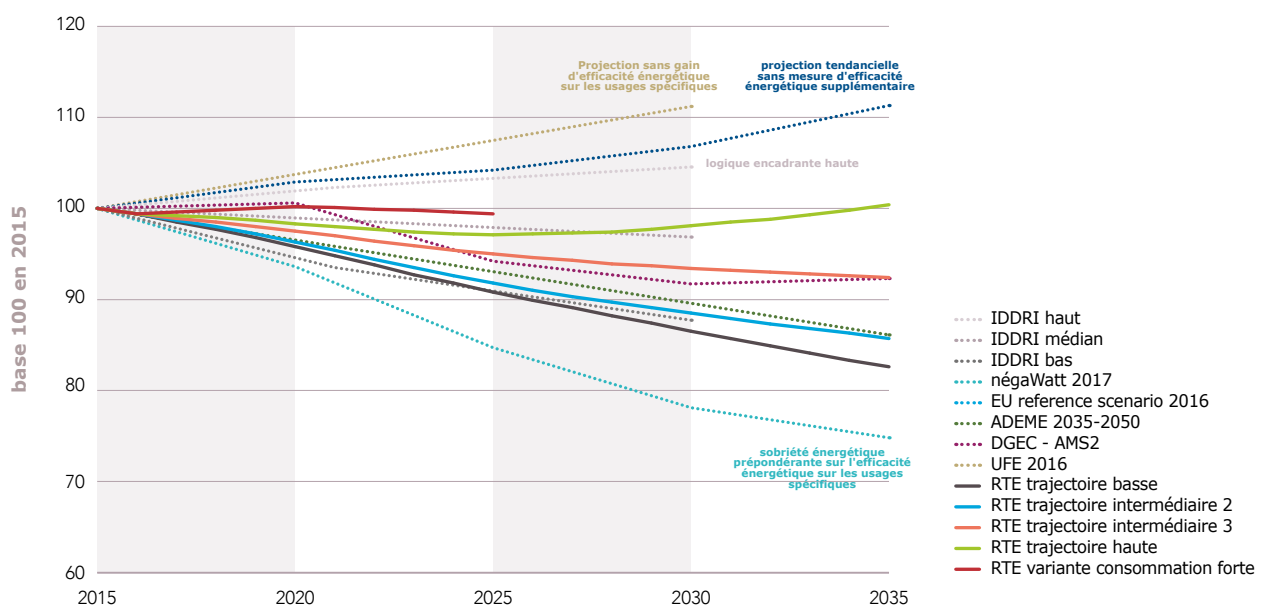
avant tout à mettre en balance les tendances d'évolution de la demande.

Les sources externes recensées sont, premièrement, des scénarios de long terme publiés récemment par des organismes publics :

- ▶ le scénario prospectif énergie-climat-air «avec mesures supplémentaires n° 2», dit AMS2, réalisé en 2014-2015 et publié par le ministère en charge de l'Environnement (scénario de référence de la Stratégie nationale bas carbone) ;
- ▶ l'exercice de prospective de l'ADEME «Actualisation du scénario énergie-climat ADEME 2035-2050», publié en octobre 2017 ;
- ▶ le scénario de référence publié début 2016 par la Commission européenne («EU Reference Scenario 2016»).

Des scénarios émanant d'associations ou de *think tanks* complètent ce panorama :

Figure 1.38 Comparaison de différents scénarios de consommation d'électricité en base 100 en 2015



- ▶ le scénario prospectif de transition énergétique à l'horizon 2050 publié par l'association négaWatt en janvier 2017 ;
- ▶ le scénario publié dans l'étude de l'Union française de l'électricité (UFE) en novembre 2016 (« Transition énergétique : les clés pour financer l'évolution de la demande en France ») ;
- ▶ les trois trajectoires issues de l'étude de IDDRI « La demande d'électricité en France : quels enjeux pour la transition énergétique ? », publiée en février 2017.

La comparaison des dynamiques d'évolution de ces scénarios avec les trajectoires du Bilan prévisionnel 2017 est présentée en figure 1.38.

Si certains de ces scénarios décrivent parfois des trajectoires plus haussières de la consommation, il s'agit essentiellement de projections relevant d'une approche tendancielle (ou « *business as usual* »), qui vise à fournir une trajectoire de base pour illustrer l'apport de nouvelles mesures, ou d'une approche encadrante haute. Ainsi, ces trajectoires ne peuvent être comparées directement à la trajectoire haute du Bilan prévisionnel 2017, laquelle ne constitue pas un encadrant et intègre d'emblée un haut niveau d'efficacité énergétique.

De façon symétrique, le scénario négaWatt 2017 illustre une contraction plus poussée de la demande. Ce scénario s'inscrit dans une démarche de type « analyse rétrospective normative » (ou « *backcasting* ») qui, partant d'un objectif à atteindre fixé *a priori*, vise à illustrer les décisions qui doivent être prises aujourd'hui. Cette logique d'élaboration contraste avec celle de la « trajectoire basse » du Bilan prévisionnel 2017, qui est basée sur une faible croissance économique mais aussi sur un niveau d'efficacité énergétique modéré.

1.4.2 Les trajectoires de demande du Bilan prévisionnel sont un résultat de l'analyse

Les trajectoires de consommation électrique ont un statut particulier dans l'élaboration du Bilan prévisionnel : elles ne constituent pas une hypothèse, mais un résultat de l'analyse.

Ces trajectoires appartiennent ainsi au champ de la prévision, et non de la prospective ; elles n'ont donc pas vocation à explorer l'ensemble des avenir possibles en matière d'évolution de la consommation d'électricité. Toutes sont basées sur un croisement de déterminants principaux, identifiés en amont et soumis à consultation publique, et des politiques publiques actuelles qui mettent l'accent sur l'efficacité énergétique.

Les prévisions ont fait l'objet d'une présentation aux parties prenantes le 5 juillet 2017, à l'issue de laquelle a été ajouté le principe de la variante « consommation forte ».

1.4.3 Des prolongements précisés pour poursuivre l'analyse des modifications de la consommation d'électricité

L'année 2017 a été l'occasion de mettre en œuvre une première modification méthodologique dans la construction des trajectoires de consommation, avec l'adoption d'un principe de corrélation macroéconomique entre la croissance économique et la diffusion de l'efficacité énergétique. Il en résulte, comme cela a été rappelé à plusieurs reprises, que les trajectoires proposées ne constituent pas des encadrants.

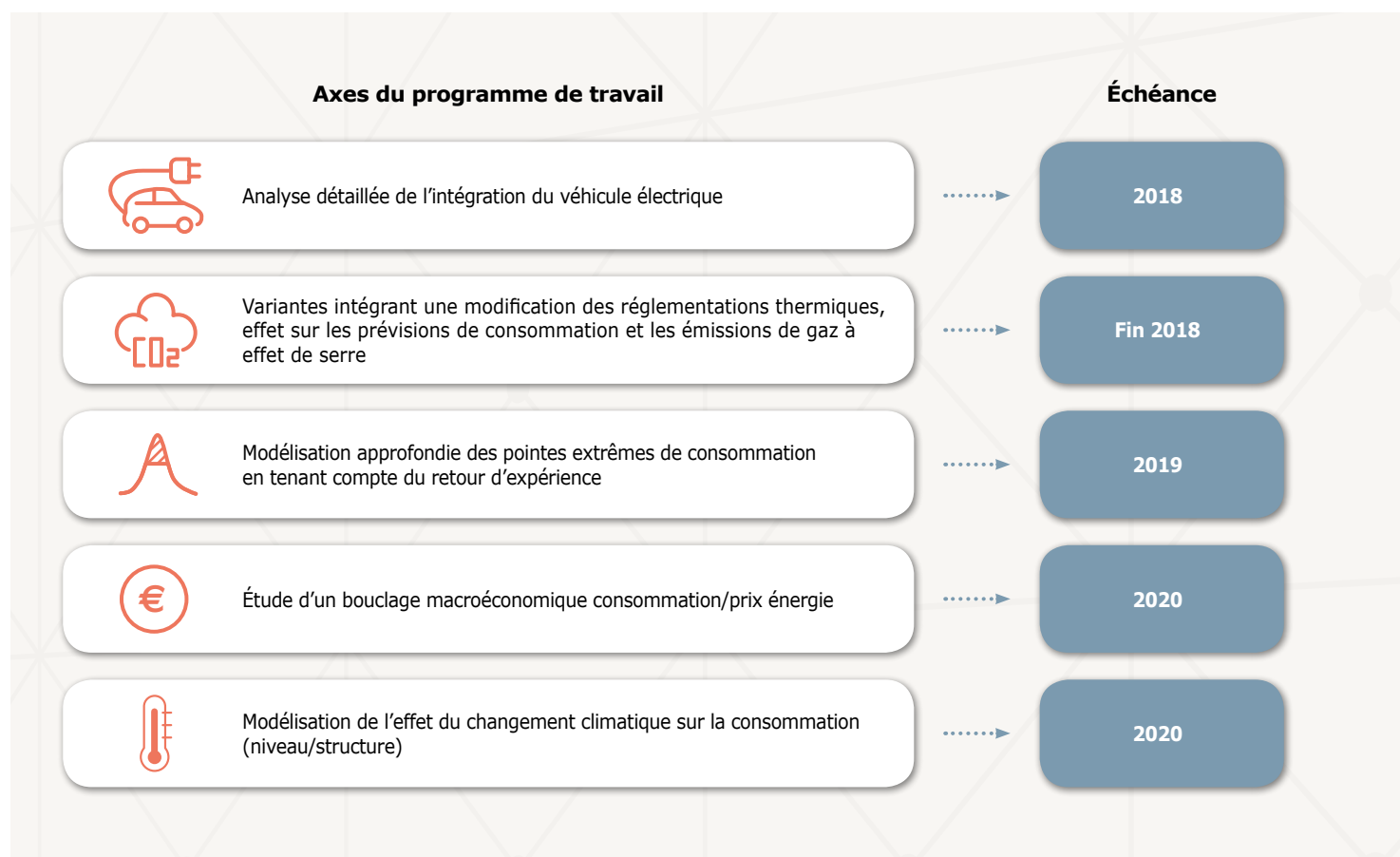
Les demandes des parties prenantes lors de la consultation publique menée au printemps 2017, ainsi que les discussions lors des séances de restitution des résultats du Bilan prévisionnel, conduisent à dessiner, au-delà, un programme de travail pour les prochaines années sur le volet de la demande d'électricité.

Ce programme de travail portera sur :

- ▶ l'analyse de variantes intégrant une modification des réglementations thermiques, et de leur effet sur les prévisions de consommation et sur les émissions de gaz à effet de serre ;
- ▶ une modélisation approfondie des pointes extrêmes de consommation en tenant compte du retour d'expérience ;
- ▶ l'analyse poussée de l'intégration massive du véhicule électrique sur les courbes de charge ;
- ▶ la mise en place d'un bouclage macroéconomique de la consommation d'électricité en fonction de son prix ;

- la modélisation de l'effet du changement climatique sur le niveau et la structure de la consommation (par exemple l'été en cas de canicules).

Ce programme de travail portera sur plusieurs années. Il sera mené en y associant les parties prenantes intéressées, dans la ligne du processus de concertation inauguré avec le Bilan prévisionnel 2017.



⋮ Principales hypothèses

Principales hypothèses sur le contexte socioéconomique

	2016	2035			
		Trajectoire basse	Trajectoire intermédiaire 2	Trajectoire intermédiaire 3	Trajectoire haute
Population (millions)	64,5	66,5	69,1	69,1	72,1
Nombre de ménages (millions)	28,4	31,5	32,7	32,7	34,2
PIB (TCAM 2016-2035)		+1,0%	+1,5%	+1,5%	+1,9%
Production tertiaire (TCAM 2016-2035)		+1,1%	+1,6%	+1,6%	+2,0%
Production industrielle (TCAM 2016-2035)		-0,1%	+0,5%	+0,5%	+1,0%

Principales hypothèses sur le secteur résidentiel

	2016	2035			
		Trajectoire basse	Trajectoire intermédiaire 2	Trajectoire intermédiaire 3	Trajectoire haute
Nombre de résidences principales (millions)	28,4	31,5	32,7	32,7	34,2
Construction neuve annuelle (milliers)	300	240	350	330	440
Reconstructions annuelles à neuf de logements désaffectés (milliers)	100	80	120	100	140
Part de marché de l'électricité dans le neuf (maison/appartement)	55 %/ 30 %	55 %/15 %	65 %/30 %	65 %/30 %	75 %/50 %
Substitutions annuelles de chauffage combustible vers l'électricité (milliers)	60	45	60	60	75
Rénovations annuelles d'isolation du parc ancien (milliers)	400	400	500	500	700
Impact d'une rénovation sur l'isolation du bâti ancien	-15%	-28%	-37%	-28%	-37%
Part de marché de l'eau chaude sanitaire électrique	51 %	53 %	55 %	55 %	58 %
Efficacité énergétique sur les usages domestiques (produits blancs, TIC, cuisson, éclairage) (kWh/an/ménage)	2 347	-43%	-47%	-43%	-47%

Principales hypothèses sur le secteur tertiaire

	2016	2035			
		Trajectoire basse	Trajectoire intermédiaire 2	Trajectoire intermédiaire 3	Trajectoire haute
Population active (millions)	28,9	29,2	30,1	30,1	31,7
Surface tertiaire (millions de m ²)	971	1032	1100	1100	1195
<i>dont part chauffée à l'électricité</i>	29%	32%	33%	33%	35%
<i>dont part climatisée</i>	29%	31%	33%	33%	35%
Construction annuelle (millions de m ²)	10	8	12	12	16
<i>dont part chauffée à l'électricité</i>	51%	53%	62%	53%	63%
<i>dont part climatisée</i>	49%	44%	48%	48%	52%
Rénovation annuelle du bâti (millions de m ²)		6,1	7,8	7,8	11,4
Évolution des besoins des usages informatiques par rapport à 2016		20%	30%	30%	40%
Évolution des consommations unitaires des usages informatiques par rapport à 2016		-46%	-50%	-46%	-50%
Besoin en centres de données (TCAM)		3,7%	4,9%	4,9%	7,6%
Taux d'équipement en LED (ou équivalent) en intérieur		81%	100%	81%	100%
Évolution des performances des LED en intérieur par rapport à 2016		-20%	-24%	-20%	-24%
Gain apporté par la gestion optimisée de l'allumage en intérieur par rapport à 2016		25%	30%	25%	30%

Principales hypothèses sur la production industrielle

	2035			
	Trajectoire basse	Trajectoire intermédiaire 2	Trajectoire intermédiaire 3	Trajectoire haute
Industries agroalimentaires	0,0%	0,4%	0,4%	0,8%
Sidérurgie	-0,7%	0,3%	0,3%	1,2%
Métallurgie et mécanique (hors industrie automobile)	0,0%	0,7%	0,7%	1,3%
Minéraux et matériaux	-0,1%	0,6%	0,6%	1,0%
Chimie et parachimie	0,5%	1,1%	1,1%	1,5%
Construction automobile	-1,0%	-0,3%	-0,1%	0,6%
Industrie du papier et du carton	-0,9%	-0,3%	-0,2%	0,3%
Industries diverses	-0,4%	0,2%	0,2%	0,6%
TOTAL production industrielle	-0,1%	0,5%	0,5%	1,0%

Principales hypothèses sur le secteur industriel

	2035			
	Trajectoire basse	Trajectoire intermédiaire 2	Trajectoire intermédiaire 3	Trajectoire haute
Effet de l'efficacité énergétique (TWh)	-16,1	-20,6	-17,1	-22,2
Effet volume (TWh)	-5,6	7,1	7,4	19,9
Effet nouveaux usages et parts de marché (TWh)	4,7	5,1	5,9	6,6

Principales hypothèses sur les véhicules électriques et hybrides rechargeables

	2016	2035			
		Trajectoire basse	Trajectoire intermédiaire 2	Trajectoire intermédiaire 3	Trajectoire haute
Parc de véhicules particuliers (VP) (millions)	32,1	27,9	29,0	28,9	30,1
Ventes annuelles VP (millions)	2,02	1,76	1,83	1,82	1,90
Parc de véhicules utilitaires légers (VUL) (millions)	6,1	7,2	7,8	7,8	8,4
Ventes annuelles VUL (millions)	0,38	0,42	0,46	0,46	0,50
Part des VE/VHR dans les ventes automobiles	1,4 %	20 %	31 %	47 %	85 %
Parc total de VE/VHR (millions)	0,1	3,5	5,5	8,3	15,6
<i>dont VE</i>	0,1	1,8	2,9	5,6	11,1
<i>dont VHR</i>	0,0	1,7	2,6	2,7	4,5
Part des VE/VHR dans le parc automobile	0,3 %	10 %	15 %	22 %	40 %
Kilométrage annuel moyen VP (km)	12 750	12 750	12 750	12 750	12 750
Consommation kilométrique moyenne VP (kWh/km)	0,20	0,18	0,18	0,18	0,18
% du kilométrage des VHR en mode électrique (VP)		50 %	50 %	50 %	50 %
Kilométrage annuel moyen VUL (km)	16 000	16 000	16 000	16 000	16 000
Consommation kilométrique moyenne VUL (kWh/km)	0,22	0,20	0,20	0,20	0,20
Consommation VE-VHR (TWh)	0,3	6,8	10,9	18,1	34,4

2. LE PARC DE PRODUCTION : DES SCÉNARIOS INTÉGRANT LE PILOTAGE PUBLIC ET UNE MODÉLISATION DES DÉCISIONS ÉCONOMIQUES DES ACTEURS EN CONCURRENCE

La transition énergétique implique des modifications structurelles dans la façon dont l'électricité est produite. Chaque filière fait aujourd'hui face à des perspectives différentes, qui dépendent de leur potentiel industriel, de leur coût de déploiement, et de leur contribution à la sécurité d'approvisionnement.

Les scénarios étudient un développement sans précédent des énergies renouvelables, susceptible de porter leur place dans le mix énergétique entre 40 et 70% selon les scénarios. Cette progression est principalement le fait de l'éolien (production multipliée par trois et cinq en fonction des trajectoires) et du photovoltaïque (multiplication par un facteur cinq à sept). Au-delà de la question du financement – qui ne conduit pas à une réponse univoque du fait de l'accroissement progressif de la compétitivité des EnR –, cette accélération suppose des actions dans le domaine des autorisations administratives, de la mobilisation du foncier, et du pilotage public.

Le Bilan prévisionnel permet d'étudier des avatars très contrastés sur le nucléaire, **allant d'une capacité maintenue au plafond légal à une fermeture de tous les réacteurs atteignant une durée de 40 années de fonctionnement en fonction des scénarios et variantes.** Tous les principes de pilotage testés conduisent à réduire la part du nucléaire dans la production d'électricité.

Les orientations données par le Gouvernement concernant les filières thermiques sont prises en compte, **avec une sortie du charbon programmée d'ici à 2022.** Les centrales au gaz sont analysées sous l'angle de l'espace économique existant sur les marchés européens de l'électricité.

Enfin, **le Bilan prévisionnel comprend cette année une modélisation détaillée des**

flexibilités intégrant les gisements techniques et économiques pour l'effacement de consommation ainsi que les récentes perspectives de diminution du coût des batteries pour le stockage.

Au-delà de la description des perspectives de chaque filière prise individuellement, c'est la modélisation de leur interaction dans un même système électrique qui présente de l'intérêt. La nouvelle philosophie d'élaboration des scénarios repose sur le bouclage économique. Cela signifie qu'**une installation de production ou un levier de flexibilité (effacement, stockage, etc.) ne peut être intégré au scénario que s'il peut trouver une rentabilité sur les marchés ou bénéficier d'un dispositif de soutien** assorti d'objectifs spécifiques sur l'horizon 2025-2035.

Les régimes de compétitivité entre les différentes filières sont largement déterminés par le prix des combustibles (notamment pour le gaz et le charbon) et par le prix du CO₂. Trois trajectoires sont considérées : elles permettent notamment d'étudier des prix du carbone variant entre 5 €/t, 30 €/t et plus de 100 €/t en lien avec les scénarios publiés par l'Agence internationale de l'énergie.

Pour les filières pilotées par la puissance publique, l'évolution des prix du combustible n'a pas d'impact sur leur développement selon le niveau défini par la puissance publique. Néanmoins, dans un contexte de renchérissement des prix des combustibles et du carbone, **les nouveaux scénarios illustrent la possibilité d'arbitrages économiques en faveur des EnR. Cet effet dépend des prix du carbone, et concerne certaines filières renouvelables (l'éolien ou le photovoltaïque au sol ou sur toiture industrielle) davantage que d'autres.**

2.1 Une modélisation spécifique pour chaque filière afin de tenir compte de leurs caractéristiques technico-économiques et du pilotage public

Pour couvrir la consommation, l'offre disponible en France est constituée d'installations de production et de capacités d'effacement de consommation. Au 1^{er} janvier 2017, le parc de production français est constitué de 131 GW de puissance installée (cf. figure 2.1) auxquels vient s'ajouter un potentiel d'effacement de la consommation de 2,5 GW durant la période hivernale.

Les moyens de production peuvent être distingués selon leurs caractéristiques et contraintes de fonctionnements :

- ▶ la **production fatale** dont l'énergie serait perdue si on ne l'utilisait pas au moment où elle est disponible. Il s'agit des productions intermittentes telles que l'éolien ou le solaire photovoltaïque et des productions plus régulières telles que l'hydraulique au fil de l'eau ou les bio-énergies. Leur capacité totale installée dépasse 28 GW ;
- ▶ la **production de « base »** destinée à fonctionner toute l'année. C'est le cas de la filière nucléaire avec 63 GW de puissance installée dont le nombre d'heures de fonctionnement moyen atteint 6700 en 2016 ;
- ▶ les **productions dites de « semi-base »** (centrales au charbon et cycles combinés au gaz pour l'essentiel) **et de « pointe »** (groupes fioul et turbines à combustion, qui ne sont utilisés que quelques heures par an) sont plus flexibles et s'adaptent aux variations de la demande résiduelle, à savoir la demande électrique défalquée de la production fatale. La puissance cumulée de ce parc est de près de 22 GW.

Le **parc hydraulique modulable** (éclusée, lac et STEP) représente 18 GW de puissance installée. Il permet d'assurer un complément de flexibilité tout comme les **effacements** à hauteur de 2,5 GW.

Figure 2.1 Puissance installée du parc de production en France au 1^{er} janvier 2017

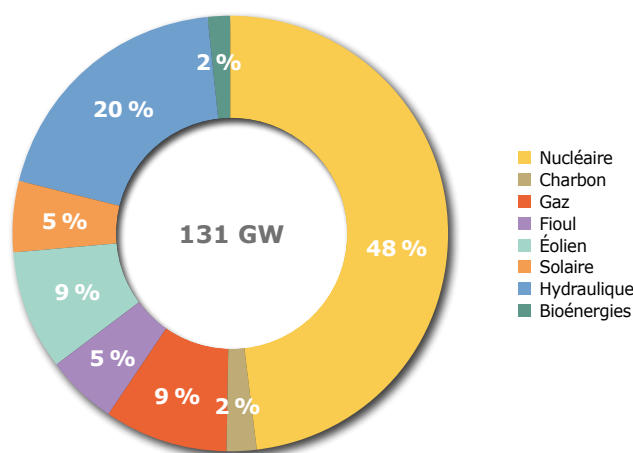
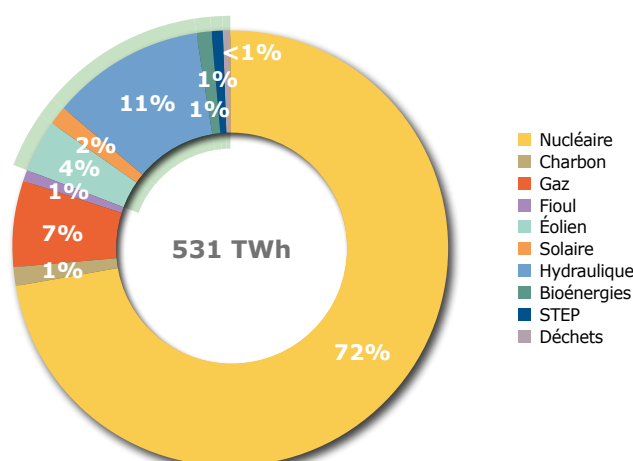


Figure 2.2 Mix de production en France en 2016



En matière d'énergie produite, la filière nucléaire est très majoritaire, avec une part de 72 % en 2016. Les énergies renouvelables représentent 19 % du mix de production. Les 9 % restants proviennent de moyens thermiques classiques au gaz et au charbon (cf. figure 2.2).

2.1.1 Les énergies renouvelables : trois trajectoires pour traduire la montée en puissance des filières et les incertitudes sur leur rythme effectif de développement

La situation actuelle : une évolution de la part renouvelable dans le mix électrique portée par le développement de l'éolien et du photovoltaïque

L'électricité d'origine renouvelable repose aujourd'hui en France sur les filières hydraulique, éolienne, photovoltaïque et bioénergies¹. À moyen/long terme, des énergies marines (hydrolienne, houlomotrice) compléteront ce paysage.

La loi de transition énergétique pour la croissance verte fixe l'objectif de porter à 40 % la part des énergies renouvelables (EnR) dans la production d'électricité en 2030. Cette ambition a été traduite dans la première Programmation pluriannuelle de

l'énergie (PPE), qui fixe notamment une feuille de route pour le développement de chaque filière associée à des objectifs détaillés à l'horizon 2023.

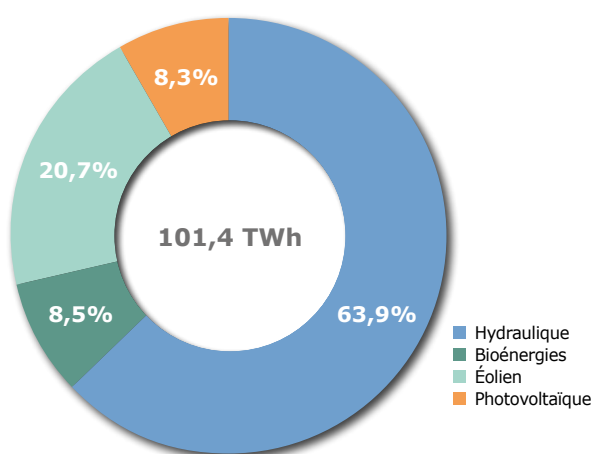
C'est l'énergie hydraulique qui représente aujourd'hui la principale forme d'énergie renouvelable. Le parc hydraulique a été construit en très grande majorité avant la fin des années 1970. Depuis, les travaux portent principalement sur des modernisations d'équipements ou l'installation de petites unités de quelques mégawatts. Le potentiel de production hydraulique est considéré comme étant exploité à proximité de son maximum, et les ambitions affichées dans la PPE relèvent avant tout de la pérennisation du productible hydraulique. La filière bioénergies reste quant à elle marginale dans le mix énergétique en France avec des objectifs modérés de la PPE.

Aujourd'hui, l'essentiel de la progression de la part du renouvelable dans le mix énergétique repose sur le dynamisme des filières éolienne et photovoltaïque (91 % de la croissance du parc des énergies renouvelables françaises).

La progression de la filière éolienne terrestre a connu une évolution contrastée depuis dix ans. En effet, entre 2006 et 2010, la filière a connu une accélération de son développement, faisant suite aux travaux sur le Grenelle de l'environnement et traduisant la confiance accrue des investisseurs. Ainsi, la filière éolienne terrestre est passée d'une puissance de 750 MW installés à près de 5800 MW installés en l'espace de quelques années et une dynamique de croissance d'année en année. Par la suite, entre 2010 et 2013, la filière a connu de fortes difficultés de développement, notamment en raison de rigidité dans le cadre législatif et réglementaire.

Plusieurs mesures de simplification ont ainsi été adoptées, notamment dans le cadre de la loi n°2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes (dite loi « Brottes ») :

Figure 2.3 Production renouvelable en 2016



1. Cette catégorie correspond à la catégorie « biomasse » définie dans l'actuelle Programmation pluriannuelle de l'énergie et correspond donc aux filières bois-énergie, méthanisation et à l'incinération de déchets ménagers.

- ▶ Les zones de développement de l'éolien ont été supprimées. En effet, avant l'entrée en vigueur de cette mesure, un parc éolien ne pouvait être implanté qu'après la création d'une zone de développement spécifique et ce même si le développement de l'éolien était prévu par le schéma régional climat air énergie. Il y a avait donc une double contrainte et une superposition de «schémas».
- ▶ La règle des 5 mâts minimum pour les parcs éoliens a également été supprimée. Cette mesure visait à faciliter le développement de petits parcs éoliens, notamment dans une logique d'insertion paysagère et territoriale des infrastructures.
- ▶ Le traitement des dossiers d'autorisation administrative a été accéléré en rassemblant les autorisations au sein d'une autorisation environnementale unique. Cette disposition permet également de faciliter l'encadrement des contentieux.

Depuis 2013 et grâce à l'ensemble de ces mesures, le développement de l'éolien terrestre a été redynamisé et s'établit entre 1 GW et 1,5 GW par an. Les projets en développement continuent d'augmenter et la structuration de la filière met en évidence une confiance accrue des investisseurs dans son développement en France. De ce fait, il s'agit de la filière connaissant la plus forte croissance. Au 1^{er} trimestre 2017, le panorama des énergies renouvelables mettait en évidence que 82% des nouvelles installations renouvelables installées correspondait à des parcs éoliens terrestres.

La dynamique de raccordement observée reste néanmoins en deçà du rythme nécessaire à l'atteinte des objectifs de la PPE. Ceci est notamment dû à des difficultés d'acceptabilité sociale importantes en France pour le raccordement de nouvelles installations et à des durées d'autorisation administrative et de recours contentieux qui restent supérieures à celles observées dans les pays voisins de la France.

L'éolien en mer (ou « offshore ») est amené à prendre une part importante dans le mix énergétique. En effet, la France correspond au deuxième gisement éolien d'Europe, derrière la Grande-Bretagne et devant l'Allemagne.

Deux appels d'offres ont été lancés en 2011 et 2013, pour un total de 3 GW répartis sur six parcs de production constitués d'éoliennes dites « posées ».

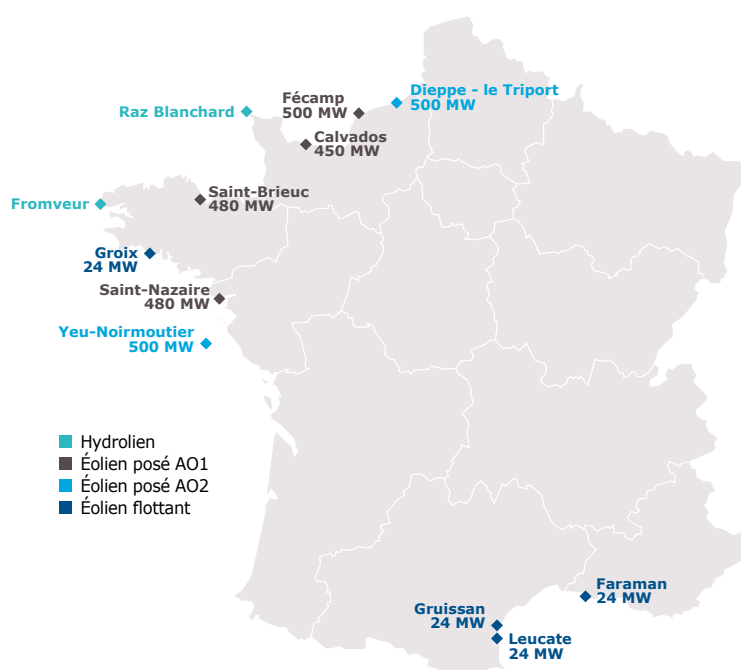
Les mises en service des projets ont été retardées en raison du nombre important de recours contentieux (tous les parcs font l'objet de recours) et de difficultés constatées dans la structure-même des appels d'offres (études techniques et environnementales réalisées après l'attribution des appels d'offres, cadre de raccordement complexe, etc.).

Ces points ont été identifiés par la PPE, qui indique qu'il est important de tenir compte du retour d'expériences des premiers appels d'offres pour améliorer les futures procédures et permettre leur accélération.

Par ailleurs, en 2016, un appel à projets a été lancé par l'ADEME et portait sur le développement de fermes éoliennes expérimentales basées sur la technologie de l'éolien flottant. Quatre projets ont été retenus pour une puissance installée de 96 MW. Ces appels à projets ont vocation à encourager la filière et à identifier les pistes permettant de pérenniser son développement en France.

Quant à la filière photovoltaïque, elle a été marquée successivement par des cycles d'accélération et de retournement importants, en France comme dans le reste des pays de l'Union européenne, au gré de

Carte 2.1 Projets de développement de l'éolien en mer et de l'énergie hydrolienne lancés entre 2011 et 2017



l'évolution des dispositifs de soutien. Les baisses de coût ont été significatives ces dernières années, ce qui a facilité l'émergence de nombreux projets. En France, le rythme de progression constaté ces dernières années reste pourtant inférieur à 1 GW par an, avec une année 2016 où moins de 600 MW ont été raccordés.

Les trajectoires à partir d'aujourd'hui : des dynamiques contrastées pour tenir compte des objectifs publics et des incertitudes sur le rythme de développement de chaque filière

Trois trajectoires pour le développement piloté des énergies renouvelables sont considérées dans le Bilan prévisionnel. Ces trajectoires sont déclinées par filière (éolien terrestre, éolien en mer, photovoltaïque) et basées sur la PPE adoptée en octobre 2016. Celle-ci prévoit pour l'éolien une progression d'ici à 2023 comprise entre 1,5 et 2 GW par an, et pour le photovoltaïque une augmentation comprise entre 1,4 et 1,8 GW par an.

La première trajectoire («rythme PPE haut») est fondée sur l'atteinte, en 2023, des objectifs les plus ambitieux de la PPE actuelle. La trajectoire est prolongée de manière linéaire au-delà de 2023.

La seconde («rythme PPE») est basée sur l'atteinte, en 2023, de l'objectif minimal de la PPE. Là encore, le rythme ainsi obtenu est prolongé jusqu'en 2035.

La troisième («rythme tendanciel») suppose un déploiement des énergies renouvelables dans le prolongement du rythme moyen observé au cours des dernières années. Dans cette trajectoire, les objectifs de la PPE ne sont pas atteints. Cette troisième trajectoire est utilisée (i) dans le cadre des scénarios et variantes associés au contexte économique le moins porteur et (ii) comme un test de sensibilité.

Les rythmes de progression des énergies renouvelables au-delà des échéances de la PPE ont été débattus avec les parties prenantes dans le cadre de la concertation organisée au premier semestre 2017.

Ces trois trajectoires dessinent autant de régimes de déploiement des énergies renouvelables. Passer du rythme tendanciel à l'atteinte des objectifs minimaux de la PPE, ou de ceux-ci aux objectifs les plus

ambitieux de la PPE, nécessite une mobilisation des financements associés, mais aussi une rationalisation des procédures d'autorisation des nouvelles installations et des réseaux qui les raccordent, une diminution de la conflictualité juridique associée à leur développement, et une réflexion sur le traitement des aspects fonciers associés.

Dans les quatre scénarios portant sur l'horizon 2035, ces trajectoires constituent celles du cas de base. Les analyses menées dans le cadre du Bilan prévisionnel intègrent, dans certaines variantes, la possibilité que le développement des énergies renouvelables excède les objectifs publics. Dans ce cas, ce développement s'effectuerait sur des bases marchandes et sans financement public complémentaire : c'est alors la compétitivité relative des filières EnR considérées par rapport aux autres moyens (notamment thermiques) qui prime (*voir § 2.2.3 infra*).

Des trajectoires haute et médiane basées sur une forte accélération du développement du parc renouvelable pour atteindre l'objectif de 40% de la production électrique en 2030

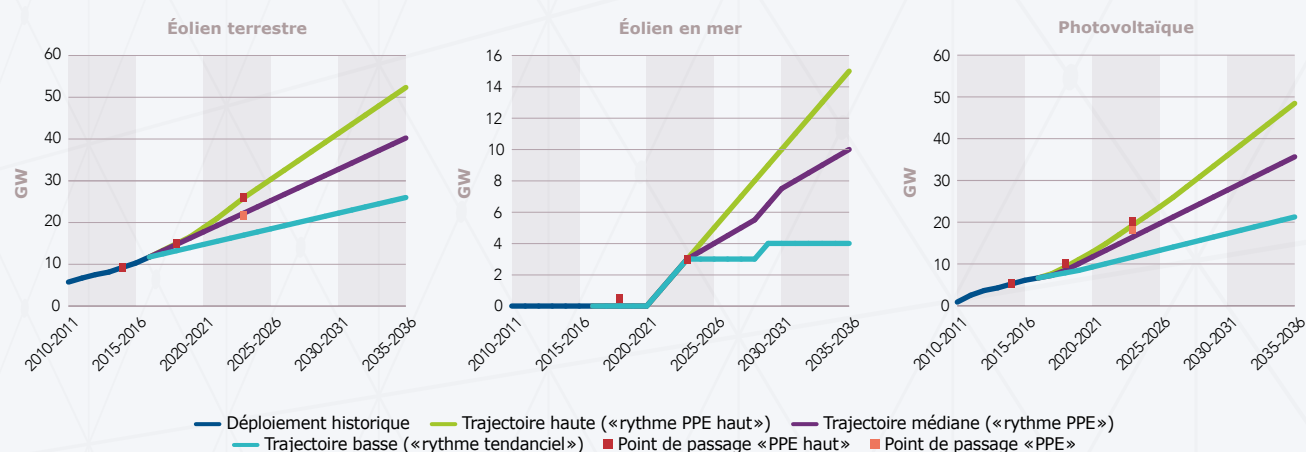
Les objectifs de déploiement des EnR seront prochainement actualisés par le Gouvernement pour l'année 2023, et prolongés par une échéance 2028, dans le cadre d'une nouvelle version de la PPE, annoncée pour le second semestre 2018. Dans ce cadre, des inflexions pourraient être décidées pour certaines filières. Les trajectoires retenues pour le Bilan prévisionnel, qui consistent à tirer «tout droit», jusqu'en 2035, à partir des points de passage actuellement prévus pour 2023, permettent d'étudier un large éventail de possibilités. Ces trajectoires ne présagent pas de la prochaine PPE et n'ont pas été établies sur la base d'une analyse des coûts visant à réaliser un panachage «optimal» des différents types d'énergies renouvelables. La trajectoire «rythme PPE haut» est ainsi particulièrement ambitieuse et prévoit une production de l'ordre de 314 TWh à horizon 2035. La trajectoire «rythme PPE» prévoit une production de 250 TWh à cette échéance.

Ces deux trajectoires sont mobilisées dans tous les scénarios de référence du Bilan prévisionnel. Elles assurent que l'objectif des 40% pour 2030 est atteint ou en voie de l'être dans tous les scénarios.



PARAMÈTRE CLÉ N°2 : RYTHME DE DÉPLOIEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES RÉSULTANT DU PILOTAGE PUBLIC

Figure 2.4 Trajectoires retenues dans le Bilan prévisionnel pour le déploiement piloté des EnR



Trois trajectoires de déploiement piloté des EnR sont retenues dans le Bilan prévisionnel, respectivement en cohérence avec (i) les objectifs les plus ambitieux de la PPE actuelle, (ii) l'objectif minimal de la PPE, et (iii) le prolongement du rythme moyen

observé au cours des dernières années. Ces trajectoires d'objectifs publics constituent des minima qui peuvent être dépassés dans certains scénarios et certaines variantes si les conditions de marché le permettent.

Tableau 2.1 Production renouvelable en 2035 selon les différentes trajectoires

Production en TWh	Rythme PPE haut	Rythme PPE	Rythme tendanciel
Total EnR	314	250	170
<i>dont hydraulique</i>	68	66	64
<i>dont éolien terrestre</i>	115	88	57
<i>dont éolien en mer</i>	46	29	12
<i>dont photovoltaïque</i>	58	48	25
<i>dont bioénergies</i>	18	15	12
<i>dont énergies marines</i>	3	3	0
<i>Autres EnR</i>	6	0	0

Tableau 2.2 Hypothèses de trajectoires EnR pour l'analyse à moyen terme et les différents scénarios

	Rythme PPE haut	Rythme PPE	Rythme tendanciel
Moyen terme (cinq ans)	✓	✓	✓
Scénario <i>Ohm</i>	✓	✓	✓
Scénario <i>Ampère</i>	✓	✓	
Scénario <i>Hertz</i>		✓	✓
Scénario <i>Volt</i>	✓	✓	
Scénario <i>Watt</i>	✓	✓	

✓ Cas de base ✓ Variante

Ces tendances impliquent un changement de rythme par rapport à la tendance actuelle

L'inflexion nécessaire du rythme de déploiement des EnR soulève plusieurs enjeux. Ceux-ci portent notamment sur le rythme et la faisabilité industrielle des trajectoires, sur leur financement, et sur leur acceptabilité par la population.

L'enjeu industriel peut être apprécié en comparant les rythmes de développement sous-tendant ces trajectoires aux références internationales.

Cette comparaison montre que les objectifs français sont ambitieux, mais que des rythmes de déploiement supérieurs ont pu être adoptés, notamment en Allemagne ou en Italie. Les efforts récemment mis en place par les pouvoirs publics pour renforcer le pilotage des filières éolienne et photovoltaïque concourent à la crédibilité des cibles affichées, et dotent progressivement la France d'un cadre permettant d'envisager en pratique le déploiement massif des énergies renouvelables. Pour autant, les niveaux actuels de déploiement demeurent modérés, et il sera nécessaire de constater une augmentation réelle du rythme de déploiement avant de conclure sur sa faisabilité. Le chapitre 11, consacré à l'analyse croisée des différents scénarios, permet de mettre en lumière ces enjeux.

La montée en cadence du développement des filières et la réduction des coûts de financement supposent de la visibilité pour les investisseurs. Depuis la publication en 2014 par RTE des précédents scénarios de long terme, d'importants progrès ont été réalisés dans le pilotage public : la réforme des modalités de soutien s'est accompagnée d'un cadencement plus précis des appels d'offres pour atteindre des cibles publiques exprimées dans la PPE.

L'enjeu financier porte sur la soutenabilité de l'effort financier pour la collectivité. Or les termes du débat pour apprécier la portée de cet effort évoluent progressivement sous l'effet de la baisse continue des coûts des EnR, du renchérissement des autres formes de production d'électricité, et de l'évaluation du coût économique associé à l'inaction en matière environnementale.

Sur le temps long, le montant du soutien public dont bénéficient certaines filières dépend de leur déploiement, mais surtout du différentiel entre les conditions financières dont bénéficient ces installations et les prix du marché de gros. L'analyse de ces effets n'est pas immédiate car les deux variables interagissent : la baisse du coût des énergies renouvelables accélère leur développement, mais elle conduit également dans un premier temps à faire diminuer les prix de marchés. Ceci n'est que lentement contrebalancé par le rééquilibrage des parcs de production, par le biais du déclassement de moyens thermiques.

Ils intègrent également l'évolution du prix du carbone, qui, dans certains scénarios, peut être très différent de son niveau actuel. Ce point a un impact important sur l'enjeu du soutien financier associé au déploiement des énergies renouvelables. Dans certaines des conditions de marché étudiées, l'enjeu financier associé à l'augmentation du déploiement des énergies renouvelables apparaît maîtrisé. Ceci va dans le sens des conclusions des analyses de la Commission de régulation de l'énergie sur le poids du passé dans les charges de service public de l'énergie. Dans plusieurs variantes étudiées par RTE (notamment celles du scénario *Watt*), un espace économique a été identifié pour le développement d'EnR au-delà des trajectoires régulées considérées en hypothèse. Cependant, dans d'autres scénarios et en fonction des conditions d'évolution du prix du carbone, un soutien public pourrait s'avérer nécessaire pour atteindre ces niveaux de déploiement des énergies renouvelables.

La simplification du cadre législatif et réglementaire associée au développement des énergies renouvelables demeure un enjeu. Plusieurs actions sont menées en ce sens.

D'une part, des outils de planification ont été mis en place par le cadre réglementaire et conduisent ainsi RTE et les gestionnaires de réseau de distribution à réaliser des schémas de développement des énergies renouvelables (S3RENr) pour chaque région de France. Ces schémas visent à (i) optimiser le développement des énergies renouvelables (en limitant les nouveaux ouvrages de réseau permettant le raccordement des parcs),

(ii) donner de la visibilité sur les besoins de renforcements du réseau, (iii) anticiper les nouveaux développements et (iv) permettre une mutualisation des coûts associés au réseau entre les producteurs EnR.

D'autre part, un travail relatif à la simplification des procédures est actuellement mené par les pouvoirs publics et fait l'objet d'un groupe de travail piloté par le Secrétaire d'État auprès du Ministre en charge de l'énergie. Les conclusions de ce groupe de travail et des pistes d'évolution législatives et réglementaires seront présentées au début de l'année 2018.

Enfin, dans le contexte spécifique du développement de l'éolien en mer, le projet de loi relatif aux hydrocarbures comporte des dispositions visant à faciliter le développement de cette filière et à se rapprocher des développements obtenus en Allemagne (qui devrait dépasser l'objectif qu'elle s'est fixée de 6,5 GW d'éolien en mer à l'horizon 2020). Ces mesures de simplification portent sur (i) la réalisation d'étude technique et environnementale avant le lancement de l'appel d'offres, (ii) la réalisation du raccordement par RTE et (iii) la possibilité de réaliser des plateformes offshore (hub) permettant d'accueillir plusieurs parcs éoliens.

Cette question de la simplification et de la rationalisation des procédures est étroitement liée à celle de l'acceptabilité des nouveaux projets d'EnR et des réseaux de raccordement et d'évacuation de la puissance.

En France davantage que dans certains pays, certaines filières semblent en effet faire l'objet d'oppositions systématiques, qui peuvent se traduire par une conflictualité juridique accrue. Dans d'autres cas, des contraintes d'aménagement du territoire plus fortes qu'ailleurs peuvent conduire à limiter les zones propices de déploiement. Ceci limite en pratique la place que peuvent prendre ces filières et le rythme de développement constaté.

L'investissement participatif a été identifié comme l'un des vecteurs favorisant l'ancrage territorial des installations renouvelables et facilitant la réalisation des projets. À titre d'exemple, l'Allemagne bénéficie d'un important niveau d'acceptabilité des énergies renouvelables au niveau local et 50 % des

capacités renouvelables installées entre 2000 et 2010 ont ainsi été financées de la sorte.

Afin de faciliter l'intégration des énergies renouvelables, la Programmation pluriannuelle de l'énergie prévoit de favoriser les projets qui mettent en œuvre des solutions d'investissement participatif dans le cadre des appels d'offres dédiés aux énergies renouvelables.

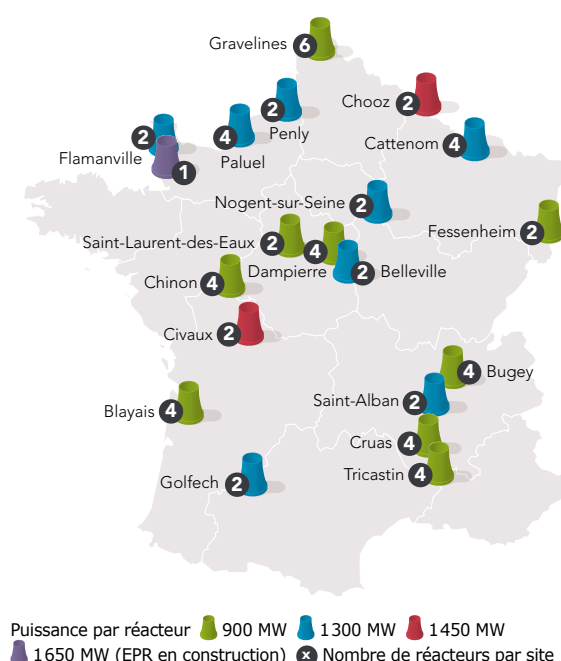
2.1.2 Nucléaire : six trajectoires pour tenir compte des incertitudes sur la prolongation ou la fermeture du parc

Le parc nucléaire actuellement en exploitation comporte 19 centrales composées de 58 réacteurs REP (réacteurs à eau pressurisée), pour une puissance totale installée de 63,1 GW (cf. figure 2.5).

Ce parc est composé de trois paliers techniques standardisés :

- ▶ le palier « 900 MW » comprenant 34 réacteurs, dont notamment les réacteurs de Fessenheim ;
- ▶ le palier « 1 300 MW » comprenant 20 réacteurs ;
- ▶ le palier « 1 450 MW » comprenant 4 réacteurs.

Figure 2.5 Carte des centrales nucléaires au 1^{er} janvier 2017 (en fonctionnement ou en projet)



Le parc actuel sera complété d'un réacteur supplémentaire de type EPR (*European Pressurised Water Reactor*) d'une puissance nominale de 1650 MW, sur le site de Flamanville.

Le développement du parc nucléaire a fait l'objet d'un investissement très concentré sur la période 1980-1990, avec des pointes d'installations pouvant atteindre jusqu'à 7000 MW par an : 22 réacteurs atteindront l'échéance de leur quatrième visite décennale d'ici à 2025, et 54 réacteurs au total durant la période 2020-2035.

Un plafond de 63,2 GW et un objectif de 50 % dans la production électrique pour le parc nucléaire

La loi de transition énergétique pour la croissance verte fixe un plafond de 63,2 GW pour la puissance nucléaire installée, puissance qui correspond au parc nucléaire actuellement en service. Dès lors que l'EPR sera mis en service, pour respecter le plafond de 63,2 GW de nucléaire, une puissance *a minima* équivalente à celle de l'EPR devra être mise à l'arrêt. L'option définie par la réglementation est celle l'arrêt des deux réacteurs de la centrale de Fessenheim lors de la mise en exploitation de l'EPR (décret du 8 avril 2017).

La loi fixe par ailleurs un objectif de réduction de la part du nucléaire dans la production électrique à 50% en 2025. La PPE publiée en octobre 2016 ne fixe pas de trajectoire pour atteindre l'objectif, mais la nouvelle version annoncée pour fin 2018 pourrait apporter des objectifs pour l'évolution de la filière.

La prolongation éventuelle des centrales nucléaires au-delà de 40 ans s'effectuera sous le contrôle de l'ASN

En France, la durée de fonctionnement d'une centrale nucléaire n'est pas définie *a priori*. L'exploitant d'une installation nucléaire de base doit réaliser tous les dix ans un réexamen de la sûreté de son installation (visite décennale ou VD), à l'issue duquel l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) prend position sur la poursuite de son fonctionnement.

L'exploitant EDF affiche aujourd'hui la volonté de prolonger la durée de vie de ses centrales. En juillet

2016, EDF a inscrit dans ses comptes la prolongation à 50 ans des réacteurs 900 MW (à l'exclusion de la centrale de Fessenheim).

Dans le cas spécifique de la quatrième visite décennale, l'ASN doit préalablement publier des orientations génériques sur la poursuite du fonctionnement des réacteurs de 900 MW au-delà des 40 ans de fonctionnement. Cet avis générique est désormais prévu pour 2020-2021. S'ils sont réalisés par l'exploitant, les travaux de prolongation sur le premier réacteur concerné par la 4^e visite décennale (Tricastin 1) interviendront avant la remise de cet avis générique.

Des questions se posent notamment sur la durée de ces visites décennales, dans le cadre d'une prolongation éventuelle des réacteurs. Plusieurs observateurs anticipent la possibilité d'un accroissement de la durée des visites décennales (actuellement de six mois). Dans ce contexte, RTE a réalisé des analyses de sensibilité sur l'impact sur la sécurité d'approvisionnement de visites décennales d'une durée d'un an, afin notamment d'apprécier l'impact sur la situation du système électrique pendant les périodes de froid.

Les travaux à réaliser dans le cadre de la quatrième visite décennale pour porter à 50 ans la durée de vie des réacteurs 900 MW constituent un investissement important pour leur exploitant. Les dépenses concernées sur la période 2014-2025 sont intégrées par EDF au sein d'un programme dit de grand carénage. Celui-ci comprend la fin de l'intégration des modifications qui découlent des prescriptions de l'ASN émises à la suite de l'accident de la centrale de Fukushima au Japon, la réévaluation de la sûreté au regard des exigences appliquées aux nouvelles installations et de l'état de l'art en matière de technologies nucléaires, et d'une partie de la réalisation des travaux permettant d'anticiper le réexamen périodique. Le coût du grand carénage est estimé par EDF en 2017 à 48 milliards d'euros courants étalé sur l'ensemble de la période. La Cour des comptes a pour sa part avancé le chiffre de 74,73 milliards d'euros₂₀₁₃ pour les investissements sur le parc existant, mais sur une durée plus longue, entre 2014 et 2030.

- le scénario *Volt* résulte d'arbitrages économiques dans un contexte de développement des énergies renouvelables en France et en Europe.

Ces trois scénarios s'appuient donc sur des principes différents de pilotage du déclassement du nucléaire, portant sur des horizons distincts et contrastés. La trajectoire de capacité nucléaire est donc un *résultat* de la simulation. Ainsi, ces scénarios et leurs variantes permettent d'apprécier

la différence en matière de rythme de déclassement et de nombre de réacteurs à fermer pour permettre une diversification du mix électrique.

Par ailleurs, le scénario *Watt* décrit une trajectoire technique, adossée à la fermeture du parc à 40 ans – au sens des quatrièmes visites décennales. Ce scénario est donc le seul où la trajectoire de capacité nucléaire constitue une *hypothèse*.



PARAMÈTRE CLÉ N°3 : TRAJECTOIRE D'ÉVOLUTION DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES

Les trajectoires retenues dans le Bilan prévisionnel découlent de deux logiques différentes : (i) une trajectoire technique et (ii) une trajectoire pilotée (par l'objectif public, les EnR, les émissions, et les débouchés) et dans laquelle la capacité installée

de nucléaire en fin de période constitue donc un résultat de l'analyse. Dans certaines variantes et dans l'analyse portant sur les cinq dernières années, une trajectoire au plafond de 63,2 GW est également analysée.

Tableau 2.3 Logique d'élaboration des trajectoires d'évolution de la capacité nucléaire installée pour l'analyse à moyen terme et les différents scénarios

	Trajectoire pilotée	Trajectoire technique	Trajectoire plafond
Moyen terme	✓	✓	✓
Scénario <i>Ohm</i>	✓ Pilotage 50% 2025 		
Scénario <i>Ampère</i>	✓ Pilotage EnR 		
Scénario <i>Hertz</i>	✓ Pilotage CO ₂ 		
Scénario <i>Volt</i>	✓ Pilotage économique 		✓ Plafond légal
Scénario <i>Watt</i>		✓ Pilotage technique 	✓ Cas de base ✓ Variante

2.1.3 Les filières fioul et charbon : une analyse intégrant le principe d'une sortie à court et moyen terme

Un parc qui se contracte depuis plusieurs années

Dans un contexte de lutte contre les gaz à effet de serre et de réduction des émissions de CO₂, le parc thermique classique a été largement réduit depuis le début des années 2000. Notamment, les filières les plus fortement émettrices de CO₂ (fioul et charbon) ont vu un grand nombre d'installations se fermer : plus de 8 GW ont ainsi été déclassés depuis 2012.

Le parc de grandes installations au fioul (groupes de 600 MW) représentait encore début 2016 une puissance installée de 5 GW, répartie sur trois sites. Ces moyens de pointe ne fonctionnaient que quelques dizaines d'heures par an et faisaient face à d'importants problèmes de rentabilité. Ceci a conduit leur exploitant à décider le déclassement complet de la filière. Aujourd'hui, seul un site reste en service, et ses installations seront mises à l'arrêt au printemps 2018.

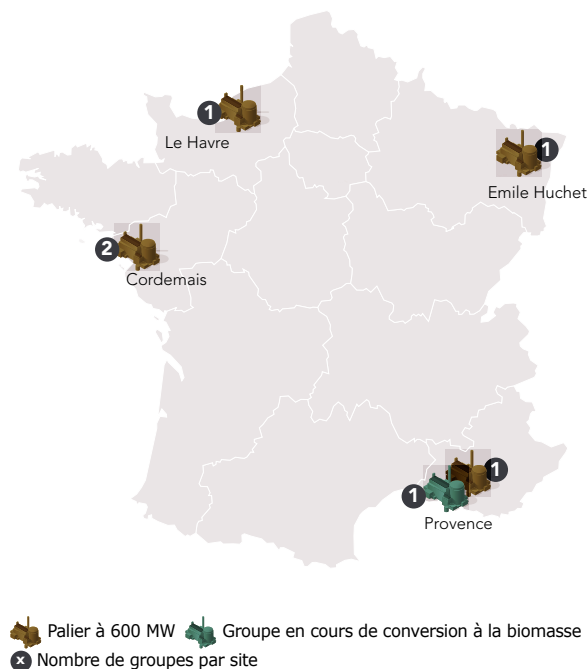
Le parc charbon français, dont la puissance installée était encore de 6,9 GW en 2013, a également déjà fait l'objet d'une première rationalisation au cours des dernières années. Il se limite aujourd'hui à cinq unités (dont trois ont fait l'objet d'investissements pour porter leur durée de vie jusqu'à 2035), réparties sur trois sites (cf. figure 2.7). Il n'existe pas de projet en cours de développement.

Un objectif de déclassement du parc charbon à moyen terme précisé par les pouvoirs publics

La Programmation pluriannuelle de l'énergie adoptée en 2016, actuellement en vigueur, a posé un premier jalon concernant la filière charbon, en interdisant la construction de toute nouvelle installation dépourvue de système de captage, stockage ou valorisation du CO₂. Elle prévoit également, dans le document de synthèse, de se préparer à un arrêt de la production d'électricité à partir de charbon à l'horizon 2023.

Le Plan climat rendu public en juillet 2017 a défini de nouvelles lignes directrices sur la

Figure 2.7 Carte des centrales thermiques au charbon au 1^{er} janvier 2017



politique climatique de la France. La sortie du charbon y figure en bonne place, et est assortie d'une échéance précise (d'ici à 2022). Ceci doit conduire à la fermeture des centrales existantes, ou à leur modernisation vers des solutions décarbonées. Le Gouvernement réfléchit actuellement aux modalités d'accompagnement des territoires concernés par la fin de la production d'électricité issue du charbon, notamment par le biais des contrats de transition énergétique.

La fermeture du charbon constitue un des principaux objets d'étude du Bilan prévisionnel 2017.

À cet effet, l'analyse portant sur les cinq prochaines années (*chapitre 4*) permet de quantifier l'influence d'une fermeture du parc charbon sur les marges, et ceci selon différents jeux d'hypothèses (notamment en ce qui concerne l'évolution du parc nucléaire, de la consommation, de la progression des énergies renouvelables ou des effacements de consommation).

Le scénario *Ohm* (*chapitre 5*) étudie la compatibilité entre un respect strict de l'objectif de 50%

de nucléaire à horizon 2025 et la fermeture des groupes charbon à horizon 2022.

Enfin, tous les scénarios 2025-2035 (*chapitres 6 à 9*) prennent comme hypothèse un arrêt du charbon avant 2022.

2.1.4 La filière gaz : une contribution à long terme à l'équilibre du système électrique

Une modélisation économique des perspectives de développement des différentes formes de production au gaz

Entre 2000 et 2015, de nombreuses nouvelles installations de production au gaz (de type cycle combiné) ont été installées en Europe. Dans un contexte d'ouverture des marchés, l'attrait pour ces centrales résultait de leur «faible» taille, ainsi que des perspectives de compétitivité de la production d'électricité au gaz par rapport au charbon.

À l'avenir, les possibilités de développement des centrales au gaz sont fortement dépendantes de l'évolution de la filière nucléaire et du développement des énergies renouvelables. En effet, avec la perspective d'arrêt du charbon et de sortie définitive du fioul, la production d'électricité à base de gaz est parfois présentée comme constituant une énergie de transition, surtout dans des scénarios où la réduction de la part du nucléaire ne serait pas concomitante de la progression de la part des énergies renouvelables. Par ailleurs, le délai de construction des centrales au gaz est «relativement» rapide, de l'ordre de cinq ans pour les derniers projets.

Dans le cadre du Bilan prévisionnel, les perspectives de développement de la filière sont spécifiquement étudiées dans les scénarios *Ohm*, *Hertz* et *Watt* :

- ▶ le scénario *Ohm* examine le besoin en construction de nouvelles centrales thermiques pour atteindre l'objectif de 50% de la part du nucléaire dans la production d'électricité à l'horizon 2025, en complément à une forte pénétration des énergies renouvelables ;

- ▶ dans le scénario *Hertz*, une analyse du même type est menée avec l'objectif d'atteindre la cible des 50% de nucléaire au plus vite avec une trajectoire «rythme PPE» pour les énergies renouvelables, mais sous contrainte de stabilité des émissions de CO₂ ;
- ▶ le scénario *Watt* étudie les besoins en centrales thermiques de complément pour accompagner une forte croissance des énergies renouvelables et une réduction très rapide du nucléaire tout en maintenant la sécurité d'approvisionnement.

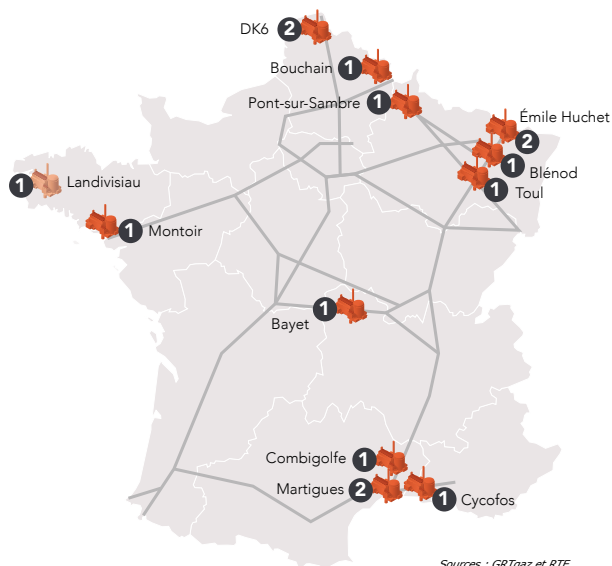
Selon les configurations, le développement des centrales au gaz peut répondre à une véritable nécessité économique (production en semi-base pendant plusieurs milliers d'heures par an) ou résulter d'un besoin de moyens de secours pour accompagner l'intermittence des énergies renouvelables (production en pointe pendant quelques centaines d'heures par an). L'analyse doit permettre d'identifier ces configurations, car les modèles d'affaires associés et les conditions de réalisation diffèrent : les perspectives de développement porteront alors prioritairement sur des cycles combinés au gaz (moyens de semi-base) ou des turbines à combustion (moyens de pointe). Cette répartition dépend des débouchés économiques, évalués à l'échelle de tous les pays européens modélisés : il s'agit d'un *résultat* de l'analyse, et non une hypothèse.



Les cycles combinés au gaz, un parc récent qui sert de socle dans tous les scénarios

Dans un contexte d'ouverture du marché à la concurrence et de perspectives fortes de croissance de la consommation électrique, les premiers cycles combinés au gaz ont été mis en service en France dans les années 2000. Cette technologie bénéficie d'un rendement énergétique élevé et son impact environnemental est moindre que celui d'une centrale thermique classique (à vapeur), avec un taux d'émission de CO₂ réduit de moitié.

Les perspectives de prix du gaz durablement bas laissent à l'époque entrevoir une forte compétitivité économique de ces moyens de production. C'est ainsi que la filière a connu un développement assez rapide au cours de la dernière décennie, avec des mises en service opérationnelles

Figure 2.8 Carte des cycles combinés au gaz au 1^{er} janvier 2017



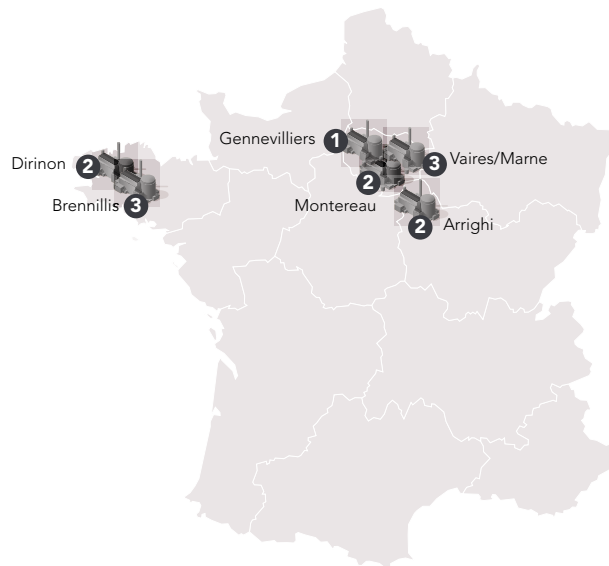
 Centrale en service  Centrale en projet ou en construction
 * Nombre de groupes par site

principalement concentrées entre 2008 et 2012. En 2017, le parc français représente une capacité installée de 6,2 GW et compte 14 installations (cf. figure 2.8).

L'essor industriel de cette filière en Europe, et notamment en France, a été freiné par la baisse de la croissance, voire par la diminution de la consommation électrique depuis 2008 et le développement des énergies renouvelables mais également par la concurrence accrue des centrales au charbon européennes. En effet, ces dernières ont connu un regain d'activité important en raison de l'évolution des prix des combustibles et de la faiblesse persistante du prix du CO₂.

Un cycle combiné au gaz doit être mis en service à Landivisiau en 2021, projet retenu à l'issue de l'appel d'offres mené en 2011 dans le cadre de la sécurisation de l'alimentation électrique en Bretagne. En dehors du soutien au projet de cycle combiné au gaz de Landivisiau, la Programmation pluriannuelle de l'énergie ne mentionne pas de cible d'investissement sur cette filière. Elle limite le

Figure 2.9 Carte des turbines à combustion de plus de 80 MW au 1^{er} janvier 2017



* Nombre de groupes par site

fonctionnement de nouvelles installations (plafond de 2200 tCO_{2eq}/MW), mais cette exigence est peu contraignante pour un cycle combiné au gaz.

Les turbines à combustion, des moyens de pointe qui pourraient se développer

Le mix électrique français comprend également des moyens de pointe, et notamment un parc de 2 GW de turbines à combustion. Ces centrales sont conçues pour fonctionner entre quelques dizaines et quelques centaines d'heures par an (cf. figure 2.9).

Le parc est relativement récent et conforme aux normes environnementales en vigueur, les deux tiers des installations ayant été mises en service après 2007.

Les quatre unités les plus anciennes situées en Bretagne auront atteint quarante années de fonctionnement à l'hiver 2021-2022. Bien que leur exploitant n'ait pas annoncé à ce jour leur fermeture, ces centrales pourraient être déclassées pour obsolescence à cet horizon.

PRINCIPES RETENUS POUR LA DÉTERMINATION DES ÉMISSIONS DE CO₂

Le Bilan prévisionnel 2017 présente, dans chaque scénario, une analyse des émissions de CO₂ au périmètre du secteur électrique français d'une part, et de la production d'électricité sur l'ensemble des pays modélisés d'autre part. Ces nouveaux indicateurs font suite à une très large demande de la part des parties prenantes dans le cadre de la consultation publique réalisée au printemps 2017 sur le cadre et les hypothèses du Bilan prévisionnel. Ils contribuent à l'évaluation des politiques publiques dans le secteur de l'électricité et à leur lien avec l'ambition climatique, affirmée au niveau mondial par l'Accord de Paris de décembre 2015, au niveau européen dans le cadre du Paquet énergie propre pour tous proposé par la Commission européenne en novembre 2016, et au niveau national par la loi de transition énergétique de 2015 ou la Plan climat de juillet 2017.

Le présent encadré récapitule les principes méthodologiques utilisés pour l'établissement de ces bilans. Un autre encadré, au chapitre 3, précise la prise en compte des échanges dans les analyses CO₂.

Les chiffres présentés portent uniquement sur le CO₂, à l'exclusion de tout autre gaz à effet de serre.

Les analyses présentées n'intègrent pas le cycle de vie. Ceci n'est pas lié à une difficulté conceptuelle (RTE a procédé à de telles analyses dans le rapport Réseaux électriques intelligents publié en juillet 2017), mais au manque de données accessibles (qui ne couvrent pas les processus de fabrication des unités de production, ni l'extraction et le transport des combustibles), et à l'étendue du périmètre d'étude (12 pays européens modélisés, sur des différents horizons d'étude). C'est ainsi un calcul du type «émissions directes en phase d'exploitation» qui a été réalisé. Les analyses présentées pourraient faire l'objet d'approfondissements ultérieurs.

Les émissions sont déterminées en prenant en compte des facteurs d'émissions usuels² et de nombreux programmes de production possibles (selon un nombre important d'aléas), en modélisant le système électrique au pas horaire.

Conformément aux bonnes pratiques identifiées par l'ADEME, les émissions des centrales alimentées exclusivement par des bioénergies ne sont pas comptabilisées, considérant que ces émissions sont compensées par le cycle naturel du carbone.

Par ailleurs, une approche prudente (afin d'éviter une sous-estimation) et certaines simplifications ont été adoptées. Ainsi, les émissions des cogénérations ont été intégralement affectées au secteur électrique.

Les émissions sont évaluées sur l'ensemble du parc modélisé, sans distinguer les productions en autoconsommation (cette contribution aux émissions de CO₂, plutôt en baisse en France ces trois dernières années, est difficile à extrapoler).

Le développement du biogaz n'est pas pris en compte dans les indicateurs présentés dans les chapitres 5 à 9, mais un développement spécifique y est consacré au chapitre 11.

Enfin, les transferts entre secteurs (les transports pour le véhicule électrique ou les secteurs qui valorisent la chaleur pour les cogénérations par exemple) ne sont pas représentés. L'analyse plus large de l'impact des scénarios sur les émissions, intégrant les émissions évitées ou engendrées dans d'autres secteurs, constitue une piste de prolongement fortement identifiée pour le Bilan prévisionnel (*voir chapitre 1*).

2. Les facteurs d'émissions sont déterminés à partir des coefficients d'émissions des combustibles issus de la base carbone de l'ADEME et des rendements types des centrales issus des collectes de données de l'ENTSO-E

Usuellement, les études d'équilibre offre-demande considèrent les turbines à combustion comme un «moyen de bouclage» du système. En France, l'économie du système (justification technico-économique du critère de sécurité d'approvisionnement de trois heures par an) a ainsi longtemps été calée sur les coûts fixes de tels moyens (*voir chapitre 4*). Désormais, les études réalisées par RTE prennent en compte que les turbines peuvent être concurrencées par les nouvelles formes de flexibilité, et notamment l'effacement de consommation. Ainsi, le bouclage économique des études ne conduit pas forcément au développement de moyens de pointe lorsque des alternatives économiques existent pour assurer la sécurité d'approvisionnement.

Selon les scénarios envisagés de déclassement du parc nucléaire et d'évolution des énergies renouvelables, les turbines à combustion peuvent prendre une part croissante dans la composition du mix électrique. Les analyses doivent permettre de déterminer des plages de fonctionnement pour les moyens thermiques, l'économie d'une turbine à combustion différant largement de celle d'un cycle combiné au gaz.

La répartition des investissements qui résulte des analyses n'est pas anodine en ce qui concerne les émissions de CO₂ : les turbines à combustion fonctionnant un nombre d'heures limité, un volume important ne signifie pas une forte croissance des émissions. Cet effet est par exemple étudié dans le scénario *Watt* par l'analyse des différentes variantes sur les énergies renouvelables et la consommation.

Le parc thermique décentralisé : un socle de plusieurs gigawatts de moyens fonctionnant en base

Enfin, au-delà des grandes installations de production, il existe en France un parc de moyens de production dont la taille unitaire est plus modeste. Ces installations contribuent néanmoins de manière significative à l'équilibre du système, avec une puissance installée de 7,5 GW début 2017.

Ces moyens sont pour l'essentiel des installations de cogénération au gaz (pour 4,3 GW), auxquelles se rajoutent des groupes diesel et des turbines à vapeur.

Le parc de cogénérations au gaz est constitué pour moitié environ d'unités sous contrat d'obligation d'achat et pour moitié d'unités dont le contrat a expiré et dont la production électrique est valorisée sur le marché de gros. Il est difficile de préciser le gisement technique pour de telles installations. Les trajectoires retenues pour cette filière, basées sur des sources publiques et les retours des acteurs lors de la consultation publique, dessinent un large spectre (1 GW dans l'hypothèse basse, 8 GW dans l'hypothèse haute).

Le décret relatif à la Programmation pluriannuelle de l'énergie ne fixe pas d'objectif chiffré pour le développement des installations de cogénération au gaz naturel. Ces moyens de production doivent donc trouver un espace économique pour partie soutenu (jusqu'à expiration des contrats d'obligation d'achat existants, à moins de leur renouvellement), et pour partie également laissé aux contraintes de rentabilité d'un modèle marchand, quoique bénéficiant de sources de revenus provenant du secteur électrique et de la vente de chaleur. Dans ce contexte, l'absence de soutien durable à la filière interroge sur sa pérennité.

2.1.5 Les flexibilités : des filières pour accompagner la transformation du système électrique

Les effacements et plus généralement les nouvelles formes de flexibilité, telles que les différentes technologies de stockage, sont susceptibles de se développer de façon significative et de rendre des services au système électrique, notamment en évitant la construction de nouveaux moyens de pointe et en réduisant la sollicitation des capacités de production les plus onéreuses lors des épisodes de pointe de consommation.

Les effacements de consommation : une filière en construction

La capacité d'effacement installée en France est aujourd'hui de l'ordre de 2,5 GW.

Cette capacité totale a eu tendance à diminuer depuis les années 1990, où 6 GW étaient disponibles. Après un creux atteint en 2012, la capacité a augmenté pour atteindre sa valeur actuelle de

2,5 GW. En effet, depuis 2010, un travail considérable a été réalisé en France pour ouvrir les différents marchés aux effacements de consommation. Cette politique a consisté en la mise en œuvre d'un cadre technique pour rendre possible l'agrégation de sites de caractéristiques hétérogènes d'une part, ainsi que de réglementations permettant l'activité d'opérateurs d'effacement indépendants des fournisseurs d'autre part. Les effacements de consommation peuvent aujourd'hui être valorisés par les fournisseurs dans le cadre de leur gestion de portefeuille, mais également être rémunérés directement sur les marchés, entièrement ouverts (mécanisme d'ajustement, marché de gros via le dispositif NEBEF, réserves rapide et complémentaire, services système). Enfin, un dispositif dédié (appel d'offres effacements) a été mobilisé pour contribuer au développement de la filière.

La loi de 2015 a modifié le cadre de référence en organisant un pilotage public de la pénétration des effacements dans le mix. La PPE prévoit un objectif de développement des capacités d'effacement électrique, tous types confondus, de 5 GW en 2018 et de 6 GW en 2023. À l'issue de discussions au cours de l'année 2017 entre les autorités françaises et la Commission européenne visant à stabiliser le cadre juridique du soutien à l'effacement de consommation, un premier appel d'offres était en cours de préparation en vue d'un lancement par RTE, sous l'égide de l'État, en décembre 2017.

Dans le Bilan prévisionnel, la capacité d'effacement est considérée comme pouvant varier entre son niveau actuel de 2,5 GW et 6 GW. Dans l'analyse présentée aux chapitres 4 et 5, différentes variantes permettent d'explorer ce spectre. Dans les scénarios présentés aux chapitres 6 à 9, cette capacité est déterminée par le modèle à l'issue du bouclage économique.

Le stockage : entre préservation des capacités actuelles et émergences de nouvelles filières

Le système électrique français est confronté à une variabilité importante de la consommation d'électricité. L'essor des énergies renouvelables conduit

à accroître les besoins pour répondre à l'enjeu de variabilité. Dans ce contexte, le stockage d'énergie apparaît comme une solution idéale sur le plan technique, en permettant de répartir l'énergie consommée et de «lisser» la puissance, au bénéfice du dimensionnement du mix de production et des réseaux.

Le stockage d'électricité est déjà présent de façon conséquente dans le système électrique français à travers le stockage gravitaire hydraulique (lacs, stations de transfert d'électricité par pompage). La capacité de stockage est aujourd'hui de 4,2 GW. Le remplissage du réservoir amont à l'aide de pompes, en période de faible consommation, permet de garantir la disponibilité de puissance de l'usine au moment des fortes consommations.

La PPE fixe l'objectif d'engager d'ici à 2023 des projets de stockage sous forme de STEP, en vue du développement de 1 à 2 GW de nouvelles capacités entre 2025 et 2030.

Les évolutions technologiques récentes ouvrent de nouvelles perspectives au stockage d'électricité. En particulier, les capacités de stockage électrochimique pourraient se développer à la faveur de l'amélioration spectaculaire des performances des batteries et de la baisse attendue de leurs coûts de production. Le développement du stockage stationnaire ou la mobilisation des batteries déployées par ailleurs (par exemple dans les véhicules électriques) constituent des enjeux considérables pour le système électrique, susceptibles d'en modifier structurellement les règles de fonctionnement. Aujourd'hui, quelques batteries ont été déployées pour participer à des dispositifs très spécifiques (services système fréquence), mais l'essentiel des projets de déploiement s'inscrit toujours dans le cadre de démonstrateurs.

La PPE ne fixe pas d'objectif spécifique pour le développement du stockage stationnaire. Elle précise qu'une «feuille de route» visera à favoriser des projets de recherche et développement sur le stockage d'électricité pour accompagner la forte augmentation de la part des énergies renouvelables dans la production électrique.

Dans le Bilan prévisionnel, le développement du stockage stationnaire constitue ainsi un résultat de la modélisation, et n'est prévu que s'il émerge de façon économique.

Enfin, l'inertie des ballons d'eau chaude sanitaire permet de différer leur consommation

sans dégrader le service rendu aux consommateurs. Le potentiel de stockage thermique de l'électricité est aujourd'hui en partie exploité par l'asservissement des ballons d'eau chaude sanitaire aux signaux tarifaires heures pleines/heures creuses.

2.2 Une modélisation des investissements sur la base des décisions individuelles des acteurs afin de restituer la logique économique de l'évolution du parc

2.2.1 Un changement de méthode dans le Bilan prévisionnel pour construire des mix énergétiques bouclés sous l'angle économique aux horizons 2025, 2030 et 2035

Une nouvelle philosophie pour les études de long terme

Les études présentées au chapitre 4 visent à vérifier la conformité de l'équilibre offre-demande avec le critère de sécurité d'alimentation prévu par les pouvoirs publics, en tenant compte des meilleures informations à date. Sur un temps aussi court en effet, la composition du parc de production et la situation en matière de sécurité d'approvisionnement sont essentiellement des résultantes des choix du passé. Il s'agit alors de vérifier si le niveau de sécurité d'approvisionnement peut être maintenu dans différentes situations, tout en gardant en mémoire que la responsabilité d'équilibrage demeure celle des fournisseurs – chacun par rapport à son propre périmètre et que les mécanismes économiques existants (marchés de gros ou mécanisme de capacité) doivent contribuer à résorber les écarts.

La logique d'élaboration des scénarios présentés aux chapitres 5 à 9 est différente. Sur le temps long, le système se rééquilibre en réaction aux chocs qu'il subit, sous l'effet notamment des signaux que transmettent les prix de marché. Ce rééquilibrage n'est ni immédiat (il faut du temps pour construire un nouveau moyen de production en réponse à un déficit avéré et des prix élevés), ni parfait (dans un contexte d'incertitude et d'aversion au risque, les décisions qui résultent du fonctionnement des marchés peuvent ne pas être optimales et, par exemple, ne pas correctement traiter les «événements extrêmes»). Il n'est de plus pas le seul à l'œuvre car une partie importante du parc obéit directement ou indirectement au pilotage public. Pour autant, ce rééquilibrage existe bien : sauf à être entretenues par des subventions,

les situations de surcapacité finissent par se résorber (et c'est bien l'expérience de la France au cours de ces dernières années), et les situations de déficit avéré de capacité conduisent à de nouveaux investissements.

L'analyse sur le temps long est ainsi basée sur le principe de systèmes électriques équilibrés, en France et dans les pays voisins. L'état d'équilibre est par défaut considéré comme celui correspondant au critère de sécurité d'approvisionnement (*voir chapitre 4*). Des variantes présentant des systèmes surcapacitaires ou sous-capacitaires dans les pays voisins ont été testées de manière à garantir la robustesse des résultats (*voir chapitre 3*).

Dans la présente édition du Bilan prévisionnel et pour la première fois, l'équilibrage des parcs, en France et à l'étranger, résulte d'une modélisation économique permettant de traduire les choix d'investissement ou de déclassement réalisés par les acteurs de marché (voire les particuliers) en fonction des incitations auxquelles ils font face. Le recours à une modélisation économique permet de garantir la cohérence entre les parcs qui résultent des simulations et l'ensemble des hypothèses contextuelles (niveaux de consommation, prix du CO₂ et des combustibles, niveau du nucléaire et des énergies renouvelables, etc.) en tenant compte des interactions entre ces variables.

La cohérence économique de l'ensemble des résultats du Bilan prévisionnel s'en trouve renforcée.

Une analyse des investissements/ déclassements qui repose sur la modélisation des décisions individuelles des acteurs de marché et des particuliers

Pour chaque scénario, la méthode utilisée dans le Bilan prévisionnel consiste à simuler un mix électrique européen économiquement réaliste, sous contrainte de prise en compte des trajectoires

régulées par la puissance publique pour certaines filières (notamment nucléaire, EnR, charbon).

La simulation des décisions d'investissement et de déclassement repose sur un calcul de rentabilité économique, qui tient compte des coûts totaux auxquels les acteurs font face et des revenus tirés sur les marchés (marchés de l'énergie, mécanisme de capacité). Le développement des énergies renouvelables (en valorisation sur les marchés ou en régime d'auto-production) au-delà des trajectoires soutenues par la puissance publique répond de cette même logique.

Les analyses intègrent une vision pluriannuelle : les décisions d'investissement (ou de déclassement) s'évaluent sur un horizon long. Un taux d'actualisation, reflétant le coût moyen pondéré du capital et différent pour chaque filière est considéré. Il est estimé en tenant compte du risque financier encouru par les investissements dans les capacités de chaque filière³. L'ensemble de ces paramètres, importants pour comprendre le résultat des simulations, a fait l'objet de la consultation publique menée au printemps 2017 et est présenté en annexe (*voir supra*).

Ces analyses peuvent également reposer sur différents «équilibres» du système électrique européen. Les résultats présentés reposent tous sur l'hypothèse que les pays européens mettent en place des mécanismes (quelle qu'en soit la forme) qui conduisent à un niveau de sécurité d'alimentation fixé en nombre d'heures de défaillance (en France, le mécanisme de capacité). D'autres configurations ont été testées pour représenter un marché fonctionnant avec des plafonds de prix faibles ou au contraire répondant à des objectifs de sécurité d'alimentation très contraignants.

Une modélisation des différents coûts auxquels sont soumises les filières de production

Pour construire le mix électrique à horizon 2035 en considérant les décisions que les acteurs pourraient

prendre (par exemple investir ou fermer des centrales existantes) de façon économiquement rationnelle, il est nécessaire de considérer leur modèle d'affaires. Cette modélisation repose sur une représentation des coûts auxquels ils sont effectivement soumis :

- ▶ les coûts d'investissement ;
- ▶ les coûts de maintenance et d'exploitation fixes (c'est-à-dire ne dépendant pas de l'énergie effectivement produite par le moyen de production) ;
- ▶ les coûts variables (dépendant de l'énergie produite par le moyen de production).

Le coût d'investissement comprend par hypothèse le coût de construction de la capacité, les intérêts intercalendaires à couvrir durant la période de construction et le coût de raccordement de l'installation.

Les coûts de maintenance et d'exploitation intègrent différents postes dont les loyers, les frais de fonctionnement, les assurances, ainsi que l'ensemble des taxes. La modélisation repose sur le principe que les acteurs doivent couvrir ces coûts de façon annuelle.

Une base de coûts établie à l'issue d'une consultation publique

Pour réaliser un tel exercice, il est nécessaire de disposer de bases de coûts précises. Les sources publiques ont été privilégiées pour ce faire, et notamment les travaux de l'Agence internationale de l'énergie et de l'ADEME⁴. Au-delà, les hypothèses structurantes ont toutes fait l'objet de la consultation publique du printemps, qui a permis de confirmer ou d'infirmer certaines références, et de situer les analyses présentées par rapport aux plages d'incertitude existantes.

Dans l'ensemble du document, plusieurs variantes de coûts ont été élaborées afin de tenir compte de trois éléments :

- ▶ La sensibilité des scénarios reposant sur la trajectoire d'EnR «rythme PPE haut» aux hypothèses de coût unitaire des filières considérées

3. Plus le risque sur les revenus est fort, plus le coût moyen pondéré du capital est important. Les énergies renouvelables qui bénéficient d'un régime de soutien permettant d'insensibiliser le revenu aux variations de prix peuvent avoir accès à un capital peu cher. À l'opposé, les filières dont les revenus sont fortement liés aux niveaux des prix de marché sont exposées à un coût du capital élevé.

4. Le rapport de l'Agence internationale de l'énergie de 2015 propose des informations spécifiques pour la France fournies par des acteurs eux-mêmes. Le rapport ADEME 2016 offre une photographie des coûts en France pour la plupart des technologies renouvelables de production d'électricité. D'autres sources de données utilisées concernant de nouvelles technologies (p. ex. batteries, hydroliennes, éoliennes flottantes) s'appuient sur l'étude ETRI réalisée par le JRC, le rapport de la Cour de comptes pour le coût de la filière nucléaire et les rapports «Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition» et «World Energy Outlook 2016» de l'Agence internationale de l'énergie.

comme les moins matures durant la consultation publique (éolien en mer et énergies marines).

- ▶ L'évolution plus rapide qu'attendue de certaines filières (par exemple photovoltaïque et éolien en mer) constatée depuis la consultation publique.
- ▶ L'optimisation des coûts qui pourrait résulter de réaménagements entre technologies renouvelables.

Les scénarios présentés dans les chapitres 6 à 9 sont ainsi quantifiés sur la base d'une hypothèse de coût de production ajustée («CP ajustée») dans laquelle les références de coûts pour les renouvelables sont celles de la consultation publique mais le «surcoût» (par rapport à l'éolien terrestre) associé à l'éolien en mer et aux énergies marines est neutralisé. L'analyse est enrichie d'autres variantes sur les coûts de production renouvelables et nucléaire dans le chapitre 11 pour intégrer, dans l'étude des scénarios, des sensibilités relatives à ces technologies.

La modélisation économique du Bilan prévisionnel ne nécessite pas d'adjoindre un coût spécifique «back-up» aux énergies renouvelables. Ce poste de coût est parfois ajouté afin de comparer les énergies renouvelables aux autres technologies, sur une base supposément égale afin de tenir compte de leur variabilité. Le «coût de back-up» apparaît généralement dans les exercices de comparaison des coûts complets des différentes technologies, exprimés en €/MWh et ramenant ainsi l'ensemble des coûts, notamment des coûts fixes (investissement

et maintenance), à la durée et au taux de charge de l'installation. Il représente ainsi la part des coûts du système électrique nécessaires pour compenser leur caractère intermittent et résulte donc d'une convention, par principe sujette à discussion. Les problématiques propres au réseau déterminées par les scénarios seront approfondies en 2018.

La modélisation économique du Bilan prévisionnel fait émerger un espace d'opportunité pour les flexibilités qui comprend notamment la couverture de la pointe de consommation et la compensation de la variabilité des énergies renouvelables. **Afin d'optimiser le calcul de rentabilité, les décisions d'investissement considèrent l'ensemble de cet espace d'opportunité et non des espaces d'opportunités distincts qui respectivement couvrirait la pointe de consommation ou compenserait la variabilité des énergies renouvelables.** *A contrario*, contraindre des flexibilités à ne cibler que la compensation de la variabilité nécessiterait globalement le recours à plus de flexibilités. En effet, dans ce cas, des flexibilités ne pourraient pas être rémunérées à la fois au titre de la compensation de la production renouvelable et de la couverture de la pointe de consommation.

Les tableaux suivants présentent les données de coût (hors combustibles et CO₂) pour les différentes technologies de production considérées dans le Bilan prévisionnel résultant du processus de concertation.

Tableau 2.7 Hypothèses de coûts de stockage lithium-ion stationnaire connecté au réseau de transport

Technologie	Stockage Li-ion
Risque de rentabilité	7 %
Durée de vie	10 ans (ou 10 000 cycles)
Coût d'investissement (€/kW _{puissance})	160
Coût d'investissement (€/kWh _{stockage})	360
Coût d'exploitation (€/kW.an)	5
Rendement	90 %
Variation du coût d'investissement en puissance entre 2017 et 2035	-17 %
Variation du coût d'investissement en stockage entre 2017 et 2035	-54 %

Tableau 2.5 Hypothèses de coûts de production – énergies renouvelables

Technologie	Éolien terrestre	Éolien en mer posé	Éolien flottant ⁵	Hydrolien marin	Photo-voltaïque au sol	Photo-voltaïque grandes toitures	Photo-voltaïque toitures résidentielles ⁶	STEP	Cogénération bois-énergie	Cogénération biogaz	Incinération des déchets
Taux d'actualisation	7% ⁷	2025 : 7% 2030 : 5% 2035 : 5%	2025 : 9% 2030 : 7% 2035 : 7%	11%	7% ⁷	7% ⁷	7% ⁷	11%	9%	9%	9%
Durée de vie des installations (ans)	> 2020 : 25 2030 : 30 2035 : 30	2025 : 25 2030 : 30 2035 : 30	2025 : 25 2030 : 30 2035 : 30	25	25	25	25	75	20	20	25
Coût d'investissement (€/kW)	1400	4100	6400	6800	1100	1300	2200	1325	4000	8000	6500
Coût fixe d'exploitation (€/kW.an)	47	150	190	250	30	50	70	18	-	-	100
Coût variable d'exploitation (€/MWh)	-	-	-	-	-	-	-	turb. : 0,2 pomp. : 3,1	15	90	-
Variation du coût d'investissement entre 2017 et 2035	-15%	-40%	-47%	-18%	-50%	-50%	-50%	0%	0%	25%	0%
Variation du coût d'exploitation entre 2017 et 2035	-15%	-33%	-57%	-18%	-50%	-50%	-50%	0%	0%	25%	0%
Facteur de charge moyen en France	25%	32%	-	33%	13%	13%	13%	-	51%	51%	50%

Tableau 2.6 Hypothèses de coûts de production (hors combustibles et CO₂) – énergies fossiles et nucléaire

Technologie	Nucléaire 2 ^e génération rénové	Nucléaire 3 ^e génération	Centrale à cycle combiné au gaz ⁸	Centrale au charbon ou au lignite	Cogénération au gaz naturel	Turbine à combustion au gaz ⁹	Power-to-gas
Taux d'actualisation	7%	11%	7%	-	7%	7%	11%
Durée de vie des installations (ans)	10	60	30	-	30	30	20
Coût d'investissement (€/kW)	600	6500	830	-	1025	450	1600
Coût fixe d'exploitation (€/kW.an)	121	99	36	50	50	26	110
Coût de démarrage – composante de coûts fixes (€/MW)	-	-	25	70	-	20	-
Coût de démarrage – combustible (GJ/MW)	-	-	7,6	18	-	0,2	-
Coût variable hors combustible et CO ₂ (€/MWh)	-	-	1,6	3,3	-	1,6	11,2
Variation du coût d'investissement entre 2017 et 2035	0%	-45%	0%	-	0%	0%	-60%
Variation du coût d'exploitation entre 2017 et 2035	0%	0%	0%	0%	0%	0%	-60%
Rendement électrique des nouvelles unités ¹⁰	-	-	40 %, 48 % ou 58 %	35 % ou 40 % ¹¹	48 % ¹²	35 % ou 42 % ¹³	75 %

5. Afin de simplifier le corps d'hypothèses final et faute de disposer de données sur le facteur de charge et le profil de production de l'éolien flottant, l'hypothèse suivante a été retenue : la capacité correspondant à l'éolien flottant (6 GW en 2035) a été assimilée à une capacité d'éolien en mer posé. Les coûts sont plus faibles mais la production l'est également.

6. Afin de simplifier le corps d'hypothèses, la technologie photovoltaïque de toitures résidentielles est supposée être surimposée.

7. Taux d'actualisation de 7% supposé sans soutien public et supposé à 5% avec soutien public.

8. Les coûts d'exploitation des centrales au gaz conventionnelles (présentes en Allemagne par exemple) sont supposés identiques à ceux des centrales à cycle combiné au gaz.

9. Les coûts d'exploitation des turbines à combustion au fioul sont supposés identiques à ceux des turbines à combustion au gaz.

10. Les unités de production sont affectées d'un rendement en fonction de leur année de construction. La dernière valeur correspond à celle retenue pour les nouvelles unités.

11. Valeurs retenues pour les centrales au charbon existantes

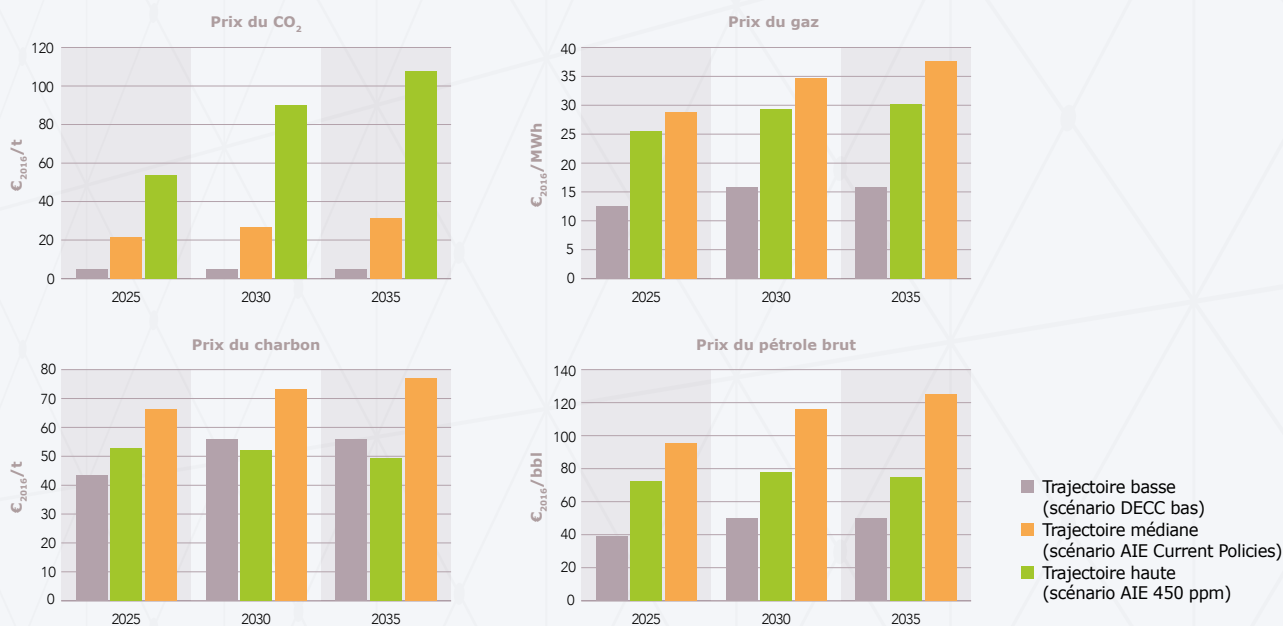
12. Le rendement des centrales à cogénération au fioul vaut par hypothèse 35%.

13. Le rendement des turbines à combustion au fioul peut prendre les valeurs de 35% ou 40%.



PARAMÈTRE CLÉ N°4 : TRAJECTOIRE D'ÉVOLUTION DES PRIX DU CO₂ ET DES COMBUSTIBLES

Figure 2.10 Trajectoires de prix du CO₂ et des combustibles retenues dans le Bilan prévisionnel



Les trois trajectoires contrastées d'évolution des prix du CO₂ et des combustibles retenues pour le Bilan prévisionnel s'appuient sur (i) le scénario «*Current Policies*» de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) pour la trajectoire médiane, (ii) le scénario «450 ppm» ou «décarbonation» de l'AIE pour la trajectoire haute, et un scénario bas du ministère de l'énergie britannique (DECC) pour une trajectoire basse visant à tester une continuité avec l'existant.

Ces trajectoires conditionnent l'économie des différents scénarios et peuvent favoriser certaines stratégies de décarbonation, mais sont indépendantes des objectifs pilotés sur la part des énergies renouvelables.

Tableau 2.8 Hypothèses de trajectoires de prix du CO₂ et de combustibles retenues pour l'analyse à moyen terme et les différents scénarios

Moyen terme	Trajectoire tendancielle		
	CO ₂ haut	CO ₂ médian	CO ₂ bas
Scénario <i>Ohm</i>		✓	
Scénario <i>Ampère</i>	✓	✓	
Scénario <i>Hertz</i>		✓	
Scénario <i>Volt</i>	✓	✓	✓
Scénario <i>Watt</i>	✓	✓	

✓ Cas de base ✓ Variante

2.2.2 Prendre en compte le coût des combustibles : déterminer les régimes de compétitivité à l'échelle européenne

Le coût des combustibles et du CO₂ constitue une hypothèse centrale

Les coûts variables des centrales recouvrent pour l'essentiel ceux des combustibles (livrés aux centrales) et ceux qui résultent des émissions de CO₂. Il s'agit d'un paramètre de premier ordre, qui structure largement l'analyse économique et environnementale des différents scénarios, de même que leur étude factuelle (l'ordre de préséance économique entre les moyens en dépendant largement). À titre d'illustration, les incertitudes persistantes sur la gouvernance du système européen d'échange de quotas et sur le prix du CO₂ conduisent à des écarts très significatifs entre la valeur de marché du CO₂ et sa valeur tutélaire telle qu'elle résulte de nombreuses études publiques en France et à l'étranger.

Il est donc nécessaire d'intégrer à l'étude des scénarios de coûts de combustibles et de CO₂ permettant de couvrir le spectre des possibles, s'agissant du coût variable de production en sortie des centrales électriques.

La trajectoire médiane retenue reprend le scénario «*Current Policies*» de l'Agence internationale de l'énergie (AIE). Ce dernier suppose que seules les réglementations actuellement en vigueur seront retenues jusqu'en 2050, ce qui conduit à recourir encore largement aux énergies fossiles. Il intègre un prix de CO₂ de 32 € par tonne en 2035.

La trajectoire haute correspond au scénario «450 ppm» ou «décarbonation» de l'AIE. Ce scénario vise à limiter les émissions de CO₂ de façon à respecter l'objectif de l'accord de Paris, à savoir maintenir la hausse des températures à la surface du globe en deçà de 2°C. Il prévoit un prix de CO₂ de 108 € par tonne en fin de période. Cette valeur est élevée par rapport aux niveaux actuels sur les marchés européens des quotas d'émissions, mais elle est conforme aux objectifs souscrits par la France et l'Europe, et est déjà intégrée à différentes politiques publiques :

- ▶ elle correspond déjà à celle qui est retenue pour la valeur tutélaire du carbone pour 2030 (dès le rapport Quinet en 2008) ;

- ▶ la trajectoire d'évolution de la contribution climat-énergie, telle que programmée par la loi de transition énergétique de 2015, conduit à intégrer un prix du carbone de 100 € par tonne en 2030, et la trajectoire inscrite au projet de loi de finances 2018 prévoit déjà de porter cette contribution à 86,2 € par tonne en 2022.

Enfin, une trajectoire basse a été établie de manière à tester une continuité avec l'existant. Elle s'appuie sur un scénario du ministère de l'énergie britannique, associé à un prix du CO₂ de 5 € par tonne illustrant une économie atone et la non-prise en compte des objectifs climatiques.

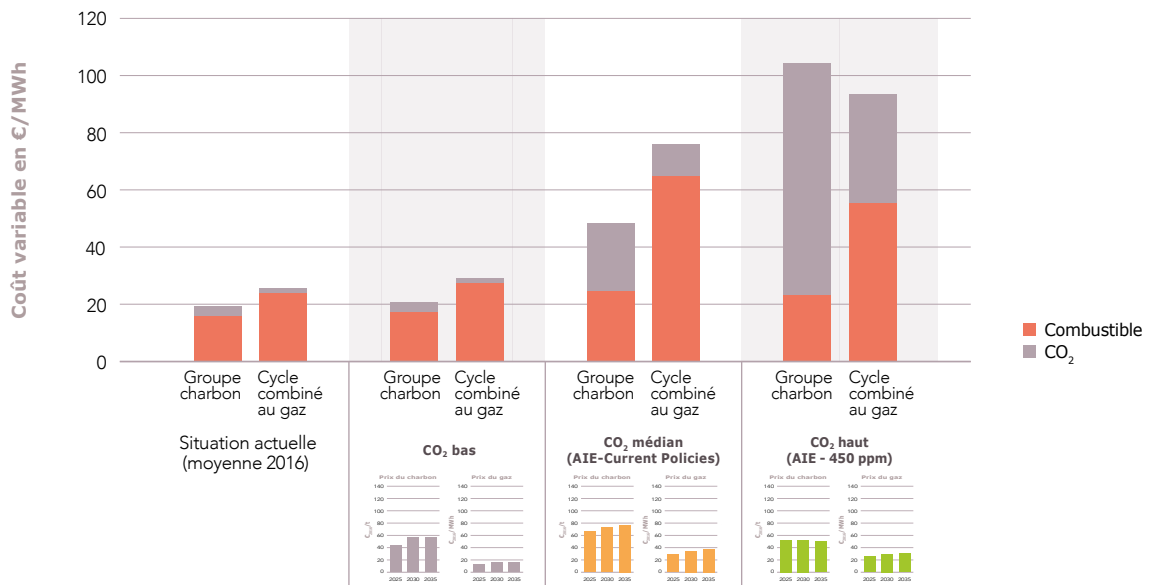
Chaque scénario du Bilan prévisionnel est associé à une trajectoire de prix des combustibles et du CO₂ dans le cas de base, les variantes permettant de faire «jouer» cette hypothèse (scénarios *Ampère* et *Watt* pour la trajectoire haute, *Volt* et *Hertz* pour la trajectoire médiane, et certaines variantes pour la trajectoire basse – cf. figure 2.10).

L'évolution des coûts de combustible et du CO₂ structure l'interclassement des moyens de production

Dans l'élaboration des scénarios du Bilan prévisionnel, la prise en compte de trajectoires contrastées pour le prix des combustibles permet d'analyser les effets de bascule susceptibles d'intervenir, à l'échelle européenne, entre les différents moyens de production dès lors que leur compétitivité relative évolue. En effet, dans le système européen interconnecté, l'interclassement des moyens de production s'analyse à la maille européenne.

À titre d'exemple, la mise en place d'un prix élevé du CO₂ permet d'assurer la compétitivité des cycles combinés au gaz au détriment des groupes charbon. Pour autant, l'effet peut être moins immédiat à analyser dans certaines configurations (le scénario *Current Policies* de l'AIE reposant ainsi à la fois sur un prix du CO₂ moyen mais également sur un prix du charbon peu élevé du fait d'une faible demande mondiale pour ce type de combustible). Le niveau de prix du CO₂ qui permet la bascule entre les cycles combinés au gaz et les groupes charbon en France se situe ainsi, selon les scénarios de combustibles considérés, entre 10 à 80 €/tonne (voir également chapitre 11).

Figure 2.11 Hypothèses d'interclassement des centrales au charbon et des cycles combinés au gaz (de technologies récentes) selon les scénarios en 2035



Les analyses présentées notamment dans les chapitres 6 (scénario *Ampère*) et 8 (scénario *Volt*) illustrent également l'importance de ce paramètre pour l'économie des filières non-carbonées.

aux filières thermiques. Des investissements non subventionnés peuvent alors apparaître, indépendamment des trajectoires régulées. Le volume d'énergies renouvelables installées en fin de période peut alors différer – mais à la hausse – par rapport aux cibles retenues par les pouvoirs publics.

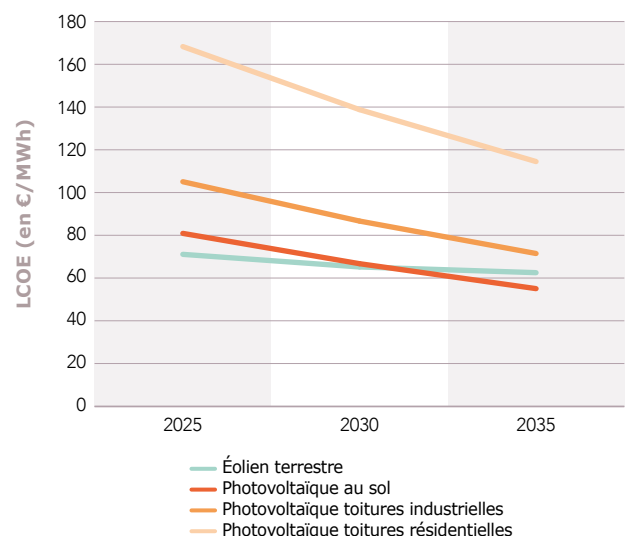
2.2.3 Les scénarios peuvent illustrer la possibilité d'arbitrages économiques en faveur des EnR par rapport aux moyens thermiques

Dans plusieurs scénarios du Bilan prévisionnel, les EnR apparaissent comme une alternative pertinente, sur le plan économique, à des nouveaux moyens de production thermique

Historiquement, les études prévisionnelles considéraient les filières éolienne et photovoltaïque comme non compétitives. Leur place dans le mix résultait donc uniquement du pilotage public.

La baisse des coûts de ces filières et l'allongement de la durée de vie des installations (passage de 20 ans à 30 ans pour la filière éolienne d'ici à 2035) dessinent un univers différent. Dans plusieurs configurations, certaines installations de production renouvelables deviennent compétitives par rapport

Figure 2.12 Coût complet des énergies renouvelables – hypothèses issues de la consultation publique



La compétitivité par rapport aux filières thermiques varie selon les filières renouvelables considérées, et dépend fortement des prix de combustibles et de CO₂. Dans un scénario de prix de combustibles et de CO₂ moyens ou élevés, les études montrent que les filières éolienne et photovoltaïque peuvent se développer sans soutien public en Europe dans les zones ayant les meilleurs facteurs de charge éoliens dès 2025, puis en France aux alentours de 2030. En revanche, cet effet n'est pas observé avec des prix du carbone faibles.

Une analyse différenciée par filière

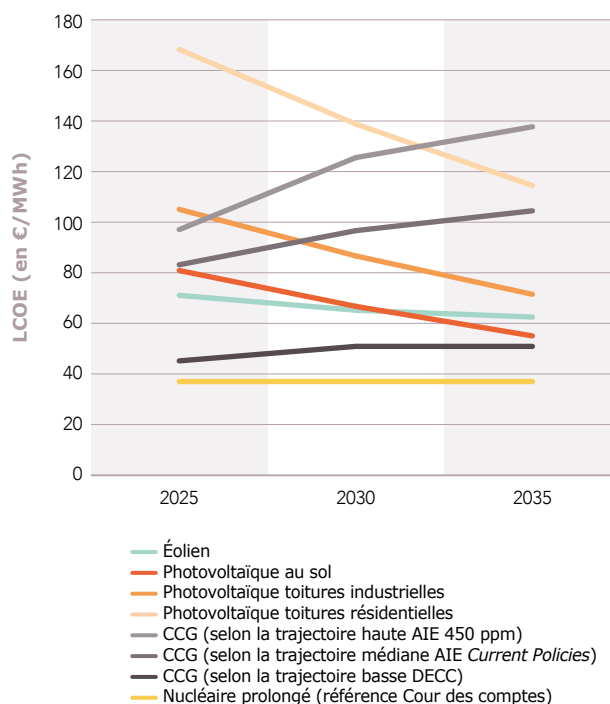
La comparaison des coûts complets des différentes technologies est fréquemment utilisée pour apprécier la compétitivité croissante des énergies renouvelables par rapport aux alternatives (construction de nouveaux moyens ou prolongation du nucléaire). Elle s'effectue en calculant le coût complet des filières (LCOE) rapporté à un mégawattheure produit, ce qui dépend de leurs coûts fixes et variables, ainsi que de leur nombre d'heures de fonctionnement.

L'analyse graphique du coût complet des filières permet de visualiser que l'éolien, le photovoltaïque au sol et le photovoltaïque sur toitures industrielles apparaissent comme des solutions de plus en plus compétitives par rapport à la production des cycles combinés au gaz, dès lors que la trajectoire médiane est atteinte pour le prix du gaz et du carbone. Cette comparaison repose sur des valeurs retenues à l'issue de la consultation publique sur l'évolution du prix des coûts des énergies renouvelables (et en tenant compte des coûts de raccordement et, pour la partie à la charge des producteurs dans la réglementation actuelle, des coûts de renforcement du réseau). Des variantes retenant un coût plus faible sont également étudiées au chapitre 11.

Cependant, l'analyse des coûts complets ne constitue pas un outil adéquat pour évaluer la compétitivité relative entre des filières à la production fatale au coût marginal nul et des filières à la production pilotable au coût marginal de production non nul.

À titre d'exemple, le coût complet de la production photovoltaïque apparaît très attractif par rapport

Figure 2.13 Interclassement des cycles combinés au gaz avec les énergies renouvelables sous différentes hypothèses de prix de combustibles et de CO₂



à celui des moyens de production à base de gaz. Cependant la comparaison de la rentabilité économique d'investissement dans ces deux technologies doit également tenir compte des profils de production du photovoltaïque. Au fur et à mesure que ce type d'installation se développera, les prix de marché durant ses heures de fonctionnement baisseront et réduiront la rentabilité de nouveaux projets. L'écart des contributions capacitaires conduit également à des différences dans les revenus pouvant être perçus par le photovoltaïque et les moyens pilotables. Ainsi le profil de production du photovoltaïque, relativement peu synchrone avec la consommation, limite le niveau de développement qui pourrait se financer uniquement par les marchés.

Dès lors, c'est bien une analyse menée sur tous les pas de temps en intégrant les revenus perçus par chaque installation qui permet de déterminer un mix de capacité « économique » et de conclure sur la place que peut occuper chaque filière dans un scénario donné.

2.2.4 L'autoconsommation/ autoproduction est intégrée aux scénarios et trouve sa place dans toutes les configurations

Une modélisation de l'autoconsommation/ autoproduction basée sur l'intérêt individuel des consommateurs

Les scénarios du Bilan prévisionnel sont construits sur la base d'une modélisation économique de l'évolution du parc. La modélisation porte sur le comportement d'investissement/désinvestissement des acteurs en réponse aux signaux de prix du marché et aux incitations réglementaires dont ils sont l'objet. Ce principe s'applique aux acteurs de marché, mais peut également concerner les particuliers. Dès lors, il est possible de construire une représentation «économique» de la pénétration de l'autoconsommation en modélisant son développement à l'initiative des acteurs individuels.

L'intérêt économique de l'autoconsommation pour un particulier peut être évalué sur la base de son propre intérêt financier. L'analyse pour la collectivité nécessite un «passage à l'échelle», pour évaluer les conséquences collectives d'une agrégation de choix individuels (approche «bottom-up»). Le passage à l'échelle permet de déterminer un volume de développement pour le photovoltaïque sur toitures résidentielles, ainsi qu'une capacité de stockage détenue par les particuliers dans l'optique d'optimiser leur autoconsommation (l'optimisation peut porter sur la facture ou sur la maximisation du taux de consommation autoproduite). De manière à bien identifier les résultats associés, ceux-ci sont restitués de manière déparée et détaillée dans le chapitre 10.

Des variantes permettent de rendre compte de l'influence du cadre de régulation, du coût des équipements (panneaux photovoltaïques ou installations de stockage individuelles), ou de l'engouement social (en représentant d'autres critères d'investissement que la seule projection de la rentabilité). Là encore, ces variantes font l'objet d'une restitution spécifique au chapitre 10.

Dans tous les cas de figure analysés, un développement significatif de l'autoconsommation

Sous l'effet de la baisse des coûts des panneaux photovoltaïques, même en considérant des évolutions du cadre de régulation qui seraient défavorables à l'autoconsommation, le développement de l'autoconsommation devrait être significatif à l'horizon 2025-2035. Les niveaux de développement atteints à l'horizon 2035 dépendent du scénario étudié mais portent dans toutes les différentes configurations étudiées sur plusieurs millions de foyers et pour plusieurs gigawatts.

Au-delà des résultats par scénarios, cette tendance montre **qu'un développement des panneaux solaires dans une logique de décisions décentralisées fait partie du bouquet énergétique de demain.**

Un intérêt supplémentaire porte sur les éventuels effets de concurrence qui pourraient en résulter avec d'autres filières, et notamment avec d'autres installations solaires (par exemple les centrales au sol). Ce bouclage général sera réalisé dans un second temps, mais fait partie des prolongements identifiés sur la base des résultats du Bilan prévisionnel.

2.2.5 Effacements et flexibilités : la méthode développée dans l'étude «REI 5» a été reprise et adaptée aux scénarios du Bilan prévisionnel

Une méthode pour passer d'une approche marginale à un déploiement global

Pour l'élaboration de scénarios de transition énergétique intégrant une part croissante d'énergies renouvelables, la modélisation de la place des flexibilités n'est pas une question secondaire.

Les premières études sur la mobilisation de flexibilité dans le système électrique ont, le plus souvent, reposé sur des approches marginales : sur la base d'un scénario donné, la valeur du «premier mégawatt» de flexibilité était déterminée. Or ce type d'approche présente l'évidente limite de ne pouvoir être extrapolé à un déploiement global, et de devoir être décliné pour chaque moyen de flexibilité.

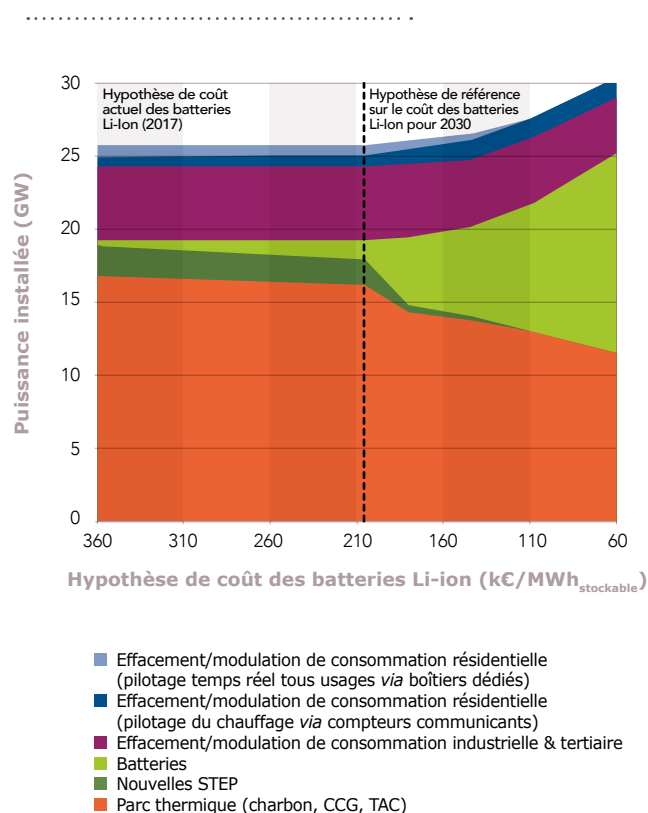
Les travaux récents menés par RTE à la demande des pouvoirs publics sur la place et la valeur économique des solutions de flexibilité *smart grids* ont permis de définir un cadre méthodologique partagé pour évaluer un niveau de déploiement de ces solutions rationnel sur le plan économique, intégrant un passage à l'échelle ainsi que les potentiels effets de concurrence entre les différentes solutions de flexibilité pour l'accès aux différents gisements de valeur (valeur sur les marchés de l'énergie, de la capacité, des réserves et services système). L'exemple présenté à la figure 2.14 illustre les effets de concurrence entre filières selon les coûts projetés pour les batteries lithium-ion à horizon 2030 (sur la base du scénario « Nouveau mix 2030 » du Bilan prévisionnel 2014, dont les caractéristiques sont très proches du scénario *Hertz* présenté au chapitre 7).

Du fait des temps de calculs associés, cette approche a été utilisée de manière partielle dans le cadre du présent Bilan prévisionnel. Sur la base des scénarios établis et restitués aux chapitres 5 à 9, une analyse détaillée des résultats en matière de flexibilité est présentée au chapitre 11. Elle pourra être ultérieurement prolongée en réalisant un « bouclage global ».

Les gisements technico-économiques de flexibilité ont été actualisés par l'ADEME

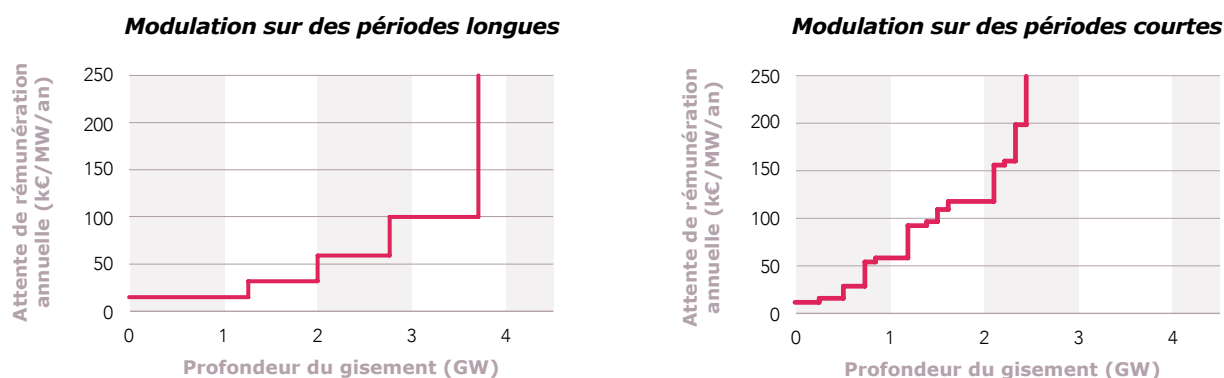
Les analyses du Bilan prévisionnel s'appuient sur une nouvelle représentation des gisements de flexibilité (puissances accessibles, caractéristiques,

Figure 2.14 Niveaux économiquement pertinents de déploiement des solutions *smart grids* et des moyens de production thermique selon différentes hypothèses de coûts des batteries Li-Ion dans le scénario « Nouveau mix 2030 »



Source : Rapport « Réseaux électriques intelligents », RTE, juin 2017

Figure 2.15 Puissance effaçable dans l'industrie (MW) selon sa rémunération (€/kW)



coûts, etc.) issue des travaux publiés par l'ADEME en septembre 2017¹⁴ (cf. figure 2.15). La représentation détaillée des « courbes d'offre » des différentes catégories d'effacements, c'est-à-dire des gisements d'effacements industriels accessibles en fonction du niveau de leur rémunération, permet une meilleure modélisation du fonctionnement du système, et notamment du développement « économique » de l'effacement de consommation.

Les analyses menées précédemment par RTE montrent que la place que peuvent prendre ces solutions de flexibilité (les différentes formes de stockage et d'effacement de consommation) dépend essentiellement de l'existence ou non d'un besoin de nouvelles capacités pour assurer la sécurité d'approvisionnement. Ce résultat est confirmé dans les analyses du Bilan prévisionnel 2017.

14. ADEME, 2017. Effacement de consommation électrique en France – Évaluation du gisement potentiel d'effacement par modulation de process dans l'industrie et le tertiaire en France.

3. L'EUROPE :

UNE VISION RÉALISTE DES ÉCHANGES ENTRE PAYS QUI INTÈGRE LES INCERTITUDES SUR LES POLITIQUES ÉNERGÉTIQUES DE NOS VOISINS

Le Bilan prévisionnel est une étude de l'équilibre offre-demande profondément ancrée dans la réalité du fonctionnement de l'Europe de l'énergie. Les flux d'électricité aux frontières ne sont pas décidés par les États, mais résultent d'arbitrages économiques sur des marchés interconnectés. Les échanges de la France dépendent des coûts variables des moyens de production en Europe et de leur disponibilité, qui varie d'heure en heure. La réalité du système électrique français est aujourd'hui celle d'un pays fortement exportateur la plupart du temps, et largement importateur dans certaines circonstances (pointes de consommation).

Dans ces conditions, la construction de scénarios d'évolution du mix en France doit nécessairement intégrer une représentation précise des échanges électriques. À cet effet, le Bilan prévisionnel modélise directement le parc de production et la demande dans onze pays européens (en plus de la France), et détermine des échanges d'électricité heure par heure. Toutes les analyses présentées dans le document en découlent : les échanges d'électricité sont un résultat de l'analyse, pas une hypothèse.

Cette modélisation de l'ensemble européen ne modifie pas la nature nationale de l'analyse réalisée. Par rapport aux exercices européens, la plus-value du Bilan prévisionnel réside dans sa capacité à analyser de nombreuses variantes à enjeu pour la France, tout en tenant compte des évolutions en cours dans les pays voisins. Les études réalisées à l'échelle européenne – comme le plan décennal de développement de réseau (TYNDP) – ou régionale – comme celles réalisées dans le cadre du Forum pentalatéral de l'énergie, permettent d'apporter une vision complémentaire de ces enjeux.

Dans tous les cas de figure, les interconnexions transfrontalières sont amenées à se développer en

Europe, et ce développement concerne largement la France.

À l'horizon des cinq prochaines années, les projets pris en compte dans le Bilan prévisionnel sont ceux dont la réalisation apparaît certaine (trois nouvelles interconnexions : l'une avec l'Italie, deux avec la Grande-Bretagne).

À l'horizon des vingt prochaines années, RTE a construit trois trajectoires de développement des interconnexions. La plus haute repose sur le plan européen de développement du réseau ; la trajectoire médiane est basée sur le schéma décennal de développement du réseau français, établi par RTE et examiné par la CRE chaque année ; la trajectoire basse représente une réalisation très retardée des différents projets. Ces trajectoires conduisent à une augmentation significative de la capacité d'échanges. Pourtant, toutes sont associées à des dates de mise en service prudentes, et la modélisation mise en œuvre vise à représenter leur disponibilité réelle, qui diffère de leur capacité nominale.

Les analyses du Bilan prévisionnel permettent d'intégrer les principes directeurs des politiques énergétiques de nos voisins : la maîtrise de la demande, les politiques de développement des énergies renouvelables, ou encore les plans nationaux de sortie du charbon ou du nucléaire sont pris en compte au travers de différentes trajectoires.

Elles permettent également d'en restituer les incertitudes. Certaines variantes spécifiques sont ainsi testées : les conséquences d'un déclassement plus lent du charbon ou du lignite en Allemagne, un développement plus important du nucléaire au Royaume-Uni, ou encore le maintien de surcapacités thermiques en Espagne ou en Italie.

3.1 L'interconnexion de la France est une réalité à prendre en compte pour bâtir les scénarios du Bilan prévisionnel

3.1.1 Les échanges électriques dépendent de la compétitivité relative des moyens de production dans les différents pays européens

Les interconnexions permettent de mettre en concurrence les parcs de chaque État membre

Historiquement, la construction des interconnexions transfrontalières a obéi à un motif de sécurité d'approvisionnement. Pour répondre aux difficultés d'approvisionnement en électricité dans un pays, la possibilité d'importer de l'énergie depuis un pays voisin est en effet l'une des solutions les plus efficaces, qui permet de réduire les besoins de réserves dans chaque État. Le foisonnement géographique des aléas, qui atténue les conséquences de leur occurrence, est d'autant plus important que la sécurité d'approvisionnement des différents pays européens repose sur des fondamentaux dissimilaires. Les spécificités nationales diminuent la corrélation des aléas, et permettent un plus haut degré de complémentarité et de secours mutuel.

La mise en œuvre d'un marché européen de l'énergie a conduit à pousser cette logique encore plus loin et permet à un fournisseur d'électricité de vendre son énergie à un client situé dans un autre pays d'Europe via les interconnexions transfrontalières. Celles-ci contribuent donc à optimiser économiquement l'utilisation des moyens de production au sein de l'Union européenne. Dit autrement, elles constituent l'outil concret pour mettre en œuvre le marché intérieur de l'énergie et pour passer d'une logique d'optimisation nationale à une logique d'optimisation européenne.

Ce constat est important pour la construction du Bilan prévisionnel dans la mesure où les scénarios reposent en partie sur une modélisation économique des décisions d'investissement de la part des acteurs (voir chapitre 2). Cette modélisation

doit tenir compte de la compétitivité des moyens installés en France par rapport à ceux qui sont installés dans les autres pays voisins afin de simuler le fonctionnement effectif des marchés, des échanges et donc *in fine* du système électrique.

En moyenne, la France est un pays fortement exportateur, mais le solde varie fortement d'une année à l'autre

La France est traditionnellement un pays fortement exportateur d'électricité. Au cours des 15 dernières années, le bilan net a ainsi pu avoisiner 70 TWh, soit de l'ordre de 13% de l'électricité produite en France.

La comptabilité des échanges électriques d'un pays dépend de la compétitivité de son parc électrique installé, reflétée par ses coûts marginaux. À titre d'exemple, le déploiement des énergies renouvelables en Allemagne a profondément modifié le bilan électrique de ce pays : d'importateur net, il est devenu un exportateur important.

Figure 3.1 Solde annuel des échanges électriques de la France depuis 2001

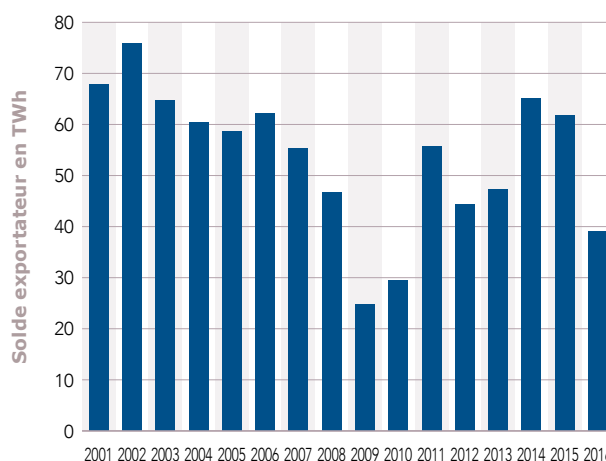
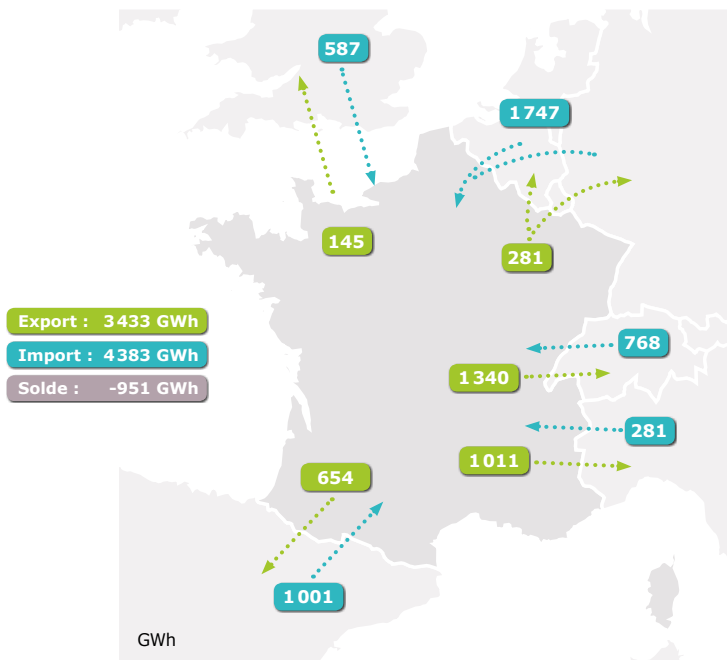


Figure 3.2 Échanges commerciaux transfrontaliers durant le mois de janvier 2017



Dans le mix électrique actuel, le bilan annuel des échanges électriques de la France dépend très largement de la disponibilité du parc nucléaire. Les années de bonne disponibilité du parc conduisent à des situations très exportatrices, le nucléaire représentant une capacité de base très compétitive sur les marchés européens. *A contrario*, les années marquées par des épisodes de faible disponibilité (2009, 2010, hiver 2016-2017) voient une réduction importante du solde. À titre d'exemple récent, le solde des échanges français a été très légèrement importateur en moyenne sur les mois de décembre 2016 et de janvier 2017.

La modélisation du système électrique interconnecté : une nécessité technique et réglementaire

Compte tenu des niveaux d'échanges atteints entre la France et les pays voisins, réaliser une étude de sécurité d'approvisionnement court terme ou effectuer des études prospectives à plus long terme n'a plus de sens en « France isolée ».

Une sous-estimation, voire une absence de prise en compte de l'apport des pays interconnectés

amènerait à la construction en France de plus de capacités que ce qui est réellement nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement.

Inversement, une surestimation de la contribution des capacités étrangères à la sécurité d'approvisionnement française risquerait de laisser le niveau de capacité passer sous le seuil requis par les pouvoirs publics. Afin de pallier ce risque, une approche prudente est retenue dans la modélisation du Bilan prévisionnel, et en cas d'incertitude sur une filière dans un pays frontalier, une hypothèse de contribution basse est privilégiée.

Depuis 2016, le décret relatif à l'élaboration du Bilan prévisionnel qui historiquement disposait que l'analyse de sécurité d'approvisionnement était réalisée à « France isolée » intègre la nécessité de modéliser les échanges avec les réseaux électriques étrangers.

Dans les analyses du Bilan prévisionnel, le solde, la répartition et le volume des échanges constituent des résultats de l'analyse, et non une hypothèse

Tous les scénarios présentés dans le Bilan prévisionnel sont construits sur la base d'une modélisation explicite du fonctionnement du système électrique à l'échelle de l'Europe occidentale.

Ce principe ne va pas de soi. Plusieurs modes de représentation des imports/exports sont en effet envisageables dans les études sur l'évolution du système électrique.

Le premier consiste à considérer le solde des échanges électriques comme nul (raisonnement en « France isolée ») ou comme une hypothèse fixée *a priori*. Ceci permet de simplifier la modélisation, et d'étudier des effets simples sur le mix. Plusieurs études et scénarios versés au débat public en France reposent sur ce type de modélisation. RTE estime néanmoins que le biais qui résulte d'une modélisation imparfaite des interconnexions est de premier ordre : le caractère européen du marché de l'électricité est une réalité effective, et les raisonnements économiques des acteurs de marché se font à l'échelle de l'Europe. Ceci n'invalide pas l'intérêt de certaines études basées sur une modélisation simplifiée, mais plaide *a minima* pour

qu'elles soient complétées d'analyses spécifiques intégrant la dimension transfrontalière.

Une seconde option consiste à modéliser explicitement les échanges de la France avec ses voisins : le solde électrique est alors un *résultat* du modèle. Il est nécessaire pour cela de représenter intégralement les parcs de production dans la zone interconnectée, et de simuler un interclassement européen des moyens de production (les plus compétitifs – au sens de leurs coûts marginaux – sont démarrés pour alimenter la demande de toute la zone) sous contrainte des capacités de transit entre les pays. **Cette seconde approche est celle qui permet une véritable analyse des options qui peuvent se présenter pour la France.**

C'est la philosophie retenue par RTE :

- ▶ les parcs de production de onze pays européens sont représentés dans la modélisation (Europe de l'Ouest) en plus de la France et certaines variantes sont prises en compte pour l'Allemagne, le Royaume-Uni, l'Espagne et l'Italie ;
- ▶ les capacités d'échanges entre zones peuvent être paramétrées ;
- ▶ l'interclassement est réalisé par pas de temps horaire, en tenant compte des contraintes de stock de certains moyens et des caractéristiques physiques des moyens de production (durée minimale de marche, paliers techniques, etc.).

3.1.2 Le Bilan prévisionnel et les études européennes sur l'évolution du système électrique : des visions complémentaires

Des études européennes pour évaluer la sécurité d'approvisionnement sur l'horizon de moyen terme

Deux études européennes portant sur l'évaluation de la sécurité d'approvisionnement à une maille régionale ou paneuropéenne ont aujourd'hui une importance particulière en Europe :

- ▶ le *Mid Term Adequacy Forecast* (MAF) d'ENTSO-E ;
- ▶ l'étude d'adéquation du Forum pentaléral (PLEF).

Le PLEF est une initiative lancée en 2005 par les ministres de l'énergie du Benelux, de l'Allemagne et la France, rejoints en 2011 par l'Autriche et la

Suisse. Cette structure de coopération rassemble les autorités nationales, les régulateurs, les gestionnaires de réseau et les acteurs de marché des pays membres participant à ses travaux. Elle a mis à son programme de travail la réalisation d'une analyse conjointe de la sécurité d'approvisionnement à une maille régionale (au sens supranationale et à un périmètre restreint par rapport à une étude paneuropéenne). Après une première publication en 2015, une nouvelle étude est en cours et sera rendue publique d'ici au début de l'année 2018. Cette étude est réalisée par les gestionnaires de réseau des pays concernés.

Conformément à ses missions réglementaires définies par le 3^e paquet énergie, l'association des gestionnaires de réseau européens (ENTSO-E) produit également une analyse de la sécurité d'approvisionnement au périmètre paneuropéen. Cette étude est réalisée chaque année. De nombreuses évolutions ont été apportées par les gestionnaires de transport pour améliorer la qualité de cette étude et a conduit à la publication en 2016 du premier MAF. La méthodologie employée dans ce nouvel exercice reprend pour l'essentiel les bonnes pratiques identifiées dans les études du PLEF ou du Bilan prévisionnel français. Par exemple, elle a permis à ENTSO-E de faire évoluer sa méthode d'une approche déterministe à une approche probabiliste dans les simulations réalisées sur le système électrique européen. En novembre 2017, la seconde étude MAF a été publiée présentant une évaluation des risques sur l'équilibre offre-demande des pays membres de l'ENTSO-E pour les horizons 2020 et 2025.

Ces études sont complémentaires du Bilan prévisionnel

Les différentes études portant sur l'horizon de moyen terme (2025 pour le MAF, 2023 pour le PLEF) permettent d'accroître la connaissance des systèmes voisins et des enjeux à court et moyen terme en Europe mais aussi de faire progresser, converger les méthodes et étalonner les outils de simulation.

Ainsi, les bases de données européennes collectées servent en partie de base à la construction des hypothèses de parc de production et de consommation à l'étranger pour le Bilan prévisionnel,

notamment pour les États membres ne disposant pas de documents de référence sur les évolutions de leur parc de production d'électricité.

En ce qui concerne la modélisation du réseau d'interconnexion pour les cinq prochaines années, les domaines d'échanges admissibles (domaines dits «Flow-Based») sur la zone France-Benelux-Allemagne (CWE) utilisés dans le Bilan prévisionnel sont issus des travaux menés conjointement par les gestionnaires de réseau de la région dans le cadre du PLEF.

La vocation des études européennes est de fournir une vision synthétique de la situation européenne sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement et d'identifier les ordres de grandeur principaux et points de vigilance mais sans rentrer dans le détail des moyens de pilotage du mix électrique défini par chaque État membre.

A contrario, la plus-value technique du Bilan prévisionnel réside dans sa capacité à analyser de nombreuses variantes spécifiques et à en jeu pour la France. À titre d'exemple, les exercices européens ne peuvent prendre en compte les dernières annonces gouvernementales sur les évolutions du parc charbon, traiter de manière large la question de la place du nucléaire, ou encore intégrer avec un degré de finesse suffisant la problématique de développement des flexibilités propre à la France et notamment du rôle de l'effacement.

L'étude de référence réalisée par le gestionnaire de réseau de transport national permet donc de disposer de l'analyse la plus fine. Une telle analyse demeure aujourd'hui, et sans doute durablement, difficile à réaliser dans le cadre d'une étude européenne.

Une étude européenne qui propose des scénarios d'évolution du système électrique sur les dix à vingt prochaines années

Au-delà des études portant sur l'horizon de moyen terme, ENTSO-E publie tous les deux ans un rapport qui présente une vision commune de l'avenir du système électrique : le *Ten Year Network Development Plan* (TYNDP). Ce schéma décennal

européen est prévu par le 3^e paquet et son rôle a été renforcé par le paquet «infrastructures» dans la mesure où il s'agit du document de référence permettant de définir les projets dits «d'intérêt commun» au niveau européen.

L'objet de cette analyse est avant tout d'identifier les besoins d'investissements, en ce qui concerne les capacités d'interconnexion aux frontières ; néanmoins il présente également des perspectives européennes sur l'équilibre entre l'offre et la demande.

En effet, le TYNDP propose différents futurs possibles pour l'ensemble de l'Europe, chacun des scénarios présentant une logique intrinsèque. En ce sens, il s'agit de la même logique que celle retenue en France pour l'articulation entre le Bilan prévisionnel et le schéma décennal de développement du réseau de transport : des scénarios de transition énergétique sont élaborés et constituent ensuite le corps d'hypothèses permettant d'évaluer les besoins en développement pour le réseau de transport d'électricité.

Le TYNDP 2016 présente quatre scénarios à l'horizon 2030, appelés «Visions». Ces visions se différencient selon le niveau de coopération européenne et l'effort de transition énergétique et de lutte contre le réchauffement climatique consenti par les États à l'horizon 2030.

Le TYNDP 2016 a été publié en janvier 2017. Ses hypothèses ont été construites en 2014/2015, c'est-à-dire avant la promulgation de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte et la première PPE. Le prochain TYNDP sera publié début 2019 et le travail d'élaboration des scénarios est déjà largement avancé au sein d'ENTSO-E. Celui-ci couvrira une période d'étude s'étirant jusqu'en 2040.

Le problème de cohérence associé à la périodicité et aux objectifs propres à chaque type d'études perdurera. Il met également en évidence la complémentarité entre celles réalisées au niveau européen – nécessitant une forte contrainte temporelle pour disposer de scénarios partagés à l'échelle de l'ensemble des membres de l'Union européenne – et celles réalisées au

niveau national – permettant de tester de multiples variantes sur les possibles orientations du mix électrique national. En effet, les marges de manœuvre pour tester différentes variantes dans les scénarios de transition énergétique se limitent au fur et à mesure de l'élargissement du périmètre géographique concerné par les études.

À titre d'exemple, les scénarios du Bilan prévisionnel permettent de faire varier six paramètres principaux pour chaque scénario, ce qui conduit à la simulation d'un nombre de variantes très supérieur aux exercices européens, afin de publier des informations robustes permettant d'accompagner la prise de décision publique au niveau français.

Le TYNDP n'a pas vocation à capter l'ensemble de ces éléments et ne pourrait le faire (notamment pour les contraintes temporelles présentées *supra*), et à ce titre il ne peut se substituer à l'exercice long terme du Bilan prévisionnel.

Enfin, l'exercice du TYNDP conduit à l'évaluation de nombreuses interconnexions transfrontalières notamment dans le but de préparer la liste des projets d'intérêt commun dans le cadre du paquet « infrastructures » : cela conduit à des trajectoires très ambitieuses en matière de développement du réseau entre les pays européens. Cet exercice constitue une référence que les études réalisées par les GRT nationaux doivent prendre en compte. Néanmoins, des analyses de sensibilité doivent pouvoir être réalisées (par exemple : pour tenir compte de la temporalité dans la construction des nouveaux projets d'interconnexion qui constituent un point de vigilance pour l'ensemble des États membres et de la Commission européenne). Le TYNDP ne peut réaliser cet exercice ; en revanche, ce travail a été effectué dans le cadre du Bilan prévisionnel et est présenté dans la suite de ce chapitre.

Un critère de risque de défaillance : une norme désormais largement utilisée en Europe

Les pays européens sont désormais nombreux à adopter un critère de risque de défaillance. La durée moyenne de défaillance (« LOLE » pour *Loss of load expectation*) est le critère le plus répandu parmi les membres de l'Union européenne, éventuellement complété par d'autres critères comme l'énergie non distribuée. Cet élément doit être pris en compte dans les études d'équilibre offre-demande.

Une étude de 2016 du *Joint Research Center* de la Commission européenne dresse un panorama des différents indicateurs retenus par les États membres.

La Grande-Bretagne et la Belgique ont adopté une valeur de défaillance équivalente à celle de la France. L'Irlande ou le Portugal ont fait le choix d'un critère fixé à 8 h par an en moyenne, alors que l'Allemagne, l'Espagne ou l'Italie pour lesquels les études montrent un risque de défaillance très faible, ne formalisent pas explicitement de critère de sécurité d'approvisionnement.

La dernière proposition législative de la Commission européenne conduirait à généraliser cette logique de définition d'un critère de sécurité d'approvisionnement dans chacun des États membres de l'Union européenne. Une harmonisation du choix de l'indicateur retenu est également proposée par la Commission européenne – même si le niveau effectif serait *in fine* fixé par chaque État membre. L'indicateur retenu par la Commission européenne est l'énergie non distribuée (« EENS¹ »), dont la méthodologie de calcul serait confiée à ENTSO-E.

Pour le système électrique français, cette évolution conduirait à passer d'un critère de sécurité d'approvisionnement fondé sur une logique de durée de défaillance « acceptable » définie par les pouvoirs publics à une logique de prix « acceptable » défini par les pouvoirs publics sur la base d'un indicateur pré-calibré au niveau européen.

1. EENS, *Expected energy not supplied*

3.2 Dans tous les cas de figure, les interconnexions avec les pays voisins se développent

3.2.1 À l'horizon des cinq prochaines années : des projets dont la réalisation semble certaine et qui accroîtront le potentiel d'échanges de la France

De nouvelles interconnexions renforceront les capacités d'échanges dès le moyen terme

Aujourd'hui, le réseau électrique français est physiquement relié à ses voisins européens par cinquante liaisons transfrontalières.

De nouveaux ouvrages d'interconnexion sont en cours de construction, et devraient être mis en service d'ici à 2021 :

- ▶ la liaison à courant continu Grande-Île-Piossasco (de Chambéry à Turin) augmentant en 2021 la capacité d'échanges entre la France et l'Italie de 1 000 MW ;
- ▶ deux nouvelles liaisons à courant continu entre la France et la Grande-Bretagne (projets IFA 2 et ELECLINK), chacune d'une capacité de 1 000 MW. Les hypothèses retenues prévoient des mises en service respectivement en 2020 et en 2021.

Tous ces projets sont qualifiés d'intérêt commun au sens du paquet « infrastructures ».

Pour chacune de ces liaisons, les dates de mise en service retenues correspondent à des hypothèses prudentes. Ceci permet de proposer un diagnostic fiable pour alimenter les prises de décisions de déclassement d'une partie du parc de production français, dans le respect du critère de sécurité d'approvisionnement.

S'agissant de la liaison avec l'Italie, RTE a obtenu les autorisations nécessaires. Du côté français, les travaux sont en cours (chantier principal de construction de la liaison depuis 2015, chantier de construction de la station de conversion depuis 2016).

Le projet IFA 2 a obtenu ses autorisations administratives en France et en Angleterre en 2017. Les appels d'offres relatifs à la construction de cette nouvelle infrastructure (lancés en 2015) ont été attribués en mars 2017. Les travaux ont commencé à l'automne 2017 (pour les travaux à terre au poste de raccordement) et se poursuivront jusqu'en 2020 (pour les travaux de la liaison sous-marine et la construction des stations de conversion).

Le projet ELECLINK est mené par une société filiale du groupe Eurotunnel, qui a obtenu une dérogation des régulateurs français et anglais pour réaliser et exploiter une interconnexion en courant continu entre la France et l'Angleterre. Le raccordement de l'interconnexion au réseau public de transport d'électricité a fait l'objet d'une convention entre RTE et ELECLINK et les travaux sont en cours.

Le schéma décennal de développement du réseau 2016 ainsi que les bilans et perspectives régionaux publiés par RTE pour les régions Auvergne-Rhône-Alpes, Normandie et Hauts-de-France fournissent des éclairages complémentaires sur la consistance technique de ces différents projets.

3.2.2 À l'horizon des vingt prochaines années : trois trajectoires qui rendent compte des incertitudes sur le niveau et la rapidité de renforcement des interconnexions

Des projets d'interconnexion à long terme sont à l'étude sur chacune des frontières

Un réseau européen bien interconnecté est indispensable pour réussir l'intégration des énergies renouvelables. Cette ambition a été réaffirmée dans le paquet « Une énergie propre pour tous les Européens », publié par la Commission européenne.

Les besoins de développement du réseau européen sont identifiés dans le TYNDP. Chacun des projets d'interconnexion considérés fait l'objet d'une analyse de valorisation économique dans le cadre de ces travaux de ENTSO-E, mais également d'études approfondies au sein de RTE. Pour chaque projet, les analyses mettent en regard les coûts et les bénéfices attendus. L'économie en coût de combustible apportée par la meilleure utilisation des moyens de production européens (le bien-être collectif, ou «SEW» pour *social economic welfare*) et l'économie possible en moyens de production ou d'effacement (la valeur capacitaire) sont comparées aux coûts d'investissement et d'exploitation de l'ouvrage, au coût généré par l'accroissement des pertes et au coût des éventuels renforcements de réseau nécessaires pour lever les contraintes internes.

En cohérence avec le TYNDP, le Schéma décennal de développement du réseau présente la meilleure information connue de RTE du développement des projets d'interconnexion entre la France et les pays voisins.

Des renforcements significatifs des capacités d'échanges avec les pays voisins sont prévus par les trois trajectoires d'interconnexion

Pour l'analyse de l'équilibre offre-demande à tous les horizons de temps, le Bilan prévisionnel s'appuie sur différentes trajectoires pour le développement des interconnexions transfrontalières. Toutes prévoient un renforcement des capacités d'échanges entre la France et ses voisins, en cohérence avec l'ensemble des études réalisées en France et en Europe.

En raison de l'ampleur des projets et des incertitudes pouvant exister sur la mise en service des différents ouvrages, trois trajectoires ont été construites. Ces trajectoires reposent sur un même point de passage en 2022, puis évoluent de

manière contrastée et aboutissent à des valeurs différentes à partir de 2025.

Les trois trajectoires retenues sont toutes appuyées sur des exercices publics – SDDR et TYNDP – et ayant fait l'objet de consultation publique des acteurs au niveau français et européen.

La trajectoire médiane s'appuie sur la dernière version du schéma décennal de développement du réseau (SDDR 2016) pour ce qui concerne la liste des projets. S'agissant des dates de réalisation, elle adopte une posture prudente.

La trajectoire haute s'appuie sur les projets concernant la France listés par le TYNDP 2016 (projets «MT projects», «LT projects», «Future»). S'agissant des dates de réalisation, cette trajectoire ne retient pas directement les dates indiquées par l'exercice européen, très ambitieuses pour certaines. Les dates retenues reposent sur une analyse des projets tenant compte du retour d'expérience sur la durée réelle de mise en service, à pleine capacité, des nouvelles interconnexions. Certains projets ne sont donc pas considérés dans l'horizon d'étude².

La trajectoire basse prévoit le développement différé de certains des projets retenus dans la trajectoire médiane. Certains projets ne sont donc pas comptabilisés sur la période étudiée. Cette trajectoire conduit à un développement plus lent que dans la trajectoire médiane, basée sur le SDDR 2016, dans le but de donner des informations sur la robustesse des scénarios de transition énergétique retenus.

Pour toutes les trajectoires, ce n'est pas la capacité installée mais une capacité d'interconnexion *effective* qui est utilisée dans les simulations. Celle-ci est déterminée en procédant à un abattement forfaitaire par rapport aux capacités théoriques, afin de tenir compte des aléas affectant la disponibilité et l'utilisation des ouvrages.

2. Du fait du principe de prudence dans les date de mise en service :

- sur la frontière britannique, seuls deux des trois projets identifiés dans le TYNDP au-delà d'IFA 2 et Eleclink sont considérés comme mis en service sur l'horizon d'étude ;
- sur la frontière espagnole, les projets «Transpyrénéens» ne sont pas considérés comme mis en service sur l'horizon d'étude.

Ces hypothèses sont cohérentes avec les orientations retenues par la Commission de régulation de l'énergie dans sa délibération sur le SDDR 2016.



PARAMÈTRE CLÉ N°5 : TRAJECTOIRE D'ÉVOLUTION DES CAPACITÉS TRANSFRONTALIÈRES D'INTERCONNEXION

Figure 3.3 Trajectoires d'évolution des capacités d'import en hiver retenues dans le Bilan prévisionnel

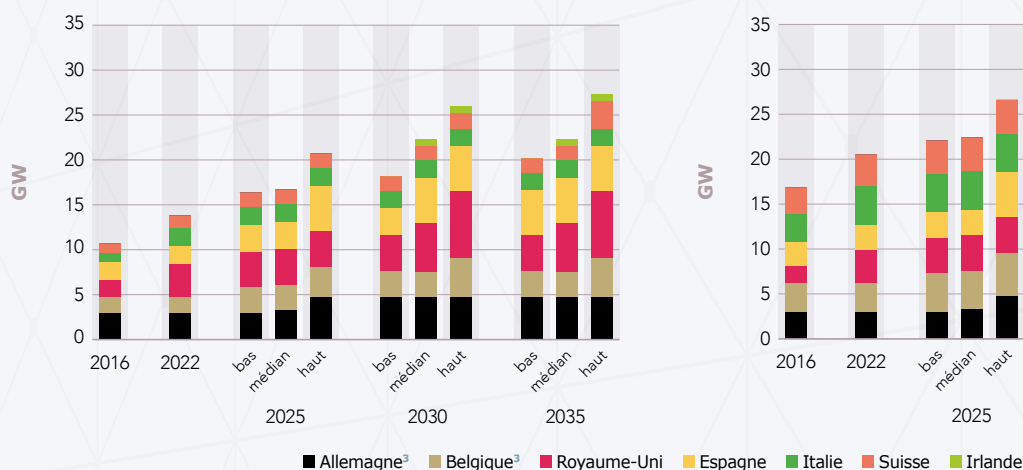
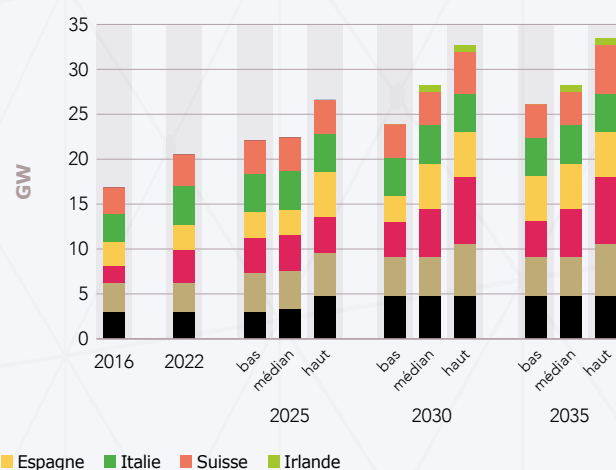


Figure 3.4 Trajectoires d'évolution des capacités d'export en hiver retenues dans le Bilan prévisionnel



Trois trajectoires d'évolution des capacités d'échanges ont été construites, reposant sur un même point de passage en 2022, puis évoluant de façon contrastée : (i) une trajectoire médiane basée sur le schéma décennal de développement du réseau 2016 ; (ii) une trajectoire haute intégrant les projets listés par le TYNDP 2016 avec un calendrier affiné ; et (iii) une

trajectoire basse retenant un développement différé de certains des projets retenus dans la trajectoire médiane.

La façon dont ces hypothèses sont utilisées dans les analyses de scénarios et de variantes est résumée dans le tableau ci-dessous.

Tableau 3.1 Hypothèses de trajectoires d'évolution des capacités d'interconnexion retenues pour l'analyse à moyen terme et les différents scénarios

	Trajectoire commune		
	Interconnexions hautes	Interconnexions médianes	Interconnexions basses
Moyen terme			
Scénario <i>Ohm</i>		✓	✓
Scénario <i>Ampère</i>	✓	✓	
Scénario <i>Hertz</i>		✓	✓
Scénario <i>Volt</i>	✓	✓	
Scénario <i>Watt</i>		✓	✓

✓ Cas de base
✓ Variante

3. Pour le moyen terme, une approche Flow-Based est retenue. Les valeurs de NTC indiquées dans la figure 3.3 correspondent aux valeurs estimées avant la mise en place de ce mécanisme en mai 2015.

Les trajectoires d'interconnexion prises en compte par RTE restituent fidèlement l'éventail des univers envisagés dans les différentes études existantes

Dans la mesure où les interconnexions jouent fortement sur le résultat des études dans un exercice comme le Bilan prévisionnel, les trajectoires doivent traduire correctement les enjeux des discussions en cours tout en permettant de tester des visions contrastées.

Bien que ces trajectoires puissent paraître très ambitieuses, il est important de noter qu'elles retiennent toutes des hypothèses prudentes pour la mise en service des nouvelles interconnexions. Ceci est cohérent dans le cadre d'un exercice qui vise à tester différentes variantes autour de scénarios de transition énergétique pouvant être conduits en France. La trajectoire basse, en particulier, se veut conservatrice par rapport aux exercices dédiés au développement de réseau et fait figure de «*stress test*» en cas de retards sur les projets (retards pouvant être indépendants des actions prises par RTE).

Par ailleurs, ces trajectoires ne sont pas les plus ambitieuses retenues pour l'interconnexion du système électrique français.

Par construction, le TYNDP conduit à des trajectoires volontaristes, dans la mesure où il se doit d'étudier tous les projets candidats au label de projets d'intérêt commun, conformément aux dispositions du paquet infrastructures, sans discrimination. Les projets sont donc plus nombreux et les exercices successifs du TYNDP peuvent conduire à des adaptations en fonction de la poursuite ou non de certains projets.

Par ailleurs, d'autres études de R&D européennes, comme le projet e-Highway 2050 ou l'étude *Power revolution* de Greenpeace, prévoient des développements d'interconnexion encore plus prononcés que ceux retenus dans TYNDP 2014 entre 2030 et 2050. Par exemple, Greenpeace prévoit pour la France au moins 20 GW de capacités d'interconnexion supplémentaires dans son *Energy revolution scenario*

2030 (notamment avec Espagne, Italie, Royaume Uni), alors même que la philosophie de cette étude est de minimiser les extensions de réseau.

Les études publiées par la Commission européenne dans le cadre de son analyse de l'impact des propositions du paquet législatif «Énergie propre pour tous les Européens» sont basées sur les scénarios 2030 d'ENTSO-E. Elles supposent donc une trajectoire plus ambitieuse que celle retenue dans le cadre du Bilan prévisionnel.

Au-delà de ces éléments permettant d'apprécier les choix retenus par RTE dans le Bilan prévisionnel au regard d'autres exercices publics en matière de développement des interconnexions, une vigilance spécifique doit être portée sur l'interconnexion avec la Grande-Bretagne et constitue un élément nouveau. Ce contexte a été intégré dans le cadre des travaux de RTE afin de rendre compte des incertitudes concernant les modalités d'échanges d'énergie entre la France et la Grande-Bretagne qui découleront des modalités d'accord retenues avec l'Union européenne dans le cadre du Brexit. La vigilance spécifique se justifie notamment au regard des travaux annoncés par la CRE dans la délibération relative au SDDR 2016. Celle-ci fait mention d'une étude spécifique sur les interconnexions franco-britanniques pouvant conduire à réinterroger la pertinence de certains projets d'interconnexion. Cette étude n'est pas encore publique.

Dans chaque scénario, la sensibilité au niveau d'interconnexion et la cohérence économique de la trajectoire d'interconnexion proposée sont analysées

Une trajectoire d'interconnexion est associée à chacun des scénarios. La cohérence entre l'évolution du mix électrique envisagée et la trajectoire de développement des interconnexions est ensuite vérifiée *a posteriori*.

L'analyse de cohérence menée consiste à vérifier sur la fin de l'horizon d'étude (en 2035) que le bénéfice marginal de l'ensemble des interconnexions⁴

4. Le bénéfice économique d'une augmentation de la capacité d'interconnexion résulte des échanges supplémentaires ainsi permis. Cette valeur est d'autant plus importante que l'écart de prix entre les deux zones (par exemple la France et l'un de ses voisins) est lui-même important avant l'augmentation de la capacité. La capacité d'interconnexion supplémentaire permet au pays avec le prix le plus bas de produire davantage et de vendre plus d'énergie et au pays avec le prix le plus bas de produire moins et d'économiser du combustible.

est supérieur au coût annualisé de l'ensemble des nouveaux projets d'interconnexion⁵. Il ne s'agit pas d'une analyse projet par projet. En effet, les interconnexions (s'agissant de leur valeur marginale) et les nouveaux projets (s'agissant de leur coût) sont considérés conjointement et non individuellement. À l'inverse, une analyse projet par projet nécessiterait de se fonder sur une prise en compte fine des contraintes, coûts et bénéfices (valeurs marginales) individuels correspondant à chaque configuration. Une autre différence par rapport aux exercices d'évaluation projet par projet consiste à ne réaliser l'analyse que dans la configuration du scénario de base alors que les exercices du TYNDP ou les études préalables aux décisions d'investissement évaluent les projets dans différentes

situations de production, de demande, de prix des combustibles et du CO₂. Et ne sont retenus dans ces exercices que les projets présentant le plus de valeur et les plus robustes dans ces différentes configurations. Compte tenu de l'approche simplifiée du Bilan prévisionnel et de ces différences par rapport aux exercices d'évaluation projet par projet, une analyse positive au niveau de la trajectoire globale peut masquer de fortes disparités (certains projets étant très rentables alors que d'autres ne le seraient pas).

La faculté de disposer de différentes trajectoires d'interconnexion permet d'étudier la sensibilité des scénarios du Bilan prévisionnel au développement effectif des interconnexions transfrontalières.

5. Par exemple, dans le TYNDP, l'annualisation des coûts d'investissement des projets d'interconnexion est réalisée en considérant une durée de vie de 25 ans et un taux d'actualisation de 4,5%.

3.3 Les pays voisins de la France sont modélisés afin de prendre en compte les conséquences de leurs politiques énergétiques

3.3.1 La modélisation intègre la thermosensibilité des différents pays

La consommation dans les pays voisins de la France est intégrée à l'analyse équilibre offre-demande réalisée dans le cadre du Bilan prévisionnel.

Parmi les nombreux paramètres à prendre en compte pour modéliser la demande, la thermosensibilité de la consommation électrique joue un rôle spécifique. Elle constitue en effet le risque principal pesant sur la sécurité d'approvisionnement en France.

Dès lors, il est important dans le Bilan prévisionnel de disposer d'une vision précise de la sensibilité de la consommation à la température sur toute la zone modélisée, et ainsi des appels de puissance lors des périodes de froid. Les impacts possibles sur les possibilités d'échanges d'énergie entre la France et les autres pays d'Europe dans ces situations en dépendent directement.

La sensibilité de la consommation électrique aux aléas climatiques, et principalement aux variations de température, diffère selon les saisons et les pays européens. Ainsi, la consommation électrique augmente en hiver lorsque les températures diminuent pour satisfaire les besoins de chauffage. Cette sensibilité s'observe principalement dans le secteur résidentiel, qui engendre les principales variations de consommation en hiver. L'été, la consommation augmente avec l'élévation des températures pour satisfaire les besoins de rafraîchissement et de climatisation, concernant principalement le secteur tertiaire où de nombreuses surfaces sont climatisées.

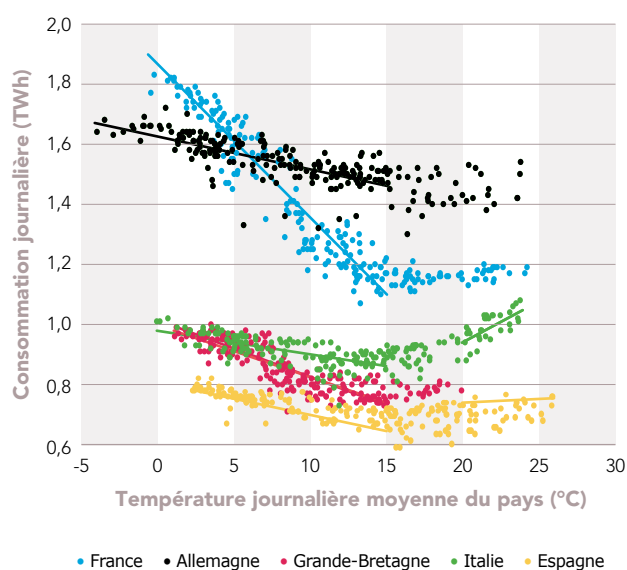
Au niveau européen, la thermosensibilité d'hiver est nettement plus importante que celle d'été. C'est en France que le phénomène est le plus marqué avec un gradient de consommation bien supérieur

à celui de la Grande-Bretagne, de l'Allemagne ou de l'Italie (où l'influence est respectivement 2,5 fois, 4,5 fois et 6 fois moins forte). Aujourd'hui, la thermosensibilité française hivernale représente 40% de celle de l'ouest de l'Europe.

Bien que relativement faible en France, la thermosensibilité d'été est pourtant non négligeable dans les pays du sud de l'Europe tels que l'Italie et l'Espagne. Dans ces pays, la consommation estivale peut atteindre des niveaux équivalents ou supérieurs à la consommation hivernale, conséquence de l'usage de la climatisation.

À l'horizon 2035, la thermosensibilité des pays européens est appelée à s'accroître en raison de la dynamique d'électrification du chauffage, qui pourrait intervenir de manière marquée dans les

Figure 3.5 Consommation électrique journalière en fonction de la température



pays européens ayant peu ou pas du tout développé le chauffage électrique. Ainsi, la puissance appelée deviendrait de plus en plus importante sur les heures chargées synonymes d'aléas climatiques en particulier en Allemagne et en Grande-Bretagne. La sensibilité aux conditions extrêmes devrait néanmoins rester toujours plus importante en France que dans les autres pays.

3.3.2 Les hypothèses d'évolution du mix électrique des pays voisins conditionnent les échanges d'énergie aux frontières et la production effective du parc français

Afin de prendre pleinement en compte les conséquences de l'évolution des systèmes électriques voisins sur la sûreté d'approvisionnement en France, les analyses du Bilan prévisionnel modélisent explicitement l'évolution des parcs de production au sein des différents pays du système électrique ouest-européen.

L'évolution des systèmes électriques en Europe : des dynamiques difficiles à appréhender de manière précise

Les hypothèses retenues sur l'évolution des mix électriques des pays voisins de la France doivent refléter les tendances majeures retenues par ces différents États afin d'être en mesure d'appréhender l'impact de ces évolutions sur la sécurité d'approvisionnement en France et sur les échanges d'électricité entre la France et ses voisins, ainsi que les incertitudes dans la réalisation de ces tendances.

L'exercice se heurte néanmoins à plusieurs difficultés :

- (i) Tous les pays européens ne réalisent pas d'exercices prospectifs publics permettant de disposer d'informations sur les possibles scénarios d'évolution de leurs mix de production d'électricité.
- (ii) Pour les pays européens qui réalisent ce type d'exercice, les horizons temporels retenus pour ces exercices ne sont pas nécessairement identiques à ceux retenus pour le Bilan prévisionnel. C'est par exemple le cas de l'Allemagne : le Netzentwicklungsplan (NEP) publié en 2017 porte sur l'horizon 2030.

- (iii) Plusieurs exercices européens – comme les données remontées par les GRT européens dans le cadre du TYNDP et du MAF – peuvent être utilisés comme base de données mais se heurtent également à la question de la temporalité (horizon d'étude) et de la date de collecte des données. En effet, les décisions politiques évoluent rapidement, notamment sur l'évolution du développement des énergies renouvelables, et il peut donc être compliqué de disposer de données à jour sur la traduction de ces objectifs politiques.

Dans le cadre du Bilan prévisionnel, RTE s'est donc attaché à capter les principales tendances d'évolution des parcs étrangers en s'appuyant sur des données externes et, si possible, en comparant plusieurs données. Par exemple, dans le cadre de l'Allemagne et du Royaume-Uni, il est possible de disposer d'informations dans les plans nationaux ainsi que dans le TYNDP.

Parmi ses grandes tendances d'évolution, les principales sont les suivantes :

- (i) **Un fort développement des énergies renouvelables dans les différents pays européens, conformément aux objectifs politiques définis au niveau européen.** Dans un souci de cohérence par rapport aux trajectoires retenues pour la France, trois trajectoires de développement des énergies renouvelables ont été définies. Ce point est détaillé dans les paragraphes suivants.
- (ii) **Un déclasserement progressif des parcs charbon sur la base de critères politiques ou techniques.** À titre d'exemple, l'Allemagne propose dans le NEP des trajectoires de déclasserement de ses centrales au charbon et au lignite, et le Royaume-Uni a annoncé récemment sa volonté de sortir de cette filière d'ici à 2025.
- (iii) **Une fermeture des centrales nucléaires selon le rythme annoncé par les différents pays frontaliers de la France, à l'exception du Royaume-Uni qui prévoit de nouveaux investissements dans le nucléaire.**

Pour ces différentes filières, plusieurs trajectoires ont été retenues dans le cadre du Bilan prévisionnel afin d'analyser la sensibilité des résultats, tant

PRISE EN COMPTE DES ÉCHANGES DANS LES ANALYSES CO₂

Le système électrique français est actuellement peu carboné (environ 50 g par kWh produit, nettement sous la moyenne européenne). En Europe, la production électrique est en revanche le premier secteur émetteur, avec 36%⁶ des émissions de CO₂ dues à la combustion d'énergie.

En fonction de l'évolution des mix énergétiques en Europe, le niveau croissant d'interconnexion avec le reste de l'Europe pourrait impliquer de forts volumes d'échanges (avec des capacités d'interconnexion inférieures à aujourd'hui, le solde net exportateur avait déjà atteint un maximum de 76 TWh⁷ en 2002).

Compte tenu des structures de mix différenciées sur le plan des émissions de CO₂ entre la France et le reste de l'Europe, le sens et les volumes des échanges jouent un rôle important pour mettre en regard les émissions produites en France avec celles évitées ou produites à l'étranger du fait de ces échanges. Des exports massifs de production faiblement carbonée pourraient éviter certaines émissions ailleurs en Europe. De même, les situations d'imports impliquent des émissions complémentaires en Europe.

Afin d'évaluer ces effets, la modélisation adoptée et la méthode de calcul précisée dans le chapitre 2 permettent de calculer pour chaque pas horaire et sur l'ensemble du périmètre modélisé, les émissions des différentes technologies de centrales selon les hypothèses structurantes d'un scénario.

D'autres facteurs, appliqués sur chaque pas horaire, peuvent être modélisés comme par exemple l'impossibilité d'exporter ou d'importer. La prise en compte de ces contraintes couplantes permet d'évaluer l'impact des imports ou des exports français sur les émissions du système complet dans une logique «toute chose égale par ailleurs», notamment sans modifier le parc installé en Europe.

La modélisation d'Europe de l'Ouest permet ainsi d'enrichir les analyses CO₂ par l'évaluation d'un bilan net des émissions de CO₂, c'est-à-dire le résultat entre les émissions de CO₂ en France plus celles engendrées ailleurs par les imports moins celles évitées ailleurs par les exports.

en matière de sécurité d'approvisionnement pour la France que sur les impacts concernant les échanges d'électricité aux frontières. Ces différentes trajectoires sont décrites dans les paragraphes suivants.

Pour les autres filières, en cohérence avec les principes retenus pour la modélisation du système électrique français (*chapitre 2*), le développement ou le déclassement d'installations n'est pas fixé *a priori* mais résulte d'un bouclage économique visant à représenter les décisions des acteurs en

concurrence. Ce principe d'élaboration a été présenté lors de la consultation publique organisée au printemps sur le Bilan prévisionnel.

Ce choix semble le plus à même de refléter la réalité des enjeux européens, alors que des questions de rentabilité sur ce type d'installations ont émergé au cours des dernières années et que plusieurs producteurs en Europe font état de possibilité de mettre sous cocon ou d'arrêter certaines installations.

6. Chiffres clés du climat édition 2018.

7. https://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/historiques_bilan_annu_2002.jsp

Le corollaire d'une modélisation économique du développement de certaines filières est qu'il peut exister des différences entre le parc de production issu du modèle et les trajectoires publiques annoncées par certains États. Ces différences sont souvent de même nature : dans un système fortement interconnecté, le dimensionnement des parcs correspondant à la somme des programmes nationaux est supérieur à celui qui résulte d'une modélisation économique des décisions des acteurs à l'échelle de toute la plaque. Ainsi, l'utilisation d'une boucle économique conduit à installer moins de moyens que ne le prévoient certains scénarios nationaux (c'est par exemple le cas pour les cycles combinés au gaz), et ce même si la modélisation intègre l'existence de dispositifs de nature capacitaire conduisant à respecter un critère de sécurité d'approvisionnement.

Les résultats présentent l'avantage de reposer sur un équilibre économique (les installations de production sont supposées pouvoir trouver leur rentabilité sur les marchés ou, le cas échéant, par des mécanismes de soutien) et de ne pas conduire à des parcs surcapacitaires, qui pourraient biaiser l'analyse en matière de sécurité d'approvisionnement menée pour la France.

En complément de cette analyse économique, des variantes sont possibles pour tenir compte de la possibilité de parcs thermiques plus importants (pouvant résulter, par exemple, de retards dans l'ajustement économique à l'échelle européenne, ou de nombreux autres facteurs pouvant conduire un exploitant à maintenir en service une unité ne couvrant pas ses coûts opérationnels sur les marchés de l'électricité) :

- ▶ toutes choses égales par ailleurs, ces variantes conduisent de manière systématique à accroître la sécurité d'approvisionnement en France et sur la plaque européenne ;
- ▶ en revanche, elles peuvent conduire à dégrader l'équation économique pour certaines installations.

Certaines de ces variantes ont été testées, notamment dans le scénario *Volt* qui prévoit un haut niveau d'exports.

Trois trajectoires pour le développement de l'éolien en Europe

Le développement de la filière éolienne en Europe est principalement soutenu par la mise en place de mécanismes de soutien, fixés à l'échelle nationale. Reposant le plus souvent sur des tarifs d'achat garantis, ils ont contribué au développement de la filière. Ainsi, sur les pays d'étude, le parc éolien s'est développé sur un rythme annuel moyen de croissance de 9% depuis 2011 avec cependant des dynamiques variant selon les pays. L'éolien allemand représente près de 40% de la production installée sur le périmètre du Bilan prévisionnel soit près de 50 GW.

À l'instar des hypothèses sur l'éolien en France, les améliorations technologiques attendues dans la filière laissent entrevoir une baisse des coûts d'investissement en Europe d'ici à 2035 en particulier pour l'éolien en mer.

Les appels d'offres sont également utilisés afin de promouvoir la filière en particulier pour l'éolien en mer lorsque de grandes capacités d'installation sont en jeu. C'est en Allemagne, en Grande-Bretagne et en France que les potentiels de raccordement d'éolien en mer sont les plus importants.

La pérennité de ces mécanismes nationaux de soutien influe sur les perspectives d'installation d'énergie renouvelable. Ainsi, la remise en cause de ces politiques comme en Espagne (janvier 2012) a marqué un coût d'arrêt au développement de l'éolien.

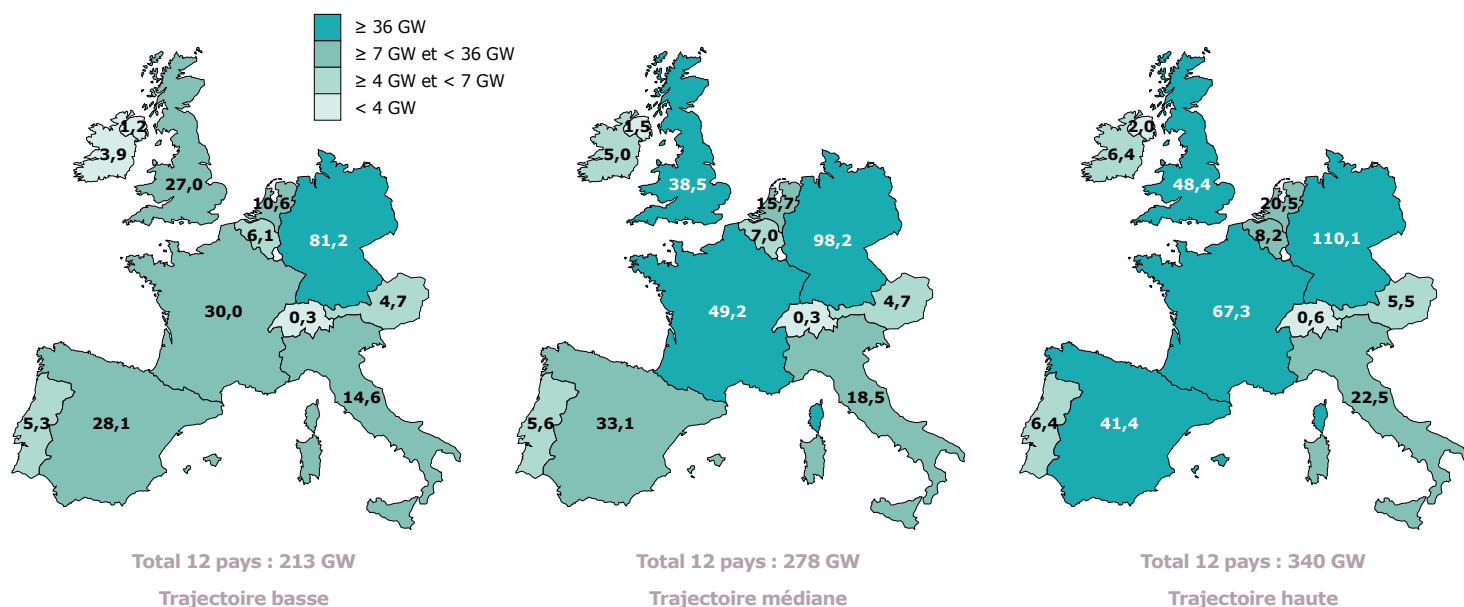
Comme pour le système électrique français, les incertitudes associées au développement de la filière dans les différents pays doivent être prises en compte.

Trois trajectoires sont présentées dans le Bilan prévisionnel :

- (i) une trajectoire médiane correspondant à la prolongation à 2035 des dernières hypothèses utilisées dans le TYNDP⁸ ou aux visions intermédiaires des plans nationaux ;

8. Scénario « Sustainable Transition » issu de la consultation publique de l'ENTSO-E dans le cadre du TYNDP 2018

Figure 3.6 Hypothèses par pays du parc éolien installé en 2035 – bas/médian/haut



- (ii) une trajectoire haute représentant les visions les plus élevées considérées dans les exercices européens ou les plans nationaux ;
- (iii) une trajectoire basse, essentiellement calée sur la progression historique.

À titre d'exemple, dans le cas de l'Allemagne, la trajectoire haute utilisée dans le Bilan prévisionnel est cohérente avec celle retenue dans le dernier NEP publié en 2017, tandis que la trajectoire médiane est cohérente avec la trajectoire intermédiaire du NEP (basé sur l'horizon 2030). Dans les trois trajectoires, la capacité éolienne installée en Allemagne croît donc de manière significative, ce qui est cohérent avec les orientations retenues dans le cadre de l'*Energiewende*.

Pour le Royaume-Uni, la trajectoire haute retenue dans le Bilan prévisionnel est cohérente avec la trajectoire haute retenue dans le *Future Energy Scenario* (FES) de National Grid, tout comme la trajectoire médiane. Comme pour l'Allemagne, les trajectoires retenues pour le Bilan prévisionnel sont ainsi cohérentes avec les orientations publiques des pouvoirs publics britanniques

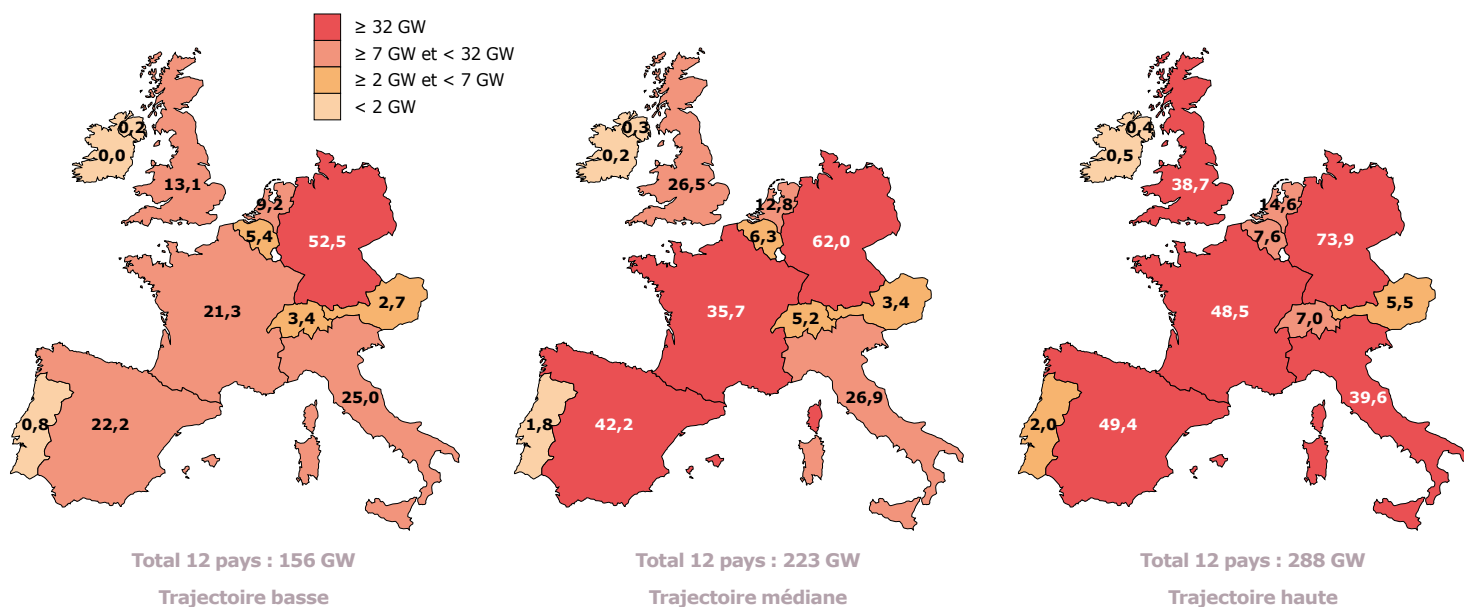
Les mêmes principes sont appliqués à la filière photovoltaïque

De même que la filière éolienne, la filière photovoltaïque se développe grâce à des politiques de soutien. Le parc s'est développé très rapidement, et en 2010, la croissance annuelle a dépassé 75%. Depuis 2012, cette dynamique s'est enrayée et le rythme annuel de progression est de l'ordre de 9%.

Aujourd'hui, près de 45% du parc photovoltaïque des pays étudiés se situe en Allemagne (41 GW début 2017).

Avec une baisse des coûts de production importante, le développement de la filière a, dans certains pays, connu une évolution chaotique marquée par une succession de bulles et de coups de freins brutaux. L'importation massive de modules solaires chinois à bas coût a déclenché la mise en place de mesures anti-dumping par la Commission européenne en décembre 2013. Cependant, ces mesures sont amenées à disparaître à terme. Certains pays comme l'Espagne ont même mis en place une «taxe solaire» et ont imposé une baisse rétroactive des tarifs d'achat.

Figure 3.7 Projections par pays du parc solaire installé en 2035 – *bas/médian/haut*



Comme pour le système électrique français, les incertitudes associées au développement de la filière dans les différents pays doivent être prises en compte.

Trois trajectoires sont donc présentées :

- (i) une trajectoire médiane correspondant à la prolongation à 2035 des dernières hypothèses utilisées dans les exercices européens⁹ ou aux visions intermédiaires des plans nationaux ;
- (ii) une trajectoire haute représentant les visions les plus hautes des exercices européens ou des plans nationaux ;
- (iii) une trajectoire basse, essentiellement calée sur la progression historique.

Ces trajectoires obéissent aux mêmes principes que pour l'éolien (les trajectoires hautes du Bilan prévisionnel correspondent aux références hautes des scénarios européens ou nationaux, et ainsi de suite).

Pour l'éolien comme pour le solaire, des trajectoires EnR européennes corrélées aux trajectoires françaises dans les cas de base

Du point de vue de la modélisation, dans les différents scénarios (à l'exception du scénario *Hertz*), les trajectoires retenues pour les pays européens sont corrélées à celles retenues pour le système électrique français et présentées au chapitre 2. En d'autres termes, lorsque la trajectoire retenue pour le système français correspond au rythme haut de la PPE alors la trajectoire haute est également retenue pour les pays européens.

Néanmoins, dans certaines variantes, RTE a choisi de décorréliser ce rythme, notamment pour étudier l'impact d'un développement plus rapide des énergies renouvelables dans les pays européens par rapport à la France.

9. Scénario « Sustainable Transition » issu de la consultation publique de l'ENTSO-E dans le cadre du TYNDP 2018

La filière nucléaire se réduit fortement dans l'ouest de l'Europe

L'évolution du parc nucléaire installé de chacun des pays dépend essentiellement des politiques publiques :

- ▶ l'Allemagne et la Belgique ont décidé d'un plan de sortie du nucléaire, qui se traduit par un calendrier de fermeture des derniers réacteurs. Dans ces deux pays, les dernières installations seront mises à l'arrêt respectivement en 2022 et 2025 ;
- ▶ la Suisse s'est récemment prononcée en faveur de la sortie du nucléaire. Les installations disposent d'une autorisation d'exploiter illimitée dans le temps et peuvent ainsi continuer d'être exploitées tant qu'elles sont sûres, mais lorsqu'elles seront mises à l'arrêt, elles ne seront pas remplacées ;
- ▶ en Espagne, la loi interdit la construction de toute nouvelle centrale nucléaire, et la prolongation d'exploitation des installations est soumise à un examen décennal ;
- ▶ en revanche, le Royaume-Uni intègre le nucléaire dans son futur mix électrique avec notamment la construction de deux réacteurs de type EPR à Hinkley Point à l'horizon 2025. D'autres projets existent pour la filière nucléaire, et le FES envisage des scénarios contrastés variant de 4,5 GW à 18 GW en 2030.

Ces décisions publiques sont traduites dans le Bilan prévisionnel.

Pour le Royaume-Uni, la trajectoire de référence retenue pour le Bilan prévisionnel correspond à la trajectoire basse du FES en matière de capacité nucléaire. En complément, une variante étudiant l'impact sur le système électrique français d'une trajectoire haute du nucléaire en Grande-Bretagne est réalisée dans certains scénarios.

Deux trajectoires pour le nucléaire britannique sont ainsi retenues dans le Bilan prévisionnel :

- (i) une trajectoire centrale dans laquelle le parc nucléaire passe de 8,9 GW en 2017 à 4,5 GW en 2035 ;
- (ii) une variante dans laquelle le parc nucléaire passe de 8,9 GW en 2017 à 18 GW en 2035.

Tableau 3.2 Hypothèses de parc nucléaire installé en 2035 dans les trajectoires du Bilan prévisionnel (en GW – hors France)

En GW	2017	2035
Allemagne	10,8	0,0
Belgique	5,8	0,0
Espagne	7,2	2,1
Pays-Bas	0,5	0,0
Grande-Bretagne	8,9	4,5 <i>(variante : 18 GW)</i>
Suisse	2,9	0,0

Des fermetures massives sont prévues pour la filière charbon

Aujourd'hui, dans l'ouest de l'Europe, le parc charbon (y compris le lignite) est majoritairement installé en Allemagne qui dispose d'une capacité de 47 GW.

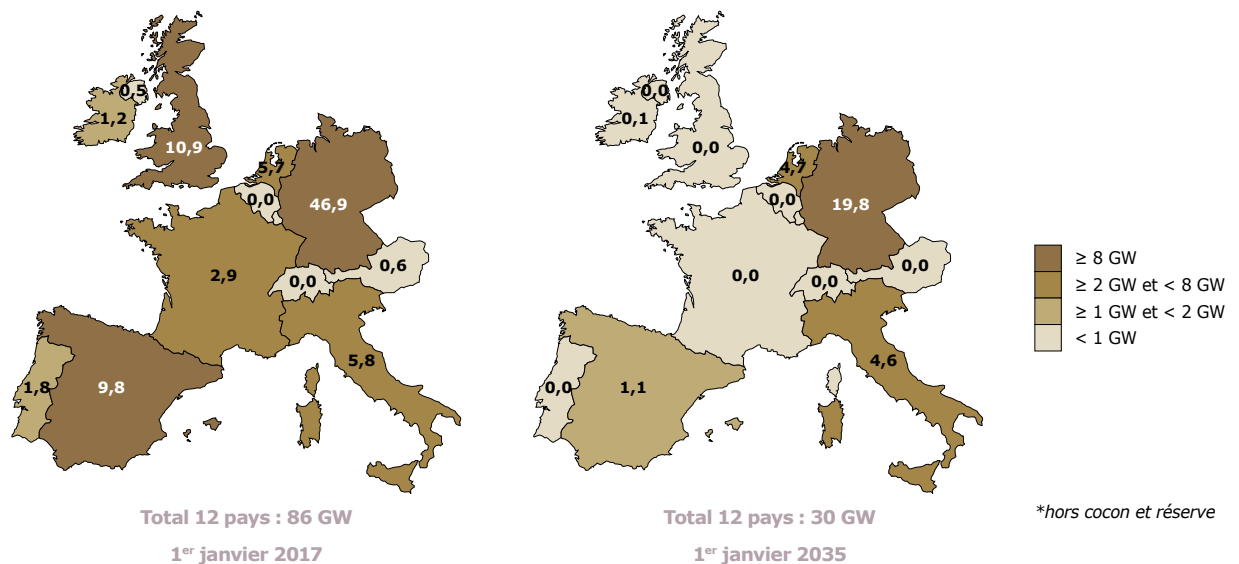
La France et la Grande-Bretagne ont annoncé une sortie prochaine du charbon, respectivement d'ici à 2023 et 2025. En 2016, la Grande-Bretagne a déclassé 7 GW de centrales au charbon.

Dans l'ouest de l'Europe, seule l'Allemagne présente quelques projets de nouvelles centrales fonctionnant au charbon. Une nouvelle installation sera mise en service en 2018 et trois projets plus incertains pourraient être mis en service d'ici à 2020. Néanmoins, quelles que soient les sources de données analysées (NEP, base de données européennes), les parcs charbon et lignite allemand se réduisent fortement d'ici à 2035.

Il s'agit d'une hypothèse structurante sur l'évolution du mix électrique en Allemagne. Dans la trajectoire principale du Bilan prévisionnel sur le parc charbon, RTE a retenu des hypothèses de déclassement compatibles avec le dernier NEP.

Les questions autour de l'évolution du parc charbon sont désormais fondamentales en matière d'évolution du mix électrique allemand et de mise

Figure 3.8 Parc charbon installé* au 1^{er} janvier 2017 et projections en 2035



en cohérence du parc électrique avec les objectifs climatiques auxquels l'Allemagne devrait se conformer en application du paquet «énergie-climat» et de l'Accord de Paris. En effet, malgré un rythme très important de développement des EnR, la production électrique allemande est encore largement composée de moyens carbonés (lignite et charbon), qui trouvent une rentabilité sur les marchés ou sont considérés comme nécessaires au maintien de la sécurité d'approvisionnement en Allemagne (et donc placés dans des réserves stratégiques dédiées afin d'être démarrés en périodes de tension lorsque celles-ci apparaissent plusieurs heures avant le temps réel). Ainsi, et pour traduire cette question importante, dans certains scénarios, des variantes ont été testées avec un déclassé moins prononcé du parc charbon allemand par rapport aux orientations retenues dans le NEP.

Pour les autres pays, en l'absence de planning officiel de fermetures de centrales au charbon, l'hypothèse retenue pour le Bilan prévisionnel est l'arrêt

des installations après 45 ans d'exploitation. C'est le cas de l'Italie, de l'Espagne et des Pays-Bas.

Par ailleurs, des variantes ont également été testées pour certains scénarios, dans lesquelles les groupes au gaz en Italie et en Espagne sont préservés, alors qu'ils devraient faire l'objet d'un déclassé économique dans le cas de base.

Trois trajectoires d'évolution des filières thermiques sont ainsi retenues dans le Bilan prévisionnel :

- (i) une trajectoire centrale dans laquelle le parc charbon passe de 86 GW en 2017 à 30 GW en 2035 ;
- (ii) une variante dans laquelle le parc charbon passe de 86 GW en 2017 à 40 GW en 2035 en raison d'un déclassé moins prononcé en Allemagne ;
- (iii) une variante dans laquelle les groupes au gaz, qui représentent près de 11 GW, ne font pas l'objet d'un déclassé économique en Espagne et en Italie.



PARAMÈTRE CLÉ N°6 : TRAJECTOIRE D'ÉVOLUTION DES PARCS DE PRODUCTION DANS LES PAYS FRONTALIERS

Tableau 3.3 Trajectoires d'évolution des parcs de production étrangers retenues dans le Bilan prévisionnel

		UE EnR basse	UE EnR moyenne	UE EnR haute
Éolien/ solaire	Trois trajectoires haute/médiane/basse basées sur les objectifs nationaux			
Charbon	Une trajectoire basée sur les objectifs nationaux de sortie ou de réduction de la part du charbon, et une variante sur le parc allemand (maintien du charbon/lignite)	Thermique bas 	Thermique maintien du charbon DE 	
Nucléaire	Une trajectoire basée sur les objectifs nationaux et une variante sur le parc britannique (variante haute : 18 GW en 2035)	Nucléaire UE bas 	Nucléaire GB haut 	
Autres filières	Une trajectoire basée sur un ajustement économique des parcs thermiques, et une variante avec maintien de certaines centrales thermiques au gaz en Italie et en Espagne	Thermique bas 	Thermique maintien ESP + IT 	

Le cas de base est constitué, pour chaque pays :

- ▶ Pour les filières éolien et solaire : d'une pénétration basée sur les objectifs figurant dans les programmations énergétiques nationales selon trois trajectoires haute/médiane/basse corrélées aux trajectoires retenues pour la France (à l'exception du scénario *Hertz*) ;
- ▶ Pour le charbon et le nucléaire : d'une trajectoire politique basée sur les programmations énergétiques nationales ;

- ▶ Pour les autres filières : d'un ajustement économique tenant compte d'un critère de sécurité d'approvisionnement.

Quatre variantes sont constituées en faisant varier certains de ces paramètres.

La façon dont ces hypothèses sont utilisées dans les analyses de scénarios et de variantes est résumée dans le tableau ci-dessous.

Tableau 3.4 Hypothèses d'évolution des parcs de production étrangers retenues pour l'analyse à moyen terme et les différents scénarios

	UE EnR basse	UE EnR moyenne	UE EnR haute	Thermique bas	Thermique maintien du charbon DE	Thermique maintien ESP + IT	Nucléaire UE bas	Nucléaire GB haut
Moyen terme		✓		✓			✓	
Scénario <i>Ohm</i>			✓	✓			✓	
Scénario <i>Ampère</i>			✓	✓	✓		✓	✓
Scénario <i>Hertz</i>		✓	✓	✓			✓	
Scénario <i>Volt</i>	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Scénario <i>Watt</i>			✓	✓	✓	✓	✓	✓

✓ Cas de base ✓ Variante

2018-2025 :

DES CHOIX À RÉALISER POUR POURSUIVRE LA DIVERSIFICATION DU MIX ÉLECTRIQUE ET ASSURER LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ

Les deux prochains chapitres présentent les résultats des analyses menées par RTE sur l'horizon 2022-2025. Les analyses identifient les possibilités d'actions sur le mix électrique au regard des principaux objectifs définis ou annoncés par les pouvoirs publics :

- ▶ **l'ambition climatique** : la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, l'Accord de Paris et, plus récemment, le Plan climat publié en juillet 2017 marquent la volonté forte de la France de s'inscrire dans une dynamique durable et exemplaire de lutte contre le changement climatique et de réduction des émissions des gaz à effet de serre. Dans ce contexte, l'annonce du Gouvernement relative à la fermeture des centrales au charbon avant 2022 constitue un élément particulièrement structurant pour le système électrique ;
- ▶ **l'ambition relative à la diversification du mix électrique** : la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte a posé un cadre et indiqué une cible pour la réduction de la part du nucléaire dans le mix électrique (50% de nucléaire dans la production d'électricité en France en 2025). Des objectifs en matière de développement des énergies renouvelables ont également été intégrés dans

la loi mais ne portent pas sur l'horizon 2025. Ceci pose question quant au choix devant être réalisé pour remplacer le nucléaire dans le mix électrique.

Ces objectifs sont complémentaires. Néanmoins, des questions se posent quant à la capacité pour les acteurs publics et privés de mener de front les actions permettant d'y parvenir dans un horizon de temps court (inférieur à 10 ans) tout en continuant à assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité.

Ainsi, RTE a d'abord réalisé des analyses de risque sur la période 2018-2022 afin d'identifier les marges de manœuvre du système électrique. Il s'agit donc d'identifier s'il est possible de fermer des moyens de production d'ici à 2022 tout en respectant le critère public de sécurité d'approvisionnement (*chapitre 4*).

Les travaux sont centrés sur la fermeture des centrales thermiques au charbon et la fermeture des premiers réacteurs nucléaires après 40 années de fonctionnement¹. Ils intègrent notamment une analyse de la dépendance mutuelle entre la mise en œuvre de ces mesures et le développement des énergies renouvelables ou l'évolution de la consommation électrique.

1. Les 40 années de fonctionnement sont entendues dans ce document comme la date théorique pour la quatrième visite décennale des réacteurs nucléaires.

Dans un contexte marqué par l'incertitude sur l'évolution du parc nucléaire au cours des prochaines années, la question de la prolongation des réacteurs nucléaires après 40 années de fonctionnement est également étudiée pour être en mesure d'appréhender l'impact d'éventuelles visites décennales «longues» sur l'équilibre du système électrique.

Dans le chapitre 5, l'analyse est exclusivement centrée sur l'atteinte de l'objectif de réduction de la part du nucléaire dans le mix de production électrique à l'horizon 2025. Ce scénario

est réalisé en s'appuyant sur un cas de base, concernant l'évolution de la consommation électrique, l'évolution de la production renouvelable, l'évolution des mix de production étrangers et des interconnexions, etc. Ceci permet de disposer d'un diagnostic robuste quant au nombre de réacteurs à fermer pour atteindre l'objectif et au développement de nouveaux moyens de production. Par ailleurs, et afin d'inscrire cette analyse dans l'ambition climatique décrite précédemment, l'impact d'un tel scénario sur les émissions de CO₂ du système électrique français est également présenté.

4. L'ANALYSE SUR LES CINQ PROCHAINES ANNÉES : UN ÉQUILIBRE PLUS TENDU ET DES CHOIX NÉCESSAIRES

Aujourd'hui, la situation en matière de sécurité d'approvisionnement est **conforme au critère public de sécurité d'approvisionnement, mais sans marge supplémentaire.**

Cette situation inédite constitue l'aboutissement **d'un large mouvement de restructuration du parc thermique** qui a vu la fermeture de nombreuses unités au charbon et au fioul au cours des dernières années. La structure du parc de production a donc progressivement convergé vers le niveau de sécurité d'approvisionnement.

L'équilibre atteint repose désormais sur la maîtrise de la pointe de consommation, une disponibilité adéquate du parc nucléaire, le maintien du parc de cycles combinés au gaz et de turbines à combustion, et la fiabilisation du gisement actuel d'effacements de consommation. Dans cet équilibre, chacune des composantes compte.

D'ici à 2020, cette situation ne devrait pas évoluer. Les études européennes confirment ce diagnostic : **avec la Belgique, la France est le seul pays européen à présenter un tel profil de risque.**

À compter de 2020, la mise en service de nouveaux moyens de production et de lignes d'interconnexion conduira, toutes choses égales par ailleurs, à renforcer la sécurité d'alimentation. Cette amélioration peut être mise à profit pour fermer le parc de centrales charbon d'ici à 2022, ou pour procéder à la mise à l'arrêt des réacteurs nucléaires atteignant 40 années de fonctionnement (quatrième visite décennale).

En revanche, il semble **impossible de cumuler, d'ici à 2022, la fermeture du parc charbon et l'arrêt de tous les réacteurs nucléaires atteignant 40 années de fonctionnement.** Si la fermeture du parc charbon est privilégiée, certains réacteurs devront nécessairement être prolongés.

La disponibilité du parc nucléaire et les conditions techniques de la prolongation des réacteurs auront un impact fort sur la sécurité d'alimentation. Le Bilan prévisionnel 2017 conclut qu'**un allongement de la durée des visites décennales (12 mois plutôt que 6) conduirait à une situation dégradée en matière de sécurité d'approvisionnement,** réduisant les marges de manœuvre sur l'évolution du parc.

Aux horizons de temps étudiés, la trajectoire de développement des énergies renouvelables apparaît comme un facteur de second ordre pour la sécurité d'alimentation. L'évolution de la consommation joue en revanche un rôle structurant : agir sur la consommation en mettant en œuvre des actions d'efficacité énergétique est une option dont les conséquences seraient tangibles à moyen terme. La flexibilité apportée par les effacements peut également jouer un rôle important mais nécessite un effort de fiabilisation.

La sécurité d'alimentation de la France dépend de manière croissante de ses voisins. Pour autant, une modélisation plus prudente des possibilités d'import a été retenue cette année, renseignée notamment des situations d'exploitation rencontrées au cours de l'hiver 2016-2017.

Enfin, le Bilan prévisionnel présente une étude détaillée du « paysage de défaillance » précisant les facteurs de risque auxquels fait face le système français et la criticité des situations qui en résultent. Il analyse pour cela la résilience du système face à des événements extrêmes comme la vague de froid de février 2012 ou la faible disponibilité du parc nucléaire durant l'hiver 2016-2017. Il met en lumière qu'**un système ajusté par rapport au critère des trois heures signifie, chaque hiver, que la probabilité d'appel aux moyens exceptionnels est de 25 %.**

4.1 Une analyse basée sur l'étude des déterminants de la sécurité d'approvisionnement

4.1.1 L'objet d'étude : comprendre l'impact des choix sur le parc nucléaire et charbon au cours des cinq prochaines années

Le Bilan prévisionnel comporte un volet centré sur une analyse de risque de l'équilibre offre-demande à un horizon de cinq ans. En effet, à cet horizon dit de «moyen terme», les leviers d'actions sur le système électrique sont moins importants : il s'agit donc d'étudier les effets de l'évolution probable du parc de production ou de la consommation par rapport au critère public de sécurité d'approvisionnement et de vérifier les configurations permettant au système électrique d'être «équilibré».

Pour mener à bien cette analyse de risque, une démarche prudente est systématiquement adoptée dans le choix des hypothèses retenues.

L'horizon étudié dans le cadre du présent Bilan prévisionnel porte sur la période 2018-2022¹.

Au cours des prochaines années, plusieurs évolutions structurantes devraient affecter le parc de production en France : elles correspondent à la traduction des ambitions de la France en matière de transition énergétique.

D'une part, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte adoptée en 2015 prévoit la diminution de la part du nucléaire dans le mix électrique d'ici à 2025 et traduit un changement culturel important sur la manière d'appréhender l'évolution du secteur électrique en France.

En complément des objectifs publics, l'évolution du parc s'appréhende en tenant compte des

caractéristiques techniques des réacteurs. En effet, à compter de 2020, les premiers réacteurs nucléaires du parc actuel atteindront une durée de fonctionnement de 40 ans. Ces réacteurs devront ainsi, soit voir leur durée de vie prolongée sous le contrôle de l'Autorité de sûreté nucléaire, soit être arrêtés. D'ici fin 2021, quatre réacteurs sont concernés, pour une puissance installée totale de 3,6 GW. Début 2022, un réacteur supplémentaire est concerné par ce réexamen et est intégré à l'horizon d'étude.

La prolongation éventuelle de ces réacteurs serait conditionnée au passage de leur quatrième visite décennale et au respect des préconisations de l'ASN. Les conditions associées ne sont pas connues avec précision (*voir chapitre 2*). Dans le cas d'une prolongation de tout ou partie de ces réacteurs, le quatrième réexamen pourrait s'étendre sur une durée plus longue que lors des troisièmes visites décennales. L'extension de la durée des visites décennales est susceptible de conduire certains groupes à se trouver indisponibles durant la période hivernale, et ainsi avoir un impact sur la sécurité d'approvisionnement.

D'autre part, le Plan climat annoncé par le Gouvernement en juillet 2017 a clairement tracé une feuille de route pour «sortir du charbon» dans le mix électrique français. Il prévoit la fermeture ou la reconversion des groupes charbon d'ici à 2022. Ceux-ci cumulent aujourd'hui une puissance installée de 3 GW. Les conditions pratiques de cette orientation doivent être déclinées dans la prochaine Programmation pluriannuelle de l'énergie mais l'ambition ne fait pas de doute.

Dans ce contexte, l'évolution de la sécurité d'alimentation en France est sujette à questionnement :

¹ La sécurité d'approvisionnement pour l'hiver 2017-2018 est analysée dans le cadre du «passage de l'hiver». Cette étude, plus déterministe, est disponible sur le site de RTE (<http://www.rte-france.com/fr/article/analyses-saisonnieres-france>).

- ▶ la fermeture des groupes charbon est-elle possible en respectant le critère de sécurité d'alimentation ?
- ▶ les réacteurs nucléaires atteignant leur quatrième visite décennale peuvent-ils être fermés sans risque ? Ces fermetures peuvent-elles être cumulées avec celles des centrales au charbon ?
- ▶ la croissance des énergies renouvelables permet-elle de pallier une partie du risque ?
- ▶ les effacements de consommation peuvent-ils contribuer à réduire les contraintes ? Des interrogations entourent-elles leur fiabilité ?
- ▶ l'évolution anticipée de la consommation permet-elle de relâcher la contrainte ?

4.1.2 Le principe d'étude : quantifier l'impact des décisions par rapport au critère public de sécurité d'approvisionnement

La référence utilisée est le critère de sécurité d'approvisionnement fixé par les pouvoirs publics

La sécurité d'approvisionnement en électricité est évaluée par rapport à un critère fixé par les pouvoirs publics. Ce critère consiste en une durée moyenne de défaillance annuelle de trois heures (article D. 141-12-6 du Code de l'énergie).

De manière à faciliter l'appréhension des résultats, les analyses de RTE sont estimées sous la forme d'une marge ou d'un déficit de capacité par rapport au critère. Cette représentation permet d'illustrer l'effet du retrait ou de la mise en service d'une unité de production ou d'une ligne d'interconnexion. Pour autant, la transformation d'une mesure du risque en nombre d'heures de défaillance en une marge ou un déficit capacité n'est pas linéaire, ce qui interdit d'extrapoler les résultats au-delà de leur cadre de présentation.

Le respect du critère de défaillance ne signifie pas une absence totale de risque de défaillance (et donc de délestage), mais que ce risque est contenu dans la limite définie par les pouvoirs publics de trois heures en espérance par an.

Un cas de base complété de nombreuses variantes

À l'instar de la méthode retenue dans les Bilans prévisionnels précédents, l'analyse sur les cinq prochaines années retient un cas de base. Celui-ci s'appuie sur la trajectoire de consommation haute. Les centrales au charbon et les réacteurs nucléaires existants sont supposés maintenus sur la durée d'étude, et le développement des énergies renouvelables suit la trajectoire « rythme PPE ».

Ce cas de base constitue donc la situation la moins « risquée » du point de vue de l'équilibre offre-demande sur le système électrique ; il est ainsi possible de réaliser des variantes qui permettent de tester individuellement certains paramètres. Ce sont ces variantes qui permettent de comprendre les marges de manœuvre existantes sur le système électrique à l'horizon étudié.

Des analyses complémentaires permettent d'illustrer de manière concrète le paysage de risque pour le système électrique français

Ces analyses permettent de décrire un « paysage de risque » qui ne se résume pas à l'atteinte du critère de sécurité d'approvisionnement fixé par les pouvoirs publics. Ainsi, le § 4.5 de cette étude est consacré à dresser un paysage plus étoffé de la réalité de la sécurité d'approvisionnement de la France lorsque le critère est juste atteint, ce qui permet d'enrichir la compréhension de la nature et de la criticité des risques sur la sécurité d'approvisionnement et d'engager la réflexion sur les meilleures façons d'assurer la résilience du système par rapport à ces risques.

4.1.3 Les variantes et analyses de sensibilité : une étude permettant d'affiner le diagnostic sur les marges de manœuvre sur le parc

Les variantes testées par rapport au cas de base portent sur les objets du débat public :

- ▶ une fermeture du parc charbon répartie sur 2020 et 2021 permettant de respecter l'objectif du Plan climat ;
- ▶ une non-prolongation des réacteurs nucléaires atteignant 40 ans de fonctionnement ;

- ▶ une fermeture du parc charbon cumulée à une non-prolongation des réacteurs nucléaires atteignant 40 ans de fonctionnement ;
- ▶ une fermeture du parc charbon assortie d'une prolongation de tous les réacteurs, mais dans le cadre de visites décennales longues.

La robustesse de la variante portant sur la fermeture cumulée du parc charbon et des réacteurs

nucléaires atteignant 40 ans de fonctionnement est affinée au travers d'analyses de sensibilité. Celles-ci portent sur :

- ▶ le rythme effectif de déploiement des énergies renouvelables ;
- ▶ le développement de flexibilités supplémentaires (effacements) ;
- ▶ la consommation (la trajectoire basse et la variante « consommation forte » sont testées).

Tableau 4.1 Cas de base, variantes et analyses de sensibilité analysés dans le chapitre 4

	Consommation	Parc nucléaire	Parc charbon	Énergies renouvelables	Effacements	Interconnexions
Cas de base	Haute	Plafond légal	Maintien (3 GW)	Rythme PPE	Stable (2,5 GW)	Médiane
Cas de base						
Variantes						
Fermeture du parc charbon	Haute	Plafond légal	Fermeture	Rythme PPE	Stable (2,5 GW)	Médiane
Non-prolongation du parc nucléaire	Haute	Pilotage technique	Maintien (3 GW)	Rythme PPE	Stable (2,5 GW)	Médiane
Fermeture du parc charbon et non-prolongation du parc nucléaire	Haute	Pilotage technique	Fermeture	Rythme PPE	Stable (2,5 GW)	Médiane
Prolongation du parc nucléaire mais visites décennales allongées	Haute	Plafond légal	Fermeture	Rythme PPE	Stable (2,5 GW)	Médiane
Analyses de sensibilité sur la variante « Fermeture du parc charbon et non-prolongation du parc nucléaire »						
Consommation basse	Basse	Pilotage technique	Fermeture	Rythme PPE	Stable (2,5 GW)	Médiane
Consommation forte (stress test)	Variante conso forte	Pilotage technique	Fermeture	Rythme PPE	Stable (2,5 GW)	Médiane
Énergies renouvelables fortes	Haute	Pilotage technique	Fermeture	Rythme PPE haut	Stable (2,5 GW)	Médiane
Énergies renouvelables fortes et effacements forts	Haute	Pilotage technique	Fermeture	Rythme PPE haut	PPE haut (6 GW)	Médiane

UN CRITÈRE DE SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT DÉFINI PAR LES POUVOIRS PUBLICS

Le fonctionnement du système électrique interconnecté nécessite le maintien à tout instant de l'équilibre entre production et consommation. La défaillance apparaît lorsque la concomitance d'aléas défavorables conduit à une situation où la somme de la production et des importations disponibles est inférieure à la consommation réduite des effacements mobilisables. La défaillance peut être gérée par des moyens exceptionnels tels que l'interruptibilité de consommateurs volontaires ou la réduction de la tension sur les réseaux de distribution (*voir paragraphe 4.6*), et en derniers recours par des délestages. Dans tous les cas, la défaillance ne signifie pas le blackout.

Compte tenu des aléas pouvant peser sur le système, il est en toute rigueur impossible de garantir que la demande puisse être satisfaite à tout moment et en toutes circonstances. Par conséquent, le risque de défaillance doit être maintenu à un niveau socialement et économiquement acceptable. Celui-ci résulte d'un arbitrage d'intérêt général entre, d'une part, les avantages que retirent les consommateurs du fait d'un moindre risque de rupture d'approvisionnement et, d'autre part, le coût supporté par la collectivité des moyens supplémentaires d'offre de production et d'effacement de consommation qu'il faut développer pour réduire ce risque.

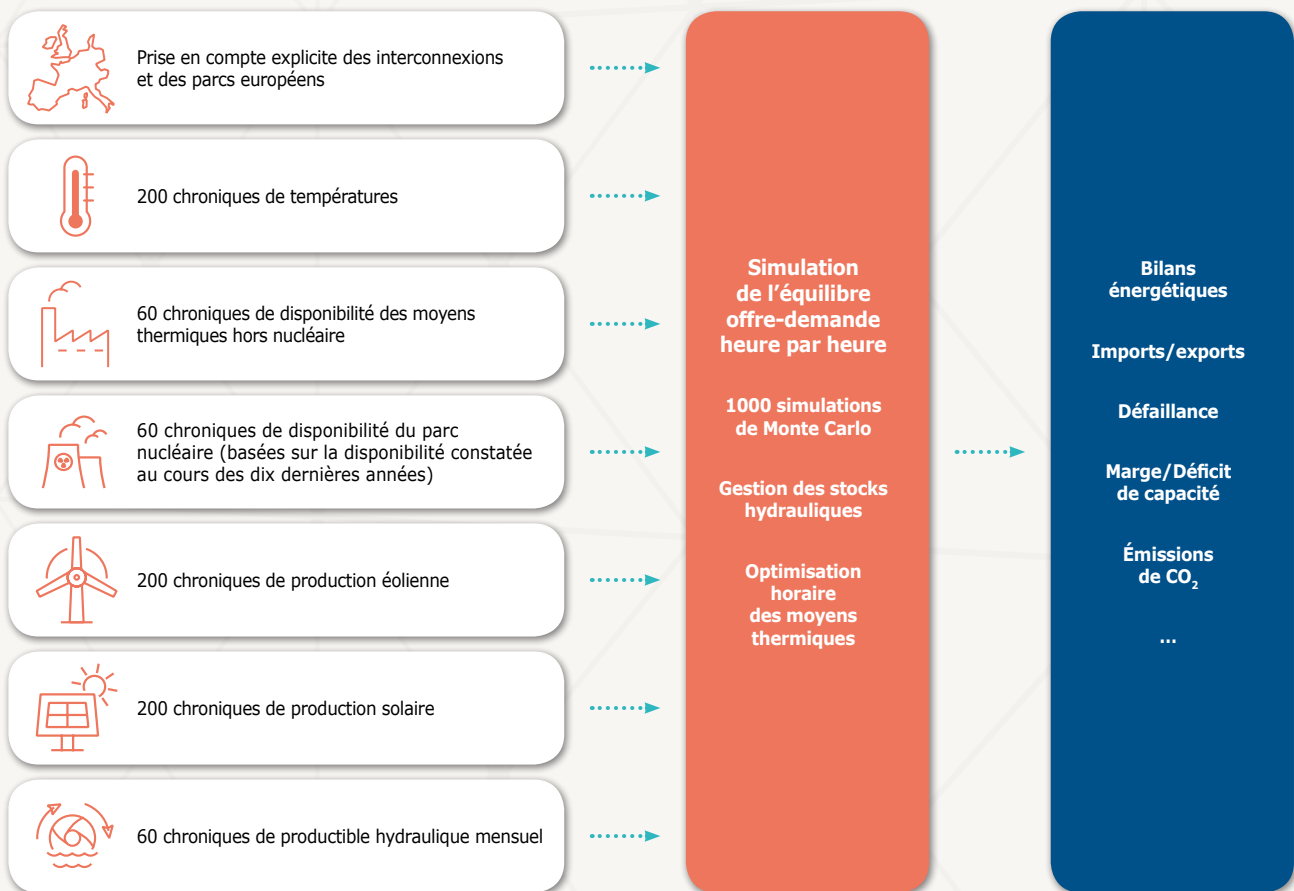
Le risque de défaillance peut être mesuré de différentes manières : fréquence des délestages, durée, volume d'énergie non délivrée. Mais les relations qui les lient sont complexes à déterminer et dépendantes de la nature et de l'ampleur des aléas affectant le système électrique concerné, eux-mêmes dépendants du mix de production et de la nature des consommations.

L'article D. 141-12-6 du Code de l'énergie précise le cadre d'élaboration du Bilan prévisionnel, son périmètre et ses horizons d'étude. Il prévoit en particulier la prise en compte des échanges avec les réseaux électriques étrangers. Le critère retenu est **la durée de défaillance, qui doit demeurer inférieure en espérance à trois heures par an**. Il s'agit de la durée pendant laquelle, sur une année, le système électrique est exposé au risque d'une offre insuffisante. En revanche, un délestage d'une heure n'affectant que quelques consommateurs et un délestage de la même durée concernant des millions de personnes seront comptabilisés de la même façon : il s'agit d'une des limites de l'approche actuelle.

L'espérance de durée de défaillance en France pour chacune des années à venir est évaluée à l'issue des simulations de fonctionnement du système électrique français intégré dans son environnement européen. Si la durée de défaillance est différente du critère de sécurité d'approvisionnement, les simulations sont reprises pour estimer une **marge** ou un **déficit** de capacité :

- ▶ si le critère est inférieur à trois heures par an, l'offre est jugée suffisante et une marge de capacité est estimée en ajoutant une bande de consommation fictive jusqu'à atteindre strictement le critère ;
- ▶ dans le cas contraire, une offre complémentaire, correspondant à une puissance fictive parfaitement disponible et sans contrainte de stock, est ajoutée pour atteindre l'équilibre.

Figure 4.1 Prise en compte des aléas dans la méthode de simulation de l'équilibre offre-demande



4.2 D'ici à 2020, une situation plus tendue en matière de sécurité d'alimentation

4.2.1 Pendant les trois prochaines années, une conformité stricte au critère de sécurité d'approvisionnement, sans marge supplémentaire

Au cours des trois prochaines années, la situation en matière de sécurité d'approvisionnement modélisée dans le cas de base est ajustée. Cela signifie que le système évolue autour du critère de sécurité d'approvisionnement prévu par les pouvoirs publics (espérance de défaillance de trois heures par an, *voir encadré*), sans marge supplémentaire.

Cette espérance de défaillance permet de synthétiser dans un seul indicateur l'évaluation du niveau de sécurité d'approvisionnement dans un pays. Pour autant, les situations concernées renvoient à des réalités potentiellement très différentes. L'analyse de l'alimentation électrique de la France permet de faire ressortir les conclusions suivantes :

- ▶ le facteur de risque prédominant demeure, de manière très large, la sensibilité de la consommation aux températures, et la possibilité d'appels de puissance élevés lors de vagues de froid ;
- ▶ les situations d'aléas sur la production thermique et sur le parc éolien constituent les facteurs de second ordre. En effet, en période hivernale, une faible disponibilité du parc nucléaire et/ou la survenue d'épisodes de vent faible peuvent conduire à des situations tendues, dont certaines seraient susceptibles de nécessiter l'activation de moyens exceptionnels.

L'analyse détaillée de ces risques est présentée au § 4.6.

La surcapacité historique du système électrique français est désormais complètement résorbée

Dans les années 2000, le système électrique a fonctionné avec des marges confortables. Celles-ci se sont progressivement résorbées sous l'effet de la forte croissance de la pointe durant les années

2000 et de la fermeture d'une part importante du parc thermique.

Après la fermeture d'une première partie du parc fioul et des petites installations fonctionnant au charbon, l'arrêt des dernières grandes unités fonctionnant au fioul constitue un troisième épisode de rationalisation sur le système électrique français depuis l'ouverture des marchés en 2000. Si la fermeture définitive de ces grandes installations de production est parfois passée sous silence dans un débat public aujourd'hui concentré sur la question du charbon et celle du nucléaire, elle constitue néanmoins un événement significatif en matière de sécurité d'approvisionnement.

D'une part, la fermeture est conséquente en volume : elle porte sur six groupes de 600 MW, soit 3600 MW de capacité – l'équivalent de quatre réacteurs nucléaires.

D'autre part, cette fermeture se déroule selon un calendrier rapide, et intervient en deux ans. Début 2016, EDF a annoncé l'arrêt anticipé de l'exploitation de ses six tranches fioul d'ici à 2018 pour des raisons économiques, les centrales ne fonctionnant plus que de manière épisodique lors des pics soudains de consommation. Ce plan de fermeture s'est accéléré fin avril 2017 avec la fermeture effective de l'ensemble des unités de Porcheville et d'une unité de Cordemais. En conséquence, seule la dernière unité de Cordemais est présente sur l'hiver 2017-2018 avant son retrait prévu courant 2018.

À l'issue de ces fermetures, le système électrique français aura fait face à une vague de retraits de groupes thermiques importante. Ces retraits auront été motivés essentiellement par des considérations économiques (les groupes étant très rarement appelés) et non réglementaires (les tranches avaient fait l'objet des révisions nécessaires pour demeurer compatibles avec la directive IED 2010/75/UE relative aux émissions industrielles, applicable au 1^{er} janvier 2016).

Le maintien de la sécurité d'approvisionnement repose sur les leviers identifiés lors des précédents Bilans prévisionnels

L'évolution de la sécurité d'approvisionnement a été régulièrement évaluée, et des alertes ont été émises dans les précédentes éditions du Bilan prévisionnel. Face à la montée des préoccupations sur la sécurité d'alimentation ces dernières années, les pouvoirs publics ont mis en place plusieurs mesures pour agir sur les déterminants de l'équilibre offre-demande.

Sur le volet offre, la mise en œuvre du mécanisme de capacité a offert un espace économique aux capacités de production et d'effacement en fonction de leur contribution à la sécurité d'approvisionnement. Ainsi et à titre d'exemple, le parc de cycles combinés au gaz français a été maintenu en exploitation et aucune mise sous cocon n'a été décidée. Pour autant, ce sera seulement lorsque le dispositif fonctionnera avec un préavis de quatre ans qu'il jouera son rôle à plein, notamment si des besoins de nouveaux investissements se faisaient sentir.

S'agissant de la demande, les politiques d'efficacité énergétique, favorisées par les réglementations thermiques, ont permis de contenir le phénomène de croissance de la pointe de consommation. Leurs déterminants ont été analysés au chapitre 1. L'analyse plus large de l'effet de ces réglementations sur la consommation électrique par rapport aux autres énergies figure parmi les pistes d'approfondissement identifiées à la fin de ce chapitre.

Une situation confirmée par les études européennes existantes ou en cours

Le Bilan prévisionnel ne constitue pas la seule analyse étudiant la sécurité d'alimentation de la France au cours des prochaines années. Notamment, les études MAF et PLEF mentionnées au chapitre 3 procèdent également à une analyse probabiliste des risques basée sur une modélisation explicite du fonctionnement du parc européen.

Les enseignements de ces études sont cohérents avec ceux du Bilan prévisionnel. Si les niveaux de défaillance peuvent être différents selon les méthodes de

modélisation employées, les dynamiques analysées se situent dans la même direction, et permettent de confirmer la situation de vigilance pour la France :

- ▶ L'étude MAF, publiée en 2017, affiche une espérance de durée de défaillance significative à l'horizon 2020, témoignant d'une situation dégradée en matière de sécurité d'approvisionnement.
- ▶ L'étude PLEF, en cours de finalisation, procède à une première analyse à l'échéance 2018-2019. Les résultats montrent également que c'est en France que la vigilance en matière de sécurité d'approvisionnement est la plus importante au sein des pays étudiés.

La situation évaluée par le Bilan prévisionnel apparaît, en niveau, plus favorable. Ceci est lié à des écarts résiduels de modélisation sur lesquels la France a développé des approches plus robustes, notamment sur la base climatique, du fait de la thermosensibilité du système français.

4.2.2 À compter de 2020, des marges de manœuvre apparaissent

À compter de 2020, l'étude menée sur l'équilibre offre-demande révèle que des marges de manœuvre nouvelles apparaissent. Ainsi, l'espérance de défaillance devient inférieure à trois heures par an. Cela se traduit par une marge de plusieurs gigawatts au-delà du critère de sécurité d'approvisionnement.

Une amélioration qui résulte d'actions simultanées sur la production, la consommation et les interconnexions

Ces marges de manœuvre résultent notamment de la mise en œuvre de nouvelles interconnexions, qui permettent à la France de pouvoir compter sur des imports supplémentaires en cas de pointe de consommation. Ces nouvelles interconnexions se développent sur les frontières avec le Royaume-Uni (Eleclink et IFA 2) et l'Italie (Savoie-Piémont) ; il s'agit de projets déjà bien engagés et à degré de maturité élevé. L'analyse du Bilan prévisionnel, qui s'appuie sur une modélisation du parc dans ces pays comme dans le reste de l'Europe occidentale, confirme que l'accroissement des capacités d'import peut effectivement se concrétiser par des imports effectifs durant les situations de tension pour la France.

Les marges de manœuvre proviennent également d'évolutions concernant le parc de production. Ainsi, le nouveau cycle combiné au gaz de Landivisiau est intégré pour 2020 et la mise en service des premiers parcs éoliens en mer est retenue pour 2021.

Enfin, la légère diminution de la consommation contribue également à augmenter la marge.

Un diagnostic qui dépend de plusieurs hypothèses structurantes sur le nucléaire

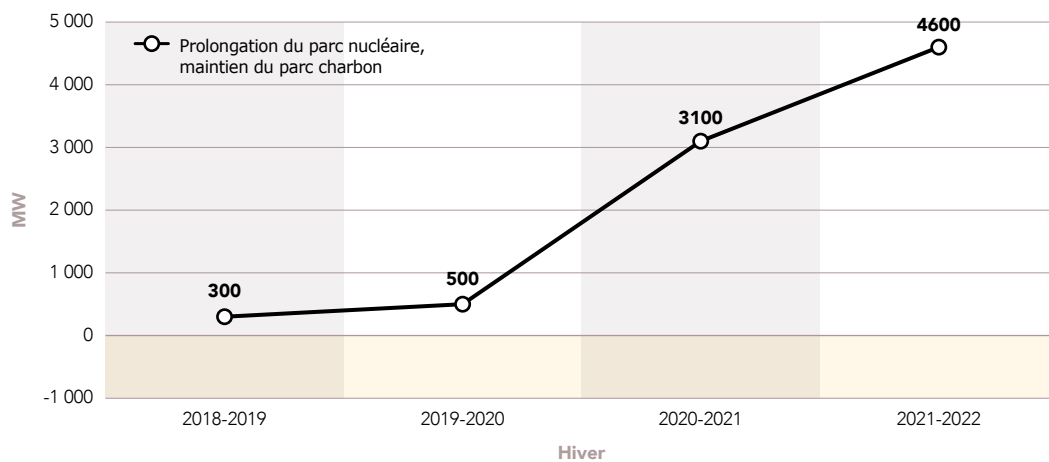
Dans le cas de base, la capacité nucléaire est considérée globalement constante sur tout l'horizon. Dans le prolongement des précédents Bilans prévisionnels, la contribution effective de l'EPR de Flamanville

est considérée à partir de l'hiver 2019-2020. Il s'agit d'une mise en service progressive intégrant différents essais, et l'EPR est comptabilisé avec une moindre disponibilité durant ce premier hiver.

En conformité avec l'hypothèse retenue pour la mise en service du réacteur de Flamanville et avec le décret d'avril 2017, l'arrêt des deux réacteurs de Fessenheim est considéré effectif à l'issue de l'hiver 2018-2019. Cela signifie que ces deux réacteurs sont bien comptabilisés au cours de cette période.

Les annonces d'EDF sur la mise en service du réacteur Flamanville 3 intervenues après la consultation publique sur le Bilan prévisionnel, combinées à une lecture stricte du

Figure 4.2 Marges ou déficits de capacité – Prolongation du parc nucléaire et maintien du parc charbon



Principales évolutions



Retour Paluel 2

Mise en service progressive de l'EPR

- Mise en service définitive de l'EPR
- Mise en service Eleclink
- Landivisiau

- Mise en service IFA2
- Mise en service Savoie-Piémont
- Raccordement du premier parc éolien en mer

Baisse de la consommation (pointe à 1 chance sur 10 en baisse de 200 à 300 MW/an) en France
Développement progressif des énergies renouvelables



Fermeture 1 tranche fioul

Fermeture Fessenheim 1&2

Diminution des marges dans les pays voisins (déclassement d'unités thermiques)

décret de 2017, pourraient conduire à un arrêt des deux réacteurs de Fessenheim au 31 décembre 2018. Dans ce cas, la marge par rapport au critère deviendrait négative dans le cas de base durant l'hiver 2018-2019.

La disponibilité effective du parc nucléaire joue, de manière générale, un rôle majeur dans la sécurité d'alimentation de la France à cet horizon.

Les différentes chroniques utilisées pour l'analyse probabiliste restituent la disponibilité constatée au cours des dernières années, et intègrent donc la possibilité d'épisodes de disponibilité réduite comme durant les années 2009-2010 et 2016-2017. La disponibilité effective constitue un facteur de premier ordre dans la situation d'alimentation réelle.

4.3 À compter de 2020, des marges de manœuvre qui peuvent être mises à profit pour fermer des centrales au charbon ou des réacteurs nucléaires

4.3.1 La fermeture du parc charbon en fin de période est possible

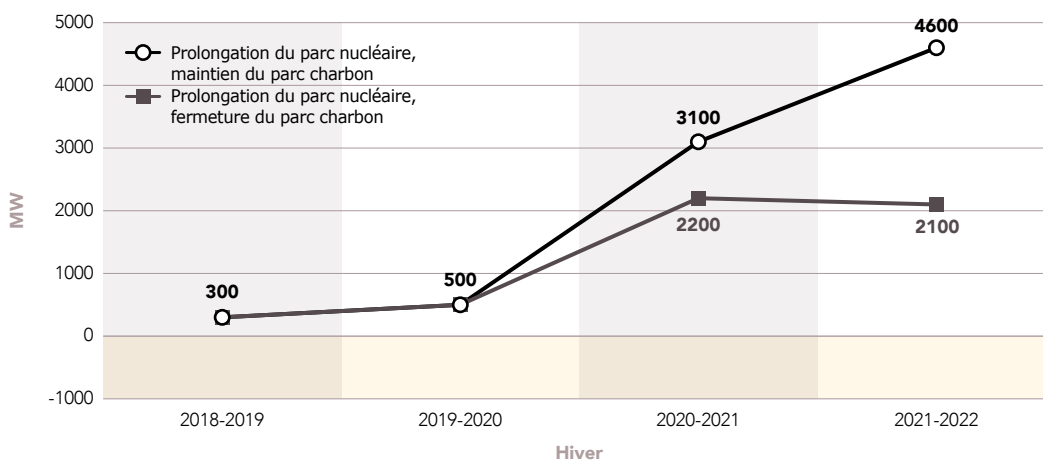
La fin de la production d'électricité issue du charbon est un axe majeur du Plan climat annoncé en juillet 2017. Elle devrait intervenir d'ici à l'année 2022.

Pour évaluer les impacts d'une sortie du charbon d'ici à la fin de l'horizon de moyen terme, le Bilan prévisionnel retient comme hypothèse une fermeture

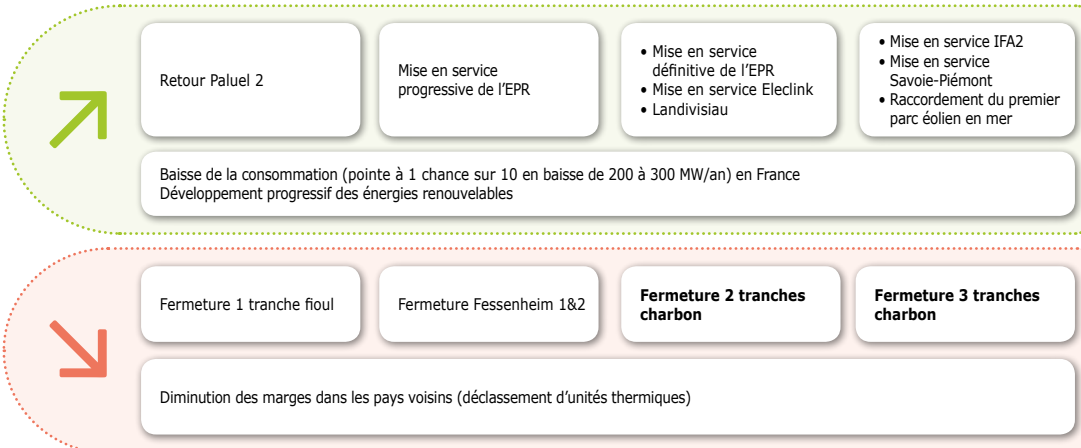
progressive des centrales au charbon existantes sur les hivers 2020-2021 et 2021-2022 (fermeture de deux centrales en 2020 et de trois centrales en 2021).

L'analyse montre que les marges dégagées en fin d'horizon suffisent à envisager une fermeture des centrales au charbon, en cas de prolongation du parc nucléaire et sous réserve de la mise en service des nouvelles interconnexions et du développement des énergies renouvelables.

Figure 4.3 Marges ou déficits de capacité – Prolongation du parc nucléaire et fermeture du parc charbon



Principales évolutions



4.3.2 Alternativement, la fermeture des quatre réacteurs atteignant 40 ans de fonctionnement est également envisageable

D'ici fin 2021, quatre réacteurs arrivent à l'échéance des 40 ans de fonctionnement : Tricastin 1, Bugey 2, Tricastin 2 et Bugey 4. La fermeture du réacteur Dampierre 1 (février 2022) est intégrée à l'horizon d'étude mais affecterait essentiellement l'hiver 2022-2023.

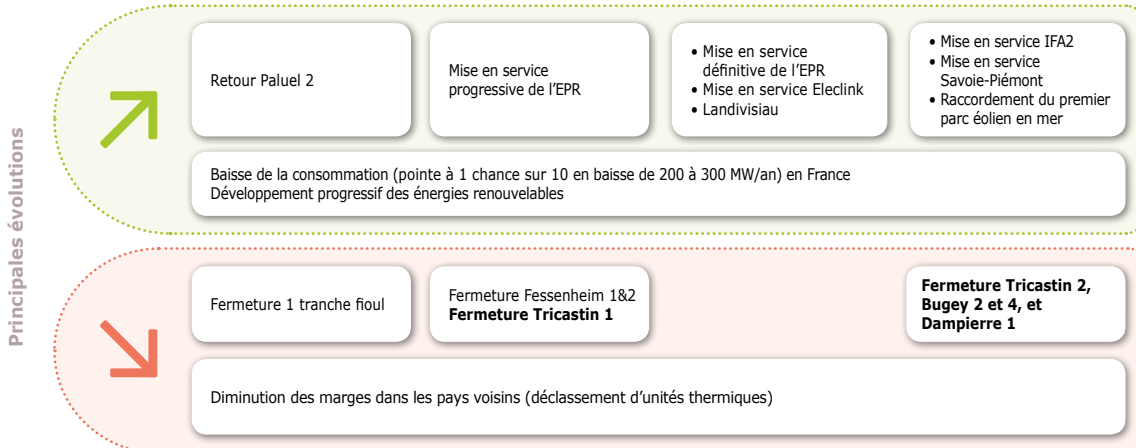
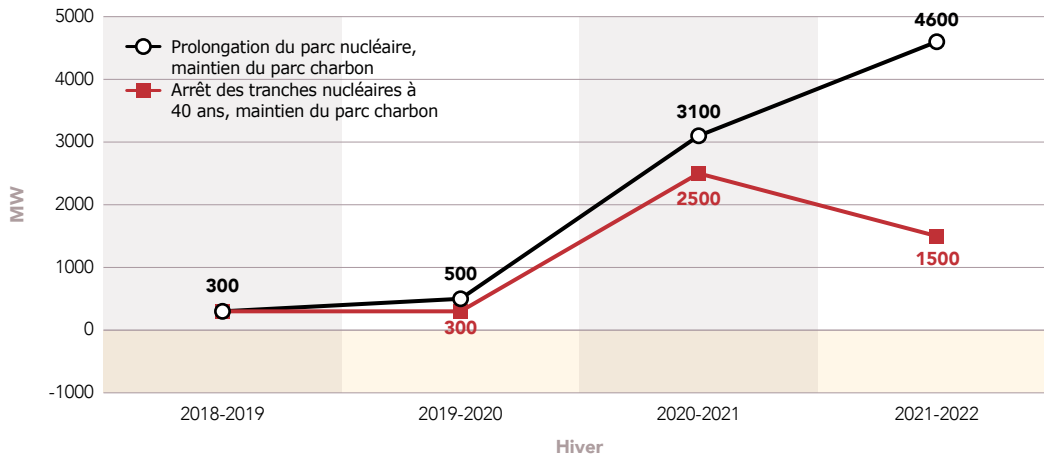
La variante étudiée considère que les réacteurs atteignant 40 ans de fonctionnement deviennent indisponibles à l'issue de leur autorisation d'exploitation obtenue lors de leur troisième visite décennale.

Les analyses montrent que les marges dégagées en fin d'horizon permettent la fermeture de ces

réacteurs, dans le cadre du maintien des centrales au charbon et sous réserve de la mise en service des nouvelles interconnexions et du développement des énergies renouvelables.

Ce diagnostic est néanmoins partiel. D'une part, la fermeture du réacteur de Dampierre 1 ne joue qu'un rôle marginal dans l'analyse car elle intervient à la fin du dernier hiver : son effet se ferait ainsi principalement ressentir lors de l'hiver 2022-2023. D'autre part, cet effet serait alors cumulé à l'effet de la fermeture de cinq nouveaux réacteurs entre juin 2022 et janvier 2023 (Bugey 5, Gravelines 1, Dampierre 2, Blayais 1, et Tricastin 3). La fermeture systématique des réacteurs atteignant 40 ans de fonctionnement conduirait ainsi à un risque sur la sécurité d'approvisionnement significatif dès l'hiver 2022-2023.

Figure 4.4 Marges ou déficits de capacité – Arrêt des réacteurs nucléaires à 40 ans et maintien du charbon



4.3.3 D'ici à 2022, il n'est pas possible de cumuler fermeture du charbon et arrêt des quatre réacteurs atteignant 40 ans de fonctionnement

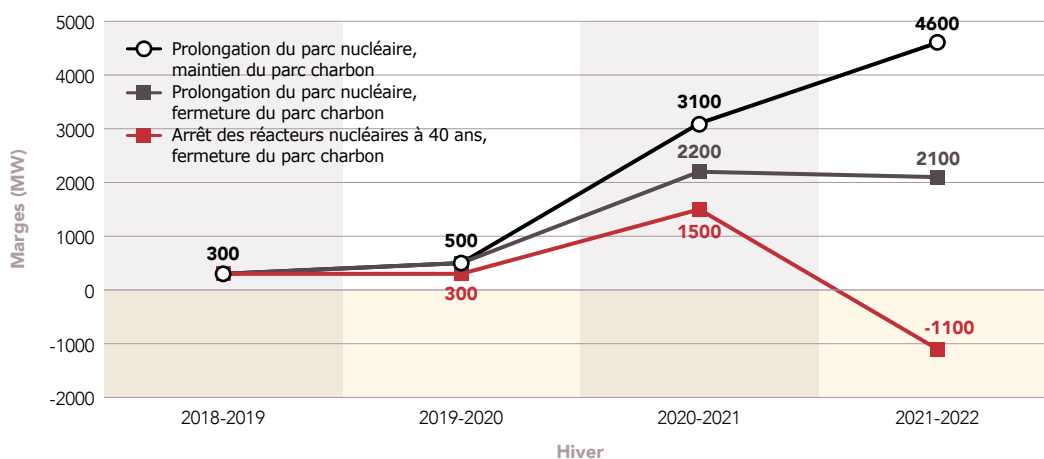
La troisième variante consiste à simuler un retrait simultané des cinq centrales au charbon concernées par le Plan climat et des quatre réacteurs nucléaires arrivant à l'échéance des 40 ans de fonctionnement au cours de l'horizon d'étude.

Les simulations montrent que la marge par rapport au critère de sécurité d'alimentation devient alors négative en fin de période. Le déficit de capacité en fin d'horizon est supérieur à 1 GW : on peut donc conclure que ces deux options ne peuvent pas être

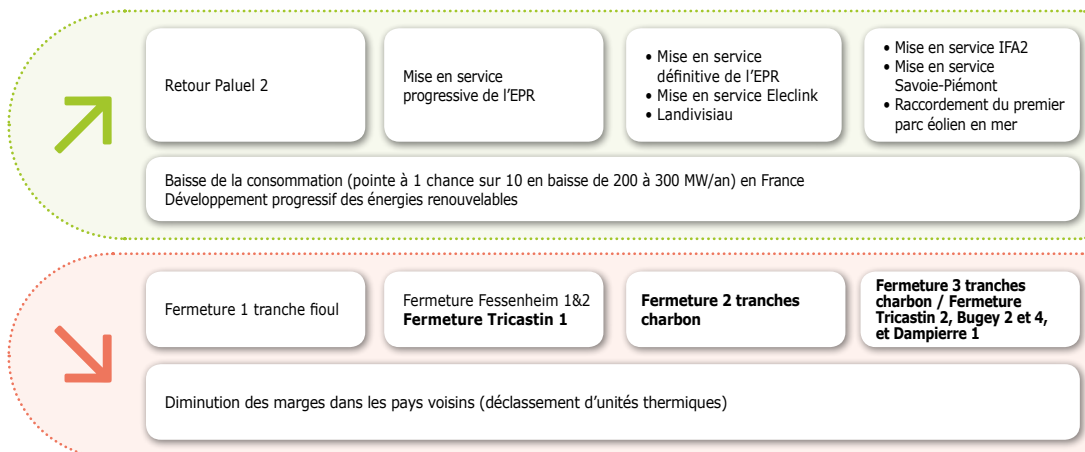
poursuivies de manière simultanée tout en respectant le critère de sécurité d'approvisionnement.

Les résultats présentés suggèrent que l'incompatibilité entre la fermeture du charbon et la non-prolongation des réacteurs nucléaires intervient à l'hiver 2021-2022, soit à la fin de la période. Ceci résulte d'un « effet calendrier » : plusieurs dates de fermeture envisagées réparties sur les années civiles 2021 et 2022 ont en fait un impact sur le même « hiver électrique » 2021-2022. Pour aller plus loin dans l'appréhension du phénomène, il est nécessaire d'élargir l'horizon d'étude au-delà de l'hiver 2021-2022. En effet, comme dans la variante précédente, une étude restreinte aux cinq prochaines années peut conduire à tronquer artificiellement l'analyse

Figure 4.5 Marges ou déficits de capacité – Arrêt des réacteurs nucléaires à 40 ans et fermeture du parc charbon



Principales évolutions



puisque cinq nouveaux réacteurs atteignent l'échéance des 40 ans de fonctionnement entre juin 2022 et janvier 2023.

Plus l'échéance est éloignée, moins une vision « statique » du parc de production (n'intégrant que les centrales existantes ou celles en projet) n'a de sens. Les incitations fournies par les marchés, ainsi que le mécanisme de capacité mis en place pour garantir l'atteinte du critère de sécurité d'approvisionnement, doivent conduire à un rééquilibrage. Pour autant, à horizon 2022-2023, les perspectives d'adaptation du parc par des investissements structurels en nouveaux moyens de production sont en effet très réduites, sur la base des retours d'expérience actuels sur les délais de construction de nouvelles centrales. Ainsi, l'analyse « statique » demeure pertinente : elle confirme que la poursuite du déclassement au même rythme creuserait davantage le déficit, le portant à 6,5 GW sur la base d'une prolongation des mêmes trajectoires. Il s'agit d'un volume très significatif ; les diverses actions qui seraient entreprises en réponse, notamment la mobilisation efficace du gisement d'effacements de consommation, pourraient difficilement le résorber.

Cette analyse établit la grande difficulté de mener de front, sur la base d'une consommation qui emprunterait la trajectoire haute, une fermeture du parc charbon et une non prolongation systématique des réacteurs nucléaires atteignant 40 ans de fonctionnement.

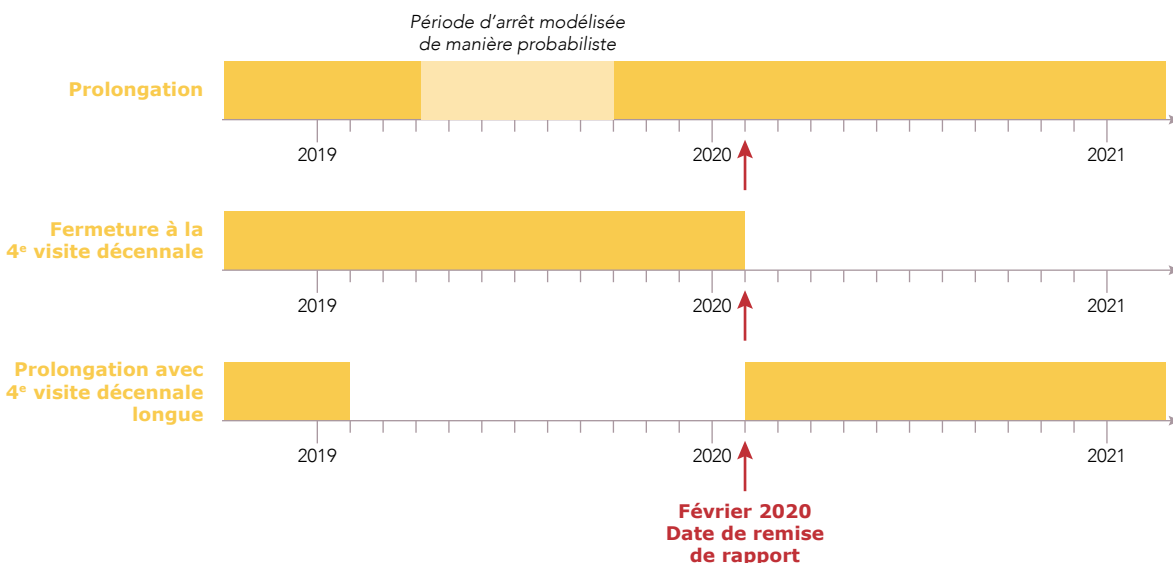
4.3.4 Une vigilance spécifique sur la durée des travaux de prolongation des réacteurs

La durée des visites décennales représente une hypothèse structurante pour la disponibilité des réacteurs concernés

La prolongation des centrales nucléaires existantes au-delà de quarante années de fonctionnement n'est pas une évidence. Ses conditions techniques et économiques, décrites au chapitre 2, ne sont pas encore connues avec certitude.

La durée moyenne des précédentes visites décennales s'est montée à environ six mois. Dans le Bilan prévisionnel, la disponibilité du parc nucléaire étant modélisée à partir de la disponibilité historique des dix dernières années, cette durée est retenue

Figure 4.6 Évolution de la capacité disponible sous différentes hypothèses (illustration pour le réacteur Tricastin 1)



comme hypothèse pour les visites décennales à venir. Il s'agit d'une hypothèse structurante, qui signifie que les centrales peuvent majoritairement être arrêtées pendant l'été, période de moindre consommation, et que leur disponibilité est ainsi acquise pour les hivers qui se situent de part et d'autre de la visite décennale. Or la prolongation au-delà de quarante ans conduit à dépasser pour la première fois l'horizon initialement fixé pour l'exploitation des centrales nucléaires. Elle implique donc des analyses de sûreté plus poussées, et est associée à un programme de réinvestissement dans le parc nucléaire plus important. Dans ces conditions, rien ne garantit que la durée des arrêts soit limitée à six mois.

Afin d'étudier la sensibilité de cette variable sur la sécurité d'alimentation, RTE a analysé une variante consistant à allonger la durée des visites décennales à douze mois consécutifs. Les réacteurs concernés sont considérés en indisponibilité longue l'année précédant la date de remise du rapport de réexamen. Un tel allongement entraîne des conséquences importantes, puisque les centrales ne peuvent être mobilisées l'hiver précédant la date de remise de rapport.

Cette configuration n'est que l'une de celles qui sont possibles : les travaux pourraient en effet être échelonnés sur plusieurs années, et ainsi réalisés hors période hivernale, ou porter sur l'hiver suivant. Mais l'hypothèse considérée permet d'étudier un événement dimensionnant la sécurité d'alimentation, et est ainsi pertinente pour examiner la résilience du système électrique à une disponibilité moindre du parc nucléaire.

La variante permet d'identifier un point de vigilance majeur concernant les conditions de prolongation des réacteurs

Dans le cas d'un allongement de la durée des visites décennales, un déficit de capacité apparaît dès l'hiver 2019-2020. Ce déficit s'accroît les

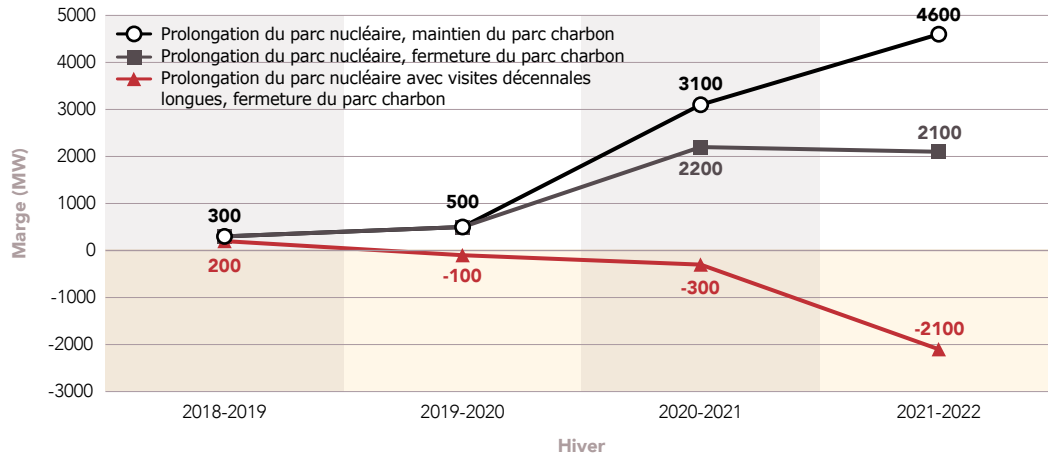
hivers suivants pour atteindre plus de 2 GW en fin d'horizon (toujours sous hypothèse d'une sortie du charbon).

Cette conclusion peut sembler paradoxale : en fin d'horizon, la prolongation des centrales nucléaires, si elle implique un allongement de la durée des visites décennales, conduit à une situation plus défavorable que celle qui résulte d'un arrêt définitif des réacteurs.

Cet effet, qui ne serait que transitoire, résulte d'un décalage dans le temps de la puissance indisponible : dans le cas d'un arrêt, la centrale est arrêtée à la fin de son autorisation d'exploitation, tandis que dans le cas d'une visite allongée, la centrale est indisponible toute l'année précédant cette échéance. À plus long terme, la remise en service des centrales prolongées rendrait la situation plus favorable que celle résultant de l'arrêt des réacteurs atteignant leur quatrième visite décennale.

Même transitoire, l'effet est néanmoins important en volume. **L'impact d'un allongement des visites décennales à venir est donc particulièrement significatif sur la sécurité d'approvisionnement.** La conclusion de cette analyse, présentée dans le cas où l'ensemble des réacteurs concernés fait l'objet d'une visite décennale longue, demeure valable si certains réacteurs nucléaires sont fermés, en plus des centrales au charbon, et que seule une partie de ces réacteurs est donc concernée par la réalisation de travaux en vue d'une prolongation.

En l'absence de visibilité sur les conditions concrètes de la prolongation, il est important de réfléchir aux options permettant de conserver des marges de manœuvre. Cette alerte pourra être levée ou confirmée à l'issue des travaux menés par l'Autorité de sûreté nucléaire sur la prolongation des groupes.

Figure 4.7 Marges ou déficits de capacité – Prolongation du parc nucléaire avec visites décennales longues

Principales évolutions



Retour Paluel 2

Mise en service progressive de l'EPR

- Mise en service définitive de l'EPR
- Mise en service Eleclink
- Landivisiau

- Mise en service IFA2
- Mise en service Savoie-Piémont
- Raccordement du premier parc éolien en mer

Baisse de la consommation (pointe à 1 chance sur 10 en baisse de 200 à 300 MW/an) en France
Développement progressif des énergies renouvelablesFermeture 1 tranche fioul
Indisponibilité Tricastin 1

Fermeture Fessenheim 1&2

Fermeture 2 tranches charbon
Indisponibilité Tricastin 2, Bugey 2 et 4, et Dampierre 1**Fermeture 3 tranches charbon**
Indisponibilité 8 réacteurs nucléaires

Diminution des marges dans les pays voisins (déclassement d'unités thermiques)

4.4 Une analyse dont la robustesse est testée par différentes variantes sur les énergies renouvelables, les effacements ou la consommation

Les analyses de sensibilité présentées dans ce paragraphe sont réalisées dans le cadre d'un scénario envisageant une fermeture du parc charbon et un déclassement systématique des réacteurs nucléaires atteignant 40 ans de fonctionnement.

Elles visent à tester la robustesse de l'analyse à un développement plus soutenu des énergies renouvelables et des flexibilités, tel que l'envisage la Programmation pluriannuelle de l'énergie dans ses hypothèses hautes.

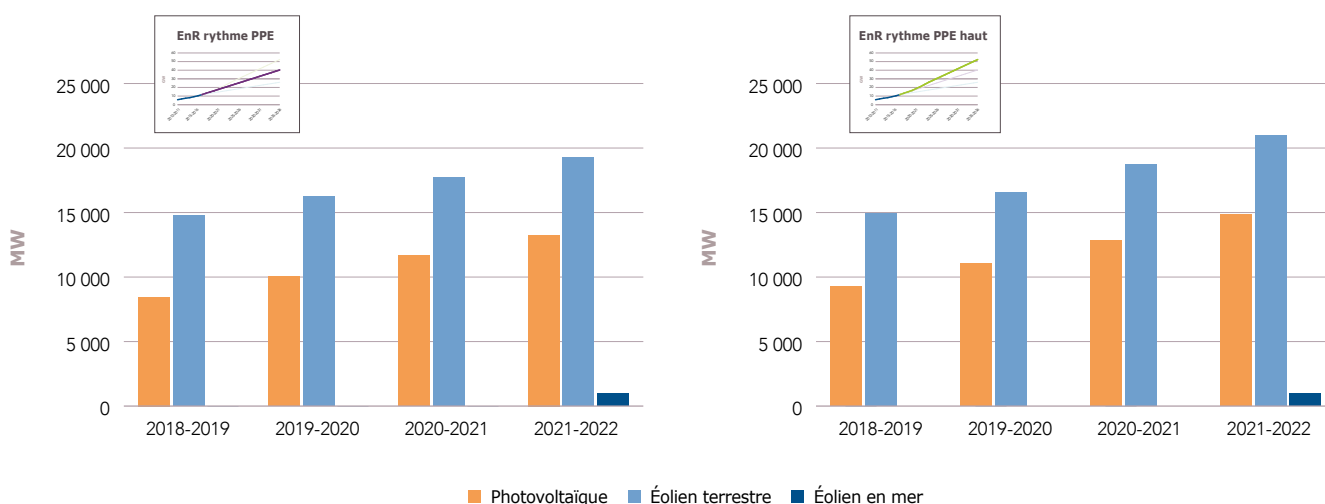
Par ailleurs, la consommation demeurant le déterminant principal de la défaillance, l'impact de la réalisation d'autres trajectoires de consommation est également évalué au moyen de variantes encadrantes, qui concernent l'ensemble des pays européens considérés dans le Bilan prévisionnel.

4.4.1 Une faible sensibilité au niveau effectif de déploiement des énergies renouvelables

La sensibilité aux hypothèses de développement des énergies renouvelables est évaluée au moyen d'une variante basée sur un rythme de développement plus soutenu des filières solaire et éolienne. Les trajectoires d'évolution retenues dans cette analyse correspondent ainsi à la trajectoire «PPE haute», soit une augmentation des capacités installées en fin d'horizon de 1,6 GW pour le photovoltaïque et 1,7 GW pour l'éolien terrestre, par rapport à la trajectoire médiane du cas de base.

Dans cette variante, l'augmentation du rythme de développement des capacités éolienne et photovoltaïque n'influe que de manière limitée sur les résultats. Sur l'horizon étudié, la contribution de la croissance de ces filières à la couverture de la défaillance ne permet pas de dégager de marges supplémentaires significatives.

Figure 4.8 Évolution des capacités installées des parcs photovoltaïque, éolien terrestre et éolien en mer à moyen terme



Ceci s'explique de la manière suivante :

- ▶ l'écart entre la trajectoire «PPE» et la trajectoire «PPE haut» est faible sur l'horizon étudié ;
- ▶ la capacité photovoltaïque demeure trop faible pour réduire le risque de défaillance. De plus, la filière photovoltaïque ne contribue pas à la couverture de la défaillance lors de la pointe du soir l'hiver, qui concentre pendant les cinq prochaines années l'essentiel du risque de défaillance ;
- ▶ la filière éolienne y contribue, mais de manière encore faible (de l'ordre de 5 GW en moyenne à la pointe en fin d'horizon).

En revanche, à l'horizon 2035, la trajectoire haute retenue comme hypothèse envisage une capacité installée de 48 GW pour la filière photovoltaïque, 52 GW pour la filière éolienne terrestre et 15 GW pour la filière éolienne en mer, qui présente un facteur de charge annuel plus important que les parcs terrestres. La poursuite du développement des filières renouvelables devrait donc à long terme contribuer significativement à la couverture de la défaillance.

Figure 4.9 Évolution des capacités installées des parcs photovoltaïque, éolien terrestre et éolien en mer à long terme

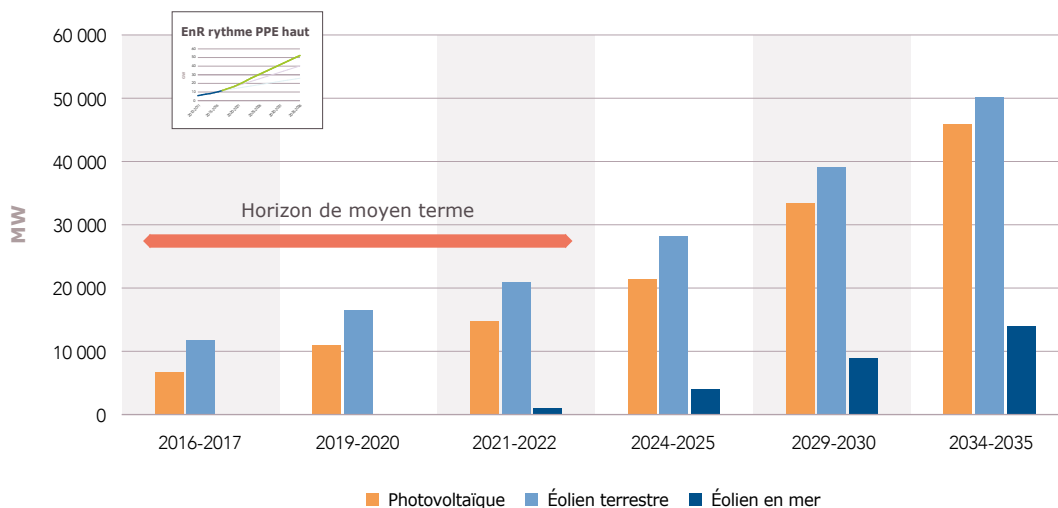
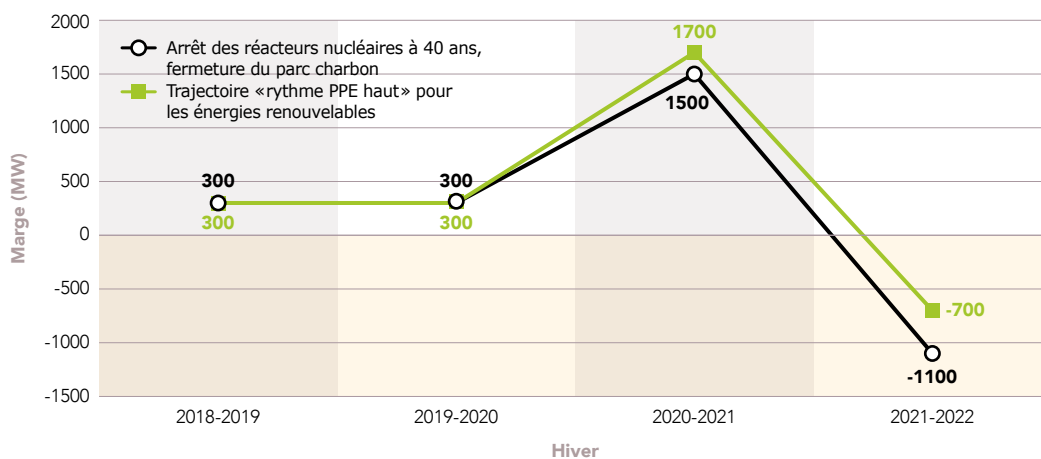


Figure 4.10 Marges ou déficits de capacités – Sensibilité au développement des énergies renouvelables



4.4.2 Le développement des effacements de consommation peut relâcher les contraintes si la filière parvient à gagner en fiabilité

Le développement des effacements est également un objectif fixé par la Programmation pluriannuelle de l'énergie, comme précisé au § 2.1.5. Aujourd'hui, le volume d'effacement pouvant être mis à disposition est estimé à 2,5 GW.

En 2016 puis en 2017, des problèmes importants ont été identifiés concernant la fiabilité des effacements mis à disposition de RTE dans le cadre des appels d'offres mis en place à destination de la filière. Ces problèmes ne concernent ni tous les mécanismes (la fiabilité peut être très importante sur des dispositifs plus contraignants), ni tous les opérateurs. Des incertitudes réglementaires, liées à la modification du régime de soutien des effacements dans le cadre des dispositions de la loi de transition énergétique et à la validation de ce nouveau cadre par la Commission européenne au titre du contrôle des aides d'État, ont également joué. Le cas de base retient ainsi un volume global d'effacements de 2,5 GW, stable sur tout l'horizon étudié. Il s'agit d'une hypothèse prudente (retenue pour l'ensemble des paramètres).

La variante relative aux effacements consiste à augmenter leur rythme de développement de manière linéaire pour atteindre les objectifs de la

Programmation pluriannuelle de l'énergie d'une capacité de 6 GW en 2023. Il en résulte une augmentation de 700 MW par an.

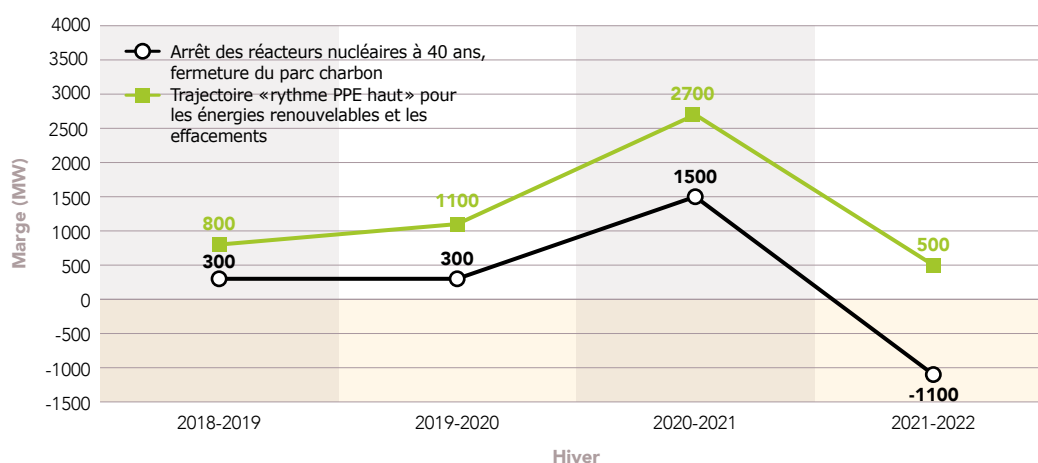
Le rythme de développement des filières solaire et éolienne est considéré comme relevant de la trajectoire «PPE haute».

Du fait de la structure de la consommation française, la mobilisation d'un potentiel d'effacement supplémentaire permet de réduire significativement le risque de défaillance. En effet, par leur nature, les effacements «ciblent» les périodes de tension du système, et peuvent ainsi contribuer de manière efficace à la sécurité d'approvisionnement, au même titre que tout moyen de pointe.

La place effective des effacements dans le mix sera d'autant plus forte que leur fiabilité pourra être améliorée. Un historique désormais détaillé existe en France sur cette question : si les effacements contractualisés par RTE ont initialement présenté des performances satisfaisantes (notamment pour la réserve rapide ou les services système), des défaillances répétées pour plusieurs opérateurs d'effacement ont été observées en 2016, conduisant à des taux de disponibilité effective médiocres.

Un point d'étape devra être réalisé en 2018 pour voir si les résultats escomptés du «paquet fiabilité» mis en œuvre par RTE dans le cadre des appels

Figure 4.11 Marges ou déficits de capacité – Sensibilité au développement des énergies renouvelables et des effacements



d'offres dédiés au développement de la filière et ayant fait l'objet de discussions avec la Commission européenne ont effectivement porté leurs fruits.

4.4.3 Le rythme d'inflexion de la consommation reste et restera le facteur déterminant pour la sécurité d'approvisionnement

Une trajectoire basse de demande dégage des marges importantes

La sensibilité aux hypothèses de demande est d'abord testée en analysant l'impact d'une inflexion baissière plus marquée. Les hypothèses de demande retenues pour cet exercice de sensibilité sont celles de la trajectoire «basse» de consommation (cf. § 1.2.1).

Dans cette étude, le critère de sécurité d'approvisionnement est respecté sur tout l'horizon. L'hypothèse d'une moindre demande en énergie mais également en puissance appelée à la pointe permet de dégager des marges importantes. Celles-ci sont supérieures à 2 GW à partir de l'hiver 2019-2020 et de l'ordre de 5 GW en fin d'horizon. Ce résultat confirme donc que la demande est le principal déterminant de la défaillance.

Une inflexion plus marquée de la demande permet la fermeture simultanée du parc charbon

et des premiers réacteurs nucléaires atteignant leur quatrième visite décennale.

Un retard de l'inflexion de la demande renforce la tension sur le début d'horizon

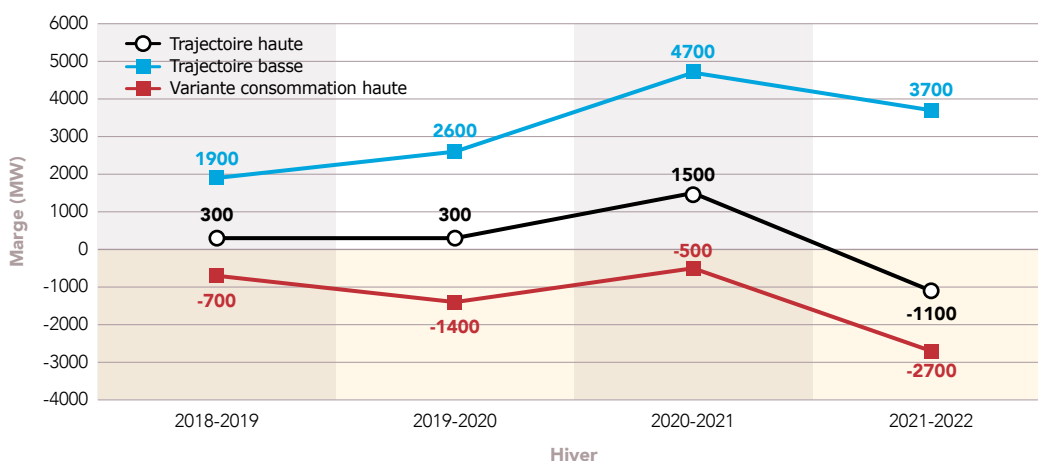
Une seconde analyse de sensibilité vise à mesurer la robustesse du diagnostic en cas de retard dans l'inflexion baissière de la demande. La simulation est ainsi effectuée avec la variante «consommation forte» (cf. § 1.2.1).

Dans cette étude, le critère de sécurité d'approvisionnement n'est jamais respecté. L'hypothèse d'un décalage de l'inflexion de la demande se traduit par un déficit de capacité important dès le début d'horizon, de l'ordre de 1,4 GW à l'hiver 2019-2020 et 2,7 GW en fin d'horizon.

Un retard de l'inflexion de la demande affecte la sécurité d'approvisionnement dès l'hiver 2018-2019. Avec une consommation supérieure à la trajectoire «haute», le cumul des fermetures du parc charbon et des premiers réacteurs nucléaires atteignant leur quatrième visite décennale s'envisagerait de manière encore plus difficile.

Il sera donc indispensable, au cours des prochaines années, de s'assurer que la dynamique de baisse de la consommation s'enclenche effectivement.

Figure 4.12 Marges ou déficits de capacités – Sensibilité à la consommation



4.5 L'analyse des échanges avec les pays voisins souligne que la sécurité d'alimentation de la France n'a de sens que dans le cadre européen

4.5.1 La sécurité d'alimentation de la France n'a de sens que dans un cadre plus large

L'analyse « France isolée », menée sans prendre en compte les échanges transfrontaliers, montre l'importance de la contribution des imports à la sécurité d'alimentation française.

Elle conduit à des espérances de durées de défaillance inadmissibles, très largement au-dessus du critère fixé par les pouvoirs publics.

Ainsi, l'analyse montre l'importance de la contribution des imports à la sécurité d'approvisionnement française. **L'équilibre offre-demande en France est assuré avec les interconnexions.** Sur l'hiver 2018-2019 par exemple, le déficit de capacité est supérieur à 10 GW sans recours aux imports.

Ceci ne doit pas sonner comme un constat d'échec, mais comme la traduction logique de la construction d'une Europe de l'énergie enclenchée depuis le début des années 2000. Ce mouvement a conduit à l'intensification des échanges marchands entre pays, au développement de la concurrence, et ainsi à la rationalisation des parcs de production. Un pays souhaitant maintenir sur son territoire l'intégralité des moyens lui permettant de faire face seul, à tout moment, à toutes les configurations de demande électrique serait ainsi exposé à des coûts très importants, puisqu'une partie de ces moyens ne seraient pas rentables.

Les échanges d'électricité aux interconnexions permettent ainsi aujourd'hui, à tout instant, d'optimiser l'utilisation des moyens de production à l'échelle

européenne. Lors de situations tendues en France, le système électrique français sollicite les imports d'énergie qui lui sont nécessaires, dans la limite de ce que permettent les capacités d'interconnexion et les moyens de production disponibles dans les pays voisins.

4.5.2 Une modélisation réaliste des capacités d'import en situation de tension est nécessaire

Le rôle des échanges d'électricité dans l'appréhension de l'équilibre offre-demande du système électrique français a conduit RTE à s'attacher à la modélisation des échanges avec les pays voisins dans le cadre des études réalisées pour le Bilan prévisionnel. L'objectif est de disposer d'une modélisation permettant de refléter le fonctionnement des différentes échéances de marché et de tenir compte de la capacité effective d'import de la France pendant les situations de tension.

Les analyses se basent sur les modalités retenues pour le fonctionnement des marchés

Depuis 2016, les analyses du Bilan prévisionnel sont réalisées en se basant sur le modèle « Flow-based » utilisé pour les échanges au sein de la zone CWE² à l'échéance journalière. L'objectif est de disposer d'une analyse prévisionnelle tenant compte de la manière dont les échanges entre acteurs peuvent effectivement être réalisés sur les marchés.

La modélisation retenue dans le Bilan prévisionnel 2017 a évolué depuis la précédente édition. En particulier, la méthode a été affinée pour permettre

2. Central West Europe, comprenant la France, la Belgique, l'Allemagne, le Luxembourg et les Pays-Bas

la prise en compte de domaines «Flow-based» dits domaines «types», modélisés au pas horaire et corrélés aux scénarios climatiques (consommation en France, productions éolienne et photovoltaïque en Allemagne).

Ces efforts seront poursuivis dans les prochaines éditions du Bilan prévisionnel. Le retour d'expérience des hivers 2015-2016 et 2016-2017 conduit notamment à mettre l'accent sur les contraintes du réseau interne à l'Allemagne, qui peut limiter de manière significative les capacités offertes aux échanges. La modélisation de ces branches critiques devra ainsi continuer à s'améliorer pour refléter correctement les capacités effectives d'échanges durant les périodes de tension.

Les analyses intègrent la possibilité de défaillances simultanées dans les pays voisins

Le niveau des imports dépend à la fois des capacités physiques d'interconnexion et de la situation en matière d'équilibre offre-demande dans les pays voisins. Dans le cas où un pays frontalier serait lui-même en situation de défaillance, il est très difficile d'envisager une situation où seraient maintenus des exports à destination de la France. Le caractère simultané ou non des épisodes de défaillance entre la France et ses voisins directs constitue donc un facteur déterminant pour la sécurité d'approvisionnement en France.

La probabilité que l'Espagne, l'Italie, la Suisse et l'Allemagne rencontrent des épisodes de défaillance simultanés à la France semble aujourd'hui très faible. Ce résultat théorique peut se traduire ainsi : dans le cas d'une situation extrêmement tendue en France, on s'attend à ce que les interconnexions avec ces pays soient utilisées à leurs capacités maximales.

A contrario, les analyses montrent une probabilité significative de défaillances simultanées en France et en Belgique. Dans ce cas, des actions de sauvegarde pourraient être rendues nécessaires au même moment en France et en Belgique, sans que l'interconnexion avec ce pays ne soit saturée. Une telle situation pourrait également se produire avec la Grande-Bretagne.

Une prise en compte de la disponibilité des interconnexions en s'appuyant sur les retours d'expérience

L'évolution des parcs de production européens au cours de la dernière décennie a représenté un «choc d'offre» important pour le système électrique et conduit progressivement à passer d'une situation surcapacitaire du parc de production d'électricité européen à une situation plus tendue du point de vue de la gestion de l'équilibre offre-demande en électricité dans certains pays.

Cette situation peut paraître paradoxale dans la mesure où le cadre réglementaire européen a conduit à un approfondissement du fonctionnement des marchés aux échelles journalières, infrajournalières, et de l'ajustement (déclinaison du troisième paquet «énergie») et à un accroissement des capacités d'échanges entre les pays européens (déclinaison du paquet «infrastructures»). Ces évolutions devraient donc conduire à un accroissement des possibilités d'échanges entre pays pendant les épisodes de tension dans les différents États européens.

En pratique, l'évolution structurelle des parcs de production vient contredire cette logique. Cela a été observé empiriquement pour un pays comme la France, qui poursuit activement les travaux d'interconnexions physiques avec ses voisins et travaille à l'approfondissement du fonctionnement des différents marchés de l'électricité. Par exemple, la France a importé au maximum 8,5 GW en janvier 2017 alors qu'elle était en mesure d'importer 9,3 GW en février 2012.

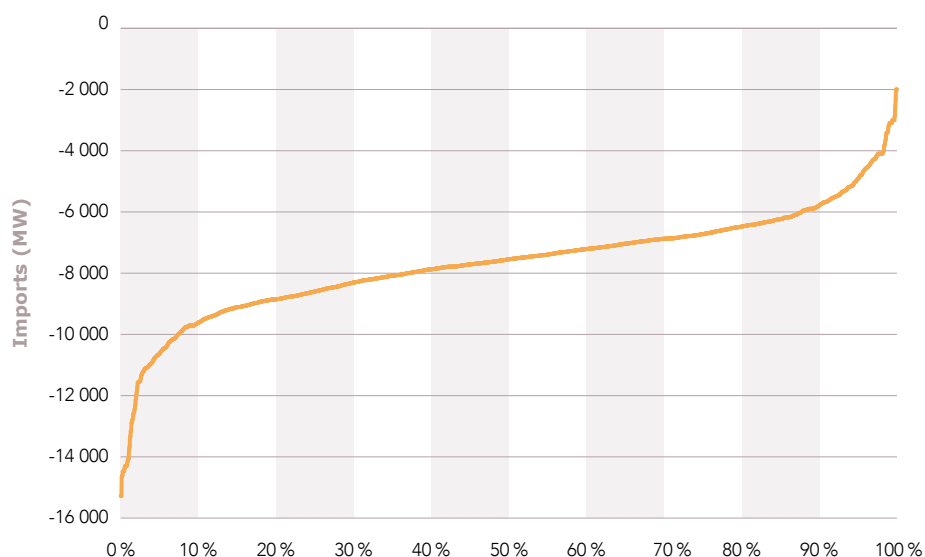
Ceci ne reflète pas un mauvais fonctionnement des marchés ou une action préventive des gestionnaires de réseau de transport d'électricité conduisant à réduire les échanges sur la zone CWE. Le rapport publié par ENTSO-E a mis en évidence que les actions prises par les GRT de la zone de l'Europe de l'Ouest allait dans le sens du marché et n'avait pas conduit à réduire les échanges pendant la vague de froid de début 2017. Une analyse complémentaire est actuellement menée par la Commission européenne, avec l'appui de Platts, et devrait être publiée prochainement.

L'évolution de la capacité effective d'import de la France entre 2012 et 2017 est un exemple de l'impact de la disponibilité des parcs étrangers sur la sécurité d'alimentation électrique de la France et du besoin de considérer la capacité d'import comme un tout entre la capacité physique d'interconnexion et la structure du parc de production de l'autre côté de la frontière. C'est pourquoi la modélisation retenue dans le Bilan prévisionnel s'attache à analyser

la dynamique d'évolution de la capacité d'import effective de la France en s'appuyant sur le retour d'expérience des dernières années et en ne considérant pas de manière statique les parcs étrangers.

Ces analyses sont illustrées ci-dessous pour l'hiver 2018-2019 : en situation de défaillance, les imports sont compris entre 2 GW et 15 GW et sont supérieurs à 7,5 GW dans 50 % des cas.

Figure 4.13 Monotone des imports à la défaillance – Hiver 2018-2019 équilibré à 3h de défaillance



4.6 L'analyse détaillée de la sécurité d'alimentation de la France permet de hiérarchiser les risques au-delà du « critère des trois heures »

4.6.1 La signification du critère de sécurité d'approvisionnement demeure mal comprise par le public

En France, la sécurité d'alimentation est évaluée par rapport à un critère public, prévu par la loi et fixé dans la réglementation. Ce critère est exprimé sous la forme d'une durée de défaillance, qui doit demeurer inférieure en espérance à trois heures par an.

Le cadre réglementaire appliqué à la sécurité d'approvisionnement repose ainsi explicitement sur un arbitrage entre les bénéfices collectifs résultant d'un haut niveau de sécurité d'approvisionnement d'une part, et les coûts nécessaires pour y parvenir d'autre part. **Ce critère signifie qu'un bon niveau de sécurité d'approvisionnement consiste en un dimensionnement du parc qui ne permet pas de couvrir certaines situations.** En application de ce critère, des « situations de défaillance » doivent être rencontrées régulièrement, et ceci constitue une preuve de performance.

Ceci n'est probablement pas en adéquation avec la perception générale des citoyens. **Ainsi, des épisodes de tension, qui sont en théorie le reflet d'un pilotage économique, sont fortement susceptibles d'être perçus comme relevant d'un échec technique.**

Cette dissonance est problématique, car l'ensemble des dispositifs de diagnostic (le présent Bilan prévisionnel) ou de pilotage économique (le mécanisme de capacité) sont construits autour du critère public de sécurité d'approvisionnement.

En avril 2017, la ministre de l'énergie a diligenté auprès du CGEDD et du CGE une mission sur les critères de défaillance dans le secteur de l'électricité et du gaz. Elle devrait rendre ses conclusions prochainement, dans le cadre de la préparation

de la prochaine Programmation pluriannuelle de l'énergie. Afin de contribuer à cette réflexion et de favoriser la compréhension de sécurité d'approvisionnement en électricité, le Bilan prévisionnel rassemble une analyse plus détaillée de la sécurité d'approvisionnement au-delà du critère des trois heures.

4.6.2 Le respect du critère de sécurité d'approvisionnement ne garantit pas l'absence d'interruption dans l'alimentation électrique

La durée des trois heures est une moyenne, qui résulte d'une analyse probabiliste

Le critère porte sur un *nombre d'heures moyen* de défaillance. La moyenne est effectuée par rapport à 1 000 simulations réalisées pour une année donnée, en simulant divers aléas selon la méthode de Monte-Carlo.

Pour chacune des 1 000 simulations, l'équilibre production-consommation est évalué sur les 8 760 heures de l'année : le nombre d'heures durant lesquelles il n'est pas possible d'équilibrer l'offre et la demande est alors déterminé. Certaines combinaisons d'aléas conduisent ainsi à un grand nombre d'heures de défaillance, d'autres à un nombre d'heures faible, et d'autres encore à une absence de situation de défaillance.

Le nombre d'heures moyen de défaillance ne donne ainsi pas d'information sur le caractère représentatif de cette moyenne, et constitue une information particulièrement imparfaite. De fait, entre les configurations testées dans le présent chapitre portant sur les cinq prochaines années, et celles évaluées dans les chapitres 6 à 9 pour l'horizon 2025-2035,

des différences considérables peuvent exister, par exemple sur la profondeur de la défaillance (c'est-à-dire sur le nombre de consommateurs concernés par la défaillance) alors même que le nombre d'heures moyen de défaillance demeure identique.

L'analyse de la dispersion permet d'enrichir la compréhension du risque

Pour mieux comprendre la réalité du risque sur la sécurité d'alimentation, il est tout d'abord utile de représenter la dispersion de l'indicateur autour de sa moyenne.

Pour un hiver spécifique (ici, l'hiver 2018-2019) «équilibré» par rapport au critère des trois heures, l'analyse de la dispersion statistique permet d'enrichir largement la compréhension du risque :

- ▶ le respect du critère n'implique pas une absence totale de risque de défaillance : au contraire, 10% des cas simulés présentent plus de 8h de défaillance, et 16% présentent au moins 3h de défaillance ;
- ▶ certaines combinaisons d'aléas particulièrement défavorables conduisent à des durées de défaillances longues (il existe ainsi une chance sur 1000 d'avoir 86h de défaillance) ;
- ▶ parmi les 1000 configurations simulées, 75% ne présentent aucune défaillance.

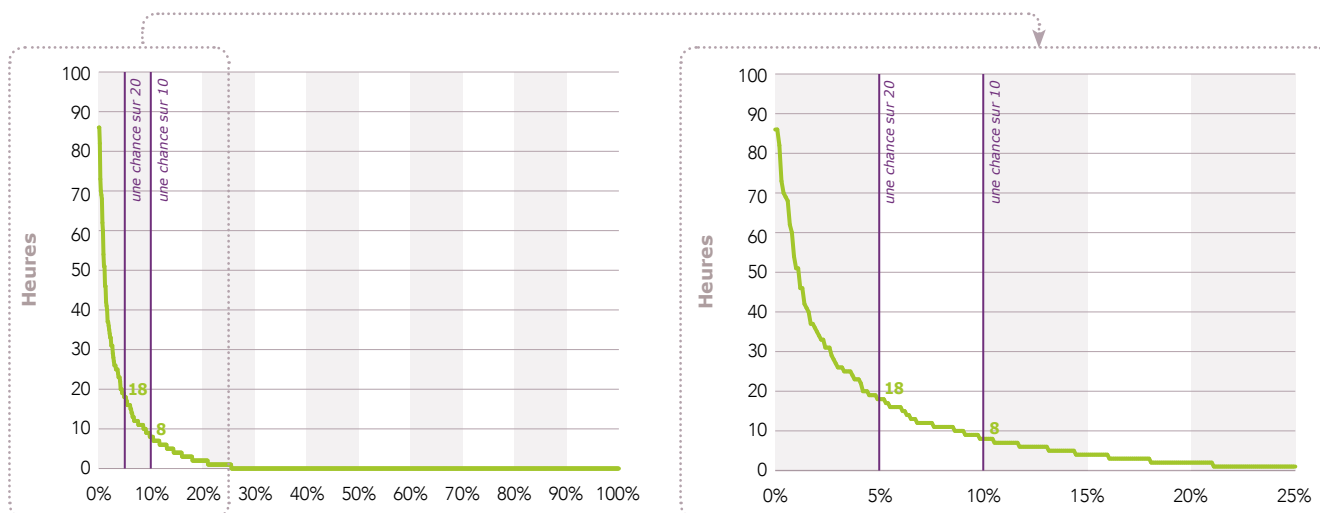
Ainsi, une analyse complète de la sécurité d'approvisionnement nécessite une représentation de la dispersion des situations autour de la valeur moyenne retenue. Un premier résultat important peut être dégagé : **à ce jour, un système «équilibré» à trois heures conduit à environ une chance sur quatre de devoir faire appel aux «moyens exceptionnels» durant l'hiver.**

Le respect du critère de sécurité d'approvisionnement conduit à des situations ponctuelles de tension sur les marges de sûreté en exploitation

Le respect du critère de sécurité d'approvisionnement implique donc une probabilité non nulle de défaillance. À l'approche de ces situations, marquées par des tensions sur les marges de sûreté, RTE alerte les pouvoirs publics sur le risque de sécurité d'approvisionnement afin d'anticiper les moyens à mettre en œuvre.

Ainsi, dans un contexte où le système électrique se rapproche du critère de sécurité d'approvisionnement de trois heures, la probabilité de rencontrer des situations de défaillance s'accroît ; les alertes sur les situations de tension de l'équilibre offre-demande sont alors plus fréquentes. Dans le contexte présenté sur la période 2018-2020 avec un critère de sécurité d'approvisionnement tout

Figure 4.14 Monotone de durée de défaillance – Hiver 2018-2019 équilibré à 3h de défaillance



juste atteint, il est ainsi probable que RTE émette fréquemment des appels pour marge auprès des acteurs de marché, ou des appels à la modération auprès du grand public.

4.6.3 Les situations de défaillance ne sont pas systématiquement longues et problématiques

Une défaillance n'est pas un blackout

Même complétée par une représentation plus fine de la dispersion des situations de défaillance par rapport à la moyenne, l'analyse demeure partielle. En effet, la notion même de défaillance, pourtant centrale dans le lexique des études technico-économiques sur le système électrique, demeure souvent mal appréhendée.

Formellement, une heure spécifique est considérée comme relevant d'une situation de défaillance quand l'équilibre physique entre production et consommation nécessite l'activation de «leviers exceptionnels» ou «d'actions de sauvegarde» par le gestionnaire de réseau de transport, garant du bon fonctionnement du système et du maintien de la fréquence.

Les situations qui sont alors visées ne sont pas constitutives d'un blackout : d'une part, les «leviers exceptionnels» sont activés de manière prioritaire par rapport au délestage, et d'autre part, le délestage constitue lui-même une opération maîtrisée et réalisée sous l'autorité de RTE conformément aux cadrages réglementaires et aux informations fournies par les services de l'État.

Par opposition, un blackout correspond à une perte de maîtrise du système par le gestionnaire de réseau de transport et la déconnexion massive et incontrôlée de moyens de production et des sites de consommation ou de portions entières du réseau, ce qui peut affecter de vastes zones et avoir des conséquences économiques très importantes.

Les «leviers exceptionnels» recouvrent des moyens hétérogènes, dont l'interruptibilité de grands consommateurs industriels volontaires ou la diminution de 5% de la tension sur les réseaux de distribution, permettant de réduire ponctuellement les

besoins électriques de 1,5 GW et 4 GW. Ce n'est qu'à la suite de l'activation de ces moyens qu'entre en jeu le plan de sauvegarde, prévoyant l'activation du délestage par RTE.

Les situations de défaillance peuvent conduire à des délestages de profondeur très différente

Les situations de défaillance impliquant du délestage sont elles-mêmes très différentes selon le cas. La sévérité de la défaillance dépend ainsi de sa durée (nombre d'heures consécutives) et de sa profondeur (nombre de mégawatts non desservis).

Les analyses réalisées pour le Bilan prévisionnel permettent, pour chaque cas, de quantifier ces effets. Ainsi, deux années présentant le même critère de sécurité d'approvisionnement (trois heures par an) peuvent se caractériser par des réalités très différentes.

À titre d'exemple, l'analyse a été réalisée sur l'hiver 2018-2019 en le considérant équilibré par rapport au critère de sécurité d'alimentation :

- ▶ la majorité des périodes de défaillance est de courte durée : 75 % durent moins de trois heures, et 35 % ne durent même qu'une heure. Les situations qui présentent des durées de défaillance de plus d'une dizaine d'heures sont quant à elles exceptionnelles ; elles correspondent à des combinaisons d'aléas particulièrement défavorables sur une longue période ;

Figure 4.15 Répartition des périodes de défaillance selon leur durée – Hiver 2018-2019 équilibré à 3h de défaillance

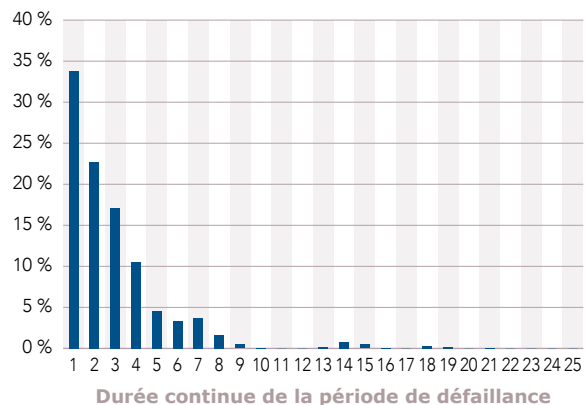


Figure 4.16 Monotone de puissance de défaillance – Hiver 2018-2019 équilibré à 3h de défaillance

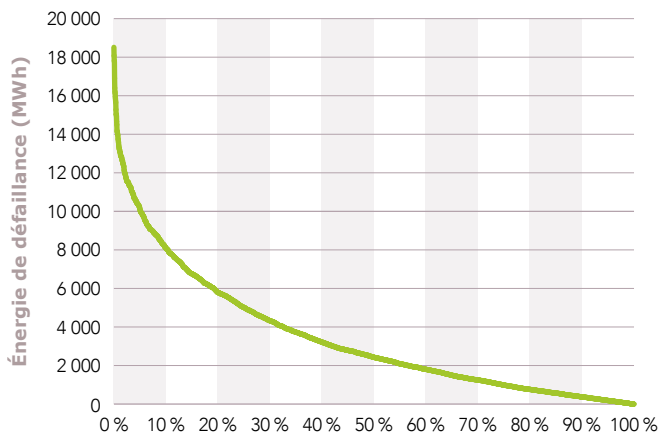
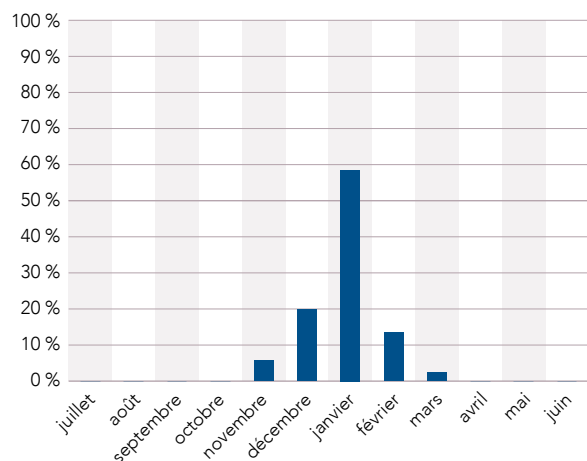


Figure 4.17 Répartition de la défaillance au sein de l'année – Hiver 2018-2019 équilibré à 3h de défaillance



- de même, l'énergie de défaillance est généralement faible : deux tiers des heures défaillantes présentent une énergie de défaillance inférieure à 4 GWh, et un tiers une énergie de défaillance inférieure à 1,5 GWh. Ces situations pourraient être traitées par la seule activation des moyens exceptionnels.

Cette analyse permet ainsi de modérer la perception négative associée au principe de défaillance : une situation de défaillance doit être contrôlée et peut être ciblée et courte. Certaines situations peuvent en revanche

présenter une criticité particulière du fait de leur durée ou du nombre de consommateurs impactés : ce sont celles qui doivent recueillir le plus d'attention. Ceci peut être mis en perspective par rapport au critère de sécurité d'approvisionnement actuel (un délestage d'une heure affectant quelques consommateurs et un délestage de la même durée portant sur un nombre significatif de consommateurs sont comptabilisés de la même façon).

4.6.4 Le premier facteur de risque demeure la sensibilité de la consommation à la température et donc la survenue d'épisodes de grand froid

Au-delà des indicateurs de sécurité d'approvisionnement, les analyses doivent permettre d'identifier précisément les facteurs de risque et de les hiérarchiser. Une telle étude est valable de manière statique (pour une année donnée) mais également dynamique (pour mesurer l'évolution de la nature du risque associée à certains scénarios).

La sensibilité aux vagues de froid

À moyen terme, la survenue de vagues de froid, impliquant des consommations très importantes du fait de la thermosensibilité du système français, demeure de très loin le premier facteur de risque. Le risque se concentre sur les mois d'hiver, et plus précisément sur le mois de janvier, qui représente à lui seul presque 60% des heures de défaillance possibles.

Les autres facteurs de risque

Les situations de risque naissent fréquemment de la combinaison de plusieurs facteurs. Bien évidemment, certains événements extrêmes – une vague de froid d'intensité exceptionnelle par exemple – suffisent à engendrer par eux-mêmes une situation de défaillance. Mais dans la plupart des cas, c'est d'une combinaison d'aléas défavorables que naissent les situations de risque et de défaillance. À titre d'exemple, certaines situations de demande élevée ne présentent de risque que si elles sont associées à une mauvaise disponibilité du parc nucléaire, ou encore à des épisodes de vent faible.

Des représentations sous forme «d'arbres de défaillance» permettent de hiérarchiser les pré-occupations et d'identifier les enchaînements qui conduisent aux situations de risque.

Ainsi, pour un hiver 2018-2019 équilibré à 3h de défaillance :

- ▶ la probabilité de défaillance est supérieure à 80% quand la puissance appelée atteint 100 GW et que les conditions de vent sont faibles (effet « vague de froid ») ;
- ▶ la probabilité de défaillance diminue à 45% lorsque la puissance appelée est supérieure à 97,6 GW (cette probabilité est revue à 65% en cas d'épisodes de vent faible, et à 58% en cas de disponibilité nucléaire inférieure à la disponibilité nucléaire moyenne – écart supérieur à 1 GW) ;
- ▶ la probabilité de défaillance est quasi nulle quand la puissance appelée est inférieure à 97,6 GW.

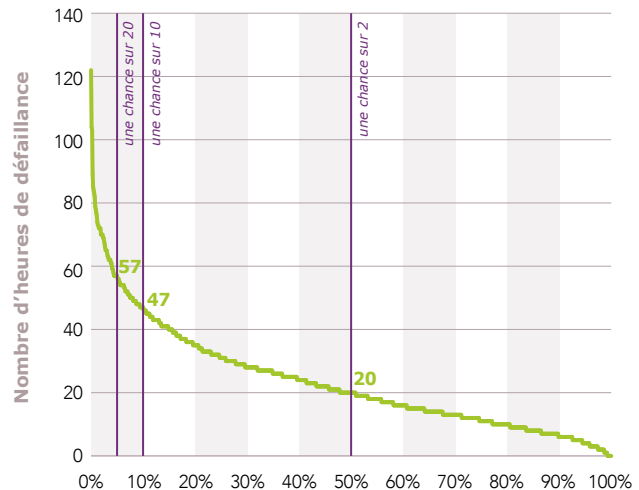
4.6.5 Le respect du critère de sécurité d'approvisionnement ne permet pas de garantir l'alimentation de tous durant les épisodes extrêmes

Dans le cas d'un épisode climatique similaire à la vague de froid de février 2012, des délestages interviendraient à coup sûr

La vague de froid de février 2012 est l'illustration d'un événement climatique exceptionnel, d'une durée et d'une ampleur inédites au cours des vingt dernières années. Or elle n'a pas conduit à l'activation de moyens exceptionnels ou de délestages. En effet, en février 2012, le parc de production, alors surcapacitaire, et les capacités d'interconnexion présentaient une bonne disponibilité circonstancielle. Les ouvrages ont ainsi pu être sollicités à leur maximum.

De manière à illustrer l'évolution de la sécurité d'approvisionnement de la France depuis cette période, il est possible de simuler la survenue d'un tel événement sur la période étudiée au sein du Bilan prévisionnel.

Figure 4.18 Monotone de durée de défaillance – Hiver 2018-2019 équilibré à 3h de défaillance – Simulation de la vague de froid de février 2012



À partir d'une situation respectant le critère de défaillance de 3h en espérance (hiver 2018-2019 équilibré à 3h), la sensibilité à la vague de froid de février 2012 est évaluée en «rejouant» le climat de l'hiver 2011-2012 (utilisation des données historiques pour la consommation et les facteurs de charge éolien et photovoltaïque, pour l'ensemble des pays européens considérés dans le Bilan prévisionnel ; les aléas sur la disponibilité du parc de production sont maintenus).

L'analyse conclut qu'un épisode de vague de froid similaire à celui de 2012 conduit à une espérance de défaillance supérieure à 20h. Parmi les 1000 années simulées, moins de 1% ne présentent aucune défaillance.

La conclusion qui en découle est claire : le système électrique français n'est plus en situation de « passer » une vague de froid comme celle de février 2012 sans appel aux leviers exceptionnels voire au délestage. Le fait qu'il ait été possible de maintenir l'alimentation durant cette période illustre plutôt le caractère surcapacitaire du parc de production de l'époque par rapport au critère fixé par les pouvoirs publics. Depuis, plusieurs gigawatts de capacités charbon et fioul ont été déclassés.

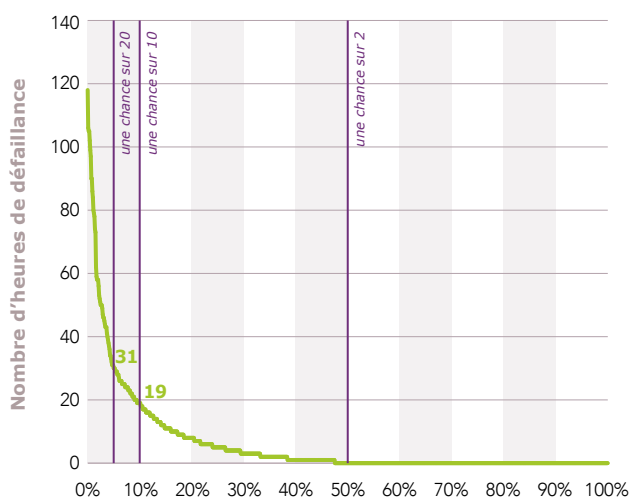
Dans le cas où la disponibilité du parc nucléaire serait dégradée comme durant l'hiver 2016-2017, la probabilité de devoir faire appel aux moyens exceptionnels serait de 50 %

La faible disponibilité du parc nucléaire constatée sur l'hiver 2016-2017 constitue une autre illustration d'un événement exceptionnel. Là encore, il est possible d'évaluer la sensibilité de l'approvisionnement électrique à ce type de situation en procédant à une analyse de sensibilité ciblée.

A partir d'une situation respectant le critère de défaillance de 3 h en espérance (hiver 2018-2019 équilibré à 3 h), la sensibilité à la disponibilité du parc nucléaire est évaluée en «rejouant» la disponibilité nucléaire historique de l'hiver 2016-2017 (utilisation des données historiques pour la disponibilité nucléaire ; les aléas climatiques sont maintenus).

L'espérance de défaillance est alors de l'ordre de 6 h. Parmi les 1 000 années simulées, environ 50 % présentent de la défaillance, et 30 % présentent au moins 3 h de défaillance.

Figure 4.19 Monotone de durée de défaillance – Hiver 2018-2019 équilibré à 3 h de défaillance – Simulation de la disponibilité 2016-2017 du parc nucléaire



3. On appelle puissance parfaite une puissance disponible à tout instant, sans contrainte de stock

Ainsi, dans une situation respectant le critère de défaillance, un épisode de faible disponibilité du nucléaire conduit à l'apparition de situation de défaillance dans 50 % des cas.

Cette étude permet d'illustrer la forte dépendance de la sécurité d'approvisionnement à la disponibilité du parc nucléaire.

Cette dépendance évoluera à l'avenir en fonction de la diversification du mix électrique, et fait l'objet d'études détaillées dans les chapitres 6 à 9.

4.6.6 Le renforcement du critère de sécurité d'approvisionnement signifierait une augmentation de plusieurs gigawatts du besoin de couverture

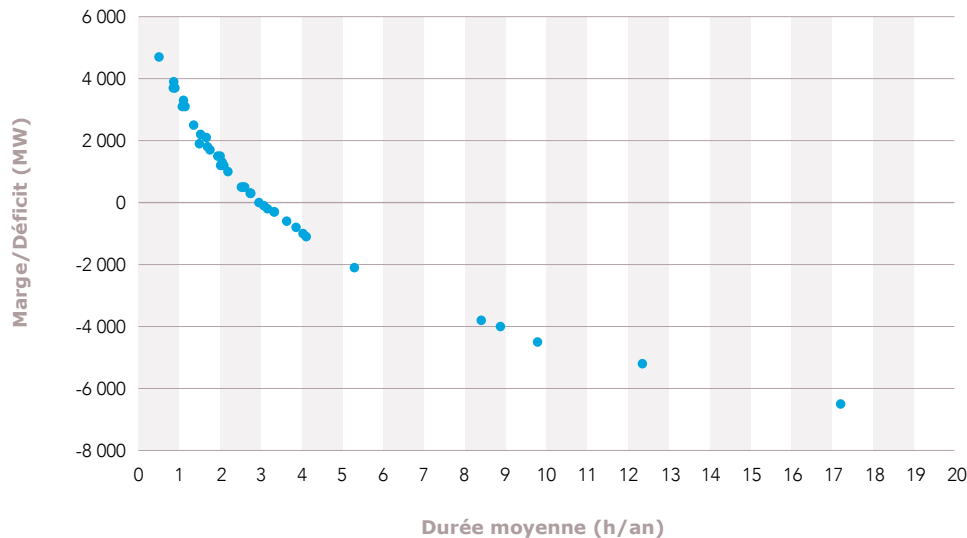
Les analyses permettent de visualiser une marge de capacité par rapport au critère

L'expression du critère de sécurité d'approvisionnement en nombre d'heures présente une difficulté commune d'interprétation : il n'est pas spontanément possible de le traduire sous la forme d'un volume de capacité à ajouter ou pouvant être ôté sans risque pour la sécurité d'alimentation.

Pour remédier à ce risque, RTE présente depuis plusieurs années les résultats du Bilan prévisionnel sous la forme d'une marge par rapport au critère. La relation n'est toutefois pas linéaire, et résulte d'un abaque (figure 4.20) représentant la relation entre le nombre d'heures de défaillance et la marge ou le déficit estimé par rapport au critère de sécurité d'approvisionnement actuel.

Ainsi, face à un déficit de puissance correspondant à une durée de défaillance de 5 h par an, donc supérieure au critère des trois heures, il conviendrait d'ajouter environ 2 GW de puissance parfaite³ pour revenir au critère spécifié par les pouvoirs publics.

À l'inverse, une marge relative à une durée de défaillance de l'ordre de 1 h par an permettrait

Figure 4.20 Relation entre durée de défaillance et marge ou déficit de capacité

au système électrique français de satisfaire une consommation supplémentaire de l'ordre de 3,5 GW en bande, tout en respectant le critère de sécurité d'approvisionnement.

Ces analyses permettent de saisir, de manière graphique, l'impact d'une évolution du critère :

- ▶ à partir d'une situation équilibrée à 3h par an, un durcissement du critère de l'ordre d'une défaillance de 1h par an nécessiterait de l'ordre de 3,5 GW de puissance supplémentaire ;
- ▶ à l'inverse, une relaxation du critère pour le passer à une défaillance de 5h par an contribuerait à dégager une marge de 2 GW.

Le critère des trois heures correspond à un optimum en intégrant le coût historique des moyens permettant de réaliser l'équilibre offre-demande en capacité

La sécurité d'approvisionnement a une valeur. Celle-ci correspond à l'utilité pour la collectivité d'un accès garanti à l'énergie électrique. En effet, l'interruption de l'accès à l'énergie électrique engendre une perte économique pour les consommateurs concernés (et éventuellement pour des tiers), que ces impacts soient directement monétaires (perte

de production, dommage sur des matériels, etc.) ou non (perte de temps, confort, mise en danger de personnes, etc.).

La sécurité d'approvisionnement a aussi un coût. Celui-ci correspond aux dépenses à engager pour développer ou maintenir des moyens de production, d'effacement, de stockage, ou d'interconnexion qui ne trouveraient pas de rentabilité suffisante sur les marchés mais seraient néanmoins nécessaires à l'atteinte des objectifs publics. Ce coût est aujourd'hui porté par les différents usagers du système.

Plus le niveau de sécurité d'approvisionnement exigé est important (ce qui signifie que le système est capable de faire face à des situations de stress sur l'équilibre offre-demande), plus le coût associé l'est également.

Le critère de sécurité d'approvisionnement, défini par les pouvoirs publics, fixe le niveau de risque acceptable par la collectivité.

Ce niveau de risque peut se définir comme un arbitrage économique entre le coût du risque de rupture de sécurité d'approvisionnement et le coût de

la couverture. Le niveau optimal de sécurité d'approvisionnement correspond à un parc où la valeur correspondant à l'énergie non distribuée évitée par le dernier mégawatt de moyen de pointe « couvre » les coûts complets de ce mégawatt.

C'est l'approche historiquement retenue et qui a justifié jusqu'ici le choix d'un critère correspondant à une espérance de défaillance de trois heures par an.

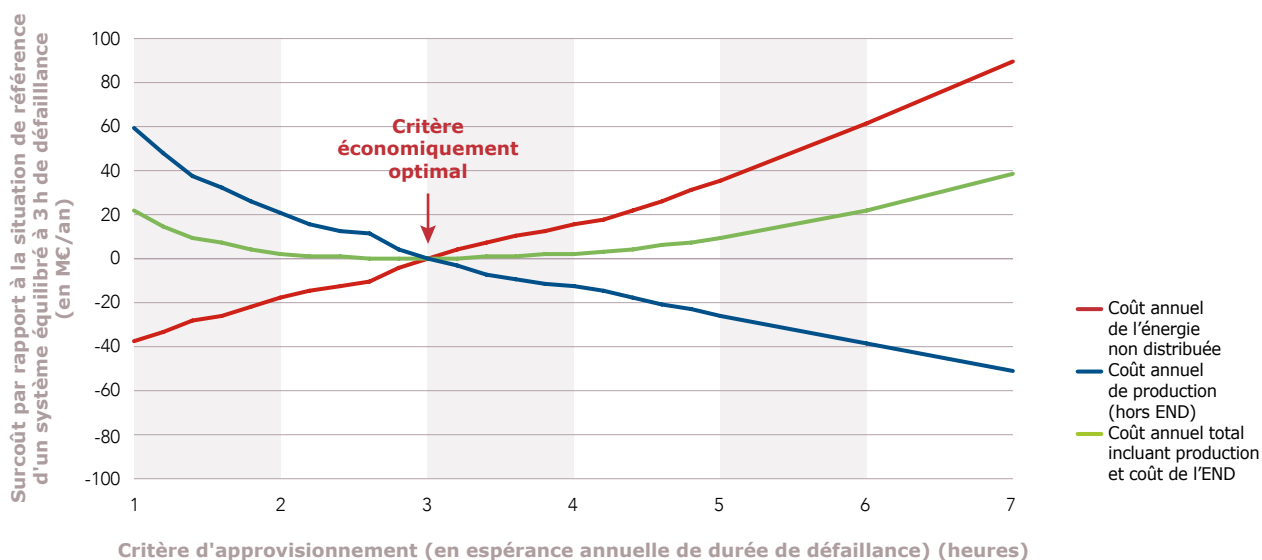
En considérant d'une part un coût normatif de non-distribution d'énergie aux consommateurs, estimé à partir d'enquêtes auprès des consommateurs, à hauteur de 26 k€/MWh, et en considérant d'autre part que l'ajustement en capacité pour respecter le critère se fait en investissant dans des centrales au gaz (turbines à combustion) dont les coûts fixes annualisés sont de 60 k€/MW/an⁴, un critère de l'ordre de trois heures par an est en effet théoriquement optimal⁵.

Un renforcement du critère pourrait se justifier sous l'angle économique

Les hypothèses sous-jacentes à ce raisonnement ne sont plus nécessairement adaptées à la situation actuelle. En particulier, l'hypothèse consistant à considérer que la sécurité d'approvisionnement est réalisée par l'investissement dans un moyen de pointe comme une turbine à combustion ne correspond plus forcément à la réalité du système électrique : dans certains scénarios et certaines situations décrites dans le cadre de ce Bilan prévisionnel, l'ajustement du parc sur le critère de sécurité d'approvisionnement peut être réalisé soit par des solutions de flexibilité (notamment effacements), soit par le maintien d'utilités thermiques existantes.

Le coût de la sécurité d'approvisionnement est alors radicalement différent : il ne s'agit pas de considérer le coût complet d'un nouveau moyen de production – comme une turbine à

Figure 4.21 Coûts pour le système électrique en fonction du critère de sécurité d'approvisionnement



4. L'hypothèse de coût variable de production à partir des moyens comme une turbine à combustion a peu d'influence sur le calcul. La valeur retenue par défaut est de 100 €/MWh.

5. Plus précisément, le calcul théorique conduit à un critère de 2h20 : 1 MW de défaillance évitée pendant 2h20 « vaut » environ 60 k€ (2h20/an x 26 k€/MWh).

combustion – en comptabilisant le coût d'investissement – mais le coût de développement de capacités d'effacement ou le coût de maintien en fonctionnement de centrales déjà construites (dont seules les dépenses relatives à la prolongation étant à considérer en leur déduisant les éventuelles rentes infra-marginales).

Ainsi le critère «économiquement optimal» est susceptible de dépendre significativement de l'évolution concrète du parc de production et du système électrique. Dans certaines configurations, un critère de sécurité d'approvisionnement correspondant à une espérance de défaillance plus faible peut se justifier au sens économique.

⋮ Bilans

Les bilans énergétiques sur la période 2019-2022 sont présentés ci-dessous et comparés à celui de l'année 2016. Ce dernier est un bilan réalisé, qui correspond à une consommation non corrigée des aléas climatiques. À l'inverse, les

prévisions sont relatives à une consommation en espérance.

Les bilans énergétiques sont calculés sur le cas de base.

Parc installé

(GW)	2016	2019	2020	2021	2022
Nucléaire	63,1	63,1	63,0	63,0	63,0
Thermique	20,4	16,7	17,2	16,8	16,2
Cycles combinés au gaz	6,3	6,3	6,7	6,7	6,7
<i>Charbon</i>	2,9	2,9	2,9	2,9	2,3
<i>Fioul lourd</i>	3,7	-	-	-	-
Turbines à combustion	2,0	2,0	2,0	1,7	1,7
<i>fioul</i>	1,4	1,4	1,4	1,0	1,0
<i>gaz</i>	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Cogénérations	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
<i>fioul</i>	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
<i>gaz</i>	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
Autres moyens thermiques décentralisés	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Énergies renouvelables	45,8	54,1	57,2	61,4	65,6
Hydraulique	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5
<i>dont STEP</i>	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
Éolien	11,7	16,2	17,7	20,2	22,7
<i>dont éolien terrestre</i>	11,7	16,2	17,7	19,2	20,7
<i>dont éolien en mer</i>	-	-	-	1,0	2,0
Photovoltaïque	6,7	10,1	11,7	13,3	14,9
Bioénergies	1,9	2,2	2,3	2,4	2,5
Énergies marines	-	-	-	-	-
Effacements	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5

Bilan électrique

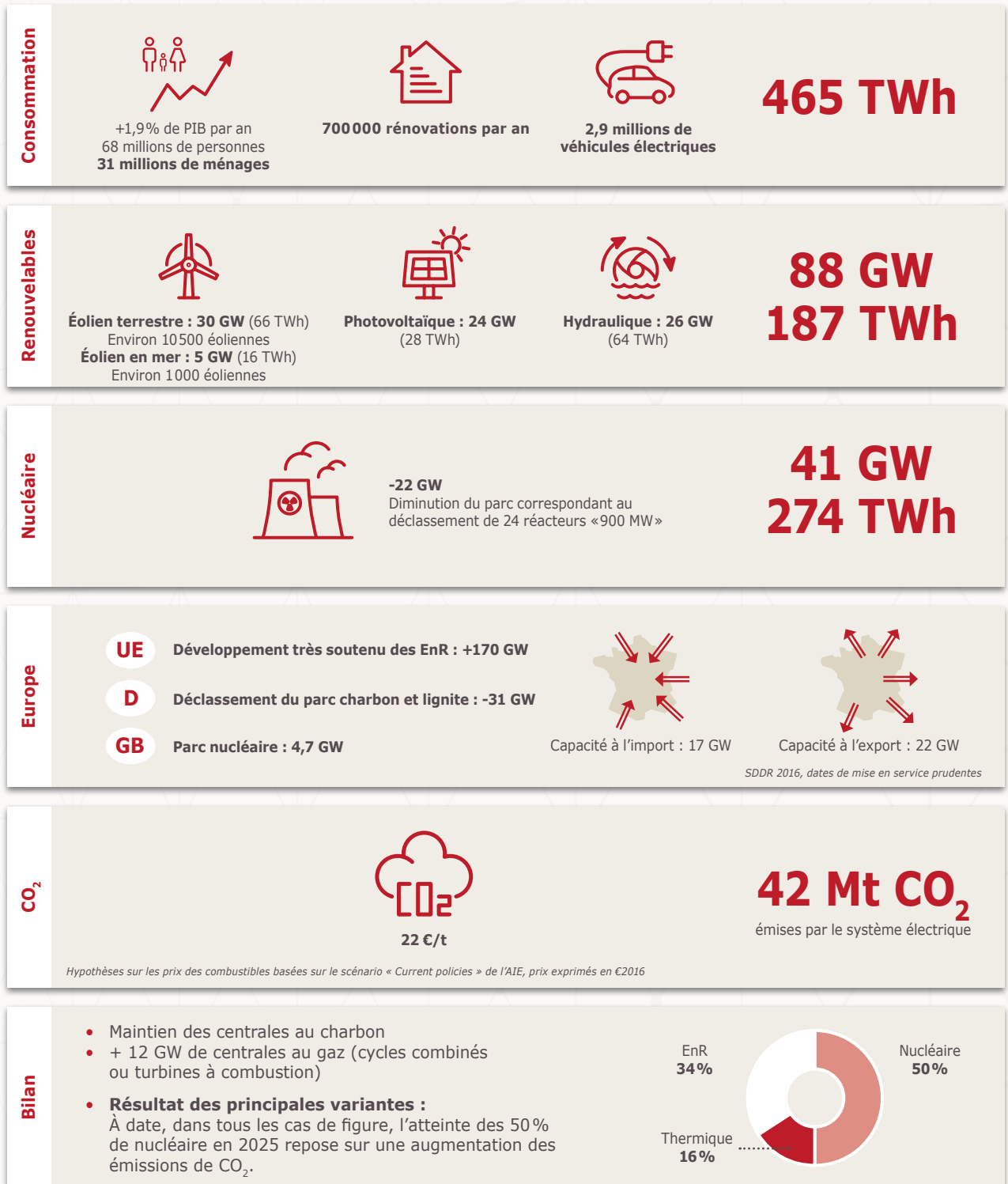
(TWh)	2016	2019	2020	2021	2022
Consommation France ⁶	481,0	473,2	471,6	470,1	468,6
Pompage	6,7	5,6	5,8	5,8	5,6
Solde exportateur	42,2	80,2	90,1	101,7	111,5
Demande totale	529,9	559,0	567,5	577,6	585,7
Nucléaire	384,0	402,3	406,0	407,9	407,1
Thermique	44,5	37,3	36,3	37,3	37,4
Cycles combinés au gaz	22,1	16,3	15,8	16,6	17,5
Charbon	7,1	9,0	8,4	8,5	7,8
Fioul lourd	0,3	-	-	-	-
Turbines à combustion	0,6	0,1	0,1	0,1	0,1
<i>fioul</i>	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>gaz</i>	0,5	0,1	0,1	0,1	0,1
Cogénérations	13,3	11,0	11,0	11,0	10,9
<i>fioul</i>	0,9	1,9	1,9	1,9	1,9
<i>gaz</i>	12,4	9,1	9,1	9,1	9,1
Autres moyens thermiques décentralisés	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1
Énergies renouvelables	101,4	119,5	125,1	132,4	141,3
Hydraulique	63,5	64,9	65,0	65,0	64,9
<i>dont STEP</i>	5,9	4,5	4,6	4,6	4,5
Éolien	20,9	33,9	37,2	42,2	48,9
<i>dont éolien terrestre</i>	20,9	33,9	37,2	42,2	45,8
<i>dont éolien en mer</i>	-	-	-	-	3,1
Photovoltaïque	8,3	11,1	13,0	14,9	16,8
Bioénergies	8,7	9,5	9,9	10,3	10,6
Énergies marines	-	-	-	-	-
Offre totale	529,9	559,0	567,5	577,6	585,7

6. Consommation moyenne pouvant être différente de la consommation à températures de référence

SCÉNARIO OHM

Un objectif fixé par la loi de réduction de la part du nucléaire à 50% de la production en 2025

Principaux résultats et hypothèses à l'horizon 2025



Principe

Le scénario *Ohm* est basé sur **l'atteinte de l'objectif de 50% pour la part du nucléaire dans la production d'électricité**, fixé par la loi de transition énergétique pour la croissance verte.

Le rééquilibrage du mix pour assurer le respect du critère de sécurité d'approvisionnement est obtenu

en combinant réduction de la production nucléaire, développement soutenu des énergies renouvelables et renforcement du parc thermique.

L'atteinte de l'objectif est recherchée en tablant sur un fort développement des énergies renouvelables, qui suit la trajectoire la plus ambitieuse.

Résultats

Par construction, le scénario permet d'atteindre l'objectif de la loi. À l'horizon 2025, le nucléaire représente donc 50% de la production d'électricité.

Le scénario table sur un fort développement des énergies renouvelables : **la capacité de production renouvelable est doublée dans l'ensemble, pour atteindre 34% du mix**. Cela correspond à multiplier par quatre la production éolienne et solaire. Il s'agit d'un effort sans précédent, qui nécessite une inflexion très rapide des trajectoires.

Même avec cette trajectoire, **l'atteinte de l'objectif nécessite l'installation de nouvelles centrales thermiques, pour un volume très significatif et dans un délai très rapide**. Le besoin est de 8 GW pour les cycles combinés au gaz, et de 3 GW de moyens de pointe (turbines à combustion ou effacements de consommation). Vu l'ampleur de l'effort à réaliser sur le parc thermique, la fermeture des centrales au charbon devrait alors être repoussée au-delà de 2025.

Un résultat central de l'analyse porte sur le nucléaire : **pour atteindre l'objectif des 50% en 2025, la production nucléaire doit être diminuée d'un tiers, ce qui entraîne la fermeture de 24 réacteurs** (hors Fessenheim) représentant 22 GW de capacité installée.

Il s'agit d'un résultat particulièrement robuste à l'analyse. En étudiant de manière détaillée cinq variantes du cas de base (portant sur le rythme d'installation des énergies renouvelables, l'évolution de la

consommation d'électricité ou le développement des interconnexions), le nombre de réacteurs à fermer évolue entre 23 et 27. Ainsi, **dans tous les cas étudiés, des réacteurs doivent être fermés avant d'avoir atteint 40 années de fonctionnement** (soit un nombre compris entre 2 et 5 suivant les cas étudiés). Cette évolution majeure du parc doit être réalisée selon un rythme qui soulève des doutes sérieux, largement supérieur à la trajectoire de décroissance du nucléaire en Allemagne

L'atteinte de l'objectif en 2025 conduit dans tous les cas à une augmentation importante – de l'ordre du doublement – des émissions de CO₂ du système électrique français par rapport à aujourd'hui. Cette augmentation est due au développement de nouvelles centrales au gaz et au maintien des centrales au charbon existantes. Ces bilans carbone ont été établis pour chaque variante, et varient entre 38 et 54 millions de tonnes. Une plus forte pénétration de l'effacement de consommation ne conduirait pas à les faire évoluer.

Ce scénario met en évidence les difficultés associées, à date, à une focalisation sur l'atteinte de l'objectif des 50% de production nucléaire en 2025. Sa réalisation nécessite, dans un calendrier très contraint, de mener simultanément un déclassement massif et rapide du nucléaire, une augmentation significative du rythme de déploiement des énergies renouvelables et un développement important de nouveaux moyens de production conduisant à une hausse des émissions de CO₂.

5. SCÉNARIO OHM : UNE ADAPTATION DU PARC SANS PRÉCÉDENT POUR L'OBJECTIF DE LA LOI SUR LA PART DU NUCLÉAIRE

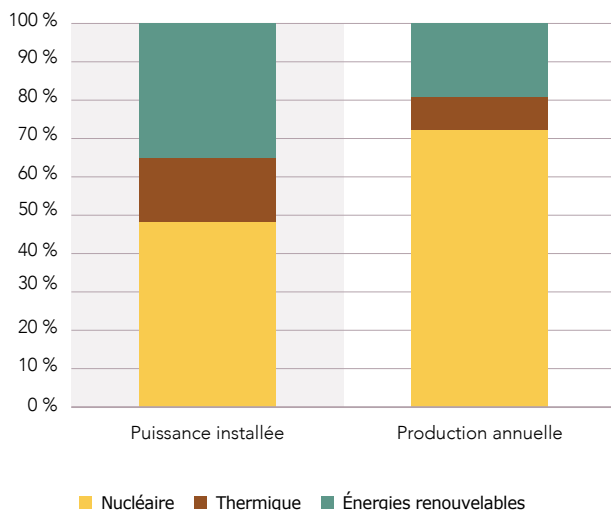
5.1 Un scénario basé sur l'atteinte de l'objectif de 50 % pour la part du nucléaire dans la production d'électricité

5.1.1 L'objet d'étude : lever l'incertitude sur la déclinaison concrète de cette cible pour le secteur électrique français

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte fixe comme objectif une réduction de la part du nucléaire dans la production d'électricité

à 50 % à l'horizon 2025. Cette disposition traduit la volonté du législateur de diversifier le mix de production d'électricité en France. Il s'agit d'un véritable tournant de politique énergétique, sans précédent depuis la décision de lancer le programme de développement du parc électronucléaire, qui répondait alors à une volonté d'indépendance énergétique dans le contexte des chocs pétroliers.

Figure 5.1 Parc de production au 1^{er} janvier 2017



L'objectif porte sur la production d'électricité et non sur la capacité installée de production

Le critère des 50 % inscrit dans la loi est formulé par rapport à la production effective d'électricité. Dans le débat public, la part du nucléaire est pourtant parfois exprimée autrement, par rapport à la capacité installée.

La capacité nucléaire représente déjà aujourd'hui moins de 50 % de la puissance installée en France (47 % au 1^{er} janvier 2017 – voir chapitre 2). En revanche, la production effective d'électricité représente en moyenne 75 % de la production électrique (72 % en 2016). Ceci est notamment dû au facteur de charge élevé et à la faiblesse des coûts marginaux de court terme des centrales nucléaires.

La formulation du critère par rapport à la production d'électricité est exigeante pour la conduite de la transition énergétique en France. En effet, la production effective du parc français résulte du positionnement de chaque unité dans un ordre de préséance économique établi à une échelle de plus en plus large, et donc des arbitrages économiques réalisés par les acteurs de marché à l'échelle européenne. Il n'est ainsi pas possible de considérer, par exemple, que 50 TWh de production nucléaire pourraient être remplacés mécaniquement par 50 TWh de production thermique : une centrale nucléaire et une centrale au gaz ou au charbon ayant des coûts de fonctionnement à court terme différents, il n'existe pas de relation simple permettant d'évaluer les possibilités de substitution entre ces filières. Concrètement, une partie de l'espace économique laissé vacant par les unités nucléaires serait compensée par d'autres moyens de production à l'échelle européenne.

Seule une substitution du nucléaire par des capacités éolienne et photovoltaïque – plus compétitives sur les marchés de l'énergie du fait de leurs coûts marginaux nuls – permet d'éviter cet effet. Le rythme de développement de ces énergies en France influe donc directement sur les trajectoires possibles pour réduire la part du nucléaire dans la production d'électricité en France.

L'objectif porte sur la production d'électricité, et non sur la consommation d'électricité

La France est structurellement exportatrice d'électricité. En 2016, année pourtant défavorable du point de vue des exports du fait de la moindre disponibilité du parc nucléaire en fin d'année, le solde exportateur net de la France s'est monté à 39 TWh (72 TWh d'export contre 33 TWh d'import). L'évolution de ce solde sur les quinze dernières années est présentée au chapitre 3. Dans ces conditions, atteindre 50% de la production d'électricité annuelle apparaît donc moins exigeant *a priori* qu'atteindre 50% de la consommation d'électricité en France.

Cependant, ce raisonnement admet les mêmes limites que celles précisées *supra* par rapport à la capacité installée du parc de production français. En effet, les imports/exports ne peuvent pas

être considérés comme une donnée fixe et valable «toutes choses égales par ailleurs» : faire évoluer la part du nucléaire dans le mix électrique peut avoir une influence sur le bilan des échanges d'électricité de la France.

Ainsi, le solde exportateur de la France ne peut être maintenu que si les unités de production installées pour «prendre la place» du nucléaire sont compétitives au niveau européen, et donc effectivement démarrées à l'issue du processus permanent de mise en concurrence des unités de production à l'échelle européenne via les marchés journaliers et infrajournaliers de l'électricité.

En pratique, **la diminution de la part du nucléaire dans la production d'électricité, si elle se traduit par des fermetures de réacteurs et par leur remplacement par des centrales au gaz, peut conduire à diminuer les exports, et donc à rendre l'atteinte du critère des 50% plus contraignant.** En revanche, le solde exportateur de la France peut être maintenu voire augmenté si la substitution se réalise uniquement au profit d'énergies renouvelables (*voir également scénario Ampère au chapitre 6*).

Les modalités de réalisation de l'objectif ne font pas consensus : une forte incertitude existe sur le nombre de réacteurs à fermer pour y parvenir

La réduction de la part du nucléaire de 75% à 50% dans la production effective du parc électrique français d'ici à 2025 est synonyme d'évolution considérable du système électrique français impliquant un déclassement important et rapide du parc nucléaire.

En effet, l'atteinte de l'objectif des 50% sans fermeture de réacteurs nucléaires n'est pas envisageable. A titre d'exemple, en considérant la production nucléaire actuelle, l'atteinte d'un équilibre de 50% sans fermer le moindre réacteur nucléaire nécessiterait environ 25 ans de croissance des énergies renouvelables au rythme défini dans la trajectoire «rythme PPE haut».

Dans son rapport annuel, la Cour des comptes a abordé la question du nombre de réacteurs à fermer pour respecter la loi relative à la transition

énergétique. Sur la base du scénario «Nouveau mix» du Bilan prévisionnel 2014 de RTE, elle a estimé le nombre de réacteurs à fermer comme devant être compris entre 17 et 20.

La Programmation pluriannuelle de l'énergie publiée en octobre 2016 n'aborde pas directement la question du nombre de réacteurs devant être fermés pour atteindre les objectifs de la loi. Elle liste en revanche les paramètres à prendre en compte pour décider de la prolongation du parc (évolution de la consommation d'électricité, rythme de déploiement des énergies renouvelables, situation des pays voisins et échanges électriques aux frontières, taux d'utilisation des centrales, coût d'exploitation et de maintien en condition opérationnelle des réacteurs, mise en œuvre des prescriptions de l'ASN). Tous ces paramètres ont ainsi été intégrés dans le Bilan prévisionnel s'agissant des différentes perspectives d'évolution du système électrique à l'horizon 2035 (voir partie III).

La PPE mentionne le principe de fermeture de réacteurs «étape par étape» en mentionnant à court terme les deux réacteurs de la centrale de Fessenheim. Elle indique que ces fermetures ne doivent pas remettre en question la sécurité d'approvisionnement ou conduire à une augmentation de la production du CO₂ du parc de production d'électricité.

Le scénario négaWatt publié en janvier 2017 ne s'attache pas à l'objectif des 50% retenu par la loi relative à la transition énergétique mais projette l'évolution du parc nucléaire à plus long terme en retenant une logique de déclassement au moment des quatrièmes visites décennales mais sans mesurer l'impact sur le point 2025.

Le scénario d'application de la loi relative à la transition énergétique publié par l'ANCRE sur l'évolution du système électrique prend en compte l'objectif de 50% pour le nucléaire à l'horizon 2025. Les conclusions présentées dans le document de synthèse ne précisent ni les hypothèses retenues sur le nombre de réacteurs à fermer d'ici à 2025 ni la modélisation retenue du marché européen, mais mettent en évidence l'augmentation de la part de production d'électricité émanant de centrales thermiques au gaz.

5.1.2 Le principe : une étude du nombre de réacteurs devant être fermés pour atteindre les 50% et des émissions de CO₂ associées pour le parc français

L'analyse menée dans ce chapitre repose sur une modélisation du système électrique européen permettant d'identifier les besoins en nouvelles unités de production pour la France. Deux contraintes structurantes sont intégrées à la modélisation :

- ▶ l'atteinte du critère de 50% de nucléaire dans la production effective d'électricité à l'horizon 2025 ;
- ▶ le maintien de la sécurité d'approvisionnement selon le critère défini par les pouvoirs publics.

Le cas de base est fondé sur les caractéristiques suivantes :

- ▶ la consommation suit la «trajectoire haute», en cohérence avec les analyses réalisées à l'horizon des cinq prochaines années ;
- ▶ le rythme de déploiement des EnR correspond à la trajectoire «rythme PPE haut», en accord avec les éléments présentés *supra* démontrant que le critère serait plus facilement atteint si les EnR se substituaient au nucléaire dans la production effective d'électricité.

5.1.3 Des variantes pour évaluer la sensibilité du nombre de réacteurs devant être fermés à des situations différentes

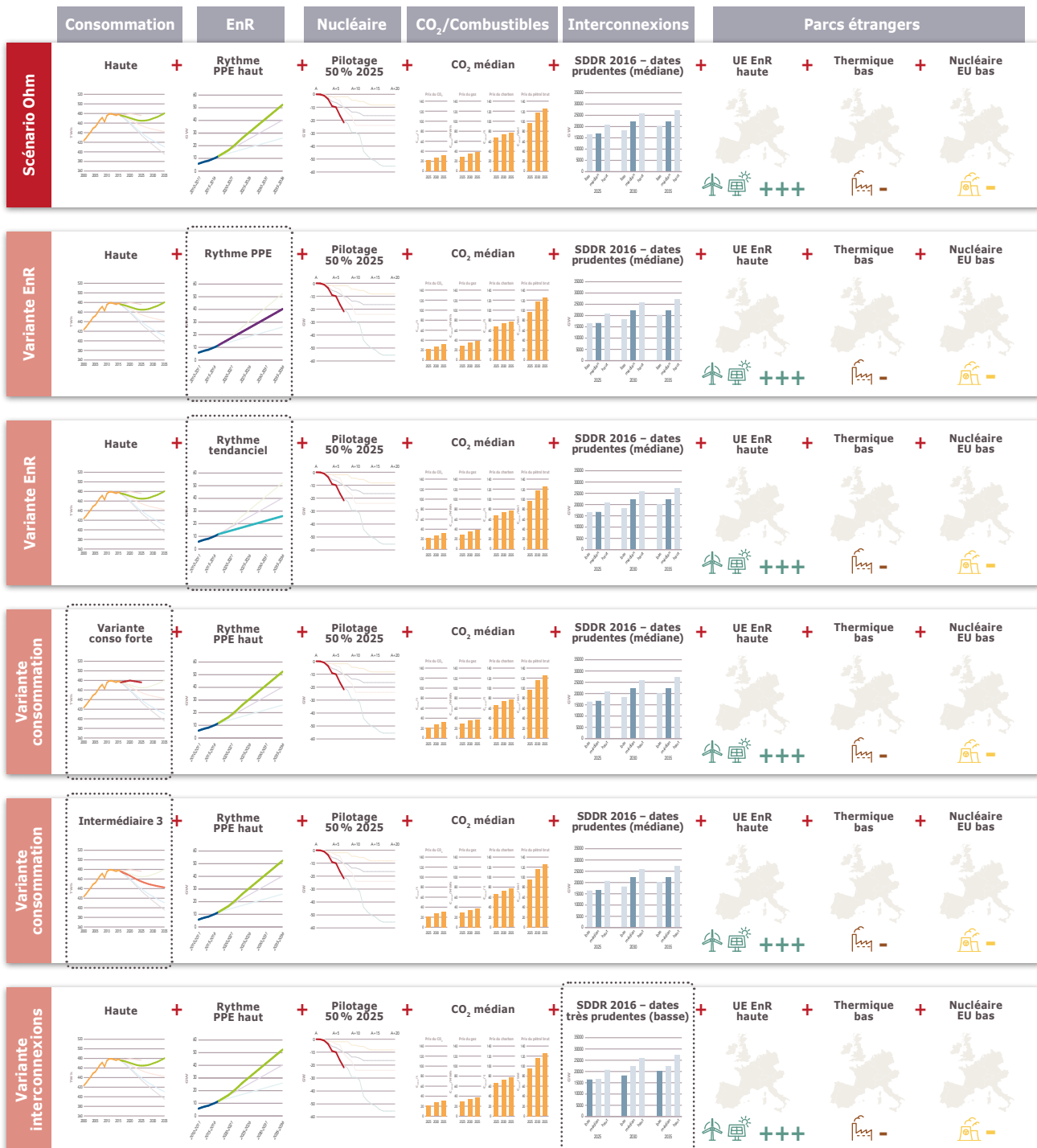
Les simulations permettent de déterminer un nombre de réacteurs nucléaires devant être fermés, un volume de moyens thermiques devant être mis en service, ainsi que les émissions de CO₂ du parc français.

Le résultat sur le nombre de réacteurs nucléaires devant être fermés pour atteindre ce critère étant particulièrement sensible, sa robustesse à une variation des paramètres principaux influant sur l'analyse se doit d'être vérifiée.

C'est le sens des variantes réalisées :

- ▶ deux variantes sont testées sur la consommation (trajectoire «intermédiaire 3» et variante «consommation forte») ;

- ▶ deux variantes sont testées sur le rythme de déploiement des énergies renouvelables (trajectoires «rythme PPE» et «rythme tendanciel») ;
- ▶ une variante est testée sur le développement des interconnexions (trajectoire basse).

Tableau 5.1 Cas de base et variantes du scénario *Ohm*

5.2 L'atteinte de l'objectif fixé par la loi nécessite de fermer une vingtaine de réacteurs, d'accélérer le déploiement des énergies renouvelables et de renforcer le parc thermique

5.2.1 Un scénario basé sur un fort développement des énergies renouvelables

Le scénario *Ohm* table, en premier lieu, sur un fort développement des énergies renouvelables. Celui-ci emprunte la trajectoire «rythme PPE haut».

À l'horizon 2025, les parcs éolien et solaire atteignent 59 GW de capacité installée (dont 24 GW pour le solaire, 30 GW pour l'éolien terrestre et 5 GW pour l'éolien en mer).

La production d'électricité renouvelable atteint 187 TWh, soit 34% de la production d'électricité. Il s'agit d'un quasi-doublement par rapport à aujourd'hui, principalement au bénéfice de l'éolien et du solaire, avec un quadruplement de cette production par rapport à aujourd'hui.

Le scénario *Ohm* est donc basé sur le principe d'un effort sans précédent en France pour les énergies renouvelables. Il nécessite une inflexion immédiate du rythme de développement de l'éolien (terrestre et en mer) et du photovoltaïque pour le porter à hauteur de la trajectoire «rythme PPE haut».

Figure 5.2 Bilan énergétique en 2025

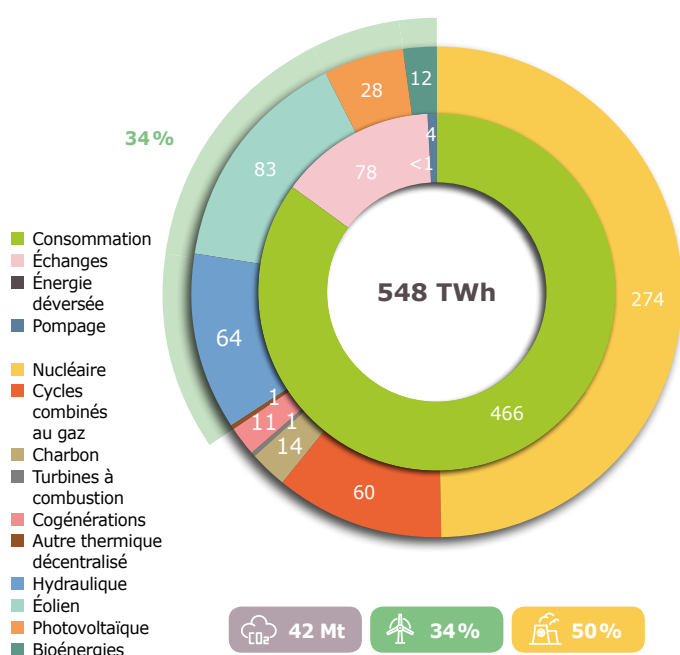
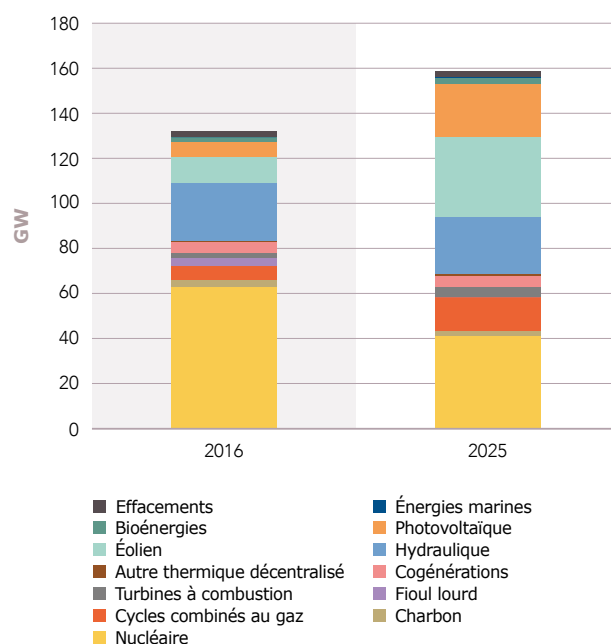


Figure 5.3 Évolution du parc installé



5.2.2 La fermeture de 24 réacteurs représentant 22 GW de capacité de production nucléaire est nécessaire d'ici à 2025

L'analyse montre que l'objectif des 50% peut être atteint avec une production nucléaire de l'ordre de 270 TWh, contre environ 400 TWh en moyenne aujourd'hui. La production nucléaire se réduit ainsi d'un tiers.

Ceci conduit à la fermeture, ou du moins à une absence d'utilisation, de 24 réacteurs, soit environ 22 GW de capacité nucléaire. Ce volume ne comprend pas les deux réacteurs de Fessenheim, considérés comme fermés lors de la mise en service du nouveau réacteur EPR à Flamanville.

Il s'agit d'une trajectoire d'évolution de la capacité nucléaire particulièrement sévère. Ses conséquences sont précisées au paragraphe 5.4.

À l'issue de ce mouvement de fermeture, 33 réacteurs nucléaires demeurent en activité en France : 8 réacteurs de 900 MW, 20 réacteurs de 1300 MW, 4 réacteurs de 1400 MW (N4) et 1 EPR.

5.2.3 La production thermique doit doubler pour atteindre les objectifs sur le nucléaire

Les centrales au charbon doivent être maintenues jusqu'en 2025

Même en tablant sur un très fort développement des énergies renouvelables, l'écart actuel avec la production nucléaire est trop important pour pouvoir être résorbé uniquement par le développement de ces dernières. L'accroissement de la production d'origine thermique est donc nécessaire, soit via une utilisation plus importante des actifs existants, soit par la construction de nouveaux moyens.

Dans l'ensemble, le scénario *Ohm* implique un doublement de la production thermique par rapport à aujourd'hui.

Cette production n'étant pas accessible avec le parc thermique actuel même en maintenant l'essentiel des centrales au charbon, de nouvelles centrales

thermiques (cycles combinés au gaz) doivent être construites et mises en service très rapidement.

Le besoin de nouveaux moyens thermiques porte sur des puissances très importantes, qui doivent compenser le retrait des groupes nucléaires quand ils sont fermés. Or l'analyse présentée au chapitre 4 a mis en évidence la grande difficulté pour combiner la fermeture d'un nombre important de réacteurs nucléaires et des centrales au charbon en respectant le critère de sécurité d'approvisionnement sur la période 2018-2022, en soulignant que le risque s'accroissait lors de l'hiver suivant.

Le scénario *Ohm* conduit donc au maintien du parc charbon actuel jusqu'en 2025, à l'exception d'une centrale fermée en 2022 pour cause de fin de qualification. Seule cette configuration semble permettre d'arrêter les premiers réacteurs atteignant 40 ans de fonctionnement selon le calendrier des quatrièmes visites décennales, tout en lançant un programme d'investissement dans de nouveaux moyens thermiques pour une mise en service en 2023.

Le charbon contribue largement à l'augmentation de la production thermique : celle-ci atteint 14 TWh, soit le double de la production en 2016. La durée de fonctionnement pour ces unités est supérieure à 5500 heures, traduisant la rentabilité de ce mode de production dans un scénario comme *Ohm*.

Ce résultat est dépendant de l'hypothèse retenue sur les prix des combustibles. Dans cette analyse, l'hypothèse « CO₂ médian » est retenue. Elle décrit un prix du gaz plus important que celui du charbon, et une valeur du CO₂ de 22 € par tonne, significativement supérieure au niveau actuel.

Les besoins de nouveaux cycles combinés au gaz sont très importants

Avec le retrait des réacteurs nucléaires, un espace économique existe pour de nouvelles unités de semi-base.

Le volume à ajouter est très significatif : dans ce scénario, le développement de 9 GW de nouvelles centrales au gaz est ainsi prévu. Ceci signifie, en pratique, l'installation de

16 nouveaux cycles combinés au gaz (en considérant une puissance installée unitaire de 500 MW). La durée de fonctionnement de ces nouvelles installations est proche de 4000 heures (contre 3500 en moyenne en 2016) – en tenant compte d’une persistance de la compétitivité des centrales au charbon dans le scénario de combustible considéré.

Ces nouvelles unités doivent être mises en service dès 2023 pour les premières. Vu les délais d’auto-risation et de construction, cela signifie que la décision de lancement doit intervenir dès maintenant.

La pérennité de cet espace économique, et donc la viabilité des investissements ainsi consentis, interroge cependant sur le temps long. Ce sujet est étudié plus en détail dans le scénario *Hertz* (*chapitre 7*).

De nouveaux moyens sont nécessaires pour « passer la pointe »

La diminution de la production nucléaire conduit également à des besoins capacitaires, évalués à environ 3 GW. Ces besoins peuvent être couverts par des moyens de pointe, turbines à combustion ou effacements. Ces moyens sont appelés un faible nombre d’heures chaque année.

5.2.4 Le solde des échanges reste exportateur

L’atteinte de l’objectif des 50% ne conduit pas à importer de l’électricité depuis les pays voisins. Ceci est la conséquence directe de la formulation du critère (par rapport à la production et pas à la consommation) : **l’objectif de diversification est plus facile à atteindre en exportant qu’en important.**

Dans le scénario *Ohm*, le solde exportateur s’établit à 78 TWh. La cohérence de ce résultat est vérifiée par l’analyse technique : parmi l’ensemble des installations fonctionnant au gaz en Europe, les nouveaux moyens thermiques ajoutés en France pour respecter l’objectif public seraient les plus récents, et donc plus compétitifs du fait d’un meilleur rendement.

Ainsi, même dans une configuration où le critère des 50% est atteint, la France conserve une position exportatrice à l’échelle européenne.

D’autres configurations, conduisant à atteindre le critère de diversification grâce aux imports, sont théoriquement possibles. Elles reposent sur la fermeture d’un nombre de réacteurs encore plus important, et sur des imports considérables – probablement supérieurs aux capacités techniques de transit. Ces configurations n’ont pas été étudiées dans le présent chapitre.

5.3 L'analyse de sensibilité permet de confirmer l'ordre de grandeur du nombre de réacteurs devant être fermés pour respecter l'objectif des 50%

5.3.1 Les variantes sur la consommation modifient à la marge le résultat

Le scénario *Ohm* a été testé avec de nombreuses variantes, de manière à s'assurer de la robustesse des résultats présentés, et notamment à analyser la sensibilité de l'évaluation du nombre de réacteurs nucléaires devant être fermés.

Les deux premières variantes testées portent sur la consommation. Elles encadrent la trajectoire « consommation haute » retenue dans le cas de base :

- ▶ la trajectoire « intermédiaire 3 » se situe en dessous de 11 TWh ;
- ▶ la variante « consommation forte » se situe au-dessus de 15 TWh.

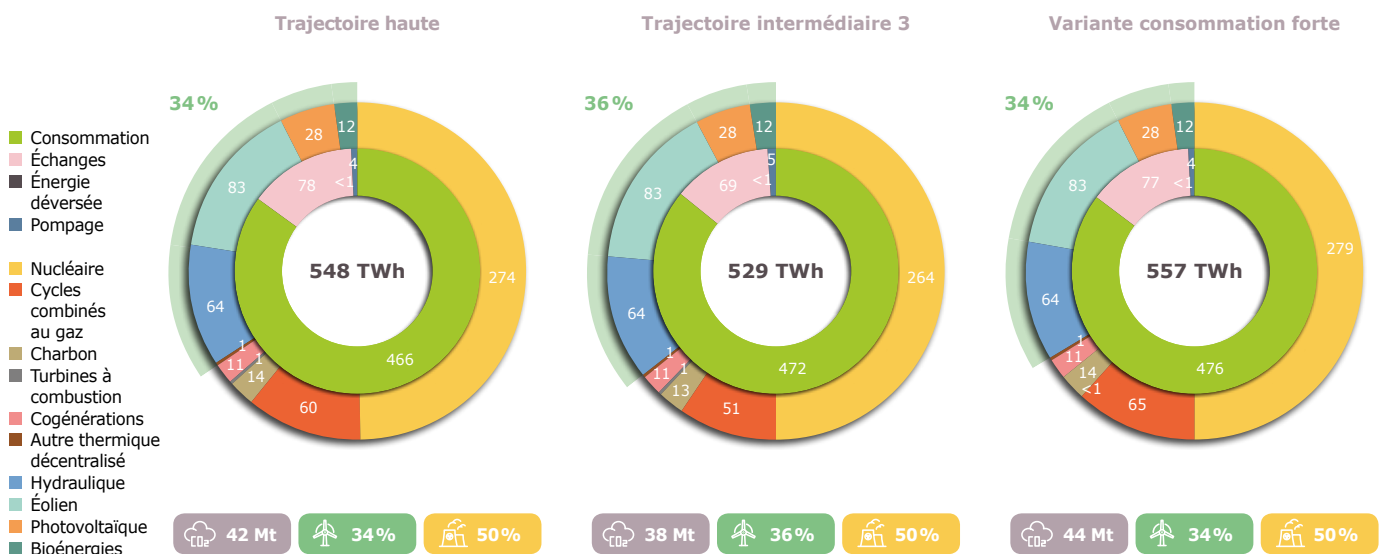
Ces variantes confirment l'ordre de grandeur annoncé, avec des écarts de un ou

deux réacteurs par rapport aux 24 réacteurs fermés dans le cas de base.

Avec la trajectoire « intermédiaire 3 », le nombre de réacteurs à déclasser se porte à 26. La puissance nucléaire installée résultante est de 39,5 GW. La puissance supplémentaire de cycles combinés au gaz nécessaire (6,5 GW) se réduit de 1,5 GW par rapport au cas de base, le besoin en moyens de pointe restant identique (3 GW).

Avec la variante « consommation forte », le nombre de réacteurs à déclasser est de 23. La puissance nucléaire installée résultante est de l'ordre de 42 GW. Le besoin en cycles combinés au gaz supplémentaires (9 GW) augmente de 1 GW par rapport au cas de base et les besoins en moyens de pointe se réduisent (1,5 GW).

Figure 5.4 Bilans énergétiques en 2025 selon les trajectoires de consommation – scénario *Ohm*



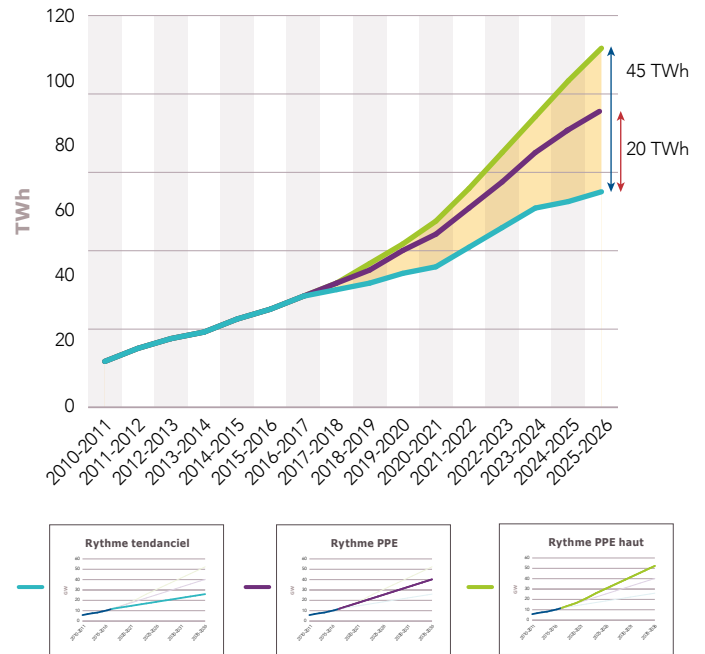
Ces résultats confirment que **l'objectif de diversification nécessite la fermeture d'un plus grand nombre de réacteurs nucléaires dans un contexte de consommation électrique en diminution.**

5.3.2 Avec un moindre rythme de déploiement des énergies renouvelables, le nombre de réacteurs à fermer augmente

Les deux variantes suivantes portent sur le développement des énergies renouvelables. Elles consistent à envisager un rythme de déploiement plus faible que la trajectoire «rythme PPE haut» retenue dans le cas de base. Ce moindre développement pourrait découler de raisons économiques ou sociétales n'ayant pas permis en France l'inflexion constatée dans d'autres pays.

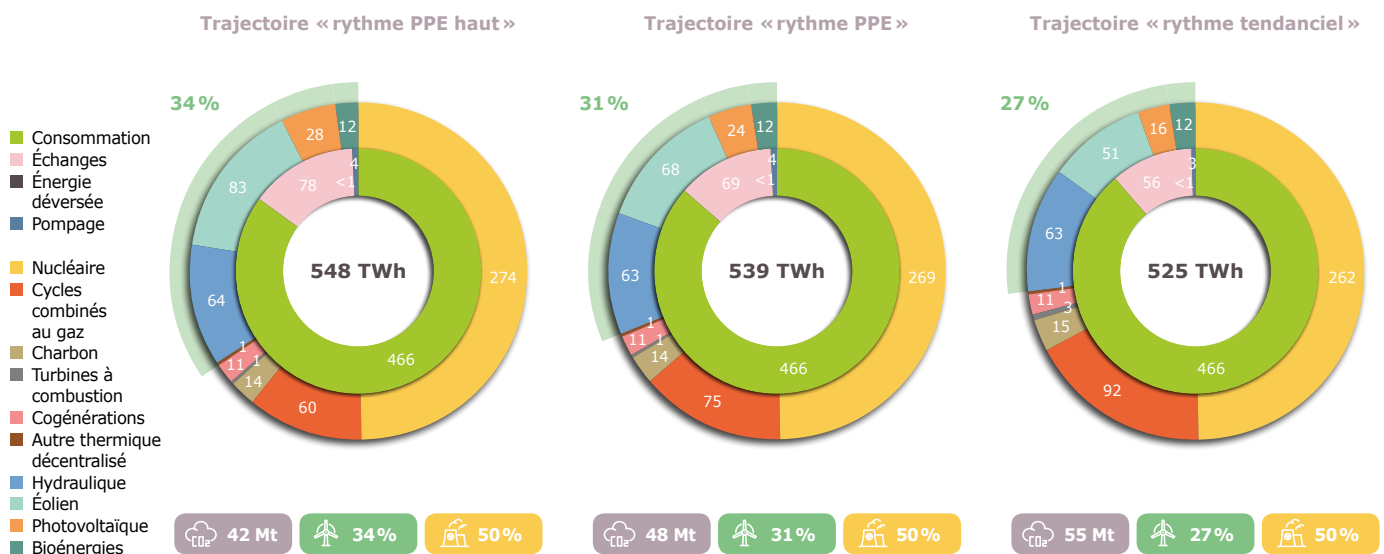
Avec une production renouvelable moins importante (respectivement de l'ordre de 20 TWh ou 45 TWh pour les trajectoires «rythme PPE» et «rythme tendanciel»), davantage de production thermique est nécessaire. Ce surcroît de production thermique ne peut être obtenu que par un transfert vers le thermique, les centrales envisagées dans le cas de base (charbon et gaz) n'étant pas

Figure 5.5 Développement des EnR (éolien terrestre, éolien en mer, photovoltaïque)



systematiquement compétitives sur les marchés européens (au contraire des énergies renouvelables). **Les simulations montrent ainsi que la production nucléaire doit alors baisser pour atteindre effectivement l'objectif des 50%.**

Figure 5.6 Bilans énergétiques en 2025 selon le rythme de développement des EnR – scénario Ohm



Avec la trajectoire «rythme PPE», le nombre de réacteurs devant être fermés s'élève alors à 25. La puissance supplémentaire de cycles combinés au gaz nécessaire augmente de 2 GW par rapport au cas de base.

Ainsi, pour atteindre l'objectif des 50%, le déficit de production des énergies renouvelables implique une baisse de la production nucléaire de l'ordre de 5 TWh associée à une hausse de la production thermique de l'ordre de 15 TWh.

Avec la trajectoire «rythme tendanciel», la logique doit être poussée encore plus loin : le nombre de réacteurs devant être fermés s'élève à 27, la puissance supplémentaire de cycles combinés au gaz nécessaire augmente de 3 GW et le besoin en moyens de pointe double.

Dans ce cas, l'atteinte de l'objectif implique une baisse de la production nucléaire de l'ordre de 15 TWh et une hausse de la production thermique de l'ordre de 35 TWh.

5.3.3 Développer les interconnexions au-delà de la trajectoire basse n'est pas un prérequis pour atteindre l'objectif

La dernière variante testée table sur un développement moins important des interconnexions (trajectoire basse contre trajectoire médiane dans le cas de base). Il en résulte de moindres capacités d'import lors des situations de pointe électrique en France.

Dans cette configuration, le nombre de réacteurs nucléaires devant être fermés n'évolue pas (24 réacteurs).

La puissance supplémentaire de cycles combinés au gaz nécessaire est également identique. Seul le besoin capacitaire augmente de 1 GW (turbines à combustion ou effacements) pour assurer la sécurité d'approvisionnement.

Cette variante s'avère ainsi la moins structurante de toutes celles qui ont été testées.

5.4 La trajectoire pour atteindre l'objectif des 50 % : des dynamiques dont la faisabilité pratique soulève des doutes sérieux

5.4.1 Une nécessité d'aller au-delà de la trajectoire d'arrêt des réacteurs à leur quatrième visite décennale

22 réacteurs atteignent la date de leur quatrième visite décennale d'ici à 2025

D'ici à fin 2025, 22 réacteurs atteignent l'échéance de leur quatrième visite décennale (voir calendrier complet au chapitre 2). Ce décompte n'inclut pas les deux réacteurs de Fessenheim, considérés comme fermés lors de la mise en service de l'EPR de Flamanville, conformément aux dispositions du décret n° 2017-508 du 8 avril 2017.

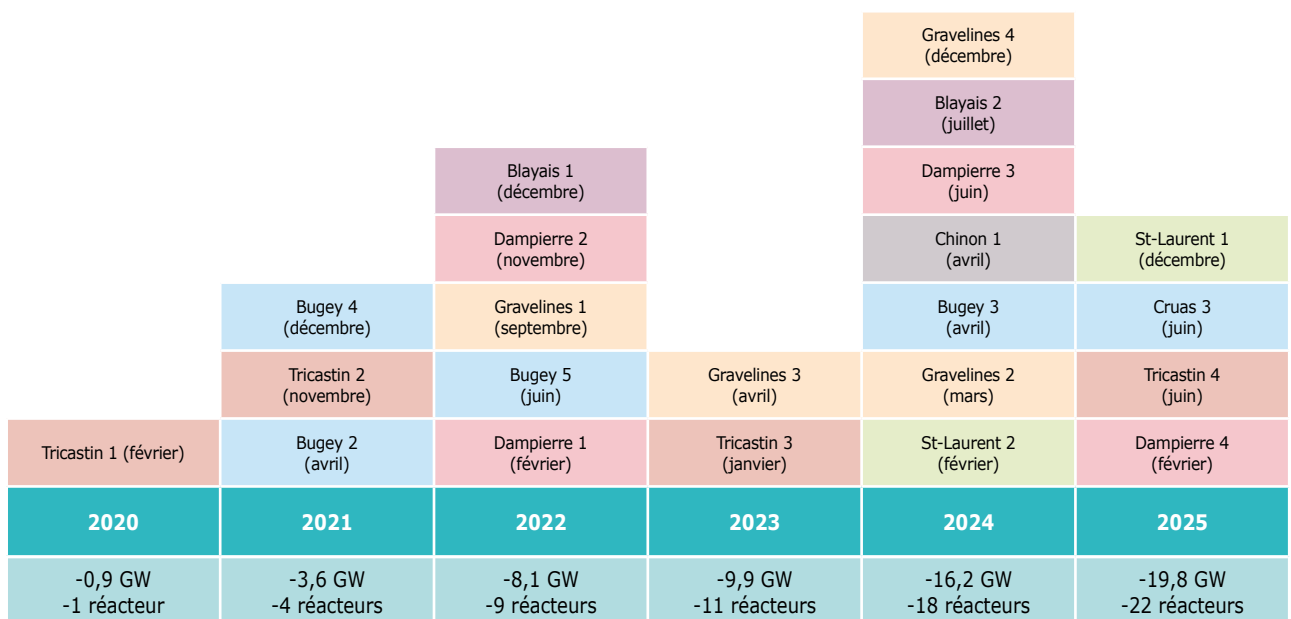
La puissance cumulée associée est de près de 20 GW.

Dans tous les cas, des réacteurs doivent être fermés avant d'avoir atteint 40 années de fonctionnement

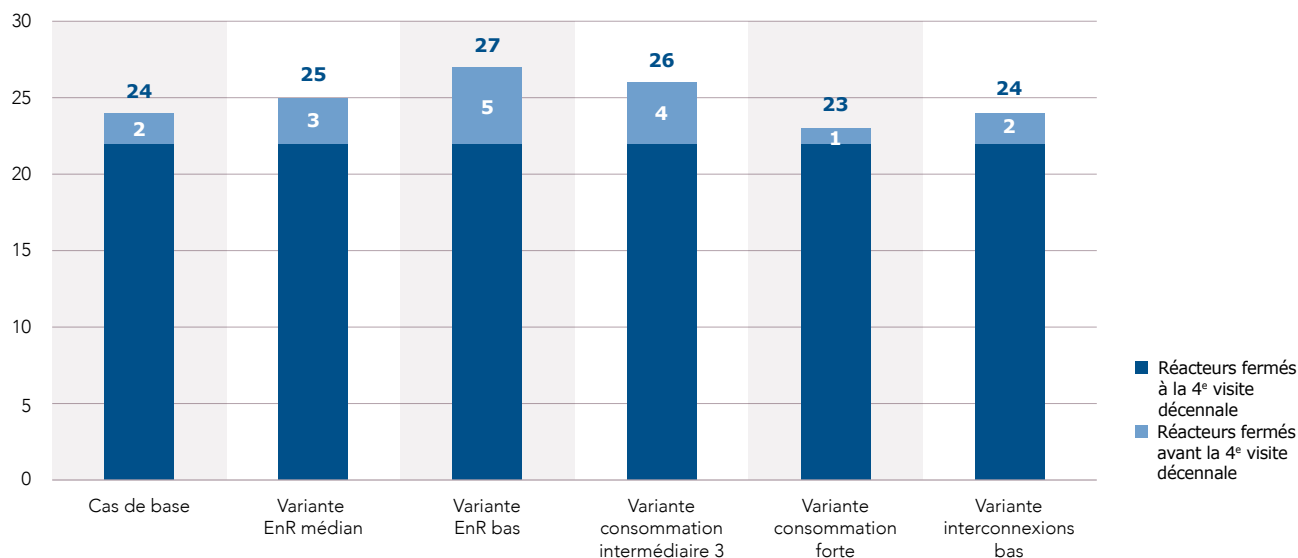
Les analyses présentées *supra* ont montré que, dans le cas de base, la fermeture de 24 réacteurs est nécessaire pour atteindre une part de production nucléaire de 50% dans la production d'électricité. La fermeture de deux réacteurs doit donc être anticipée par rapport au calendrier des visites décennales.

Seule une variante étudiée (variante « consommation forte ») conduit à réduire le nombre de réacteurs à fermer, mais de manière modeste (23 réacteurs). Toutes les autres variantes conduisent au contraire à l'augmenter (entre 24 et 27 réacteurs).

Figure 5.7 Date de fin des quatrièmes visites décennales (remise du rapport)



Les cases d'une même couleur correspondent aux réacteurs situés sur un même site

Figure 5.8 Nombre de réacteurs nucléaires devant être fermés d'ici à 2025 pour atteindre l'objectif des 50 %

Le nombre de réacteurs à fermer est donc remarquablement stable selon les variantes testées.

Notamment, dans tous les cas étudiés, des réacteurs n'ayant pas atteint 40 années de fonctionnement doivent être mis à l'arrêt. Ce choix pose question du point de vue de la logique industrielle retenue car il conduit à ne pas utiliser pleinement le potentiel des centrales ayant réalisé leur troisième visite décennale et disposant d'une autorisation d'exploitation.

5.4.2 Un rythme de fermeture deux fois plus rapide que celui de l'Allemagne

Dans le cas de base, la trajectoire de déclassement du nucléaire nécessaire à l'atteinte de l'objectif des 50 % implique la fermeture de 24 réacteurs, soit 22 GW de capacité nucléaire, en cinq années (2020 à 2025). Ce volume, très important, est légèrement supérieur à celui qui résulte de la politique adoptée par le gouvernement allemand en 2011. En revanche, la fermeture

de ces réacteurs sur une durée de cinq ans conduit à un rythme de déclassement particulièrement rapide, qui ne trouve pas d'équivalent parmi les pays ayant mis en œuvre un programme de sortie du nucléaire¹.

L'exemple de l'Allemagne permet de disposer d'éléments de comparaison.

En 2010, l'Allemagne possédait 17 centrales nucléaires en activité, pour une puissance installée de 21,5 GW. Ces centrales contribuaient à hauteur de 22 % à la production d'électricité nationale (140 TWh, contre plus de 400 TWh en France). Décidé à la suite de l'accident de Fukushima-Daiichi de mars 2011, le plan de sortie du nucléaire allemand a consisté :

- ▶ en la fermeture immédiate des 8 réacteurs les plus anciens ;
- ▶ en une fermeture progressive des 9 derniers réacteurs entre 2011 et 2022.

La politique mise en place par le gouvernement allemand en 2011 repose ainsi sur la fermeture de la totalité du parc nucléaire en 11 ans. Le volume

¹ Ceci ne prend pas en compte le Japon, qui a arrêté en quelques semaines la quasi-totalité de son parc nucléaire suite à l'accident de Fukushima-Daiichi en mars 2011 mais pour lequel la part du nucléaire dans le mix électrique était plus faible (de l'ordre de 30 %).

concerné est légèrement inférieur à celui prévu dans le scénario *Ohm*.

La situation électrique de l'Allemagne en 2011 était très différente de celle de la France aujourd'hui. La sortie du nucléaire était à l'étude depuis les années 1990 et avait trouvé une première concrétisation par des accords annoncés par le gouvernement précédent (ces accords avaient été suspendus à l'issue des élections suivantes). L'Allemagne avait déjà développé un parc éolien et solaire important (25 GW, contre 18 GW en France en 2016). Sa situation en matière de sécurité d'approvisionnement reposait largement sur un parc thermique important (68 GW, principalement du charbon et du lignite, complétés de 10 nouveaux gigawatts de puissance en 2013).

En France, l'effort pour atteindre l'objectif des 50% serait en réalité bien plus exigeant :

- ▶ du point de vue du calendrier (le rythme de déclassement nécessaire doit être deux fois plus rapide que celui de l'Allemagne) ;
- ▶ du point de vue des relais possibles dans le développement des énergies renouvelables (le déploiement des EnR en France est moins dynamique) ;
- ▶ du point de vue de la place possible pour le thermique (l'Allemagne mène à bien sa sortie du nucléaire en s'appuyant sur un parc thermique fortement développé, tandis que la France souhaite poursuivre la réduction des émissions et sortir du charbon).

5.4.3 Un développement important de nouveaux moyens thermiques nécessaire à l'horizon 2025

Dans tous les cas étudiés, un développement massif de nouveaux moyens, principalement des moyens de production thermiques, est nécessaire :

- ▶ des cycles combinés au gaz pour assurer une production de semi-base ;
- ▶ des turbines à combustion ou des capacités d'effacement pour assurer la sécurité d'approvisionnement.

Ces nouveaux moyens de production doivent entrer en service au fur et à mesure de la fermeture des réacteurs nucléaires. L'analyse menée au chapitre 4 a souligné l'importance de l'année 2022 (passage d'une situation de marge positive lors de l'hiver 2021-2022 à un déficit de capacité pendant l'hiver 2022-2023, même en cas de maintien des centrales au charbon).

Les premiers moyens de production doivent donc être mis en service en 2022. Ce préavis semble tenable pour des turbines à combustion ou des capacités d'effacement si elles sont décidées maintenant, mais bien trop court pour des cycles combinés au gaz.

Figure 5.9 Puissance installée par filière – scénario *Ohm*

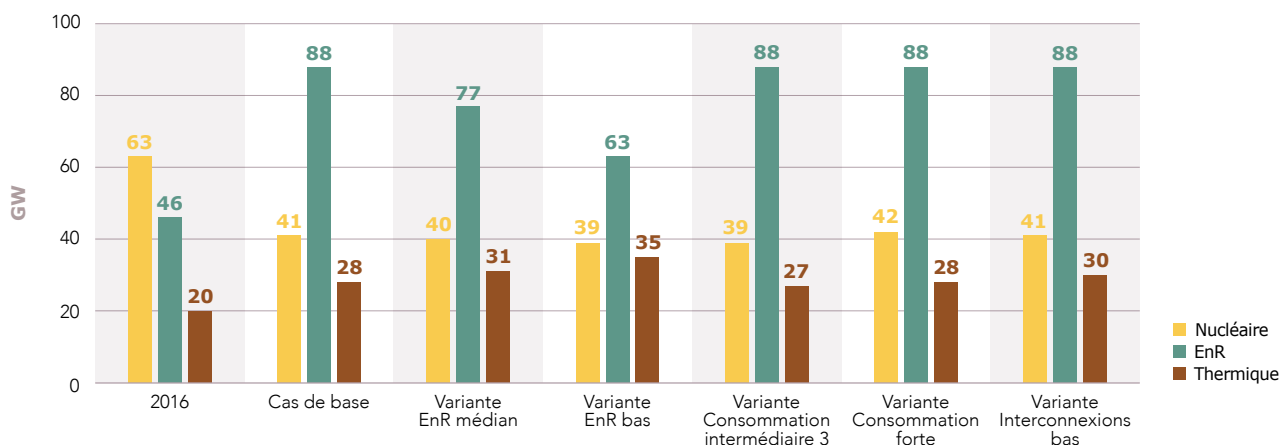
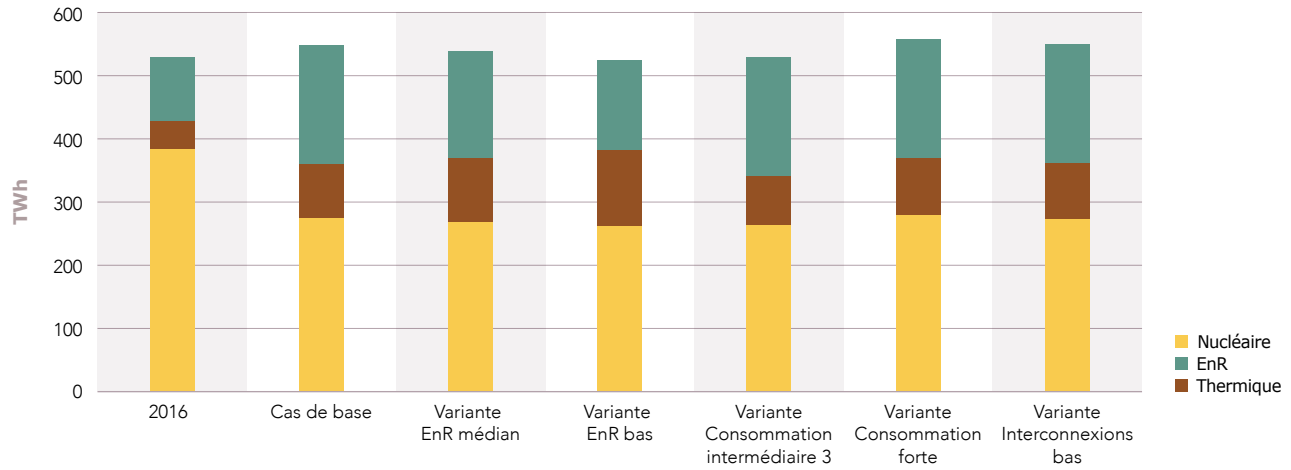


Figure 5.10 Production annuelle – scénario Ohm



5.5 L'atteinte de l'objectif des 50 % est incompatible avec celui de maintenir les émissions de CO₂ du secteur électrique à leur niveau actuel

5.5.1 Les émissions augmentent dans toutes les variantes testées

Le scénario *Ohm* conduit à solliciter davantage les moyens thermiques existants (cycles combinés au gaz et centrales au charbon) et à en construire de nouveaux.

Dans les différentes configurations testées, les émissions de CO₂ augmentent de manière importante. **Dans le cas de base, les émissions atteignent 42 millions de tonnes de CO₂, soit presque le double des émissions actuelles. Selon les variantes envisagées, le volume d'émissions se situe entre 38 et 55 millions de tonnes de CO₂.**

Une partie non négligeable de ces émissions provient des centrales au charbon. Néanmoins, même dans un scénario extrême où ces dernières seraient fermées et remplacées par des centrales au gaz, le volume d'émissions de CO₂ évoluerait à la hausse par rapport à aujourd'hui.

5.5.2 Un développement soutenu des effacements ne modifie pas le résultat sur les émissions

La couverture du besoin capacitaire par des effacements nécessite d'atteindre le volume d'effacements haut défini dans la PPE (6 GW). En complément, 1 GW de turbines à combustion sont nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement.

Figure 5.11 Émissions de CO₂ du parc électrique français – scénario *Ohm*

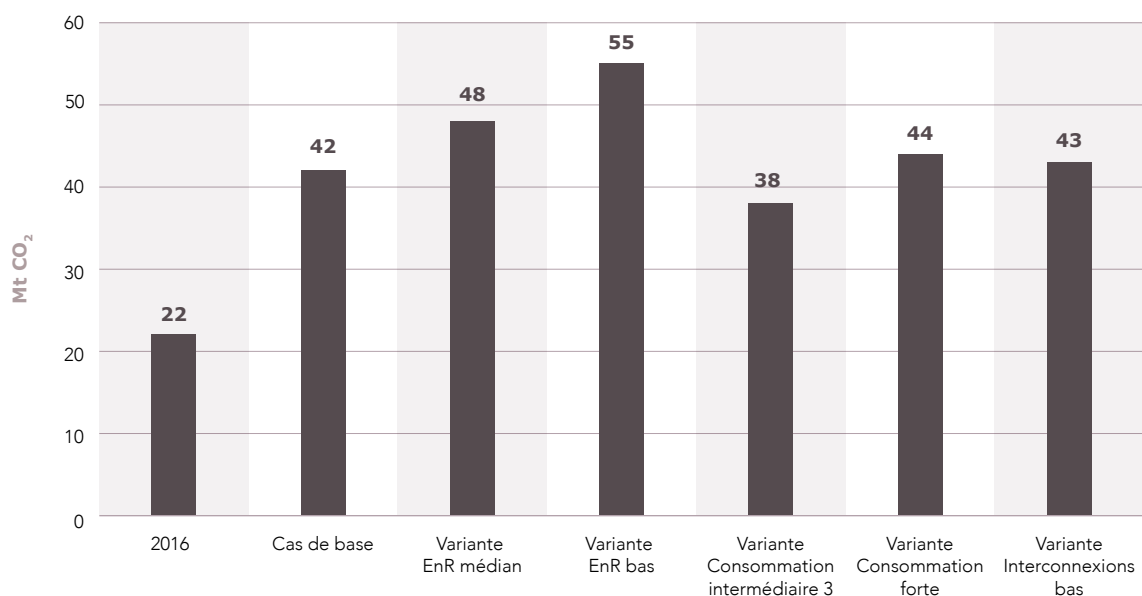
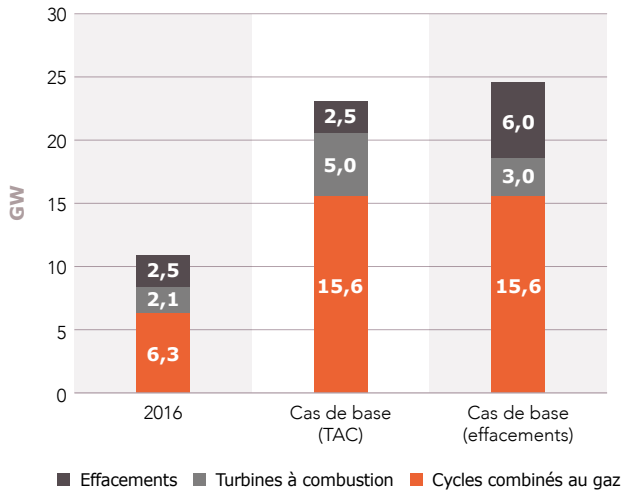


Figure 5.12 Parc installé pour les différentes configurations du cas de base (TAC/effacements)

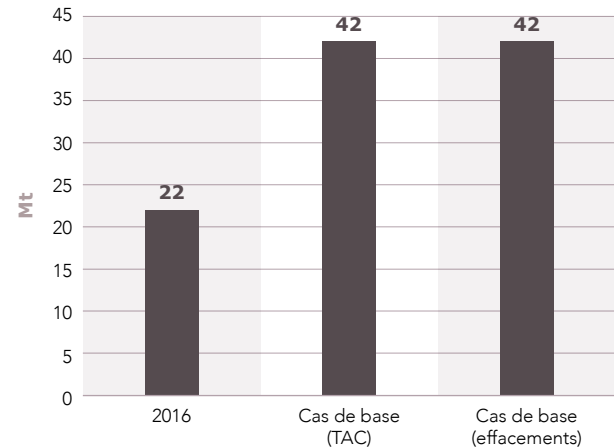


Dans une hypothèse de stabilité des effacements, 3 GW de turbines à combustion supplémentaires sont nécessaires.

Cette différence de volume entre effacements et turbines à combustion résulte des contraintes de stock et de disponibilité spécifiques aux effacements ; à volume équivalent, leur contribution à la couverture de la défaillance est moins importante que celle des turbines à combustion.

Le bilan CO₂ du scénario a été réalisé dans les deux cas de figure. **Le choix entre turbines à combustion ou effacements pour couvrir les**

Figure 5.13 Émissions de CO₂ pour les différentes configurations du cas de base (TAC/effacements)



besoins capacitaires n'influe pas sur les émissions de CO₂.

La réduction de la part du nucléaire à 50% du mix en 2025 et la stabilité des émissions semblent ainsi constituer deux objectifs inconciliables.

La question du rythme de déclassement du nucléaire permettant d'atteindre le plus rapidement l'objectif des 50% tout en maintenant les émissions au niveau actuel est abordée dans le scénario *Hertz* (chapitre 7).

2025-2035 : DES SCÉNARIOS CONTRASTÉS POUR ACCOMPAGNER LES DÉCISIONS QUI CONSTRUISENT LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE DE DEMAIN

Les analyses sur l'horizon 2022-2025 renforcent l'importance de scénarios contrastés à l'horizon 2035

Les analyses présentées aux chapitres 4 et 5 ont mis en évidence plusieurs possibilités d'évolution du système électrique français dans le but de tendre vers une plus grande diversification du mix de production.

Ces analyses répondent à deux logiques différentes et complémentaires :

- ▶ des analyses à l'horizon 2022 permettant d'identifier – du point de vue de la sécurité d'approvisionnement – les impacts associés aux mesures de fermeture des centrales thermiques au charbon et des premiers réacteurs nucléaires arrivant à l'échéance de leur 4^e visite décennale. Les effets de l'une ou l'autre de ces mesures sur la sécurité d'approvisionnement ont été analysés, ainsi que leurs conséquences si elles étaient réalisées conjointement. Il ressort de l'analyse que ces deux actions ne peuvent être menées simultanément et de manière complète tout en respectant le critère de sécurité d'approvisionnement en France ;
- ▶ RTE a réalisé l'exercice consistant à décrire l'éventail des solutions devant être mises en œuvre pour respecter le cadre législatif défini par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte et réduire la part d'électricité d'origine nucléaire dans la production d'électricité en France pour atteindre 50% en 2025.

Cette analyse technique complète les premiers éléments dressés par la Cour des comptes et la Programmation pluriannuelle de l'énergie. De manière cohérente avec les analyses menées sur l'horizon 2022, cet exercice met en évidence l'incompatibilité technique entre la réalisation de l'objectif défini par le cadre législatif et la fermeture des centrales au charbon à l'horizon défini par le Plan climat. L'analyse présente également les enjeux associés aux dynamiques de développement des autres filières renouvelables et thermiques et met en perspective ces rythmes d'évolution avec celui retenu par l'Allemagne dans le cadre de son plan de sortie du nucléaire.

Ces travaux mettent en évidence la difficulté associée à une focalisation sur l'atteinte de l'objectif des 50% de production de nucléaire en 2025 dans l'examen de scénarios d'évolution du mix électrique français.

Ce point semble aujourd'hui largement admis par les parties prenantes du secteur électrique (producteurs, fournisseurs, associations, *think tanks*) :

- ▶ les études réalisées sur l'évolution du système électrique portent pour la plupart sur un horizon d'étude de plus long terme (généralement 2030 ou 2050) et ne présentent pas de points de passage spécifiques en 2025. L'objectif fixé par la loi est donc élué dans ces études ;
- ▶ lors de la consultation publique réalisée par RTE pour préparer le Bilan prévisionnel, la grande

majorité des participants a souhaité que les scénarios correspondent à des visions contrastées sur la diversification possible du mix électrique à l'horizon 2035 sans que le « point de passage » en 2025 ne soit considéré comme un prérequis. Dans cette approche, la date de l'atteinte de l'objectif des 50% n'est pas considérée comme une « hypothèse d'entrée » mais comme un résultat de l'analyse. En fonction des configurations et des scénarios, cette date peut donc varier.

En application de ses missions définies par l'article L. 141-8 du Code de l'énergie et le décret du 20 septembre 2006 relatif à l'élaboration du bilan prévisionnel, RTE a ainsi construit quatre scénarios prospectifs sur l'évolution du mix électrique français à l'horizon 2035.

Cet horizon représente un bon compromis pour étudier la dynamique de transformation du système électrique sur le temps long, tout en évitant une vision purement prospective. En effet, contrairement aux horizons 2022-2025, qui représentent des constantes de temps courtes pour le système électrique (le système de 2025 est largement le fruit des décisions du passé), le système de 2035 sera le reflet des décisions qui sont à prendre aujourd'hui.

Une analyse sur les 15 ans comprenant des points de passage en 2025 et 2030 permet également de préciser les jalons structurants et de proposer des trajectoires crédibles.

Quatre scénarios de transition énergétique marqués par un développement important des énergies renouvelables en France et une diversification du mix

► Dans le scénario *Ampère* (chapitre 6), l'arrêt de l'exploitation des centrales nucléaires s'effectue après 40 ans de fonctionnement si le développement des énergies renouvelables est suffisant pour permettre un même niveau de production d'électricité sur l'année. Ce scénario découle de l'analyse présentée sur le respect des objectifs de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, qui met en évidence la pertinence d'une substitution du nucléaire par des énergies renouvelables. Ce scénario permet ainsi d'identifier à quelle date l'objectif

des 50% de nucléaire dans la production d'électricité pourrait être atteint dans un contexte de fort développement des énergies renouvelables. Il s'agit d'un scénario sans construction de nouveaux moyens thermiques en France.

► Dans le scénario *Hertz* (chapitre 7), l'arrêt de l'exploitation des centrales nucléaires s'effectue également à l'atteinte de la quatrième visite décennale si le développement des énergies renouvelables est suffisant pour permettre un même niveau de production d'électricité sur l'année ou si de nouveaux moyens thermiques peuvent prendre le relais. L'ajout de nouveaux moyens thermiques ne doit pas conduire à dégrader le niveau des émissions de CO₂ du parc électrique français par rapport à la situation actuelle. Un plafond d'émissions est donc intégré dans la modélisation. Ce scénario permet d'étudier la place de la filière thermique dans la transition du système électrique, et notamment d'identifier – par rapport au scénario *Ampère* – s'il est possible d'atteindre plus rapidement l'objectif des 50% de nucléaire dans la production d'électricité sur la base d'un mix dont la diversification inclut un renforcement de la place des moyens thermiques.

► Dans le scénario *Volt* (chapitre 8), le développement des énergies renouvelables en France et en Europe s'accélère et la part du nucléaire évolue en fonction des opportunités économiques sur le marché européen.

► Dans le scénario *Watt* (chapitre 9), le déclassement du nucléaire correspond à un déclassement automatique et technique à 40 ans – qui correspond à l'hypothèse initiale de fonctionnement prévue au moment de la conception de certains matériels et équipements des réacteurs. La prolongation de leur fonctionnement au-delà de cette période nécessite une actualisation de ces études de conception en prenant en compte le retour d'expérience d'exploitation. A cet égard, un avis générique de l'Autorité de sûreté nucléaire est prévu dans ce cadre. En cohérence avec les analyses présentées sur le respect de l'objectif des 50% en 2025, ce scénario est réalisé en s'appuyant sur un fort développement des énergies renouvelables.

Des scénarios qui seront pris comme référence dans la réflexion sur l'évolution du réseau et la programmation des investissements

En complément et conformément à la logique retenue dans les autres pays européens et dans les exercices prévus par le 3^e paquet «énergie», ces scénarios seront utilisés par RTE dans le cadre de la définition des hypothèses pour étudier les besoins d'évolution du réseau de transport d'électricité pour les dix prochaines années dans le cadre de l'élaboration du schéma décennal de développement du réseau. La préparation des investissements structurants pour le réseau, qui devra accompagner la transition énergétique en étant compatible avec son rythme effectif de mise en œuvre, renforce le besoin de scénarios encadrants balayant l'éventail des options ouvertes ; à moins que l'éventail des scénarios possibles pour l'avenir

du système électrique ne se réduise, par exemple, dans le cadre des travaux sur la Programmation pluriannuelle de l'énergie.

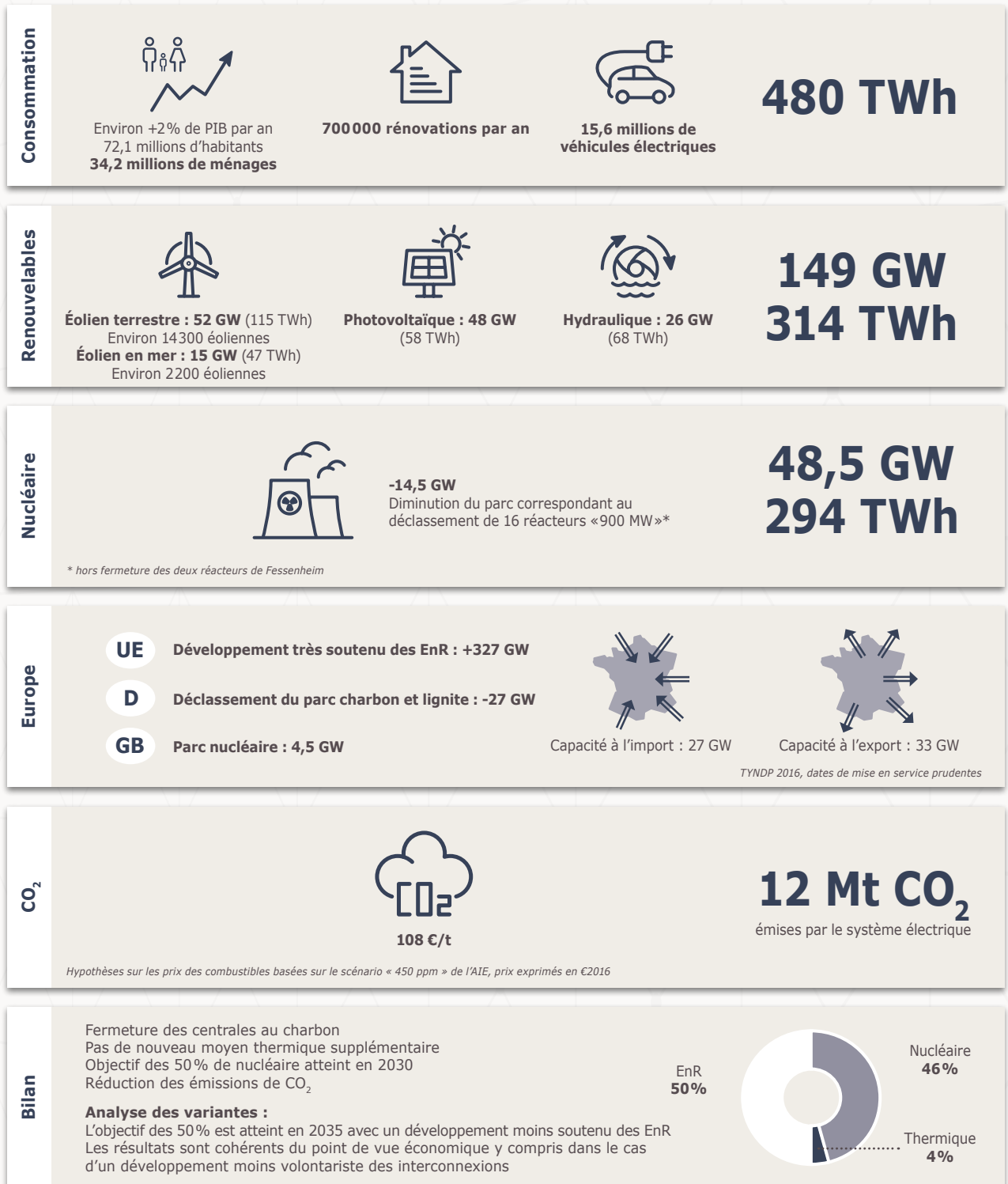
Des analyses qui permettent de définir des solutions communes à tous les scénarios et de donner des éléments de comparaison

En complément de l'analyse «scénario par scénario», une analyse croisée des différents scénarios est donc effectuée pour mettre en évidence les solutions communes aux différents scénarios et réaliser une comparaison des résultats obtenus du point de vue économique, environnemental (au sein de l'empreinte carbone) et du point de vue de la sécurité d'approvisionnement. Cette analyse croisée est présentée aux chapitres 10 (exclusivement consacré à l'autoconsommation) et 11.

SCÉNARIO AMPÈRE

Une réduction de la production nucléaire au rythme du développement effectif des énergies renouvelables

Principaux résultats et hypothèses à l'horizon 2035



Principe

La réduction de la place du nucléaire dans la production d'électricité doit s'effectuer **sans nouveau moyen thermique en France**. Les décisions de fermeture des réacteurs nucléaires ne peuvent être prises que lorsque la production correspondant au développement des énergies renouvelables permet, en moyenne, de produire autant que les réacteurs concernés.

Cette transition peut être accompagnée par le développement de flexibilités (stockage, effacements de consommation, pilotage de la recharge des véhicules électriques, etc.).

Résultats

Le scénario permet une **diversification du mix forte et rapide. À l'horizon 2030, la cible des 50% de production peut être atteinte pour le nucléaire**, tout comme l'objectif des 40% de production pour les énergies renouvelables. En dix ans, 18 réacteurs nucléaires peuvent être fermés, tandis que la production d'origine renouvelable doit plus que tripler par rapport à aujourd'hui.

Le scénario peut être testé en prévoyant un développement toujours important mais moins rapide des énergies renouvelables (244 TWh de production en fin de période). **L'atteinte de l'objectif des 50% est alors différée de cinq ans**, et la réduction de la part du nucléaire serait étalée sur 15 années plutôt que 10.

Il est techniquement possible de ne pas installer de nouvelle centrale thermique. Néanmoins, les variantes testées confirment que cela nécessite d'accroître la capacité d'interconnexion, de développer le potentiel d'effacements ou de modérer la consommation électrique. Si plusieurs de ces conditions ne sont pas remplies, le développement des flexibilités doit être poussé plus loin et/ou le rythme de déclassement du nucléaire doit être adapté.

Le scénario nécessite un développement effectif de la flexibilité du système électrique. Celle-ci peut reposer sur les effacements, le pilotage de la recharge des véhicules électriques, une flexibilité accrue du parc nucléaire, ou le stockage par batteries. Ces options seront en concurrence pour fournir au système ses besoins de flexibilité.

Au cours de la période, **la nature des risques sur la sécurité d'approvisionnement évolue.** D'une part, le système électrique devient plus sensible aux épisodes de vent faible durant les périodes de froid ; d'autre part, les périodes de tension sur le système deviennent plus fréquentes mais sont de moindre ampleur par rapport à la situation actuelle.

Le scénario nécessite des investissements importants sur toutes les composantes du système : la consommation (efficacité énergétique et électrification poussée, notamment dans le secteur des transports), le parc de production (développement des énergies renouvelables et prolongation d'une partie du parc nucléaire), et le réseau. Les analyses économiques **mettent en évidence la cohérence de tels investissements dans un contexte de prix important du CO₂.**

Le scénario permet au système électrique de contribuer à l'objectif de réduction des émissions de CO₂. Celles du parc électrique français sont divisées par deux par rapport aux émissions actuelles et s'établissent à 12 millions de tonnes en fin de période, tandis que l'analyse européenne montre que le parc électrique français permet d'éviter la production de 42 millions de tonnes à l'échelle de l'Europe.

Au cours de la période considérée, **le système électrique français est de plus en plus exportateur**, sous l'effet d'un accroissement de la production d'origine renouvelable et contribue donc positivement à la balance commerciale. À l'horizon 2035, les évolutions des mix de production en France et en Europe renforcent les besoins de mutualisation entre pays sur le plan technique (pour gérer l'intermittence) et sur le plan économique (pour utiliser au mieux et au bénéfice de la collectivité le potentiel de production du parc électrique).

6. SCÉNARIO AMPÈRE :

UNE RÉDUCTION DE LA PRODUCTION DU NUCLÉAIRE AU RYTHME DU DÉVELOPPEMENT EFFECTIF DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

6.1 Un scénario où la réduction de la place du nucléaire s'effectue au rythme de la progression des énergies renouvelables

6.1.1 L'objet d'étude : tester la coordination des rythmes de déploiement des énergies renouvelables et de réduction de la part du nucléaire

Consacré au point de passage 2025, le scénario *Ohm* présenté au chapitre 5 a permis d'illustrer les difficultés liées à l'atteinte de l'objectif de diversification du mix sur une échéance rapprochée au sens des temporalités du système électrique. Ces difficultés découlent de l'apparente déconnexion entre le calendrier théorique de déclassement du nucléaire pour atteindre 50% en 2025 d'une part, et celui de déploiement des énergies renouvelables pour atteindre 40% de la production d'électricité en 2030 d'autre part.

Pour la préparation du Bilan prévisionnel 2017, l'étude d'un mix électrique basée sur une corrélation de ces calendriers et tenant compte des autres objectifs de politique énergétique (arrêt des centrales au charbon à l'horizon 2022, contribution à la réduction des émissions de CO₂, maintien de la sécurité d'approvisionnement) s'est donc imposée comme une évidence. Un tel scénario doit permettre d'atteindre l'objectif des 50% pour la part du nucléaire dans la production d'électricité.

Plusieurs questions sont instruites dans ce cadre :

- ▶ Quel rythme de non-prolongation des réacteurs permet d'assurer cette substitution dans le cadre d'un développement soutenu des EnR ?
- ▶ À quel horizon le seuil de 50% du parc nucléaire dans le mix énergétique est-il atteint ?
- ▶ Est-il possible de réaliser une telle substitution sans recourir à la construction de nouveaux moyens thermiques ?
- ▶ Le développement des EnR est-il conditionné à un subventionnement public ou peut-il reposer entièrement sur les rémunérations offertes sur les marchés de l'électricité ?
- ▶ Quel serait le rythme de fermeture des réacteurs si la croissance des EnR est inférieure à la trajectoire haute (basée sur le prolongement du rythme nécessaire pour atteindre les objectifs hauts de la Programmation pluriannuelle de l'énergie) ?
- ▶ Comment le risque sur la sécurité d'approvisionnement évolue-t-il sur la période ?
- ▶ Quel est l'impact d'un tel scénario sur les émissions de CO₂ de la France par rapport à la situation actuelle ? Est-il compatible avec les objectifs en matière de réduction des émissions ?
- ▶ Quelle est la dépendance de la France aux imports d'électricité ? La construction de nouvelles interconnexions est-elle un impératif pour

« passer les pointes » ou pour soutenir un niveau d'exports important ? Est-il économiquement pertinent de développer massivement les interconnexions dans un tel scénario ?

- ▶ Ce scénario conduit-il à des investissements très importants, et si oui dans quelle composante du mix ?
- ▶ Quel est l'effet du scénario sur la balance commerciale « électricité » de la France ?

6.1.2 Le principe structurant : une substitution « en énergie » entre nucléaire et énergies renouvelables

Des trajectoires nucléaire et EnR corrélées

Le scénario *Ampère* repose sur une substitution « en énergie » du nucléaire par des énergies renouvelables dans un cadre de développement soutenu de la filière EnR à partir de 2020.

Ainsi, un réacteur nucléaire ne peut être fermé en année N que si la capacité installée en énergies renouvelables durant l'année N-1 permet de produire, en moyenne, autant d'électricité en un an que ce même réacteur. La trajectoire qui en résulte pour le nucléaire est donc pilotée, mais elle constitue un résultat des actions mises en œuvre pour favoriser le déploiement des énergies renouvelables : selon les cas, cette trajectoire peut être plus ou moins rapide.

De manière à renforcer le sens industriel de la trajectoire ainsi élaborée, le scénario part du principe que la décision de prolonger ou de mettre fin à l'exploitation d'un réacteur nucléaire intervient uniquement à l'échéance d'une visite décennale, et que chaque réacteur prolongé l'est pour une durée de dix années. Chaque année, parmi les réacteurs atteignant leur réexamen décennal, certaines peuvent alors être déclassées (si elles ont été compensées par le déploiement d'énergies renouvelables l'année précédente) tandis que d'autres sont prolongées. Lorsque le niveau des 50 % est atteint, les réacteurs atteignant leur visite décennale sont considérés comme prolongés.

La règle de substitution en énergie ne prétend pas constituer un principe réglementaire, qui

conduirait à conditionner de manière mécanique la fermeture de réacteurs spécifiques à « l'enregistrement » d'un volume suffisant de production renouvelable. Il s'agit uniquement de vérifier les propriétés d'une trajectoire de déclassement du nucléaire qui serait pensée par rapport au déploiement des énergies renouvelables, et de fournir les éléments permettant d'analyser ses conséquences sur les plans technique et économique. Le pilotage effectif d'une réduction de la part du nucléaire qui en résulterait renvoie à une discussion de nature différente, qui n'entre pas dans le champ du Bilan prévisionnel.

Une absence de nouveaux moyens thermiques

Dans le scénario *Ampère*, la règle de substitution s'entend de manière stricte : **il s'agit de vérifier si une production électrique d'origine nucléaire peut être remplacée par un même volume de production d'origine renouvelable, sans construction de moyens thermiques supplémentaires.** Ainsi, ceci revient à vérifier dans quelles conditions l'objectif de diversification du mix électrique peut être poursuivi sans se traduire par un accroissement du parc de production d'électricité d'origine fossile.

S'agissant des centrales thermiques existantes, les hypothèses suivantes sont considérées :

- ▶ le parc existant de cycles combinés au gaz et de turbines à combustion est prolongé jusqu'à leur date de fin de vie technique ;
- ▶ la fermeture des centrales au charbon intervient d'ici à 2022.

La recherche d'une cohérence macroéconomique globale

Le scénario *Ampère* est assis sur la trajectoire EnR « rythme PPE haut », qui prolonge de manière linéaire les objectifs de la Programmation pluri-annuelle de l'énergie au-delà de 2023. Le cadrage proposé pour ce scénario consiste à l'associer :

- ▶ à la trajectoire de consommation « haute », qui s'appuie sur une croissance du PIB de 1,9 % par an en moyenne (avec des efforts d'efficacité énergétique soutenus, compensés par des transferts d'usage importants) ;
- ▶ à la trajectoire de développement des interconnexions la plus élevée ;

- au scénario de prix des combustibles et du CO₂ permettant l'effort de décarbonation le plus important (trajectoire «450 ppm» de l'Agence internationale de l'énergie).

Le cadrage initial du scénario *Ampère* est ainsi associé à une économie en croissance, permettant de dégager des capacités d'investissements importantes pour la transition énergétique dans un régime climatique favorisant les énergies décarbonées. La cohérence de ces hypothèses est analysée *a posteriori* sur la base des résultats obtenus (cf. § 6.4).

6.1.3 Les analyses de sensibilité : de nombreuses variantes pour tester la robustesse du scénario

Les analyses du Bilan prévisionnel permettent de faire varier de nombreux paramètres afin de comprendre la sensibilité des résultats à chacun des éléments de l'environnement. Pour le scénario *Ampère*, huit variantes ont été testées sur les trois coupes temporelles 2025, 2030, et 2035.

Sensibilité au développement effectif des énergies renouvelables

Deux variantes portent sur l'ampleur du déploiement des énergies renouvelables.

La première consiste à tester un rythme de développement moins important en France («rythme PPE»). Cette simulation présente un fort intérêt dans ce scénario, car elle permet de tester la logique de substitution sur une autre trajectoire de déploiement des EnR.

La seconde consiste à analyser, au-delà de la trajectoire pilotée «rythme PPE haut», la possibilité d'un développement supplémentaire des EnR pour des raisons économiques.

Sensibilité à la consommation

La variante testée porte sur une consommation plus importante (variante «consommation forte»). Celle-ci, décrite au chapitre 1, prévoit une consommation revenue en 2025 à son niveau actuel. La simulation vise spécifiquement à tester la robustesse des conclusions en matière de sécurité d'approvisionnement.

Sensibilité au développement des interconnexions

Le cas de base est assis sur une trajectoire d'interconnexion haute compte tenu du caractère exportateur du mix de production simulé.

De manière à vérifier si l'atteinte de ce niveau élevé constitue une condition nécessaire au respect de la sécurité d'approvisionnement ou à la cohérence économique du scénario, la trajectoire médiane a été testée pour le développement des interconnexions transfrontalières.

Sensibilité au prix des combustibles et du CO₂

Dans le scénario *Ampère*, le mix installé en France présente des caractéristiques particulières en matière d'émissions de CO₂ et de structure de coût : il est très peu émetteur (les filières les plus représentées étant le nucléaire, l'éolien, le photovoltaïque et l'hydraulique) et constitué de moyens à coûts marginaux faibles ou nuls. Ces caractéristiques engendrent une compétitivité d'autant plus forte que les prix des combustibles fossiles (charbon, gaz, fioul) et du CO₂ sont élevés, ce qui est le cas dans le cas de base (trajectoire «450 ppm» basée sur un prix du CO₂ à 108 €/t en fin de période).

Afin d'évaluer la sensibilité des résultats à cette hypothèse, le scénario *Ampère* comporte une variante construite autour d'un prix du CO₂ plus faible (trajectoire «Current Policies»).

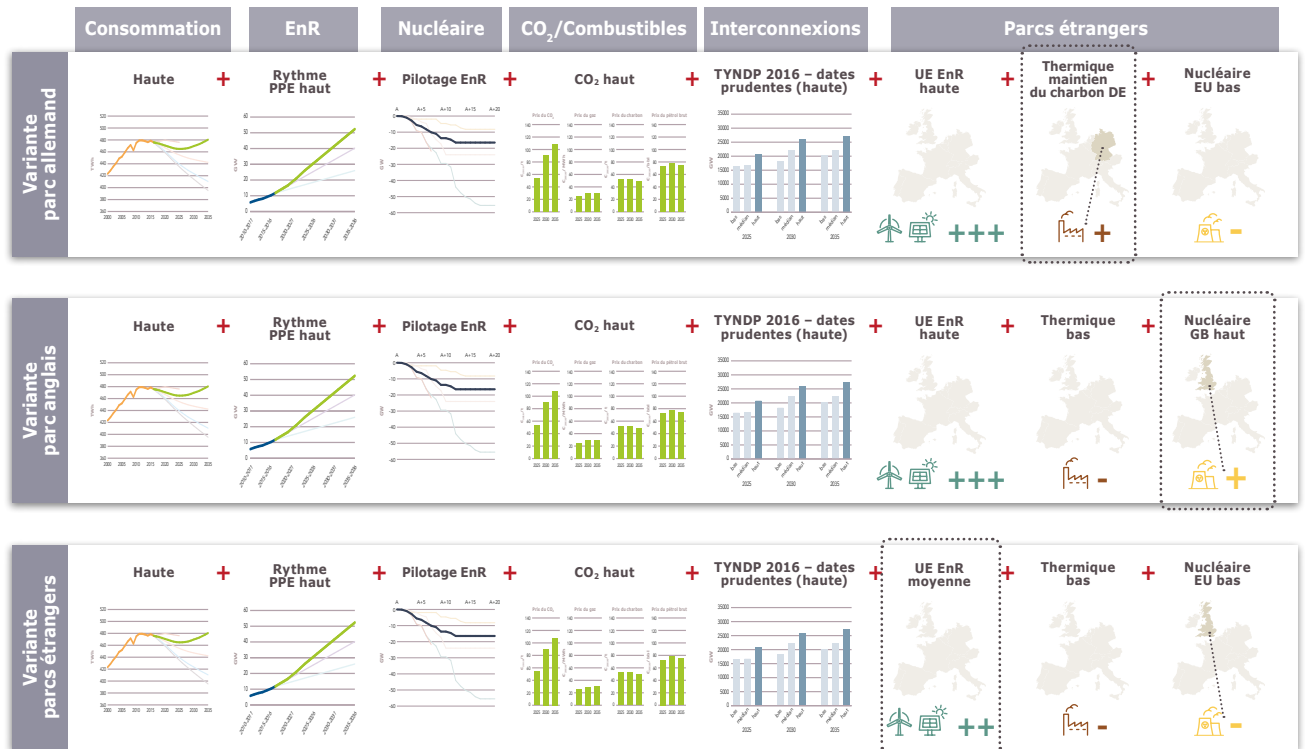
Sensibilité aux choix de politique énergétique des pays voisins de la France

Enfin, des variantes sont simulées pour tester différentes configurations dans les pays voisins de la France. Toutes visent à explorer des configurations où les débouchés commerciaux pour des exports originaires de France seraient réduits.

À ce titre, les variantes d'un déclassement plus faible du lignite et du charbon en Allemagne et d'un développement plus fort du nucléaire au Royaume-Uni ont été testées.

Tableau 6.1 Cas de base et variantes du scénario Ampère étudiés dans le Bilan prévisionnel

	Consommation	EnR	Nucléaire	CO ₂ /Combustibles	Interconnexions	Parcs étrangers
Scénario Ampère	Haute + 	Rythme PPE haut + 	Pilotage EnR + 	CO ₂ haut + 	TYNDP 2016 – dates prudentes (haute) + 	UE EnR haute + Thermique bas + Nucléaire EU bas
Variante EnR («Ampère 2»)	Haute + 	Rythme PPE + 	Pilotage EnR + 	CO ₂ haut + 	TYNDP 2016 – dates prudentes (haute) + 	UE EnR haute + Thermique bas + Nucléaire EU bas
Variante EnR	Haute + 	Rythme PPE haut + espace économique + 	Pilotage EnR + 	CO ₂ haut + 	TYNDP 2016 – dates prudentes (haute) + 	UE EnR haute + Thermique bas + Nucléaire EU bas
Variante interconnexions	Haute + 	Rythme PPE haut + 	Pilotage EnR + 	CO ₂ haut + 	SDDR 2016 – dates prudentes (médiane) + 	UE EnR haute + Thermique bas + Nucléaire EU bas
Variante consommation forte	Variante conso forte + 	Rythme PPE haut + 	Pilotage EnR + 	CO ₂ haut + 	TYNDP 2016 – dates prudentes (haute) + 	UE EnR haute + Thermique bas + Nucléaire EU bas
Variante comparaison	Haute + 	Rythme PPE haut + 	Pilotage EnR + 	CO ₂ médian + 	SDDR 2016 – dates prudentes (médiane) + 	UE EnR haute + Thermique bas + Nucléaire EU bas



6.2 Les bilans énergétiques : une diversification qui repose sur une baisse progressive du nucléaire au profit des énergies renouvelables

Dans le scénario *Ampère*, sous l'effet d'une croissance très soutenue des énergies renouvelables et d'une réduction graduelle de la part du nucléaire dans la production d'électricité, le mix français renforce ses caractéristiques actuelles : le parc est très décarboné et à très faibles coûts variables et voit son statut exportateur maintenu voire renforcé.

La logique du scénario implique un début de substitution de la filière nucléaire par la filière renouvelable à partir de 2021 ; la substitution s'achève lorsque l'objectif de 50 % est atteint. En 2030, le parc nucléaire se stabilise et les énergies renouvelables continuent leur progression. Le parc de production français augmente donc significativement sa production à faibles coûts variables, les exports augmentent en cohérence. Le mix électrique repose sur peu de moyens thermiques et doit intégrer des flexibilités pour assurer la sécurité d'approvisionnement.

Figure 6.1 Évolution du parc de production – scénario Ampère

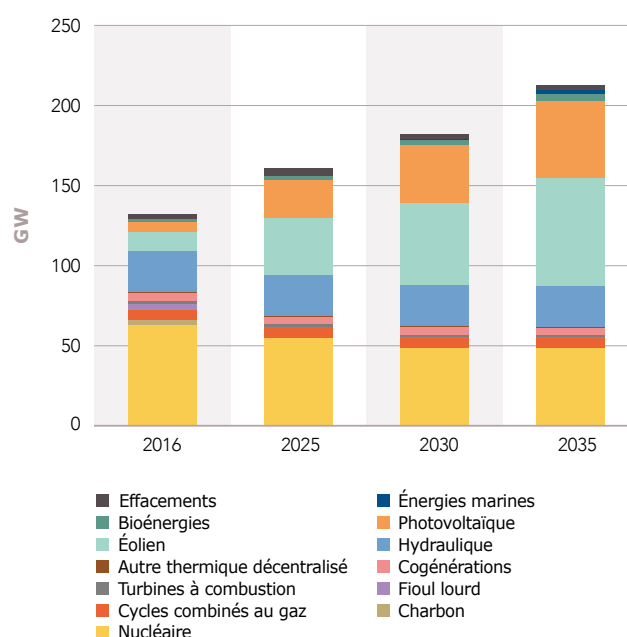
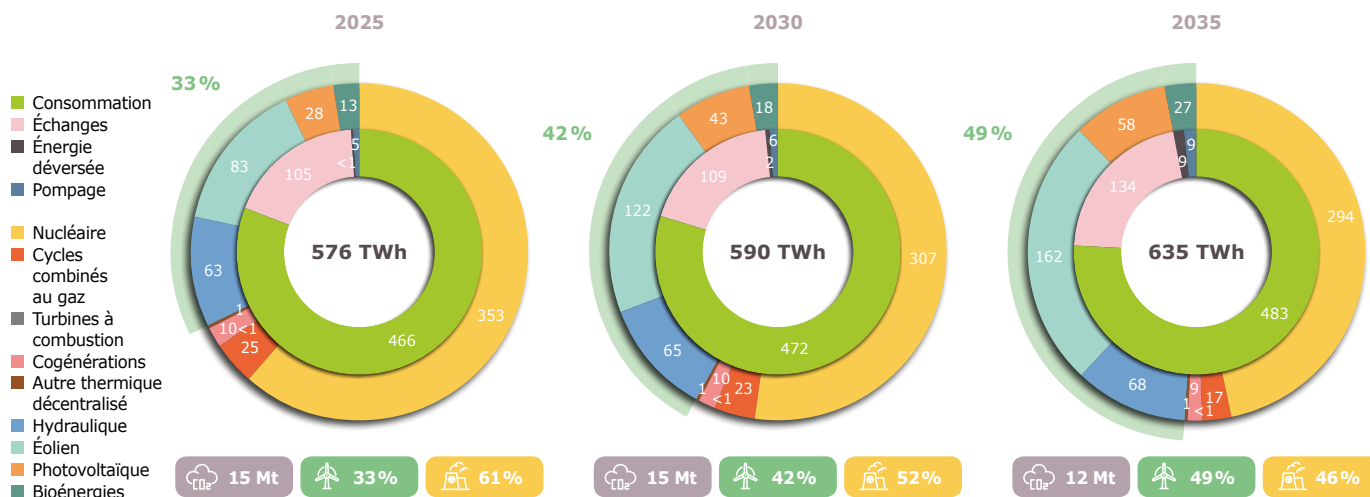


Figure 6.2 Bilans énergétiques – scénario Ampère



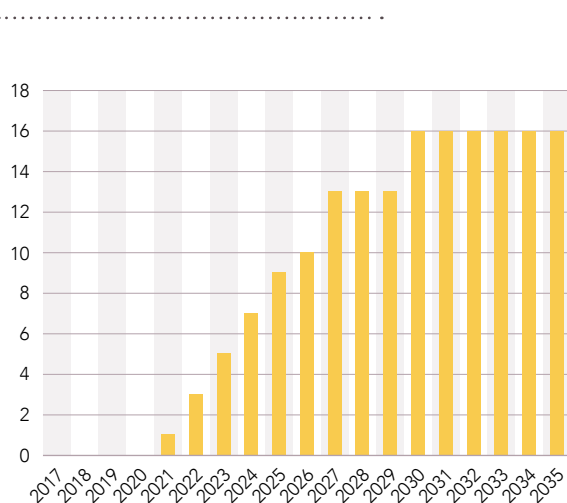
6.2.1 Les énergies renouvelables se développent pour atteindre 40% de la production d'électricité française d'ici à 2030

Sur la base du pilotage public et d'une configuration de marché favorable (prix du CO₂ et des combustibles élevés), le scénario *Ampère* table sur un déploiement massif des énergies renouvelables, selon la trajectoire haute présentée au chapitre 2.

Les parcs éolien terrestre et photovoltaïque atteignent respectivement 52 GW et 46 GW en 2035, soit respectivement quatre et sept fois les niveaux actuels. La filière éolienne en mer se développe significativement pour atteindre 15 GW en 2035. Le parc hydraulique qui maintient sa capacité de production, les bioénergies (4 GW), et les énergies marines (3 GW) complètent le mix énergétique renouvelable.

Les énergies renouvelables (hors hydraulique) permettent de produire environ 120 TWh en 2025, 180 TWh en 2030, et presque 250 TWh en 2035. L'incrément de production d'origine renouvelable se porte à 11 TWh par an en rythme de croisière. Dès 2023, la production hydraulique est supplantée par l'éolien comme principale source renouvelable de production d'électricité.

Figure 6.3 Nombre total de réacteurs déclassés par rapport à la situation actuelle (hors Fessenheim) – scénario *Ampère*



Ces rythmes de développement feraient de la France le second pays européen pour le parc éolien, le troisième pour le photovoltaïque. La filière renouvelable représente alors 42% du mix énergétique dès 2030, puis atteint 49% en fin de l'horizon d'étude. L'objectif qui figure dans la loi de transition énergétique est ainsi atteint.

Ces niveaux correspondent aux trajectoires pilotées intégrées en entrée du modèle. L'analyse économique montre que ces niveaux sont cohérents d'un point de vue économique et qu'un développement au-delà de ces valeurs serait même possible dans certaines circonstances. La possibilité d'un développement hors pilotage de certaines filières pourrait ainsi conduire à des répartitions de la production entre filières renouvelables différentes de celles présentées dans ce paragraphe. Néanmoins, les ordres de grandeur pour la totalité des énergies renouvelables ne s'en trouveraient pas substantiellement modifiés.

6.2.2 Une trajectoire de déclassement du nucléaire qui permet d'atteindre 50% à l'horizon 2030 selon un rythme moyen de deux réacteurs déclassés par année

Dans le scénario *Ampère*, la trajectoire de déclassement du nucléaire est un résultat de l'analyse : elle dépend du rythme de croissance des énergies renouvelables tout en maintenant la sécurité d'approvisionnement.

Avec un rythme de déploiement des énergies renouvelables de type «PPE haut», la capacité nucléaire installée passe à 54,9 GW fin 2025, puis se stabilise à 48,5 GW fin 2030 (cf. figure 6.5). Une partie importante du parc 900 MW a alors été fermée (16 réacteurs sur 32, plus les deux réacteurs de Fessenheim arrêtés à la mise en service de l'EPR). Le reste des centrales a été prolongé au-delà de 40 ans.

L'ajustement du parc nucléaire prend alors dix ans (entre 2021 et 2030), avec un rythme moyen de déclassement de deux réacteurs par an.

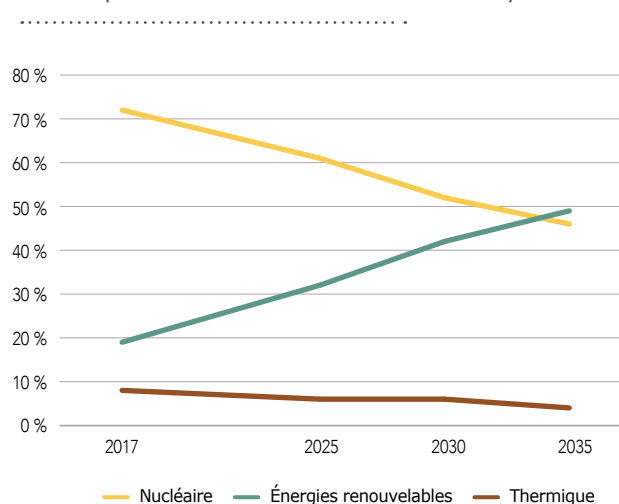
Certaines variations interviennent dans la trajectoire du fait de l'absence de visites décennales programmées certaines années (2028 et 2029) : il n'y a alors aucun déclassement prévu.

Le premier réacteur devant passer son quatrième réexamen décennal (Tricastin 1 en février 2020) est prolongé en application du principe de construction du scénario *Ampère* (un déclassement ne peut intervenir que lorsqu'une quantité suffisante d'énergie renouvelable a été déployée). Le déclassement commence en 2021 (un réacteur à choisir parmi les trois atteignant l'horizon de leur quatrième réexamen) et se poursuit en 2022 (deux réacteurs). Par rapport à l'analyse présentée au chapitre 4, il apparaît ainsi que la mobilisation des flexibilités et l'accroissement des capacités d'import doit se poursuivre au-delà de l'hiver 2021-2022 de manière à garantir la faisabilité du scénario.

Au-delà de 2030, la capacité nucléaire installée n'évolue plus. La contraction de la part du nucléaire dans le mix électrique se poursuit néanmoins sous l'effet de la poursuite de la croissance de la production EnR. En fin de période, la France produit davantage d'électricité à base d'énergies renouvelables que de nucléaire (cf. figure 6.4).

La poursuite de l'installation de production à bas coût, compétitive sur les marchés de l'électricité, pose la question des débouchés du nucléaire à terme. Sur l'horizon d'étude, le point 2035 permet d'illustrer le rôle des interconnexions, ainsi que l'apparition de situations où il n'existe pas de débouchés physiques à toute la production.

Figure 6.4 Évolution de la part des différentes filières dans la production d'électricité – scénario *Ampère*

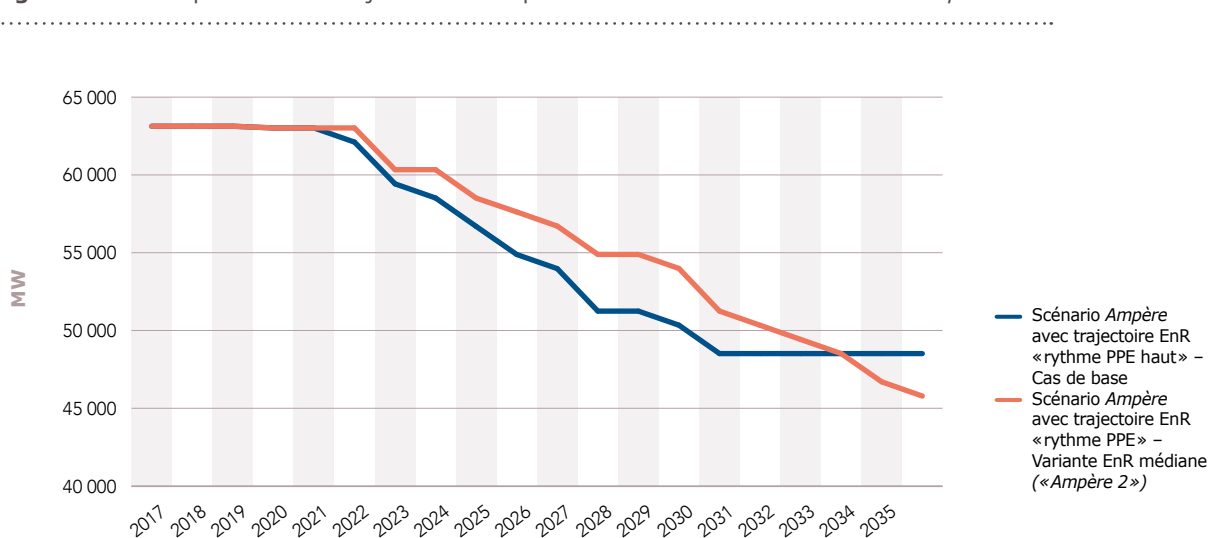


Réduites en volume, ces situations sont étudiées plus en détail au paragraphe 6.7.

6.2.3 Une analyse qui dépend du rythme de déploiement des EnR : avec un rythme plus lent l'objectif des 50 % est repoussé de cinq années

Dans le scénario *Ampère*, le rythme de développement des énergies renouvelables cadence la vitesse de déclassement du nucléaire.

Figure 6.5 Comparaison des trajectoires de capacité nucléaire installée – scénario *Ampère*



Le cas de base du scénario *Ampère* est basé sur une trajectoire de croissance forte des énergies renouvelables («rythme PPE haut»). Cette trajectoire est ambitieuse, et nécessite un changement de dimension par rapport à l'état actuel (mobilisation des financements, mise à disposition du foncier, adaptation des procédures d'autorisation aux ambitions publiques, renforcement de l'acceptabilité).

La variante testée consiste à considérer une trajectoire régulée médiane pour les énergies renouvelables, basée sur l'objectif bas de la PPE («rythme PPE»). Cette trajectoire nécessite déjà une accélération par rapport au rythme actuel.

Les analyses permettent de représenter les conséquences sur la trajectoire d'évolution de la capacité nucléaire.

Le rythme de déclassement du parc nucléaire est alors sensiblement plus lent. Le déclassement s'opère sur quinze années au lieu de dix (cf. figure 6.5). L'atteinte de l'objectif de 50% intervient vers 2035, et est alors différée de cinq années.

L'intérêt de l'analyse ne réside pas uniquement dans le rythme de déclassement, mais également dans la nature de la trajectoire et le type de réacteurs à déclasser.

Dans la configuration de référence testée, le déclassement intervient uniquement durant la décennie 2020-2030 : les réacteurs déclassés sont ceux du palier 900 MW au moment de leur quatrième visite décennale. Dans la variante, une partie du déclassement intervient entre 2030 et 2035, et les «candidats au déclassement» sont différents. Il peut ainsi s'agir soit de réacteurs du palier 1300 MW atteignant leur quatrième visite décennale, soit de réacteurs du palier 900 MW initialement prolongés et atteignant alors la cinquième visite décennale. La variante EnR présentée ci-dessus correspond à une configuration où seuls les réacteurs de 900 MW sont effectivement déclassés (lors de la quatrième ou de la cinquième visite décennale).

6.2.4 Une substitution entre nucléaire et EnR sans ajout de nouveaux moyens thermiques est possible

L'analyse économique confirme qu'il est possible de se passer de nouveaux moyens thermiques

Les derniers scénarios publiés par RTE dans le Bilan prévisionnel 2014 prévoient, pour trois d'entre eux, le maintien d'une partie du parc thermique charbon/fioul et pour deux de ces scénarios, la construction de nouveaux moyens thermiques pour accompagner la croissance des énergies renouvelables. C'était notamment le cas du scénario «Nouveau mix», qui reposait sur la construction de plus de 11 GW de nouvelles centrales au gaz (turbines à combustion et cycles combinés au gaz) d'ici à 2030, ainsi que sur le maintien de trois centrales au charbon.

Puisque le scénario *Ampère* prévoit une substitution nucléaire/EnR sans ajout de nouveaux moyens thermiques et en tenant pour acquise la fermeture des centrales au charbon à moyen terme, il se démarque des scénarios du Bilan prévisionnel 2014 selon deux axes :

- ▶ d'une part, la production d'électricité en base demeure donc assurée par les filières renouvelables et le nucléaire, ce qui n'ouvre pas d'espace économique pour de nouveaux cycles combinés au gaz (contrairement par exemple à certaines situations envisagées dans les scénarios *Hertz* et *Watt*) ;
- ▶ d'autre part, le Bilan prévisionnel 2017 intègre les acquis méthodologiques de l'étude sur la valeur économique des flexibilités, publiée par RTE en juillet 2017 dans le cadre des travaux sur les Réseaux électriques intelligents. Cette étude a illustré les phénomènes de concurrence entre filières *smart grids*, mais elle a également montré que les effacements de consommation ou les capacités de stockage réduisent le besoin de construction de nouveaux moyens thermiques.

La prise en compte de ces deux évolutions permet d'expliquer un enseignement fort du scénario *Ampère*, à savoir l'absence de nouveaux moyens thermiques (au-delà de la centrale de Landivisiau, considérée comme acquise).

L'absence de nouveaux moyens thermiques a dans un premier temps été considérée comme une hypothèse. Il a été vérifié que l'équilibre offre-demande peut être respecté conformément au critère de sécurité d'approvisionnement, en mobilisant les moyens existants et de nouvelles flexibilités comme les effacements.

Ce résultat a été validé par une seconde simulation, dans laquelle l'absence de nouveaux moyens thermiques n'a pas été considérée comme hypothèse. La modélisation économique peut alors conduire à installer de nouveaux moyens de semi-base comme les cycles combinés au gaz si un espace économique existe, ou des turbines à combustion pour respecter la sécurité d'approvisionnement. Or cette simulation conduit à confirmer l'absence de nouveaux moyens thermiques de semi-base – il s'agit alors d'un résultat :

- ▶ avec le rythme de progression des EnR envisagé, il n'y a pas d'espace économique pour de nouvelles centrales au gaz de type cycle combiné (ou alors uniquement de manière marginale, en prévoyant un modèle d'affaires fortement basé sur les services auxiliaires offerts au système) ;
- ▶ en tenant compte des caractéristiques de la consommation et du parc de production, le besoin de capacités s'accroît de 2 GW en 2025, puis décroît. Les effacements de consommation semblent une solution plus compétitive qu'une turbine à combustion pour répondre à ce besoin.

En revanche, l'analyse économique conduit bien à identifier un espace pour quelques nouveaux moyens fonctionnant au gaz, mais dans d'autres pays européens. Ces moyens peuvent contribuer à l'équilibre offre-demande en France par le biais des imports lors des situations de tension en France (pointe de consommation, épisodes de faible production éolienne).

Les centrales au gaz existantes et en cours de construction participent à l'équilibre du scénario

Le scénario *Ampère* ne repose pas sur la construction de nouveaux moyens thermiques, mais ne décrit pas pour autant un système électrique qui en est totalement dépourvu.

À l'exception des centrales au charbon, dont l'arrêt est considéré comme acquis dès 2022, pratiquement tous les moyens thermiques existants ou en cours de construction (cycles combinés au gaz et turbines à combustion) sont supposés encore en service en 2035. À cet horizon, le parc thermique est alors principalement composé de 6,7 GW de cycles combinés au gaz (centrales actuelles et Landivisiau), de 1,4 GW de turbines à combustion (parc existant moins 0,2 GW déclassé) et d'un parc de 4,3 GW d'installations de cogénération décentralisées au gaz, stable par rapport à aujourd'hui.

Ces moyens sont nécessaires à l'équilibre offre-demande du scénario.

La production d'origine thermique décroît dans le mix de production, notamment entre 2030 et 2035 du fait de la poursuite de la croissance des énergies renouvelables et de l'arrêt du déclassement du nucléaire. Néanmoins, l'espace économique des cycles combinés au gaz persiste sur tout l'horizon d'étude. En effet, sous les hypothèses de ce scénario, ces centrales sont suffisamment rémunérées pour couvrir leurs coûts fixes annuels.

6.2.5 Des besoins de flexibilité réels autour du point 2025

L'analyse fait apparaître un besoin de nouvelles capacités en 2025, horizon le plus contraint en termes de sécurité d'approvisionnement. Ce besoin peut être couvert par le développement de nouvelles flexibilités. Le développement d'effacements atteint ainsi 4,5 GW en 2025 dans le cas de base, et davantage dans certaines autres configurations (interconnexions moins développées, consommation plus importante).

Le stockage par batteries apparaît trop onéreux à cette échéance par rapport aux effacements pour présenter une alternative économiquement intéressante. Par ailleurs, l'analyse technico-économique ne conduit pas à identifier un espace pour le développement de nouvelles STEP sur la base d'une rémunération par le marché de l'électricité. Cette échéance semble de toute façon trop rapprochée pour construire ce type d'ouvrage. Les besoins de flexibilité dans le scénario *Ampère* sont analysés au paragraphe 6.7.

6.3 Les échanges aux frontières : une France très exportatrice

6.3.1 L'utilisation des interconnexions transfrontalières s'accroît pour atteindre fréquemment des niveaux d'export supérieurs à 10 GW

Une utilisation forte des interconnexions

Avec des capacités de transit en hausse entre pays et une production élevée à bas coût en France, les échanges entre pays européens se développent. Des imports/exports supérieurs à 20 GW sont alors possibles.

C'est essentiellement en situation d'export que leur capacité est utilisée. Disposant d'un parc de production à coûts marginaux très faibles, la France exporte beaucoup, sur la quasi-totalité des pas de temps. La modélisation du parc de l'ouest de l'Europe permet de garantir qu'il existe des débouchés dans les pays voisins, alors même que leur parc de production renouvelable croît également significativement.

Les interconnexions sont également utilisées pour importer. Même si de telles situations sont rares,

des imports compris entre 5 et 10 GW, voire supérieurs à 10 GW, existent dans les trois coupes temporelles, avec des occurrences supérieures à aujourd'hui. La rareté de telles situations ne doit pas occulter le fait qu'elles sont importantes pour l'équilibre offre-demande : la faculté de pouvoir importer ponctuellement de forts volumes d'énergie est, dans le scénario *Ampère*, indispensable à la sécurité d'approvisionnement de la France. C'est cette capacité d'import, conjuguée au développement des effacements pour l'horizon 2025, qui permet de ne pas construire de moyens thermiques de secours en France. Ces situations d'import se produisent en cas de pointe de consommation conjuguée à une faible disponibilité de l'éolien et du nucléaire.

Une situation très exportatrice, sur toutes les frontières

Sous l'effet du déploiement des énergies renouvelables, le solde annuel d'échanges s'accroît sur tout l'horizon d'étude. Ce solde atteint 105 TWh en 2025, 110 TWh en 2030, et 135 TWh en 2035. Dans la variante « EnR médiane » du scénario *Ampère*, le solde est d'environ 80 TWh en fin de période.

Figure 6.6 Évolution de la répartition des volumes d'import et d'export entre 2016 et 2035 – scénario *Ampère*

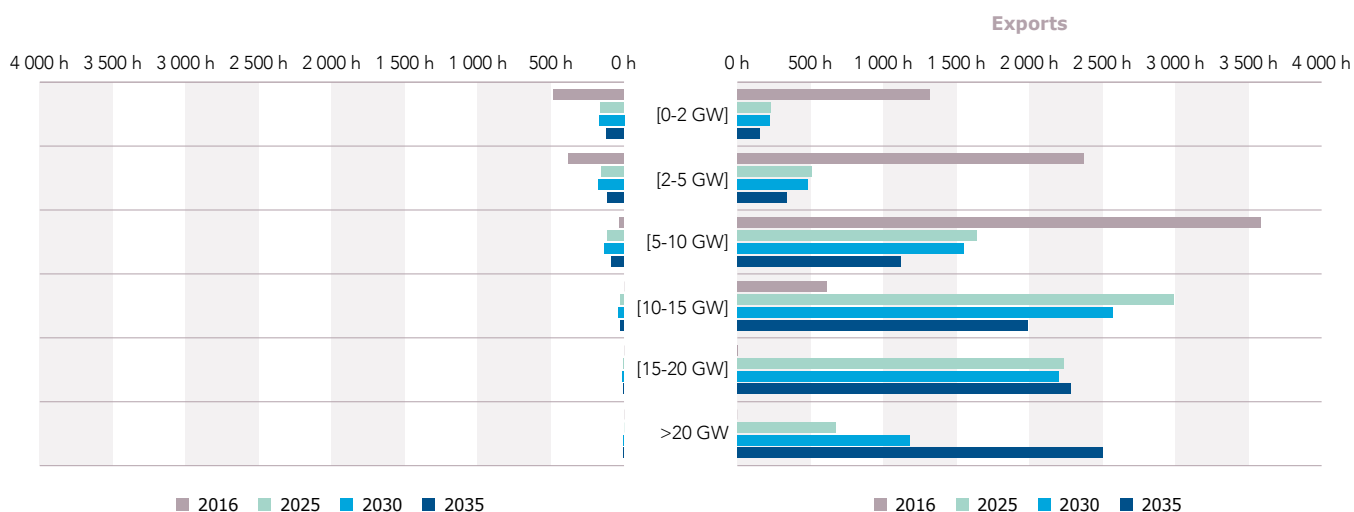
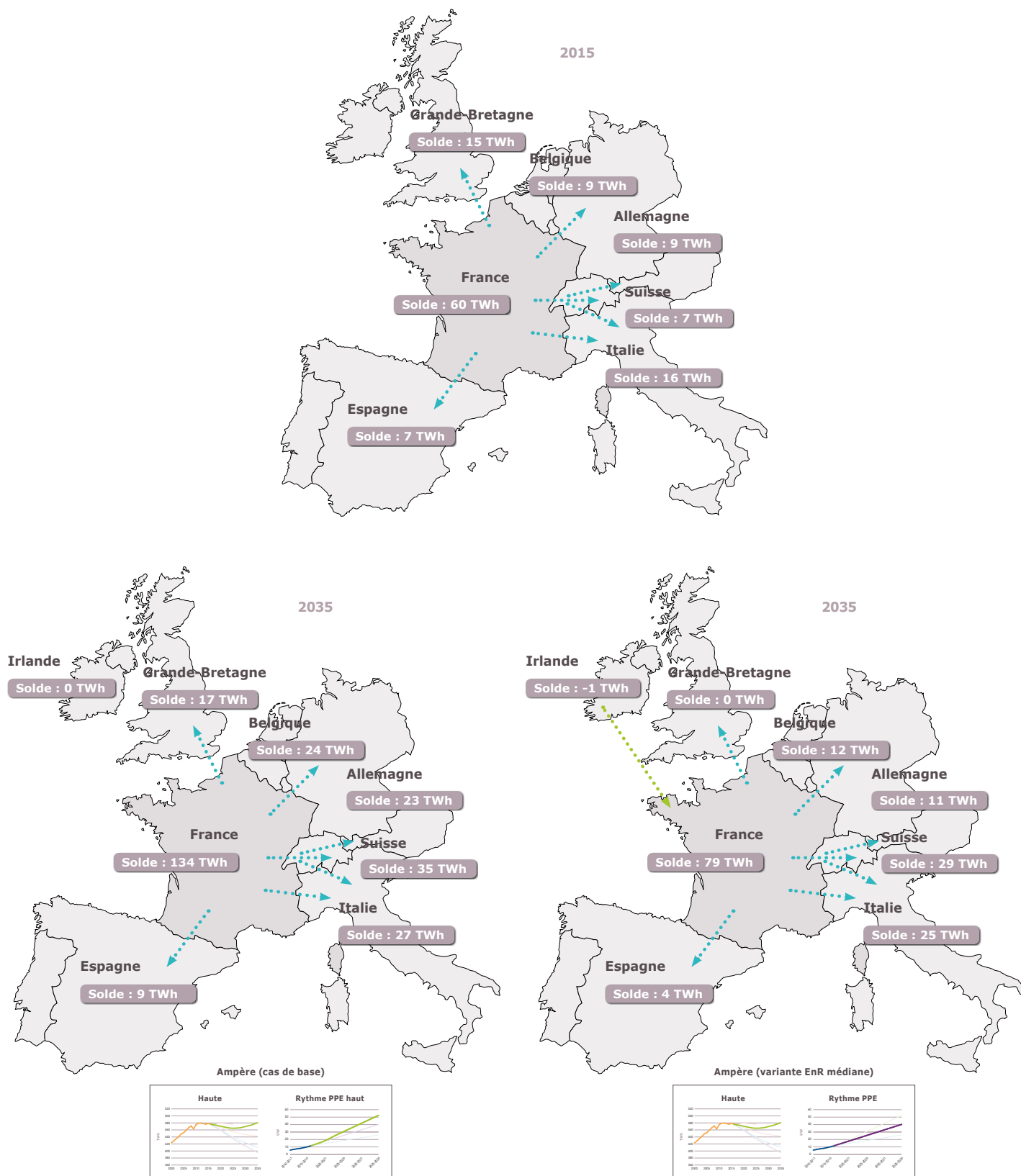


Figure 6.7 Évolution des soldes d'échanges physiques sur les différentes frontières entre 2015 et 2035 – scénario Ampère



À cet horizon, le solde des échanges se répartit de manière relativement homogène entre les frontières. La valeur importante à la frontière suisse ne concerne pas uniquement ce pays, qui joue un rôle de plaque de transit (une partie importante des exports peut ainsi être redirigée vers l'Italie ou d'autres pays).

Le solde exportateur est certes important en volume, mais son existence ne fait que traduire la plus forte interconnexion des pays européens à cette échéance, en ligne avec les objectifs poursuivis par les autorités nationales et communautaires. En 2002, le solde exportateur de la France a atteint 77 TWh, soit 14% de l'énergie produite. En 2035, il est de 133,5 TWh (21% de l'énergie produite) dans le scénario *Ampère*.

6.3.2 Le scénario peut fonctionner avec une hypothèse moins volontariste sur le développement des interconnexions

La trajectoire haute d'interconnexion permet des exports réguliers et élevés, mais également quelques situations où les imports sont importants en volume.

La robustesse d'un tel résultat a été testée par une variante spécifique, basée sur une évolution médiane de la capacité d'interconnexion (22 GW d'import en 2035). Dans cette configuration, certains projets ne sont pas réalisés (dérives des coûts, raisons d'acceptabilité), ou des contraintes spécifiques à certains pays empêchent de les exploiter à leur maximum.

Même dans ce cas de figure, le principe d'une substitution en énergie entre nucléaire et énergies renouvelables demeure possible. Des adaptations sont par contre nécessaires.

En premier lieu, un besoin capacitaire supplémentaire apparaît en 2025, et les leviers pour couvrir ce besoin doivent alors se situer plutôt à l'intérieur du pays. Deux leviers existent pour pallier ce risque :

- ▶ recourir de manière accrue aux effacements pour les porter à 5,5 GW, contre 4,5 GW dans le scénario haut d'interconnexion ;
- ▶ retarder de quelques années le rythme de déclassement du parc nucléaire.

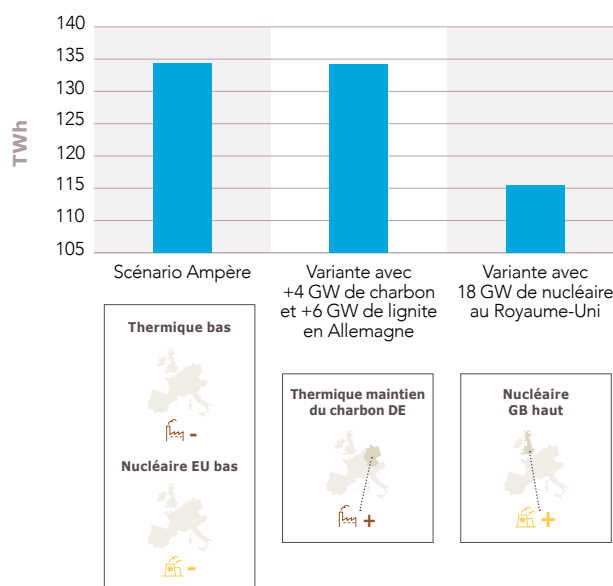
Ceci confirme l'analyse présentée ci-dessus, selon laquelle la possibilité d'importer ponctuellement des volumes significatifs est un élément clé pour la sécurité d'alimentation en France.

En second lieu, les exports sont davantage bridés par les congestions aux frontières. Le solde exportateur se réduit d'une dizaine de térawattheures. Il se trouve davantage d'heures durant lesquelles la capacité d'export est saturée, ce qui conduit à une déconnexion des prix entre la France et certains de ses voisins. Il en résulte une moindre performance du scénario sur le plan économique.

6.3.3 Les volumes d'export dépendent peu des choix énergétiques des pays voisins

Les variantes sur les pays voisins permettent notamment d'évaluer des situations où les débouchés physiques sont plus contraints. La variante testée sur l'Allemagne est dans l'ensemble sans effet sur les résultats. Celle sur le Royaume-Uni est plus structurante, du fait d'un développement du nucléaire supérieur : le solde exportateur de la France peut alors décroître d'environ 20 TWh.

Figure 6.8 Impact sur le solde net français de variantes concernant les parcs anglais et allemand – scénario *Ampère*



6.4 Un scénario qui assure une cohérence économique d'ensemble

Le cadrage économique du scénario *Ampère* est basé sur un ensemble d'hypothèses rappelées au § 6.1. Il obéit à un principe de cohérence macro-économique d'ensemble, consistant à appairer *a priori* les hypothèses qui paraissent les plus compatibles. Ce cadrage prévoit notamment une croissance économique soutenue (+1,9% par an en moyenne), permettant de réaliser un investissement structurel dans toutes les composantes de la transition énergétique :

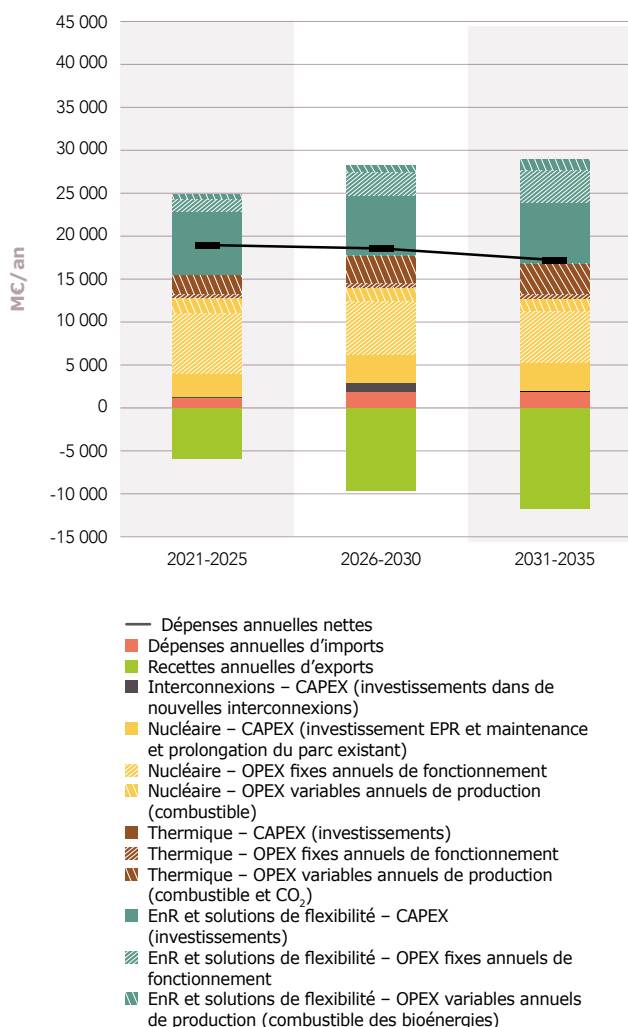
- ▶ une évolution de la demande d'électricité marquée par une forte diffusion de l'efficacité énergétique (rythme accéléré de remplacement des matériels, financement de la rénovation thermique) et une électrification très poussée de certains usages (notamment un développement de la mobilité électrique) ;
- ▶ un investissement structurel dans le parc de production d'électricité pour développer les énergies renouvelables et prolonger certains réacteurs nucléaires ;
- ▶ un investissement dans le réseau pour accompagner cette transition, et notamment dans les interconnexions transfrontalières, fortement développées.

Ces investissements permettent une progression de la part renouvelable de l'électricité dans la consommation finale d'énergie et doivent contribuer à une décarbonation importante, favorisée par un prix du CO₂ aligné sur le scénario «450 ppm» de l'Agence internationale de l'énergie – le seul qui soit compatible avec l'atteinte des objectifs de l'accord de Paris à l'échelle internationale.

La nouvelle méthode d'élaboration du Bilan prévisionnel permet d'appliquer un test de validation *a posteriori* en vérifiant que certaines de ces hypothèses sont bien justifiées sur le plan économique.

La figure 6.9 synthétise l'ensemble des dépenses annuelles dans le scénario *Ampère* pour les trois

Figure 6.9 Dépenses annuelles corrigées de la balance commerciale – scénario *Ampère*



années d'étude considérées (2025, 2030 et 2035) selon une moyenne glissante sur cinq ans. Cette figure présente respectivement les coûts d'investissement, les coûts fixes annuels et les coûts variables annuels ainsi que l'impact de la balance commerciale s'agissant du coût des imports et des recettes des exports. La trajectoire de coût de production ajustée a été utilisée.

6.4.1 Les chroniques d'investissement dans le parc de production sont importantes

Le scénario *Ampère* prévoit une évolution structurante du mix de production, qui repose sur un développement et une prolongation de moyens dont les coûts fixes initiaux constituent une grande partie du coût total sur la durée de vie. En effet, les énergies renouvelables et la production nucléaire présentent des coûts variables de fonctionnement (combustibles) faibles (pour le nucléaire) ou nuls (pour les énergies renouvelables). Et les coûts fixes annuels (cf. section suivante) ne représentent que 25 % à 40 % des coûts totaux de ces technologies sur leur durée de vie. Dans cette configuration, l'investissement initial est donc prépondérant.

Ceci a une influence directe sur l'évolution des besoins de financement dans le parc, et notamment des besoins d'investissements durant la période considérée (2017-2035).

Ceux-ci portent sur les énergies renouvelables (de l'ordre de 7 milliards d'euros par an en moyenne, soit un peu moins de 70 % du montant d'investissement total) et dans une moindre mesure sur le grand carénage du parc nucléaire maintenu (3 milliards d'euros par an en moyenne, soit 30 % du montant d'investissement total). Bien que les capacités annuelles développées soient supposées constantes, les montants à investir dans les technologies d'éolien terrestre, d'éolien en mer et solaire décroissent car leur coût unitaire d'investissement diminue avec l'amélioration des technologies.

Comparativement, les investissements dans les interconnexions entre la France et les pays limitrophes pèsent relativement peu (400 millions d'euros par an en moyenne, soit 3 % du montant d'investissement total).

Dans le cadrage général du scénario, l'hypothèse d'une croissance économique significative (1,9 % par an en moyenne) est ainsi importante : elle suppose que des capacités de financement sont dégagées pour de telles dépenses d'investissement.

Des coûts fixes annuels stables

Les coûts fixes annuels représentent les dépenses à engager chaque année pour assurer l'exploitation du parc indépendamment de son fonctionnement. Ils sont également parfois représentés sous l'étiquette « coûts cash » ou « OPEX fixes ».

Dans le scénario *Ampère*, ces coûts s'établissent à des niveaux comparables aux investissements – de l'ordre de 10 milliards d'euros. Le nucléaire et les EnR représentent l'essentiel de ces coûts. La part du nucléaire dans les coûts de maintenance décroît de 75 % à 60 % entre 2025 et 2035. Cela s'explique d'une part par la réduction de la capacité installée et d'autre part par la croissance de la capacité et donc des coûts de maintenance des énergies renouvelables. Ces derniers augmentent ainsi entre 15 % et 35 % entre 2025 et 2035. Le coût de maintenance de l'ensemble du parc thermique décroît entre 2025 et 2035 et représente de l'ordre de 5 %. Les effacements pèsent pour moins de 2 %.

Des coûts variables annuels largement dépendant des hypothèses sur le CO₂

Le coût variable de fonctionnement du parc représente toutes les dépenses engagées pour produire effectivement de l'électricité (utiliser le combustible et régler le coût du CO₂ en fonction de son prix ainsi que les coûts variables d'exploitation et de combustibles des bioénergies).

Hors des coûts associés aux bioénergies, ces coûts sont stables sur la période – de l'ordre de cinq milliards par an. Le coût du combustible nucléaire représente moins d'un tiers du coût total de combustibles (alors que la production nucléaire représente en 2025 et 2035 respectivement 60 % et 46 %). Ce résultat peut sembler paradoxal à première vue car la place du thermique est faible dans le scénario *Ampère*, passant de 36 à 28 TWh de production entre 2025 et 2035. Mais il dépend des hypothèses sur le prix des combustibles et sur celui de la tonne de CO₂. Ainsi, une faible production à base de gaz est très onéreuse à l'horizon 2035 du fait de la croissance du prix du gaz (entre 25 et 30 €/MWh entre 2025 et 2030 puis stable jusqu'en 2035) et du prix du CO₂ (de 54 à 108 €/t entre 2025 et 2035). Un tel résultat se retrouve dans tous les scénarios partageant cette hypothèse. S'agissant des coûts variables

d'exploitation et de combustibles des bioénergies, ils passent en moyenne de 500 millions d'euros en 2025 à 1,3 milliard d'euros en 2035 du fait de l'accroissement de la capacité installée.

6.4.2 L'accroissement du rythme de développement des énergies renouvelables se justifie sous l'angle économique

Le prix de marché de l'électricité résulte de la confrontation de l'offre et de la demande à l'échelle européenne. Dans le scénario *Ampère*, il intègre un prix des combustibles élevé et un prix du CO₂ important : il s'agit d'une configuration favorable pour le financement de l'investissement dans l'électricité bas carbone.

On peut ainsi vérifier que dans la trajectoire « rythme PPE », les coûts complets des investissements dans les EnR peuvent être couverts par les prix de marché. Ceci indique que l'investissement bas carbone en général et les énergies renouvelables en particulier peuvent être compétitifs par rapport aux moyens concurrents. Ce résultat n'épuise pas toute discussion sur les modalités de financement de ces actifs sur une pure base marchande, et sur l'éventuelle diminution des coûts de financement qui peut résulter de contrats long terme ou de tout dispositif conduisant à sécuriser les investisseurs contre les fluctuations du marché.

Les analyses montrent par contre que ce raisonnement ne peut pas être mené dans la trajectoire « rythme PPE haut », dans laquelle tous les investissements ne peuvent être couverts par les prix de marché. Pour autant, la frontière de rentabilité n'est pas très éloignée.

Ces résultats demeurent largement dépendants des prix de marché affichés, et donc des équilibres offre-demande à l'échelle de l'Europe. Ils sont présentés uniquement pour donner des ordres de grandeur, et ne présagent pas de la nécessité d'analyses plus fines.

Par ailleurs, ils découlent dans une large mesure de l'hypothèse considérée sur le prix du CO₂.

Ce scénario est basé sur un prix de CO₂ élevé (108 €/t) pour assurer la cohérence avec l'hypothèse de développement « haute » des énergies renouvelables. Dans une configuration où le prix du CO₂ serait à un niveau plus bas, (par exemple en retenant l'hypothèse médiane de prix du CO₂ s'élevant à 32 €/t) le développement des énergies renouvelables envisagé dans le scénario *Ampère* devrait reposer sur des mécanismes de soutien.

6.4.3 Le scénario accroît la balance commerciale de la France dans le secteur électrique

La compétitivité de court terme – et donc le bilan des échanges entre pays – se joue sur la base des coûts variables de fonctionnement des différentes unités. Elle est donc indépendante du coût initial d'investissement. Dans le scénario *Ampère*, la diminution de la production nucléaire est *a minima* compensée (voire plus certaines années) par une augmentation de la production éolienne et photovoltaïque. Ceci préserve, voire accroît, l'avantage compétitif du parc de production français dans la préséance économique européenne de court terme.

Les exports sont donc très fréquents. Ils ne sont bridés, sur le plan technique, que dans les situations où les pays européens disposent dans le même temps de surplus de production à coût nul ou par la saturation du réseau. Ces situations existent : elles sont rares en 2025, progressent en fin de période et représentent un peu moins de 10 TWh en 2035.

Ces exports contribuent positivement à la balance commerciale de la France. Le solde se situe à hauteur de 10 milliards d'euros (en intégrant le revenu d'interconnexion, comptabilisé pour moitié) à l'horizon 2035 (*cf. figure 6.12*).

6.4.4 La trajectoire haute d'interconnexion trouve une justification économique

Dans le scénario *Ampère*, le cas de base est obtenu en considérant la trajectoire haute pour le développement des interconnexions transfrontalières.

Cette trajectoire est volontariste. Y parvenir ne constitue pas une fin en soi : RTE a de longue date plaidé pour que le développement des interconnexions obéisse à une analyse coût-bénéfice au cas par cas, intégrant la totalité des coûts et des bénéfices attendus, et effectuée dans plusieurs scénarios afin de renforcer la robustesse du résultat.

Dans le cadre du Bilan prévisionnel, la seule analyse réalisée consiste à vérifier si, dans l'ensemble (et non projet par projet), la trajectoire de développement des interconnexions est justifiée sous l'angle économique. Ceci ne présage pas des études ultérieures à mener au cas par cas, en intégrant toutes les composantes de coût, et notamment les conséquences en matière d'évolution des réseaux amont.

Cette analyse générale permet néanmoins de confirmer l'intérêt économique de la trajectoire «interconnexion haute». Cet intérêt s'explique par l'export important de production à coût marginal faible vers des pays aux coûts marginaux élevés (au niveau du coût variable de production d'un cycle combiné au gaz dans une configuration où le prix du CO₂ s'élève à 108 €/t). L'évaluation mériterait d'être revue dans la variante «*Ampère 2*» puisque le solde exportateur serait alors beaucoup plus faible.

Les bénéfices proviennent majoritairement des exports et dans une moindre mesure des imports.

Des évaluations plus précises de ces projets sont réalisées par RTE et seront consolidées dans le cadre du plan d'investissement décennal du réseau européen mené par ENTSO-E et les gestionnaires de réseau membres.

6.5 Les performances en matière d'émissions : une contribution forte à la décarbonation des systèmes électriques en Europe

6.5.1 Des émissions de CO₂ du parc de production français en baisse suite à la fermeture du parc charbon

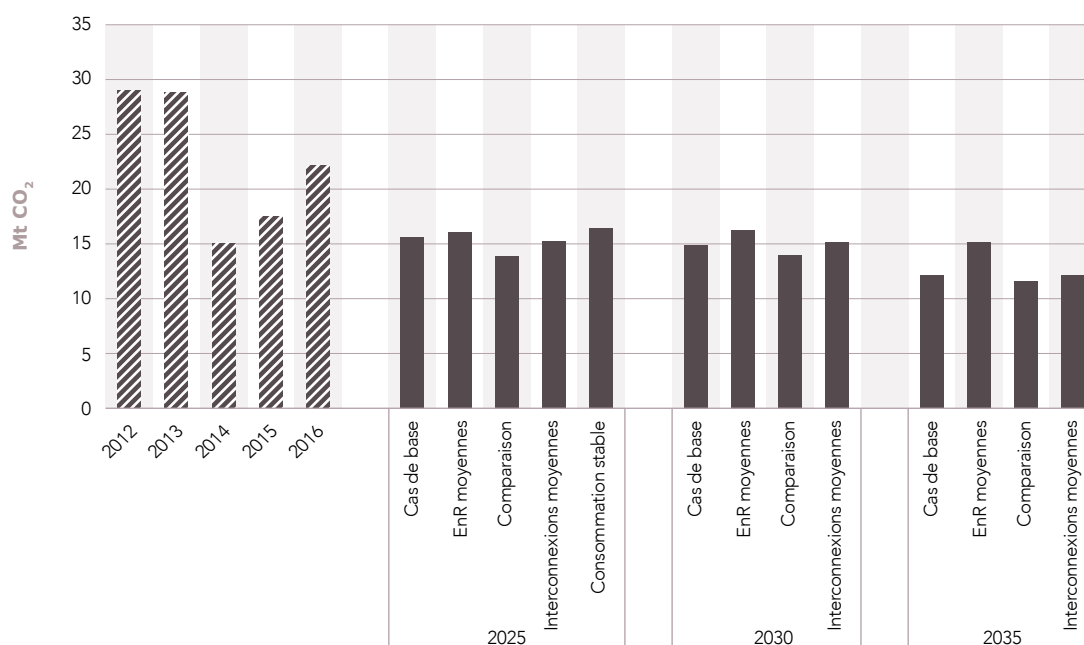
Les simulations permettent d'établir heure par heure des chroniques de production électrique en France, et ainsi de calculer les émissions de CO₂ pour chaque année¹.

Les volumes d'émissions sont en diminution sur tout l'horizon d'étude (cf. figure 6.10). Entre 2016 et

2025, cette diminution est, au premier ordre, due à la fermeture du parc charbon (responsable de 7 millions de tonnes d'émissions en 2016). Ensuite, de 2025 à 2035, l'évolution est directement corrélée au nombre d'heures de fonctionnement du parc de cycles combinés au gaz (stabilité entre 2025 et 2030 avec une utilisation de l'ordre 3500 hepp², puis diminution en 2035 avec une utilisation de l'ordre de 2500 hepp).

Le secteur électrique contribue ainsi à l'effort de décarbonation en réduisant encore ses émissions.

Figure 6.10 Évolution des émissions de CO₂ en France³ – scénario Ampère



1. Dans toute la suite du document, les émissions sont évaluées en comptabilisant l'autoproduction, mais hors bioénergies. Ceci peut expliquer d'éventuelles différences avec les chiffres présentés dans d'autres publications

2. hepp : heures équivalentes pleine puissance

3. Contrairement aux historiques de consommation, les données historiques d'émissions de CO₂ sont des données brutes, et ne sont pas redressées des aléas climatiques. Les comparaisons avec les données prévisionnelles sont donc à manipuler avec prudence. Ainsi, l'année 2014 présentait un bilan CO₂ relativement faible avant tout du fait d'une température élevée en hiver (et donc d'une moindre consommation) et d'une forte hydraulité.

Pour autant, ce résultat n'est pas très significatif au seul périmètre de la France, pour deux raisons :

- ▶ le mix électrique est déjà aujourd'hui très largement décarboné : tout effort entrepris uniquement à l'échelle de l'électricité en France ne porte donc que sur des volumes limités ;
- ▶ le levier principal pour réduire les émissions consiste en la fermeture des centrales au charbon, déjà annoncée par les pouvoirs publics et réputée acquise dans tous les scénarios.

Ainsi, la logique du scénario *Ampère* est virtuellement sans effet sur le bilan carbone du parc français, puisqu'elle consiste à échanger une production décarbonée par une autre. Une analyse européenne présente en revanche un intérêt supérieur.

6.5.2 Un système électrique qui continue à contribuer à la réduction des émissions de CO₂ en Europe

L'analyse des émissions du parc peut être enrichie de deux manières différentes :

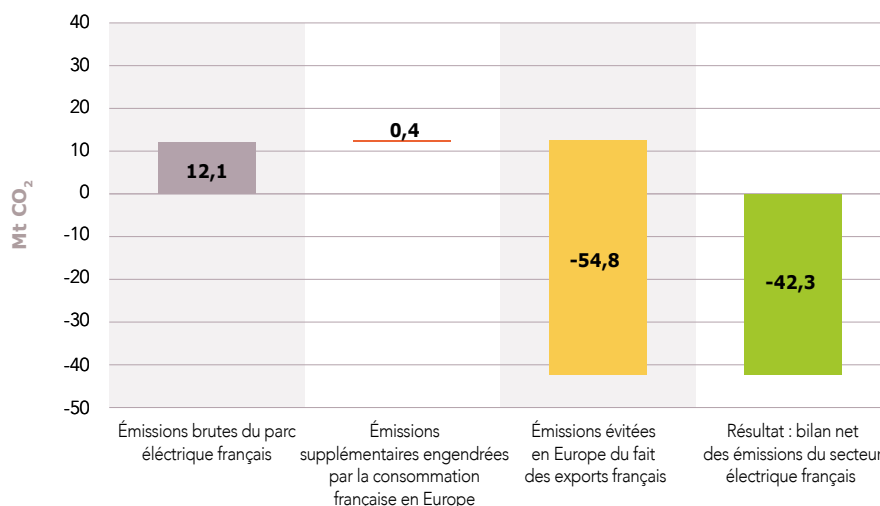
- ▶ d'une part, en intégrant le « coût carbone » des imports : ceci permet de réaliser une analyse de l'empreinte carbone de la consommation électrique française, et pas seulement des émissions du parc ;

- ▶ d'autre part, en tenant compte des émissions évitées dans les autres pays européens du fait des exports depuis la France. Cette vision permet de traduire la réalité européenne du fonctionnement des marchés et de l'appréciation des émissions.

Dans le scénario *Ampère*, la prise en compte du coût carbone des imports ne modifie pas sensiblement le résultat. Certes, les imports français correspondent notamment à des périodes d'appel de moyens carbonés en Europe. Pour autant, ces périodes sont rares, et la correction à apporter en conséquence est donc minime.

L'intégration des exports conduit en revanche à des résultats significatifs. Le secteur électrique français est aujourd'hui peu émetteur de CO₂ en comparaison avec ses voisins (le contenu carbone moyen du kWh produit en France en 2016 est de l'ordre de 50 g/kWh, chiffre largement inférieur au contenu carbone des pays dont le parc est essentiellement composé de combustibles fossiles). Aux horizons 2025, 2030 et 2035, les pays voisins de la France sont tous engagés dans des programmes de promotion des énergies renouvelables qui entraînent le remplacement de centrales thermiques à flamme et donc une réduction de leur empreinte carbone. Par ailleurs, ce scénario suppose l'existence d'un prix du carbone élevé qui contribue à la

Figure 6.11 Bilan net des émissions de CO₂ du secteur électrique en 2035 – scénario *Ampère*



décarbonation. Pour autant, les mix de production de ces pays sont supposés demeurer, à cet horizon, significativement plus intensifs en carbone que le mix français.

Dans ce scénario, l'ordre de préséance économique est aligné avec l'ordre de préséance environnemental, sous l'effet d'un prix du CO₂ élevé. Les exports français permettent donc de substituer en Europe des kilowattheures fortement émetteurs de CO₂ par des kilowattheures faiblement émetteurs de CO₂. Cette réduction des émissions peut être estimée en comparant (i) le bilan CO₂ du reste de l'Europe et (ii) le bilan CO₂ du reste de

l'Europe dans une situation virtuelle dans laquelle les imports/exports de la France sont annulés.

À horizon 2035, le bilan net des émissions du secteur électrique français est légèrement inférieur à -40 millions de tonnes par an, contre environ -24 millions de tonnes en début d'horizon de moyen terme.

Sans la contribution des exports de la France, en 2035, le bilan des émissions CO₂ ailleurs en Europe de l'Ouest serait supérieur de plus de 20% (309 millions de tonnes contre 255 millions de tonnes).

6.6 Sécurité d’approvisionnement : un scénario crédible assorti d’un point de vigilance autour de l’horizon 2025

6.6.1 La sécurité d’approvisionnement peut être assurée sur toute la période

Une analyse de la sécurité d’approvisionnement qui ne repose pas sur des paris s’agissant des moyens de production disponibles dans les autres pays européens

Par construction, les scénarios de long terme du Bilan prévisionnel sont basés sur le respect des critères de sécurité d’approvisionnement fixés par les pouvoirs publics, en France comme à l’étranger. On suppose en effet que, dans tous les pays, les conditions permettant de garantir le respect de la sécurité d’alimentation sont effectivement réunies. Ces conditions peuvent porter sur l’existence de mécanismes spécifiques (mécanisme de capacité en France, réserves stratégiques en Allemagne).

En complément, les pays voisins sont représentés comme dépourvus de surcapacités résiduelles, en cohérence avec le principe de construction économique mentionné au chapitre 2. Dans les scénarios du Bilan prévisionnel, les marges à l’étranger sont donc moins importantes qu’aujourd’hui. Il s’agit d’un choix réaliste pour fonder une étude de sécurité d’approvisionnement nationale sans surestimer les contributions extérieures à la sécurité d’approvisionnement en France.

En fin de période : une sécurité d’approvisionnement élevée

L’évolution du parc de production est évaluée par modélisation économique (construction de nouveaux moyens ou mobilisation de flexibilités, déclassement de centrales existantes) sous contrainte de ces objectifs publics en matière de sécurité d’approvisionnement.

Cette méthode de simulation peut également conduire à une durée de défaillance inférieure au critère des trois heures, dans le cas où les moyens

de production trouvent une rentabilité sur les marchés européens de l’électricité : il n’y a alors aucune raison de les fermer, même si l’objectif de sécurité d’approvisionnement est dépassé.

Telle est la situation atteinte à l’horizon 2035 dans le scénario *Ampère* : le fort développement des énergies renouvelables, combiné au maintien d’environ trois quarts du parc nucléaire actuel, permet un fort niveau de sécurité d’approvisionnement.

Pour autant, l’analyse de la sécurité d’approvisionnement sur tout l’horizon d’étude fait apparaître des enjeux très différenciés, et conduit à un point de vigilance spécifique pour 2025.

La sécurité d’approvisionnement est assurée si les hypothèses sont respectées de manière cumulative

En 2025, la sécurité d’approvisionnement peut être respectée moyennant la mobilisation de flexibilités (4,5 GW d’effacement au minimum) et le maintien du parc thermique au gaz existant. Ce diagnostic doit s’articuler avec celui apporté au chapitre 4 sur la sécurité d’approvisionnement à l’horizon des cinq prochaines années.

Le scénario *Ampère* repose bien sur plusieurs évolutions par rapport à la situation actuelle, qui sous-tendent le diagnostic en matière de sécurité d’approvisionnement :

- ▶ la trajectoire de développement des EnR prévue dans ce scénario implique un rythme d’installation significativement supérieur à celui du chapitre 4. Au-delà de plusieurs années, la différence entre les deux trajectoires s’accroît, et la contribution des EnR à la sécurité d’approvisionnement devient donc importante en énergie ;
- ▶ la pointe de consommation suit l’évolution prévue par la «trajectoire haute» présentée au chapitre 1, c’est-à-dire s’inscrit en légère décroissance sur la période ;

- ▶ les flexibilités doivent être développées au-delà du potentiel actuel, et présenter le niveau de fiabilité technique requis ;
- ▶ les interconnexions transfrontalières doivent être significativement développées.

Il suppose également une disponibilité du parc nucléaire conforme à la moyenne historique, notamment s'agissant de la durée des travaux nécessaires à la prolongation de certains réacteurs. Dans le cas où des travaux importants seraient nécessaires sur le parc et conduiraient à des indisponibilités plus longues, les alertes émises au chapitre 4 s'appliquent de manière identique.

Ces hypothèses constituent en réalité autant de conditions permettant la fermeture de neuf réacteurs d'ici à 2025 dans le cas de base du scénario Ampère. Ces conditions doivent être remplies de manière cumulative, car elles conduisent à respecter exactement le critère de sécurité d'alimentation, sans marge supplémentaire, c'est-à-dire à conserver un niveau de sécurité d'alimentation similaire à aujourd'hui.

6.6.2 Les variantes testées sur la consommation confirment l'existence d'un point de vigilance à l'horizon 2025

Les variantes testées sur les interconnexions et la consommation permettent d'affiner le diagnostic, et d'évaluer les leviers utilisables dans le cas où certaines de ces hypothèses ne seraient pas remplies.

Un diagnostic dépendant du niveau atteint par la consommation à la pointe

La trajectoire « haute » de consommation retenue dans le scénario Ampère prévoit une légère diminution de la consommation jusqu'en 2025 (-10 TWh par rapport à aujourd'hui), avant une reprise de la croissance en fin d'horizon sous l'effet notamment du développement des véhicules électriques.

L'horizon 2025 est celui qui présente le plus fort enjeu en matière de sécurité d'approvisionnement. Dès lors, il est important de tester la robustesse des conclusions à une hypothèse de stabilité de la

consommation à cet horizon (variante « consommation forte » présentée au chapitre 1).

Sous cette nouvelle hypothèse, un déficit de puissance à la pointe de près de 3 GW apparaît en 2025. Les leviers pour couvrir ce besoin reposent :

- ▶ sur la réduction du rythme de fermeture des réacteurs ;
- ▶ sur le développement plus important des solutions de flexibilité (ou de turbines à combustion).

Si le rythme de fermeture des réacteurs est maintenu, des solutions de flexibilité doivent être mises en œuvre à hauteur de 7 GW en 2025. Ce volume est supérieur à celui prévu, pour l'effacement de consommation, par la Programmation pluriannuelle de l'énergie pour 2023 (potentiel de 6 GW) : le pourvoir uniquement par des effacements nécessiterait d'accéder à des gisements de flexibilité aujourd'hui non développés et plus onéreux.

Sur le plan technique, une alternative possible réside dans le développement des solutions de stockage complémentaires. Pour autant, les conditions économiques permettant l'émergence de tels moyens, comme des batteries, ne semblent pas remplies compte tenu du caractère transitoire des besoins capacitaires. En effet, les rémunérations pouvant être perçues par ces actifs sur les marchés (de la capacité et de l'énergie) semblent insuffisantes pour rentabiliser des investissements prévus pour une durée de vie de l'ordre de dix ans. Des batteries ne pourraient trouver de rentabilité que si les besoins de capacités étaient avérés pour une période plus longue et/ou s'ils émergeaient plus tardivement, à une échéance où le prix des batteries aurait baissé de façon plus significative (cf. chapitre 11).

Ces éléments confirment que le rythme de déclassement du nucléaire envisagé dans le scénario Ampère, sans moyen thermique, est tributaire de la maîtrise durable de la pointe de consommation.

La flexibilité de la courbe de charge constitue un levier important à cette échéance

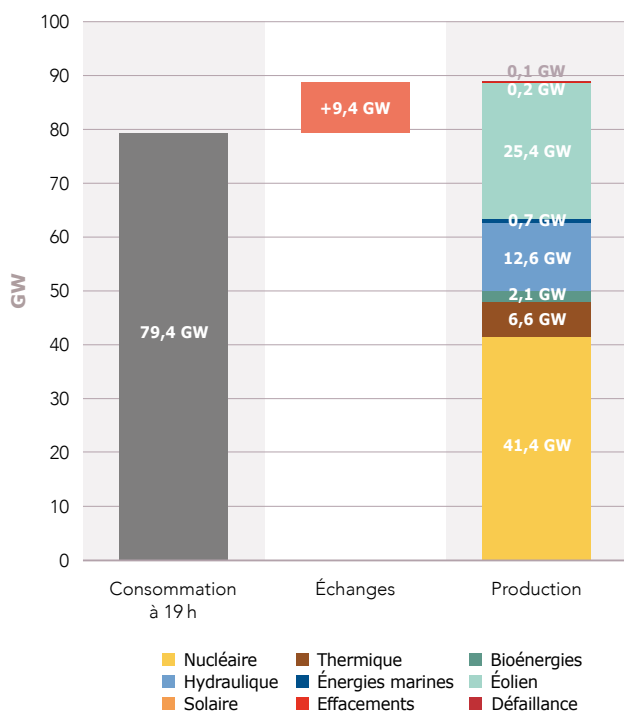
L'étude de la sécurité d'approvisionnement présentée au chapitre 4 a montré que le rythme d'inflexion de la consommation reste et restera le facteur déterminant pour la sécurité d'approvisionnement.

Elle a également souligné que le développement d'effacements de consommation fiables sur le plan technique constitue une solution pertinente pour réduire le risque de défaillance à la pointe dans un pays comme la France dont la thermosensibilité hivernale est particulièrement élevée. L'analyse du scénario *Ampère* permet de vérifier ces conclusions.

Le rythme de déclassement de deux réacteurs par an en moyenne, sans appui sur de nouveaux moyens thermiques, nécessite bien la vérification simultanée des différentes hypothèses : consommation ne dépassant pas la « trajectoire haute », déploiement des EnR selon la trajectoire « rythme PPE haut » et développement des flexibilités (sous réserve d'une disponibilité du parc nucléaire conforme à la disponibilité historique).

Les principaux leviers à disposition des pouvoirs publics reposent sur le pilotage structurel de la consommation et de la courbe de charge, et sur le développement des flexibilités.

Figure 6.12 Mix énergétique moyen un jour en hiver à 19h – 2035 – scénario *Ampère*



Du point de vue pratique, un rythme de déclassement du nucléaire de deux réacteurs par an en moyenne constitue ainsi une limite haute, au-delà de laquelle le recours à des moyens thermiques supplémentaires devient nécessaire. Cette conclusion conforte les enseignements des analyses menées dans les chapitres 4 et 5.

6.6.3 La contribution de l'éolien au passage des pointes de consommation est nécessaire

Dans la majorité des cas, le passage des pointes repose en grande partie sur des moyens pilotables

L'évolution du mix envisagée dans le scénario *Ampère* conduit à étudier le rôle des énergies renouvelables dans le passage des pointes hivernales.

Dans ce scénario, le mix électrique comprend toujours un volume important de moyens pilotables (nucléaire, thermique existant, hydraulique modulable). Ceux-ci contribuent à la couverture de la consommation à hauteur de 80 %. Lors des pointes journalières hivernales (évaluées par exemple en retenant tous les jours ouvrés d'une semaine de janvier à 19h), les moyens pilotables démarrés en France pourvoient en moyenne aux trois quarts du besoin. Le système conserve une capacité disponible supplémentaire de l'ordre de 6 GW.

Malgré l'imperfection d'un tel raisonnement mené uniquement à l'échelle nationale, celui-ci peut être prolongé pour en déduire que la contribution des éoliennes ou des imports d'électricité sont nécessaires lors des pointes journalières d'hiver. Dans 80 % de ces situations, la puissance éolienne est comprise entre 7,5 GW et 42 GW, avec une contribution moyenne de 23 GW (pour un parc constitué de 52 GW d'éolien terrestre et de 15 GW d'éolien en mer).

La contribution de l'éolien constitue ainsi le facteur déterminant pour les échanges électriques de la France durant ces périodes : **dans la majorité des configurations (puissance éolienne importante), la France exporte largement y compris durant les pointes.**

L'équilibre offre-demande durant les situations de consommation forte repose nécessairement sur une contribution de l'éolien

La même étude peut être menée sur les situations de pointe lors de production éolienne faible. Dans ces situations, la sécurité d'alimentation repose – au-delà des moyens pilotables – sur un talon de puissance éolienne et/ou sur des imports. La production des centrales, notamment hydrauliques et thermiques, s'adapte et augmente. Les imports permettent de combler une partie du déficit de production éolienne et évitent le démarrage des derniers moyens de production ayant les coûts variables les plus élevés. Les capacités encore disponibles sont réduites à environ 2 GW.

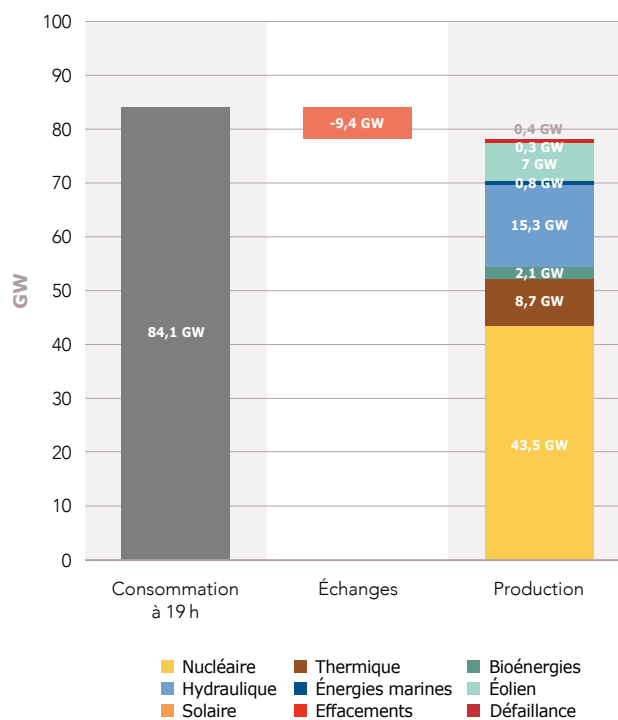
Dans le débat sur le secteur électrique, l'argument selon lequel il en résulterait une forte vulnérabilité en matière de sécurité d'alimentation est souvent mentionné. L'analyse du scénario *Ampère* permet de mettre ce risque en perspective : sur les 1000 combinaisons simulées sur la base des 200 scénarios climatiques fournis par Météo-France, seuls 10% des situations conduisent à une puissance éolienne inférieure à 7,5 GW en hiver⁴.

La corrélation entre les épisodes de vent faible et de forte consommation constitue un facteur de risque

L'analyse précédente est menée sur des moyennes à des fins illustratives. Les analyses statistiques doivent permettre de traiter de manière simultanée une grande variété d'aléas. Parmi les différentes combinaisons testées, celles qui conduisent aux situations de défaillance sont caractérisées à la fois par des consommations élevées et des facteurs de charge éoliens faibles. Il est alors important, pour le diagnostic sur la sécurité d'approvisionnement, de savoir si ces aléas sont liés.

Une première analyse conduit à mettre en avant une corrélation entre température et vent en hiver (cf. figure 6.17). Les périodes de température très faible s'accompagnent donc souvent de production éolienne réduite. Le tableau peut en effet se lire

Figure 6.13 Mix énergétique un jour ouvré peu venteux en hiver à 19h – 2035 – scénario Ampère



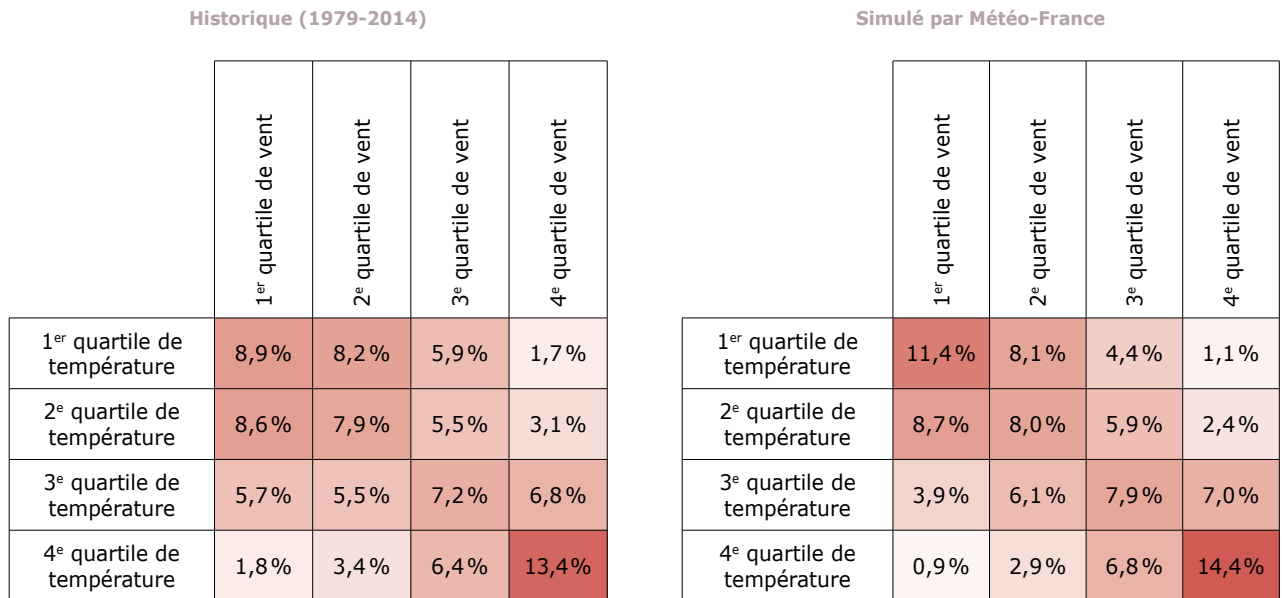
de la façon suivante : lorsque les consommations sont les plus faibles (premier quartile de température), la probabilité que la production éolienne soit faible (premier quartile de vent) est plus élevée (11,4%).

Cette corrélation conduit à envisager ces situations de manière conjointe dans le cadre de l'analyse des «vagues de froid», aléa climatique déterminant pour la sécurité d'approvisionnement combinant faibles températures et vents faibles.

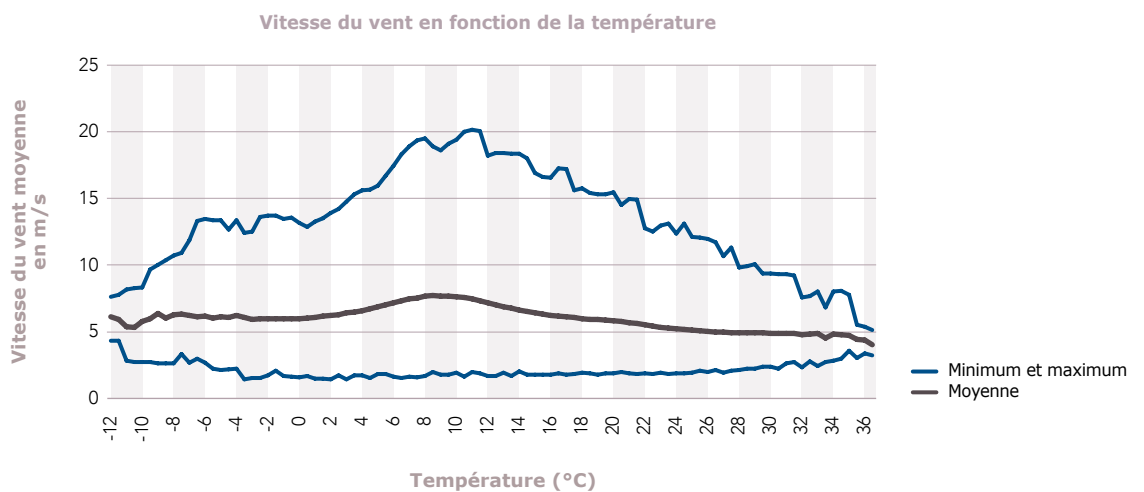
Cette analyse préliminaire devra être complétée dans le cadre des travaux prévus sur la base climatique et l'intégration du changement climatique. Ceci permettra d'affiner l'analyse de ces situations de risque, en précisant les liens entre événements climatiques majeurs.

4. De novembre à mars.

Figure 6.14 Corrélation hivernale entre vent et température



Source : ERA INTERIM, ECMWF



6.6.4 La nature du risque évolue

La dernière partie du chapitre 4 a permis d’approfondir la description des caractéristiques de sécurité d’alimentation en France pendant les cinq prochaines années, notamment quand l’indicateur permettant de mesurer la sécurité d’approvisionnement s’approche du seuil de trois heures. Cette étude a souligné le caractère fruste d’une mesure basée uniquement sur la durée

moyenne de défaillance, qui ne permet pas de caractériser finement la nature des risques, leur probabilité d’occurrence et leur impact. Il est ainsi utile d’aller au-delà du critère pour disposer d’une analyse plus circonstanciée des risques en matière de sécurité d’approvisionnement.

L’étude du scénario *Ampère* permet précisément d’illustrer ce phénomène : au-delà de la durée moyenne de défaillance, la nature du risque évolue.

Les vagues de froid (intégrant les épisodes de vent faible) constituent le premier facteur de risque

Les évolutions profondes du mix énergétique à l'horizon 2035 modifient l'appréciation des risques sur la sécurité d'approvisionnement. Le premier facteur de risque demeure celui des vagues de froid, mais ce risque prend une signification différente : il s'agit en effet des situations qui présentent à la fois des températures faibles et une faible production éolienne.

Ainsi, en 2035 et pour un niveau de défaillance inférieur à 3h :

- ▶ La probabilité de défaillance est de 12% pour des puissances appelées supérieures à 94 GW, c'est-à-dire un niveau inférieur à la « pointe à une chance sur dix » (environ 98 GW). Cette probabilité croît à 30% pour des situations de vent faible (facteur de charge inférieur à 15% en hiver).
- ▶ Dans les situations de très forte consommation (supérieure à 101 GW), la probabilité de défaillance s'élève à 60% et la production solaire peut alors être déterminante sur les heures méridiennes.
- ▶ Le nombre d'heures de défaillance expliquées par des facteurs diffus augmente, ce qui indique que la défaillance correspondra probablement à des combinaisons d'aléas plus complexes.

Des défaillances potentiellement plus fréquentes, mais plus courtes

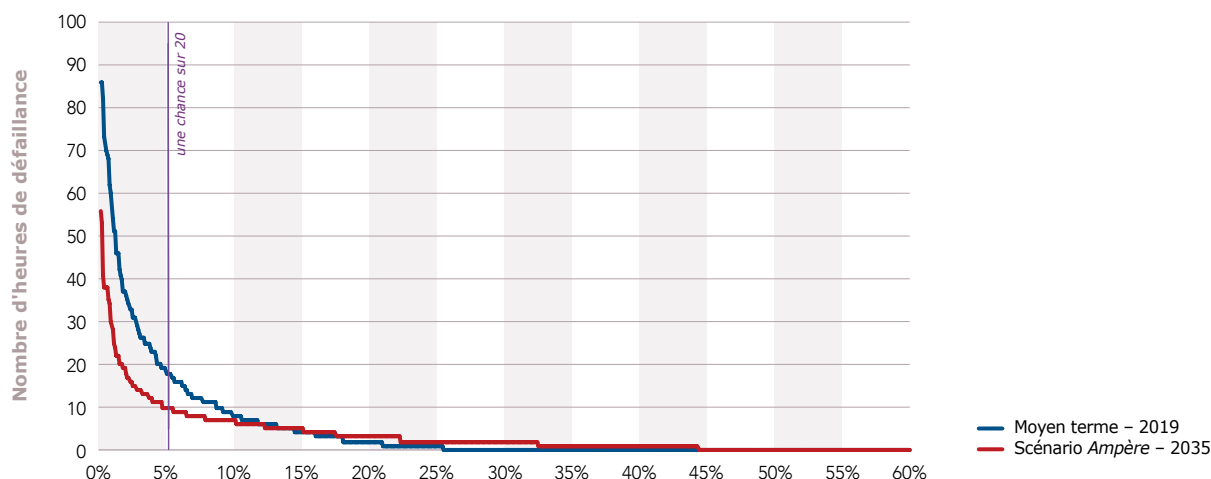
L'analyse des mêmes indicateurs que dans le paragraphe 4.5 permet de confirmer les conclusions ci-dessus. Aujourd'hui, le risque pour le système électrique est concentré dans quelques situations, rencontrées uniquement l'hiver dans des configurations particulières : les périodes de grand froid qui conduisent à une forte consommation. Celles-ci sont susceptibles d'occasionner l'utilisation de moyens exceptionnels voire le délestage durant plusieurs heures consécutives. Dans le scénario *Ampère*, la situation évolue vers une configuration où le risque est réparti sur un plus grand nombre de situations, mais présentant des durées de défaillance de plus courte durée.

Au-delà du nombre d'heures de défaillance, la fréquence d'occurrence et l'évolution du nombre d'heures de défaillance évoluent de manière structurelle (cf. figure 6.15) :

- ▶ en 2019, sur les 1000 cas simulés, 26% présentent au moins une heure de défaillance, et 5% contiennent plus de 18h de défaillance ;
- ▶ en 2035, sur les 1000 cas simulés 44% présentent au moins une heure de défaillance, et 5% contiennent plus de 10h de défaillance.

Dans la continuité de ce raisonnement, l'analyse montre que les situations où la défaillance se

Figure 6.15 Monotone de durée de défaillance en 2019 et 2035 – scénario Ampère



RÉSILIENCE DU SYSTÈME À DES ÉVÉNEMENTS EXTRÊMES

Méthode générale

L'analyse du fonctionnement du système durant une situation extrême présente l'intérêt de pouvoir représenter concrètement la notion de défaillance et d'en cerner les caractéristiques. Pour chacun des scénarios, une même « semaine type » a été simulée pour représenter une vague de froid de très forte intensité. Cette semaine est caractérisée par des températures de l'ordre de 10 degrés en dessous des normales saisonnières pour un mois de janvier, ainsi que par un faible facteur de charge pour l'éolien. Il s'agit uniquement d'un exemple, statistiquement improbable et porte sur une situation « hors dimensionnement » (en application du critère de sécurité d'approvisionnement, il n'existe pas d'obligation de garantir l'alimentation de tous durant ces périodes, et les moyens exceptionnels peuvent être utilisés). Ainsi, ce type d'analyse relève de l'analyse de résilience à des événements extrêmes, et pas d'une analyse probabiliste.

Ce même exemple est utilisé dans les chapitres 6 à 9 pour comparer à la situation actuelle (testée sur l'hiver 2018-2019), et les conclusions d'ensemble sont reprises dans le chapitre 11 pour comparer les scénarios entre eux.

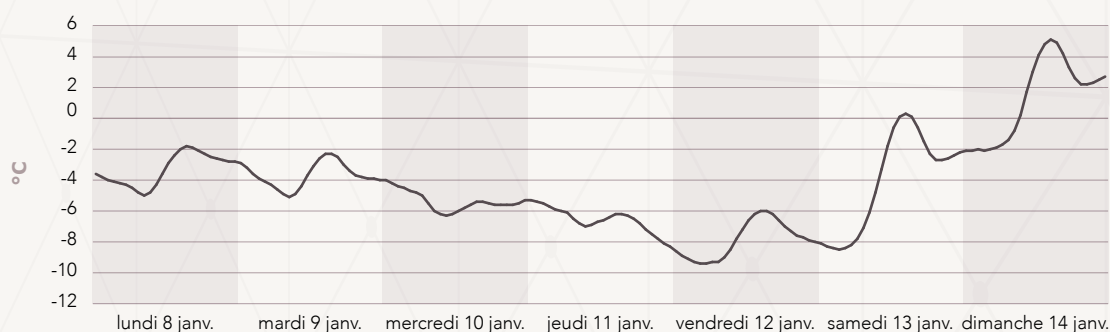
Conclusions pour le scénario Ampère

L'analyse fait tout d'abord émerger des points communs : des situations de défaillances apparaissent. Ce type de situations est en effet possible : sur la base du critère de sécurité d'approvisionnement défini par les pouvoirs publics, le système n'est pas dimensionné pour être en mesure de passer toutes les situations sans recourir aux délestages. Par ailleurs, comme rappelé au chapitre 4, les conséquences d'une impossibilité d'accommoder offre et demande peuvent être maîtrisées (utilisation des leviers exceptionnels, appels au civisme et, en dernier recours, délestages tournants).

Pour autant, dans le détail, les deux cas de figure ne sont pas exactement similaires :

- ▶ en 2035, le potentiel d'import est largement supérieur, ce qui permet le transfert d'une grande quantité d'énergie pour combler en partie le déficit de production éolienne ;
- ▶ lors des pointes de consommation simultanées en Europe, la disponibilité des moyens de production à l'étranger est réduite limitant l'import possible ;
- ▶ en 2035 toujours, la production solaire intervient et peut réduire la défaillance durant les heures méridiennes. Il s'agit d'un élément important, car il permet d'éviter des interruptions d'une douzaine d'heures d'affilées.

Figure 6.16 Température de la situation étudiée



En revanche, le lien entre les températures froides et vent faible renforce le poids de l'absence de vent dans la caractérisation de la défaillance.

Figure 6.17 Simulation de l'équilibre du système électrique la deuxième semaine de janvier – scénario Ampère

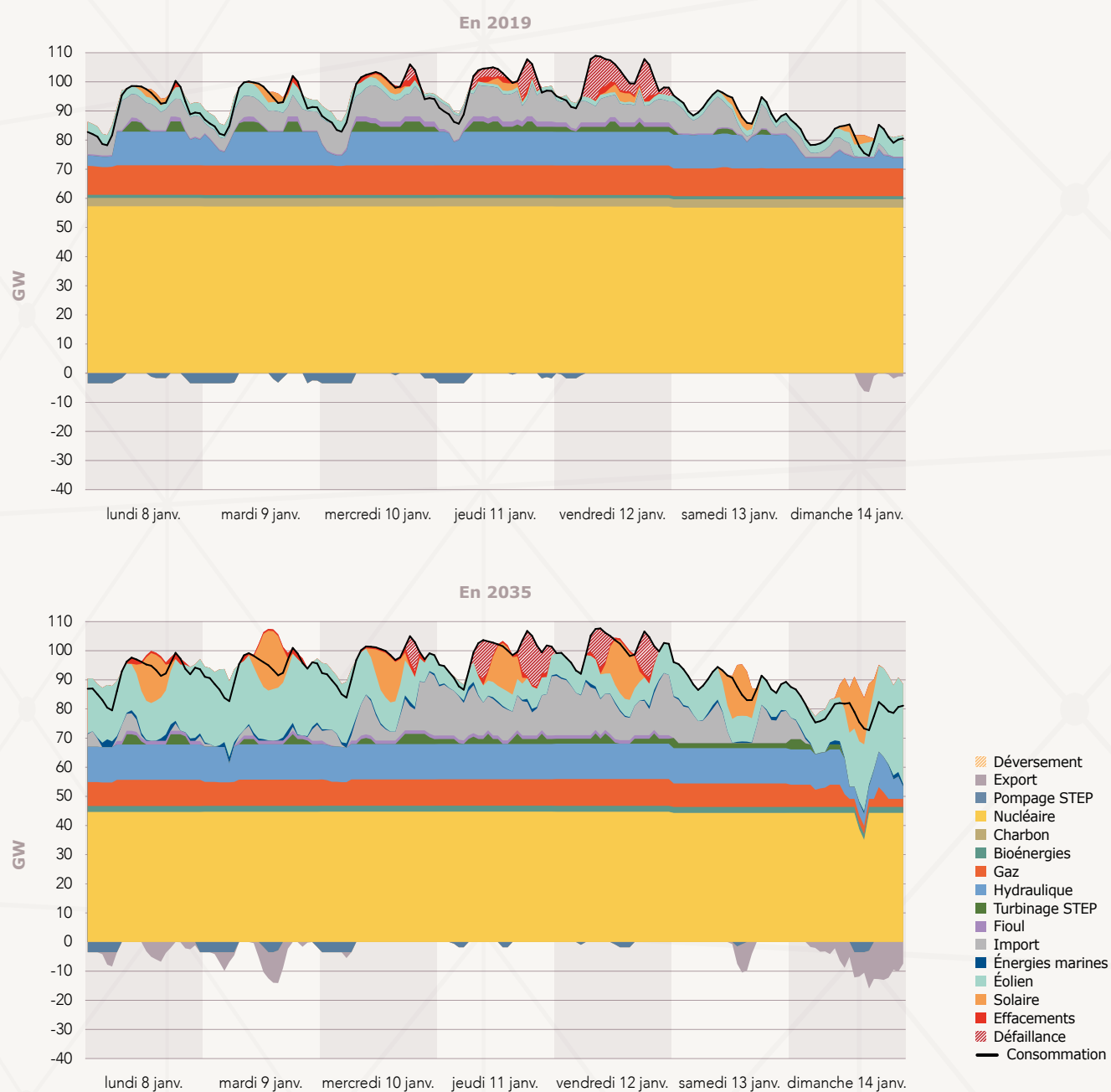
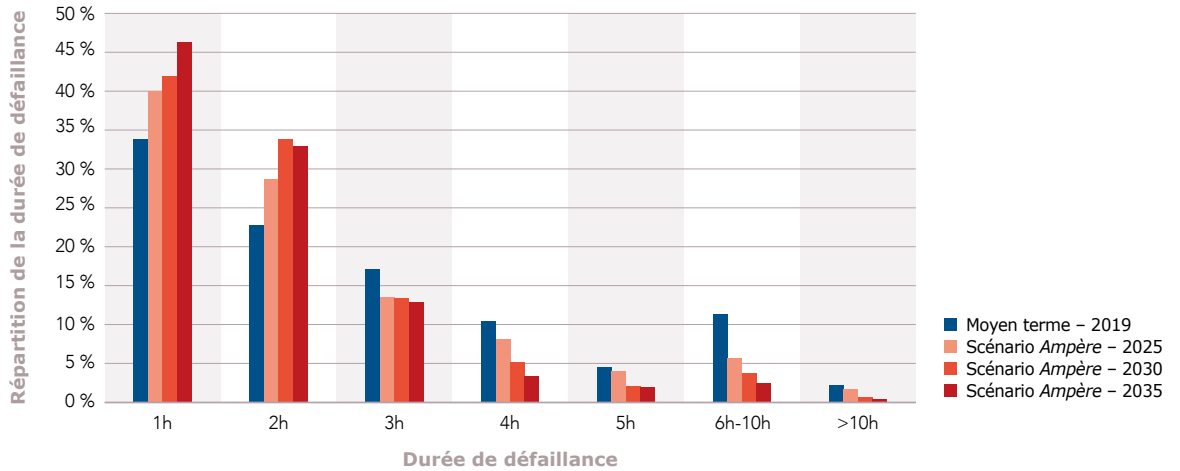


Figure 6.18 Répartition de la durée des périodes de défaillance entre 2019 et 2035 – scénario Ampère



prolonge plusieurs heures consécutives se réduisent. Le nombre de situations de défaillance inférieures ou égales à trois heures augmente, alors que le nombre de périodes de défaillances longues ou très longues se réduit significativement (cf. figure 6.18).

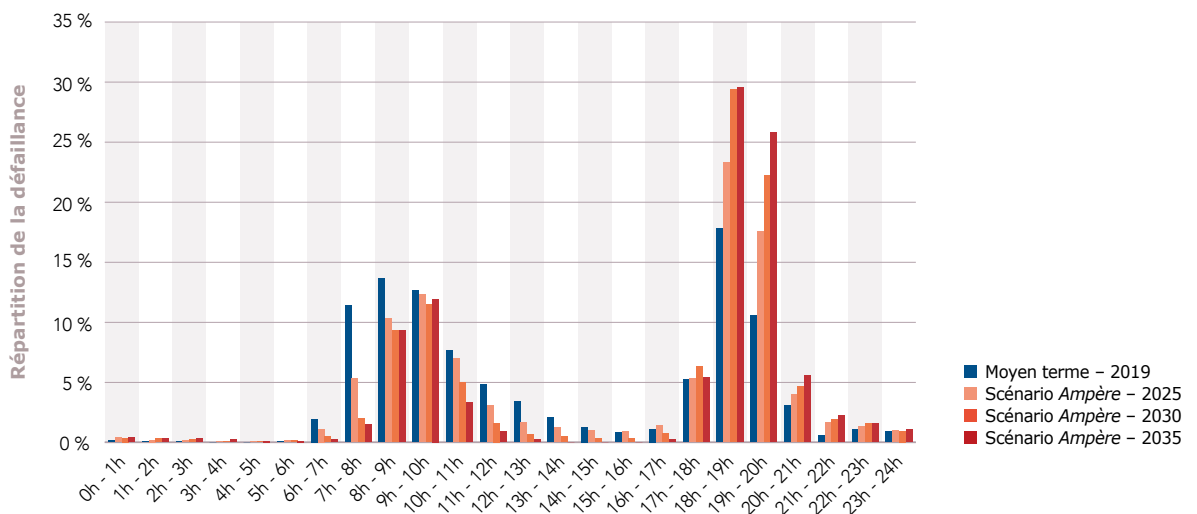
Le profil journalier de risque évolue également

La répartition du risque de défaillance en cours de journée évolue progressivement. La forte

pénétration de la production photovoltaïque estompe progressivement le risque en milieu de journée.

L'augmentation du risque sur la pointe du soir ne traduit pas une dégradation de la sécurité d'approvisionnement, mais une répartition différente du risque sur la journée : en proportion, les heures de début de soirée sont alors plus risquées (cf. figure 6.19).

Figure 6.19 Répartition de la défaillance au sein de la journée de 2019 à 2035 – scénario Ampère



6.7 Flexibilité, modulation, pilotage : de nouveaux enjeux sur la courbe de charge

Le scénario *Ampère* permet d'étudier de manière concrète le fonctionnement d'un mix de production composé d'un volume important d'énergies renouvelables. Les conséquences techniques précises d'un pareil niveau de déploiement ont, à ce jour, fait l'objet de peu d'études détaillées. En octobre 2016, le rapport publié par l'État sur la Programmation pluriannuelle de l'énergie a appelé à combler cette lacune, en mentionnant le besoin de disposer de davantage d'éléments sur les conséquences précises du déploiement des énergies renouvelables.

6.7.1 Les effacements constituent une solution appropriée pour le passage des pointes

Les effacements facilitent le passage des pointes

Dans le scénario *Ampère*, assurer la sécurité d'approvisionnement à l'horizon 2025 sans construire de nouveaux moyens thermiques repose sur la mobilisation d'un gisement d'effacements de consommation, à hauteur d'au moins 4,5 GW.

La mobilisation d'un tel gisement semble réaliste, compte tenu des puissances d'effacement constatées en France à la fin des années 1990 (environ 6 GW) et des évaluations sur les gisements potentiels dans les différents secteurs. Le développement des effacements à l'horizon 2025 semble par ailleurs, sur la base des coûts actuellement connus, la solution la plus rationnelle sur le plan économique pour de tels niveaux de puissance (voir aussi analyse au paragraphe 6.6.2). En effet, compte tenu de la durée du besoin, une solution basée sur des centrales de pointe au gaz (turbines à combustion) conduit à n'utiliser ces centrales que pour une durée de quelques années, bien inférieure à leur durée de vie. Ramenés à la durée du besoin, les effacements, qui mobilisent beaucoup moins de dépenses d'investissement dans des matériels à la durée de vie longue, ont des coûts annualisés plus faibles.

Dans ce scénario, les effacements présentent une utilité importante mais transitoire : à partir de 2030, la sécurité d'approvisionnement peut être assurée par le parc actuel. Les capacités mobilisées ont vocation à diminuer. Les effacements

Figure 6.20 Monotone d'activation des effacements – scénario *Ampère*

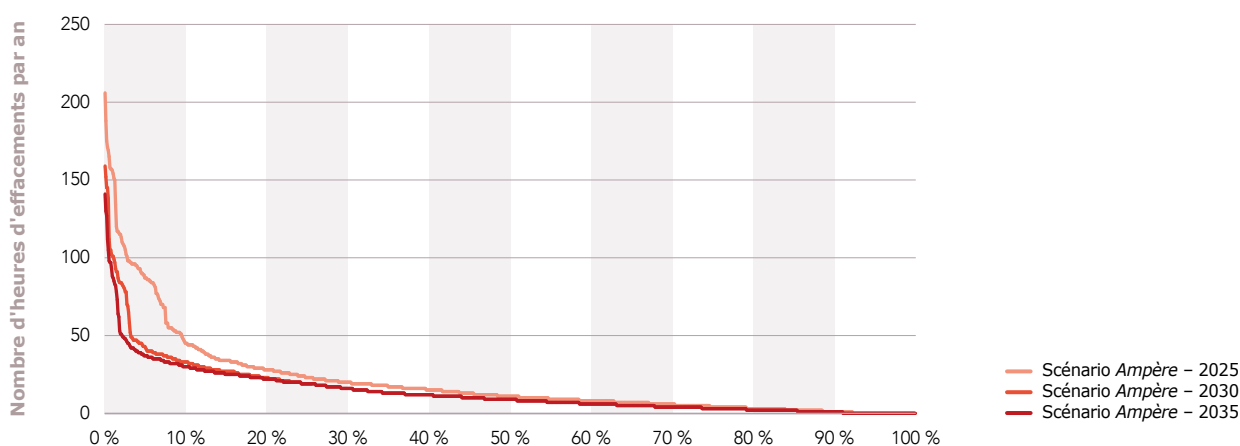
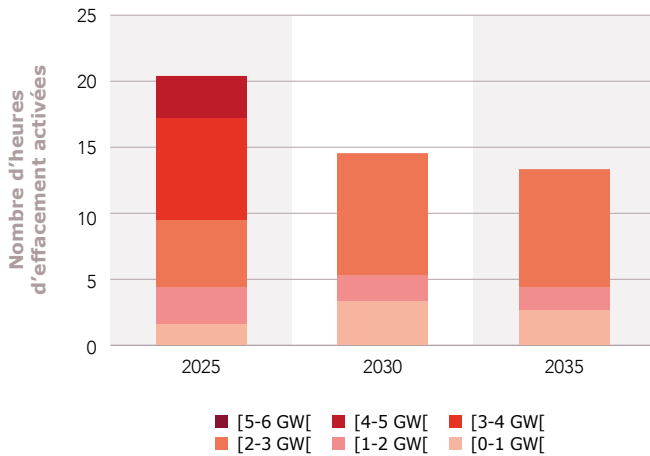


Figure 6.21 Nombre d'heures d'activation moyen des effacements – scénario Ampère



sont alors essentiellement activés pour répondre aux besoins de flexibilité de court terme (réserves, mécanisme d'ajustement).

Les autres flexibilités smart grids ont un rôle marginal

L'analyse menée sur le scénario Ampère confirme, dans ses grandes lignes, les conclusions de l'étude publiée par RTE en juillet 2017 sur les réseaux

électriques intelligents. À l'horizon 2025, le stockage par batteries apparaît plus onéreux que les effacements pour combler le besoin de capacité de pointe. En effet, le coût d'investissement d'une batterie permettant de stocker l'énergie durant deux heures, annualisé sur la durée du besoin de capacité, soit au plus cinq ans, dépasse celui du gisement d'effacement accessible à moins de 100 k€/MW/an.

6.7.2 Le suivi de la courbe de charge souligne le rôle majeur de l'hydraulique et des interconnexions

L'hydraulique joue un rôle clé pour répondre aux variations de la courbe de charge

À l'horizon 2035, une large partie des besoins de flexibilité peuvent être assurés en France par la production hydraulique qui suit les variations de la consommation nette des productions renouvelables et fatales. Avec un large volume installé, la production solaire se substitue significativement à l'hydraulique pour répondre à la consommation en journée.

Figure 6.22 Illustration de la production sur une semaine hivernale avec peu de vent – 2035 – scénario Ampère

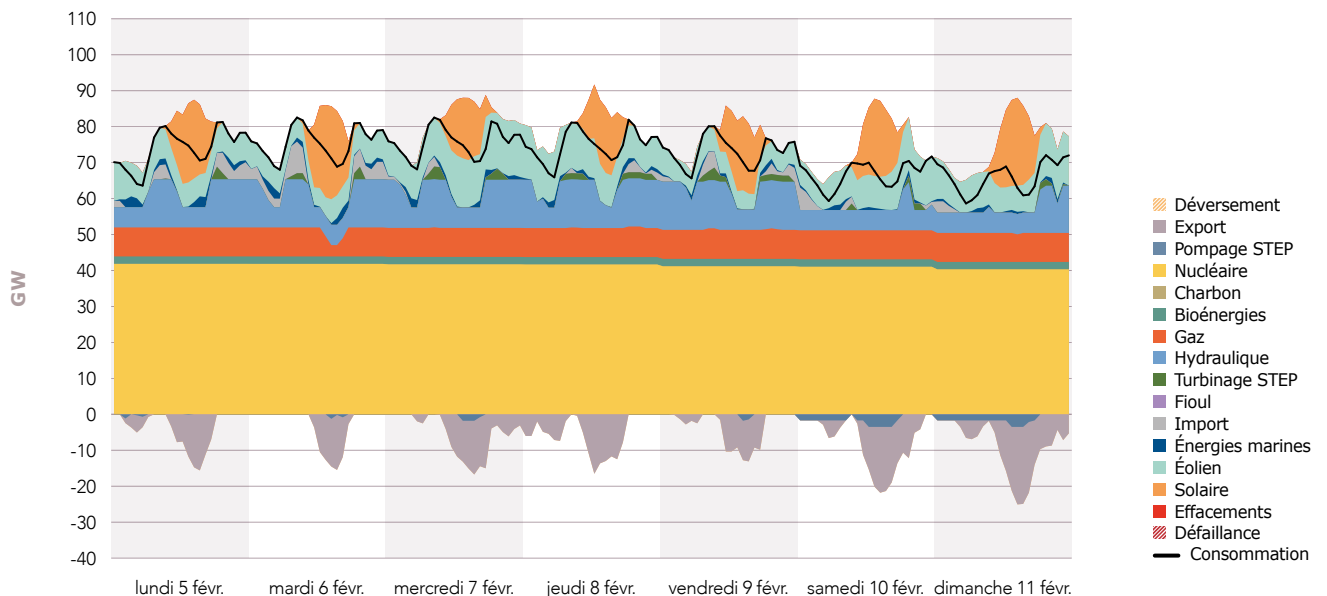
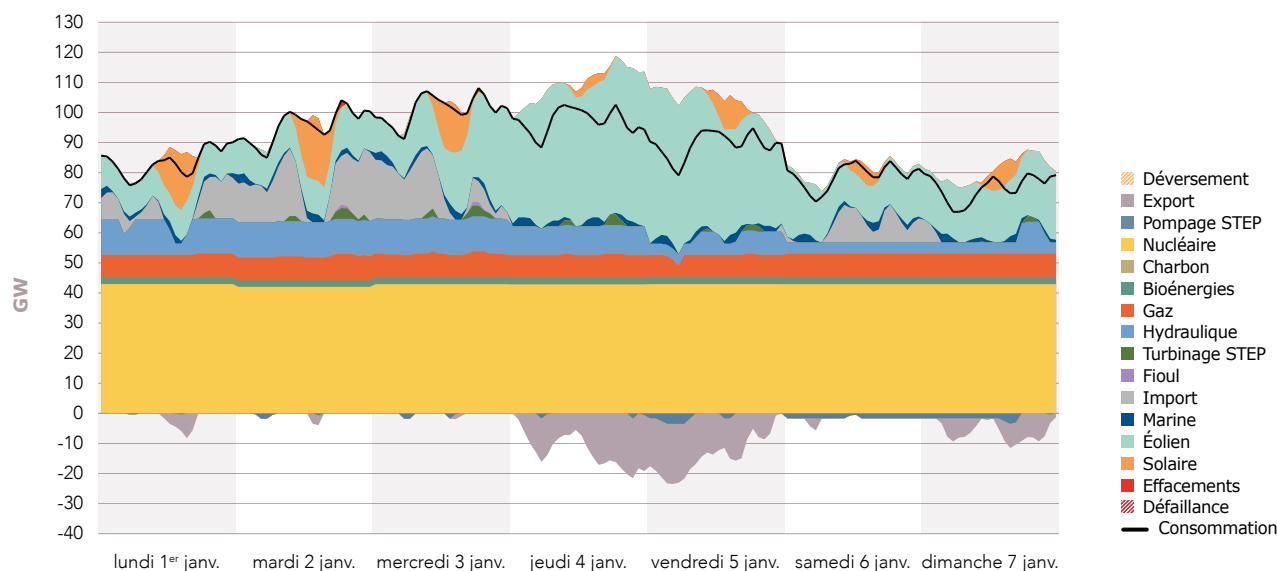


Figure 6.23 Illustration de la production sur une semaine hivernale avec beaucoup de vent – 2035 – scénario Ampère



La baisse de la consommation le week-end s'accompagne de la baisse de la production hydraulique. La fin de semaine permet le stockage d'énergie par pompage. Ce phénomène s'observe également lors des creux de nuit en jour ouvré et lorsque la production photovoltaïque est élevée. L'énergie est restituée au système lorsque les coûts de production sont les plus élevés, aux pointes du matin et du soir les jours ouvrés.

Les interconnexions permettent une meilleure gestion technique et économique des variations de la production éolienne et solaire

L'analyse des courbes de charge permet de visualiser l'effet décrit au paragraphe 6.3 sur le rôle des interconnexions. Celles-ci peuvent en effet être utilisées de manière très différentes d'un jour sur l'autre, selon les configurations météorologiques et les variations de production de l'éolien.

L'exemple de la figure 6.23 permet de visualiser, durant une semaine marquée par une consommation forte (atteignant fréquemment entre 90 et 100 GW), l'alternance de situations d'imports importants (en début de semaine) et d'exports

massifs (en milieu de semaine, lorsque la production éolienne est très importante – elle peut parfois dépasser 40 GW). Dans cette situation, des imports et exports de plus de 20 GW sont enregistrés à moins de deux jours d'intervalle, pour s'adapter aux variations de la production éolienne de plus de 40 GW : les interconnexions rendent bien un service de nature *technique*.

Malgré ces brusques variations de la production éolienne, les énergies renouvelables n'ont pas été limitées, et la production nucléaire et thermique est demeurée constante. Dans l'ensemble européen, la France a alors fourni une partie importante de la production «de base» (en bande), tandis que des moyens aux constantes de temps plus rapides ont été activés ponctuellement (en France avec l'hydraulique, hors de France avec des moyens hydrauliques ou thermiques) pour ajuster l'offre à la demande. Un tel effet de mutualisation est possible dans un système fortement interconnecté, et il permet d'utiliser certaines filières (par exemple le nucléaire) dans des conditions optimales (en bande) : les interconnexions permettent ainsi une meilleure optimisation *économique*.

6.7.3 Des configurations offre-demande inédites apparaissent et soulignent l'intérêt des leviers permettant de mieux piloter l'offre et la demande

L'exemple présenté en figure 6.24 représente le fonctionnement du système électrique durant une semaine de juillet en 2035. Il permet de mettre en lumière plusieurs effets associés à une production éolienne ou photovoltaïque abondante.

La gestion de l'abondance d'une production d'électricité à coût quasi nul devient un enjeu en fin de période

Tout d'abord, durant de nombreuses heures l'été, la production thermique ne trouve pas de débouché. Il n'y a ainsi, en France, pas de production de la part des cycles combinés et les installations en cogénération se limitent à leur production fatale.

La question des débouchés concerne également le nucléaire.

Un nombre croissant de situations sont caractérisées par une demande électrique réduite et une offre abondante. Au niveau européen, la consommation peut alors être entièrement alimentée par les énergies renouvelables, fatales et le nucléaire. Il en résulte des enjeux nouveaux pour le système électrique, puisque l'une ou l'autre de ces deux filières doit alors moduler à la baisse :

- ▶ cette modulation peut porter sur le nucléaire, si le parc le permet : dans l'exemple précité, le parc module de manière régulière et parfois importante (une quinzaine de gigawatts) ;
- ▶ la modulation peut porter sur les renouvelables (on parle alors de déversement, car l'énergie produite à coût nul n'est pas injectée sur le réseau électrique) : c'est le cas pour des volumes très importants lors des pics de production solaire.

En réalité, la gestion de ces situations dépendra donc des facultés de modulation du parc nucléaire, qui auront un impact direct sur les volumes de déversement. Les arbitrages à trouver sont de nature technique et économique (arbitrer entre les coûts d'un parc nucléaire flexibles et ceux d'un déversement d'une production à coût marginal nul).

Figure 6.24 Illustration de la production sur une semaine estivale – 2035 – scénario Ampère

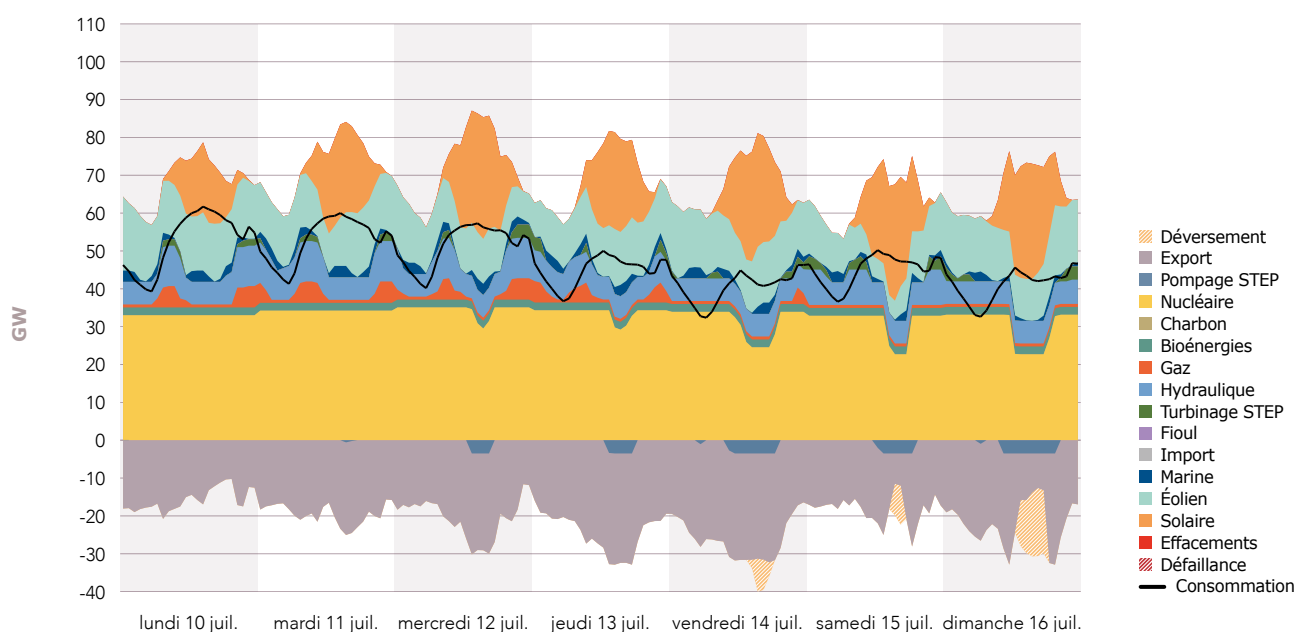
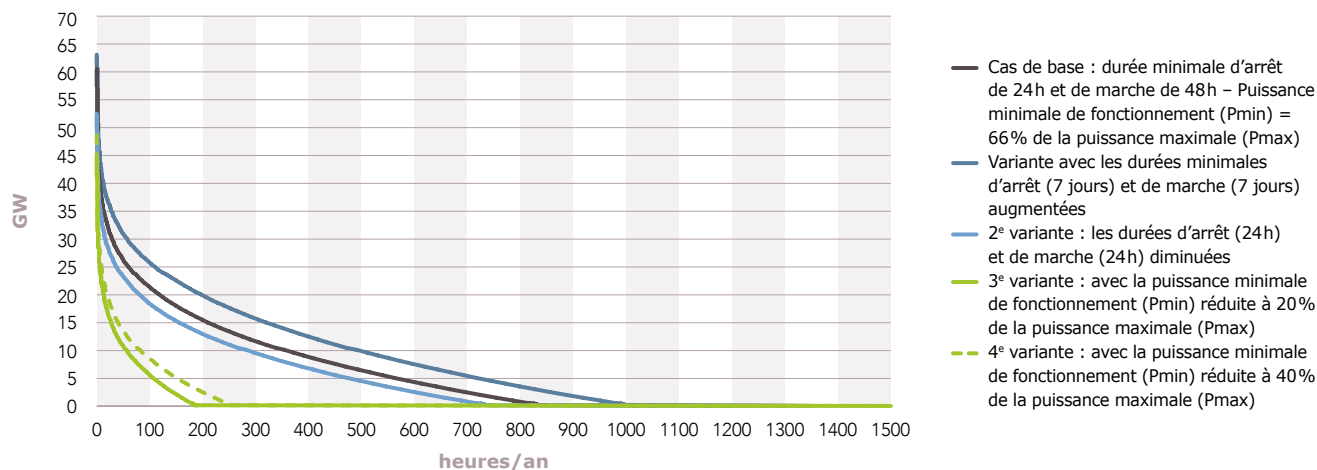


Figure 6.25 Volumes d'énergie déversée (monotones) selon différentes hypothèses sur les facultés de modulation du nucléaire – 2035– scénario Ampère



Le déversement est un phénomène réel en 2035 dans le scénario Ampère

Dans le cas de référence du scénario *Ampère*, un volume significatif de production ne trouvant pas de débouchés apparaît (9 TWh). Ce chiffre est à comparer au volume annuel cumulé de production renouvelable (314 TWh).

Ce déversement du système électrique peut correspondre à une perte sèche de productible ou une conversion en chaleur vers une autre forme d'utilisation domestique : eau chaude sanitaire, voire gaz, selon les technologies et les rendements alors disponibles.

Le déversement de production peut atteindre plus de 40 GW sur certains jours d'été au midi solaire. Le volume total de déversement de production dépend des contraintes de modulation du parc nucléaire. Le scénario *Ampère* retient une hypothèse de fonctionnement minimal des réacteurs nucléaires à 66% de leur puissance maximale (c'est une moyenne au niveau du parc, hors périodes d'arrêt, qui prend en compte que seule une partie du parc module), une hypothèse de durée minimale d'arrêt de 24h et une hypothèse de durée minimale de marche de 48h. Les analyses ont été effectuées en faisant varier ce paramètre, comme l'illustre la figure 6.25.

De nombreuses solutions techniques peuvent permettre une meilleure gestion de ce phénomène

L'existence de «surplus» de production à bas coût, dans le scénario *Ampère*, constitue de manière générale une opportunité pour les différentes formes de stockage et de modulation de charge.

Parmi celles-ci figurent les ballons d'eau chaude sanitaire, les batteries des véhicules électriques pouvant être sollicitées lors du rechargement, les batteries installées par les particuliers en complément à des panneaux solaires sur toiture dans le cadre d'une opération d'autoproduction, ou encore les moyens de stockage dédiés au système électrique.

Ainsi, la modulation du parc nucléaire ne constitue pas la seule solution technique envisageable pour répondre aux enjeux de l'intégration massive d'énergies renouvelables. Parmi toutes les solutions mentionnées, qui seront en concurrence pour répondre aux besoins de flexibilité du système, certaines s'imposeront soit parce qu'elles sont intégrées par défaut lors de leur déploiement, soit parce qu'elles présentent un bilan économique favorable. L'analyse du déploiement groupé de ces flexibilités dans le cadre d'une politique d'accompagnement du véhicule électrique figure parmi les prolongements identifiés des travaux du Bilan prévisionnel.

⋮ Bilans

Parc installé

Scénario Ampère (GW)	2016	2025	2030	2035
Nucléaire	63,1	54,9	48,5	48,5
Thermique	20,4	13,9	13,9	13,2
Cycles combinés au gaz	6,3	6,7	6,7	6,7
Charbon	2,9	-	-	-
Fioul lourd	3,7	-	-	-
Turbines à combustion	2,1	1,7	1,7	1,5
<i>fioul</i>	1,4	1,0	1,0	1,0
<i>gaz</i>	0,6	0,6	0,6	0,4
Cogénérations	4,8	4,8	4,8	4,4
<i>fioul</i>	0,5	0,5	0,5	-
<i>gaz</i>	4,4	4,4	4,4	4,4
Autres moyens thermiques décentralisés	0,7	0,7	0,7	0,7
Énergies renouvelables	45,8	87,6	117,2	148,5
Hydraulique	25,5	25,5	25,5	25,5
<i>dont STEP</i>	4,2	4,2	4,2	4,2
Éolien	11,7	35,3	51,3	67,3
<i>dont éolien terrestre</i>	11,7	30,3	41,3	52,3
<i>dont éolien en mer</i>	-	5,0	10,0	15,0
Photovoltaïque	6,7	23,7	36,0	48,5
Bioénergies	1,9	2,9	3,5	4,1
Énergies marines	-	0,1	0,8	3,0
Effacements	2,5	4,5	2,5	2,5
Offre totale	131,9	160,8	182,0	212,7

Bilan électrique

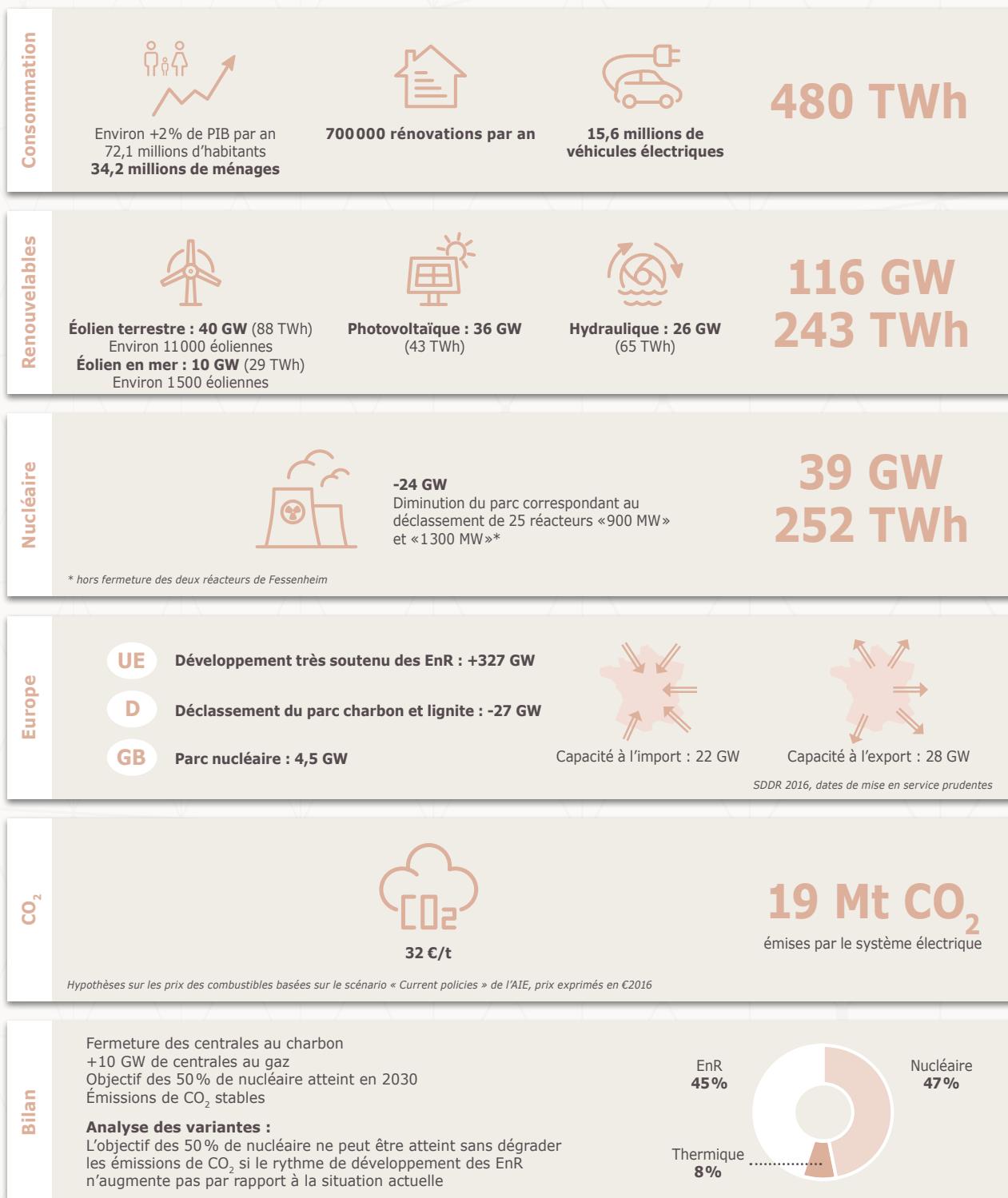
Scénario Ampère (TWh)	2016	2025	2030	2035
Consommation France ⁵	481,0	466,1	471,7	483,1
Solde exportateur	42,2	105,4	109,5	134,3
Pompage	6,7	4,5	6,4	9,4
Énergie déversée	-	0,4	2,3	8,7
Demande totale	529,9	576,5	589,8	635,5
Nucléaire	384,0	352,8	307,0	293,8
Thermique	44,5	35,7	34,4	27,6
Cycles combinés au gaz	22,1	24,0	22,7	17,0
Charbon	7,1	-	-	-
Fioul	0,3	-	-	-
Turbines à combustion	0,6	0,1	0,1	0,1
<i>fioul</i>	0,1	0,0	0,0	0,0
<i>gaz</i>	0,5	0,1	0,1	0,1
Cogénérations	13,3	10,5	10,5	9,5
<i>fioul</i>	0,9	0,9	0,9	-
<i>gaz</i>	12,4	9,6	9,6	9,5
Autres moyens thermiques décentralisés	1,2	1,1	1,1	1,1
Énergies renouvelables	101,4	187,9	248,3	314,2
Hydraulique	63,5	63,4	65,4	67,8
<i>dont STEP</i>	5,9	3,6	5,1	7,5
Éolien	20,9	82,9	122,2	161,7
<i>dont éolien terrestre</i>	20,9	66,5	90,5	114,6
<i>dont éolien en mer</i>	-	16,5	31,7	47,0
Photovoltaïque	8,3	28,4	43,1	58,1
Bioénergies	8,7	12,9	15,4	18,0
Énergies marines	-	0,3	2,3	8,7
Offre totale	529,9	576,5	589,8	635,5

5. Consommation moyenne pouvant être différente de la consommation à températures de référence

SCÉNARIO HERTZ

Un développement de moyens thermiques pour diminuer plus rapidement la part du nucléaire sans augmenter les émissions de CO₂ du secteur électrique

Principaux résultats et hypothèses à l'horizon 2035



Hypothèses sur les prix des combustibles basées sur le scénario « Current policies » de l'AIE, prix exprimés en €2016

Principe

Le scénario repose sur un pilotage du mix vers l'objectif des 50% de production nucléaire **dans le respect d'un plafond d'émissions de CO₂**.

Ce plafond correspond au niveau actuel des émissions du secteur électrique.

Résultats

Le scénario permet une **diversification du mix de production plus rapide**. La cible des 50% de production nucléaire peut être atteinte en 2030. Par rapport à la variante du scénario *Ampère* basée sur un niveau de déploiement d'énergies renouvelables comparable (rythme PPE), le développement de nouvelles centrales au gaz permet de «gagner» cinq ans pour atteindre la cible, et conduit à déclasser davantage de réacteurs nucléaires (27 contre 18).

Les effacements de consommation se développent ; ils évitent la construction d'un volume encore plus important de nouvelles centrales au gaz.

Par construction, les émissions de CO₂ **demeurent proches de leur niveau actuel sur toute la période**.

Le pilotage du mix «par les émissions» ne constitue pas une contrainte très forte pour réguler le développement de centrales au gaz si le rythme de développement des énergies renouvelables s'accélère par rapport à aujourd'hui. En revanche, l'analyse de sensibilité réalisée pour étudier une configuration avec un développement des énergies renouvelables plus faible (calé sur le rythme historique) met en évidence que, dans ce cas de figure, le besoin en nouveaux moyens thermiques devient tel que le plafond d'émissions ne peut plus être respecté.

Les moyens thermiques peuvent donc constituer **un outil de la transition du secteur électrique** si son objectif porte prioritairement sur la part du nucléaire. Dans un scénario s'appuyant sur de nouveaux moyens thermiques, le développement des énergies renouvelables doit néanmoins être soutenu pour préserver le bénéfice environnemental lié à la fermeture des centrales au charbon.

Dans tous les cas de figure, **l'économie d'un développement important de centrales au gaz repose sur des bases fragiles**. Dans le cas d'une fermeture importante de réacteurs nucléaires, il existe un espace économique pour des centrales au gaz, mais cet espace n'est pas garanti à long terme avec la progression des énergies renouvelables en France comme à l'étranger. Construire des installations prévues pour fonctionner 40 années alors que leurs débouchés ne semblent assurés que sur une période limitée interroge sur le coût à long terme d'un tel mix de production. **De ce fait, le bilan des échanges avec les pays voisins demeure exportateur, mais faiblement.**

Ce scénario permet une meilleure diversification des risques pesant sur la sécurité d'approvisionnement par rapport à aujourd'hui car il conduit à remplacer une partie du parc nucléaire par d'autres moyens pilotables.

7. SCÉNARIO *HERTZ* :

UN DÉVELOPPEMENT DE MOYENS THERMIQUES POUR DIMINUER PLUS RAPIDEMENT LA PART DU NUCLÉAIRE SANS AUGMENTER LES ÉMISSIONS DE CO₂ DU SECTEUR ÉLECTRIQUE

7.1 Une transition énergétique permise par la complémentarité des moyens thermiques

7.1.1 L'objet d'étude : étudier le développement des moyens thermiques dans la poursuite des objectifs de la transition énergétique sous contrainte de maîtriser les émissions de CO₂ du secteur électrique

Le scénario *Ampère*, présenté au chapitre précédent, repose sur une substitution entre production nucléaire et renouvelable. Une conclusion importante concerne la faculté d'obtenir une bonne corrélation entre les rythmes de déclassement du nucléaire et de déploiement des énergies renouvelables, pour atteindre l'objectif des 50% autour de 2030 sans construction de nouvelles centrales thermiques, tout en garantissant la sécurité d'approvisionnement.

Le scénario *Hertz* porte lui aussi sur la recherche d'une bonne articulation entre la trajectoire nucléaire et renouvelable mais dans le cadre d'un déploiement plus faible des énergies renouvelables, de type « PPE » ou « tendanciel ». L'émergence coordonnée de nouveaux moyens thermiques est la solution étudiée pour réaliser les objectifs de diversification de la loi de transition énergétique pour la croissance verte. En cohérence avec les orientations de la Programmation pluriannuelle de l'énergie et le Plan climat publié en juillet 2017, l'arrêt des centrales au charbon d'ici à 2022 est supposé acquis et peut être compensé par des solutions moins carbonées afin d'assurer une transition maîtrisée. Les centrales au gaz sont alors de bons candidats du fait de leur grande maturité technologique et industrielle ainsi que d'émissions environ trois fois inférieures¹ aux unités au charbon.

1. Émissions de 0,36 t/MWh pour un cycle combiné au gaz récent et 0,99 t/MWh pour une centrale au charbon du début des années 80.

Les centrales fonctionnant au gaz présentent également l'intérêt de limiter les investissements initiaux par rapport à d'autres moyens de production (d'après l'Agence internationale de l'énergie, en 2035, le coût d'investissement sera de l'ordre de 800 k€/MW pour un cycle combiné au gaz, contre 1 200 k€/MW pour l'éolien ou 3 600 k€/MW pour le nouveau nucléaire). Elles sont également dotées de caractéristiques techniques adaptées à une augmentation des besoins de flexibilité du système électrique. Ces éléments peuvent conduire le gaz à être mobilisé dans certaines options de transition énergétique. Cependant, ces unités à coût variable relativement élevé doivent trouver des débouchés suffisants dans le cadre d'un développement soutenu des énergies renouvelables sur les marchés européens.

La production associée à ces nouveaux moyens thermiques conduirait à des émissions de gaz à effet de serre supplémentaires. Quand bien même l'analyse des émissions de CO₂ a moins de sens à l'échelle d'un secteur qu'à l'échelle d'une économie, la dynamique engagée par les pouvoirs publics semble difficilement pouvoir aller de pair avec un accroissement des émissions du parc électrique français. Parmi les documents les plus récents de programmation énergétique, on peut ainsi relever que :

- ▶ la Stratégie nationale bas carbone (SNBC) publiée en novembre 2015 ne fixe pas de limite spécifique pour le secteur électrique mais recommande de ne pas investir dans des moyens thermiques à combustibles fossiles dont l'utilisation ne serait pas pertinente à moyen terme du fait du développement des énergies renouvelables ;
- ▶ la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) publiée en octobre 2016 indique que les décisions de fermeture ne devront pas conduire à une augmentation des émissions de CO₂ du parc de production d'électricité ;
- ▶ le Plan climat publié en juillet 2017 propose de décarboner la production d'énergie dans son axe numéro 8.

L'arrêt des centrales au charbon offre néanmoins des marges de manœuvre à l'émergence de nouveaux moyens thermiques moins polluants grâce à la suppression des émissions de CO₂ qui accompagnent sa production. En 2016, celles-ci représentaient 7 millions de tonnes soit environ 30% des émissions totales pour seulement 1% de la production. Même en instaurant un plafond d'émissions calé sur les niveaux d'aujourd'hui, il est possible d'envisager le développement de nouveaux moyens thermiques au gaz sachant que pour un même niveau d'émissions, leur production électrique peut être environ trois fois plus importante que celle issue du charbon.

Une analyse technico-économique de ces enjeux est nécessaire

Plusieurs questions demeurent en suspens :

- ▶ En construisant de nouveaux moyens thermiques, est-il possible d'atteindre l'objectif de la transition énergétique en part de la production renouvelable et nucléaire tout en limitant les émissions de CO₂ du secteur électrique ?
- ▶ De tels investissements peuvent-ils trouver une rentabilité pour des acteurs privés dans la mesure où leurs débouchés s'assècheraient progressivement au fur et à mesure de la poursuite du déploiement de l'éolien et du solaire ?
- ▶ À quelle échéance ces nouveaux moyens doivent-ils être mis en service ?
- ▶ Dans le cadre d'un scénario de combustible «*Current Policies*» avec un prix du CO₂ atteignant 32 €/t en 2035, quelles sont les technologies les plus économiquement adaptées ?
- ▶ Les nouveaux moyens thermiques sont-ils indispensables et peuvent-ils être en partie remplacés par des flexibilités (effacements, stockage, pilotage de la production renouvelable, etc.) ?
- ▶ Est-il économiquement pertinent de fixer un seuil d'émissions de CO₂ dans un scénario de transition s'appuyant sur de nouveaux moyens thermiques ?

7.1.2 Le principe structurant : une réduction de la part du nucléaire en fonction du rythme d'installation des énergies renouvelables et de nouvelles centrales au gaz, sans augmenter les émissions

Un plafond d'émissions de CO₂ fixé à 22 millions de tonnes

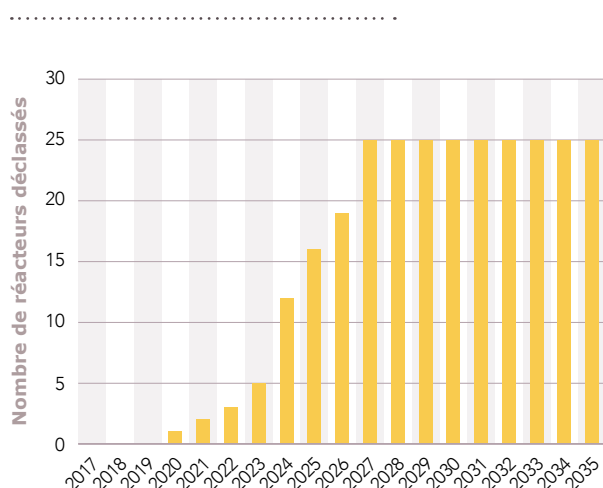
Le plafond d'émissions de CO₂ de la production d'électricité permet de maintenir les rejets de gaz à effet de serre de la France parmi les plus bas niveaux européens, tout en permettant la construction de nouveaux moyens thermiques pour compenser la non-prolongation des réacteurs nucléaires au-delà de leur quatrième visite décennale.

La trajectoire nucléaire résulte d'une combinaison de trois contraintes :

- ▶ la trajectoire de développement des énergies renouvelables ;
- ▶ le calendrier d'arrêt des réacteurs nucléaires à leur quatrième visite décennale ;
- ▶ les contraintes de sécurité d'approvisionnement sur la période 2020 à 2022.

Le scénario suppose un délai de construction de cinq années pour un nouveau cycle combiné au gaz. Le mouvement de diminution de la capacité nucléaire est ainsi engagé dans le respect des

Figure 7.1 Nombre total de réacteurs déclassés par rapport à la situation actuelle (hors Fessenheim) – scénario Hertz



conclusions présentées au chapitre 4. À compter de 2022, le rythme de déclassement s'appuie sur le calendrier des visites décennales, tant que le rythme d'installation des nouvelles centrales au gaz est compatible avec le plafond d'émissions.

Comme dans le scénario *Ampère*, la trajectoire nucléaire est pilotée. Elle constitue un résultat des actions mises en œuvre pour développer les énergies renouvelables, arrêter les centrales au charbon d'ici à 2022 et poursuivre les objectifs de diversification du mix décrits dans la loi de transition énergétique pour la croissance verte.

La modalité retenue dans le scénario *Ampère* sur le calage des dates d'arrêt des réacteurs nucléaires est conservée : la non-prolongation d'un réacteur nucléaire est uniquement possible à l'échéance de sa visite décennale. Chaque année, certains réacteurs peuvent alors être déclassés, tandis que d'autres sont prolongés. Lorsque le niveau des 50% de production nucléaire dans le mix de production est atteint, les réacteurs atteignant leur visite décennale sont considérés comme prolongés. La capacité nucléaire installée se stabilise alors à 39 GW en 2030.

Cette règle de pilotage ne prétend pas constituer un principe réglementaire. Il s'agit là encore de vérifier les propriétés d'une trajectoire de déclassement du nucléaire qui serait conçue par rapport à un objectif climatique sur le secteur de l'électricité, et de fournir les éléments permettant d'analyser ses conséquences sur les plans technique et économique.

Dans ce contexte, l'intérêt de nouvelles centrales thermiques est de relaxer la contrainte associée au développement des énergies renouvelables pour l'atteinte d'une part de 50% d'énergie nucléaire dans le mix électrique français. Dans le même temps, le développement de nouvelles centrales thermiques ne peut s'envisager, d'un point de vue économique, que dans la mesure où la croissance des énergies renouvelables reste modérée. En conséquence, l'intérêt de nouveaux moyens thermiques contraints par un plafond d'émissions de CO₂ ne peut s'entendre que dans le cadre d'une trajectoire médiane («rythme PPE») ou tendancielle de développement des énergies renouvelables.

La cohérence économique du scénario est évaluée

Le développement de nouveaux moyens thermiques en France renvoie à deux types d'interrogations.

La première porte sur l'existence de débouchés pérennes pour de nouvelles installations, compte tenu de la compétition croissante avec les énergies renouvelables. Par exemple, des débouchés pourraient exister en 2025 et se réduire voire s'annuler à partir de 2030 ou 2035. L'analyse du Bilan prévisionnel doit permettre d'identifier ces configurations qui peuvent renchérir le coût de financement des projets et parfois en annuler l'opportunité.

Par la suite, les nouveaux moyens thermiques pourraient être concurrencés par des flexibilités. Cet effet a été étudié en détail dans le rapport publié en juillet 2017 par RTE sur les «réseaux électriques intelligents». Avec un cas de base correspondant au scénario Nouveau mix 2014, ce rapport indique qu'une partie des nouvelles capacités thermiques nécessaires pouvait être concurrencée par des *smart grids* dont la valeur capacitaire peut justifier le développement.

7.1.3 Une analyse de sensibilité au rythme de développement des énergies renouvelables en France : des impacts forts sur la réalisation des objectifs

Le scénario se distingue du scénario *Ampère* par la place qu'est amenée à prendre la production thermique dans le mix électrique. Afin de disposer d'une base de comparaison, une partie des hypothèses est donc similaire à la variante du scénario *Ampère* explorant un développement des énergies renouvelables au «rythme PPE». Il s'agit notamment de la consommation dont la trajectoire la plus forte est retenue («trajectoire haute») et du rythme de développement des énergies renouvelables en France comme à l'étranger. Les prix de combustibles correspondent au scénario² «*Current Policies*» de l'Agence internationale de l'énergie avec une tonne de CO₂ valorisée à 32 euros en cohérence avec un développement des énergies renouvelables suivant le «rythme PPE» en France. Enfin, le développement des interconnexions est calé sur la trajectoire médiane car ce scénario ne devrait pas impliquer une augmentation substantielle de leur utilisation aux frontières françaises.

Toutes choses égales par ailleurs, une variante est étudiée avec le rythme «tendanciel» de développement des énergies renouvelables en France. Elle met en lumière l'impact de la croissance de cette filière sur l'atteinte des objectifs de la loi de transition énergétique, le respect des émissions de CO₂, la structure de l'offre de production et la compétitivité du parc de production français par rapport à ses voisins.

2. World Energy Outlook 2016

Tableau 7.1 Cas de base et variantes du scénario Hertz

	Consommation	EnR	Nucléaire	CO ₂ /Combustibles	Interconnexions	Parcs étrangers
Scénario Hertz	Haute + 	Rythme PPE + 	pilotage CO ₂ + 	CO ₂ médian + 	SDDR 2016 – dates prudentes (médiane) + 	UE EnR haute + Thermique bas + Nucléaire EU bas
Variante EnR bas	Haute + 	Rythme tendanciel + 	pilotage CO ₂ + 	CO ₂ médian + 	SDDR 2016 – dates prudentes (médiane) + 	UE EnR haute + Thermique bas + Nucléaire EU bas
Variante consommation, EnR et interconnexions	Basse + 	Rythme tendanciel + 	pilotage CO ₂ + 	CO ₂ médian + 	SDDR 2016 – dates très prudentes (basse) + 	UE EnR haute + Thermique bas + Nucléaire EU bas
Variante consommation et EnR Europe	Intermédiaire 3 + 	Rythme PPE + 	pilotage CO ₂ + 	CO ₂ médian + 	SDDR 2016 – dates prudentes (médiane) + 	UE EnR moyenne + Thermique bas + Nucléaire EU bas
Variante EnR Europe	Haute + 	Rythme PPE + 	pilotage CO ₂ + 	CO ₂ médian + 	SDDR 2016 – dates prudentes (médiane) + 	UE EnR moyenne + Thermique bas + Nucléaire EU bas
Variante comparaison	Haute + 	Rythme PPE + 	pilotage CO ₂ + 	CO ₂ médian + 	SDDR 2016 – dates prudentes (médiane) + 	UE EnR haute + Thermique bas + Nucléaire EU bas

7.2 Les bilans énergétiques : une diversification qui repose sur une diminution du nucléaire au profit des énergies renouvelables et de la filière gaz

Dans le scénario *Hertz*, le mix de production se diversifie du fait de la non-prolongation de réacteurs nucléaires entre 2020 et 2030 et de la croissance régulière des énergies renouvelables. La filière thermique assure un rôle de transition en garantissant la sécurité d'approvisionnement sans voir sa part dans le mix augmenter très significativement. La production totale du pays est globalement stable autour de 540 TWh avec des exports qui se maintiennent à 50 TWh.

7.2.1 Un rythme de déclassement nucléaire qui permet d'atteindre 50% du mix en 2030 sans augmentation des émissions de gaz à effet de serre

Les nouveaux moyens de production thermiques nécessitent des temps de construction de l'ordre de cinq ans au minimum pour un cycle combiné au gaz et quatre ans pour une turbine à combustion. L'analyse de risque sur la période 2018-2022

Figure 7.2 Évolution du parc de production – scénario Hertz

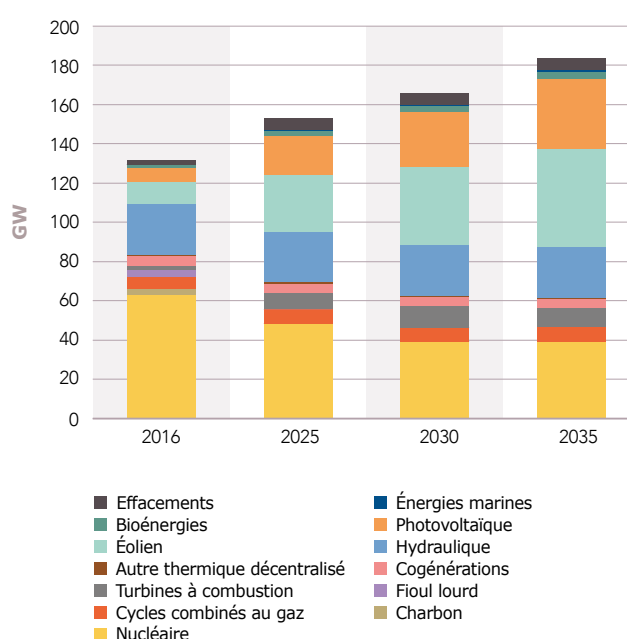


Figure 7.3 Bilans énergétiques – scénario Hertz

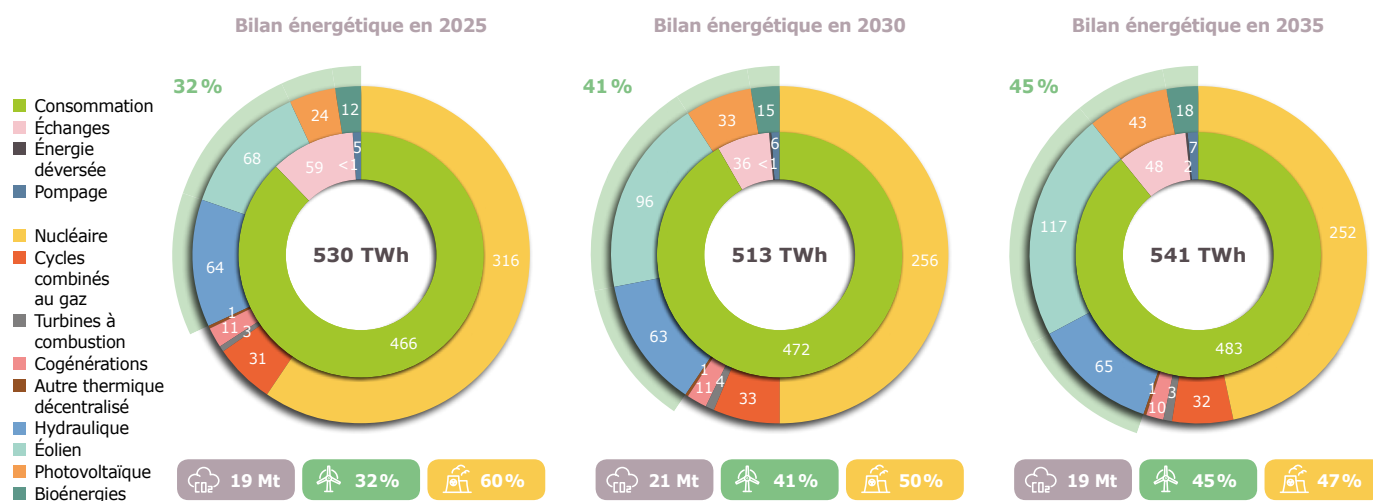
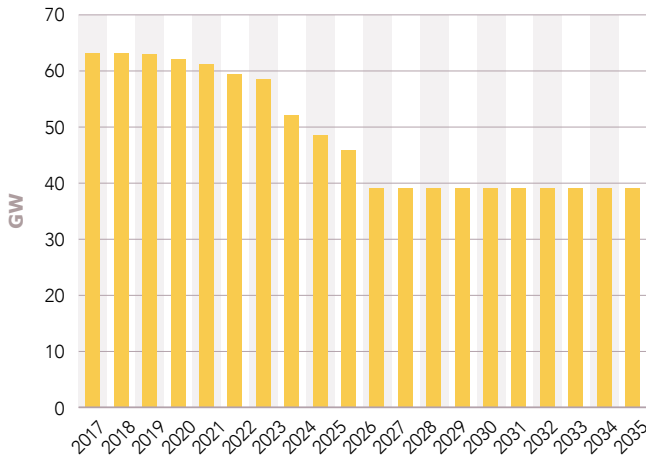


Figure 7.4 Trajectoire de capacité nucléaire installée – scénario Hertz



indique qu'il n'est pas envisageable de déclasser simultanément l'ensemble des unités au charbon et des réacteurs atteignant 40 années de fonctionnement. Il en résulte un déclassement maximum d'un réacteur par an entre 2020 et 2022. À partir de cette date, la mise en service de premières unités thermiques devient possible, permettant d'accélérer le retrait des réacteurs au rythme des quatrièmes visites décennales.

Le parc nucléaire atteint alors 48 GW en 2025 puis 39 GW en 2030. Cette diminution rapide affecte sensiblement la part de cette filière dans le mix électrique français, qui passe de 60% en 2025 à 50% en 2030. La capacité nucléaire est ensuite maintenue à 39 GW, du fait de l'atteinte de l'objectif concernant la part de nucléaire. Toutefois, la part de cette filière continue de diminuer au rythme du développement des énergies renouvelables pour s'établir à 47% en fin d'horizon. Au total, ce sont 25 réacteurs nucléaires qui ne sont pas prolongés au-delà de leur quatrième visite décennale d'ici à 2030 dont 16 sur la période 2020-2025 et 9 sur la période 2025-2030.

Contrairement au scénario *Ampère*, caractérisé par une augmentation du volume d'électricité produit en France qui entraîne mécaniquement un effet de dilution de la part du nucléaire, le scénario *Hertz* maintient une production totale relativement stable et s'appuie sur une réduction plus volontariste du parc nucléaire pour atteindre les 50% à la même date.

7.2.2 Un déploiement des énergies renouvelables qui permet d'atteindre 40% de la production en 2030

Le scénario *Hertz* étudie, dans un contexte de prix du carbone médian, un déploiement plus lent des énergies renouvelables. La trajectoire retenue pour le cas de base atteint les objectifs de la Programmation pluriannuelle de l'énergie en 2023 et conduit aux capacités suivantes en 2035 : 40 GW d'éolien terrestre, 10 GW d'éolien en mer et 36 GW de photovoltaïque. À cet horizon, la production renouvelable atteint près de 243 TWh³ soit pratiquement autant que la production nucléaire. Par rapport à l'année 2016, il s'agit d'une diminution d'environ 150 TWh de production nucléaire remplacée par environ 150 TWh d'énergie renouvelable.

Cette croissance permet de hisser la part de production renouvelable à 32% de la production totale en 2025, puis de légèrement dépasser 40% en 2030 pour finalement s'établir à 45% en fin d'horizon. Les objectifs de diversification du mix définis dans la loi de transition énergétique sont donc atteints en 2030, pour les énergies renouvelables et le nucléaire. Comme dans le scénario *Ampère*, la corrélation entre les calendriers permet de mieux concilier les objectifs de diversification avec ceux de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

3. Énergie hydraulique comprise

7.2.3 Une part de la production thermique en augmentation mais qui ne dépasse pas 10% de la production totale

Avec un déclassement de 16 réacteurs nucléaires d'ici à 2025, un besoin de capacité significatif apparaît dès 2025. En tenant compte de la contribution des interconnexions, environ 11 GW de nouvelles capacités en France s'avèrent nécessaires pour garantir le respect du critère de sécurité d'approvisionnement d'ici à 2025.

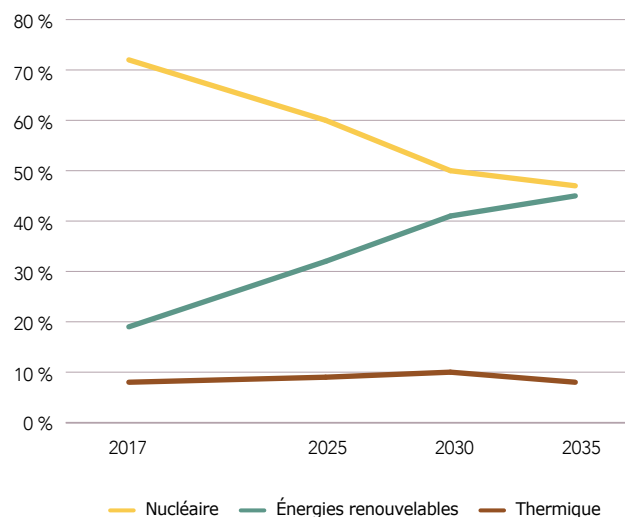
Ainsi, sur la période 2020 à 2025, ce besoin se traduit par la mise en service d'un nouveau cycle combiné au gaz, de 3,5 GW d'effacements supplémentaires et d'environ 6,5 GW de turbines à combustion (soit 33 unités de 200 MW).

De 2020 à 2030, d'autres besoins apparaissent avec la poursuite du déclassement du nucléaire (9 autres réacteurs sont déclassés). En parallèle, le développement des interconnexions et des énergies renouvelables se poursuit.

Le parc français n'est alors composé plus que de trois filières principales : renouvelable, nucléaire et gaz. Cette dernière joue un rôle de relais après l'arrêt des unités fonctionnant au charbon en 2022. Sa production augmente pour s'établir à 45 TWh (environ 10% du mix de production). Cette part demeure relativement stable sur les trois horizons de temps étudiés.

Les nouveaux moyens thermiques apportent également de nouveaux services aux gestionnaires de réseaux. La réduction des temps de démarrage, par exemple, leur permet d'offrir de nouvelles options de flexibilité. L'analyse des différents scénarios de la partie 11 indique que les besoins de flexibilité du système électrique seront croissants. Ces nouvelles centrales pourront donc apporter leur contribution à l'instar des solutions *smart grids* décrites dans le rapport publié par RTE en juillet 2017⁴ sur les «réseaux électriques intelligents» telles que le développement des effacements, des batteries ou la modulation de charge.

Figure 7.5 Évolution de la part des différentes filières dans la production d'électricité – scénario Hertz



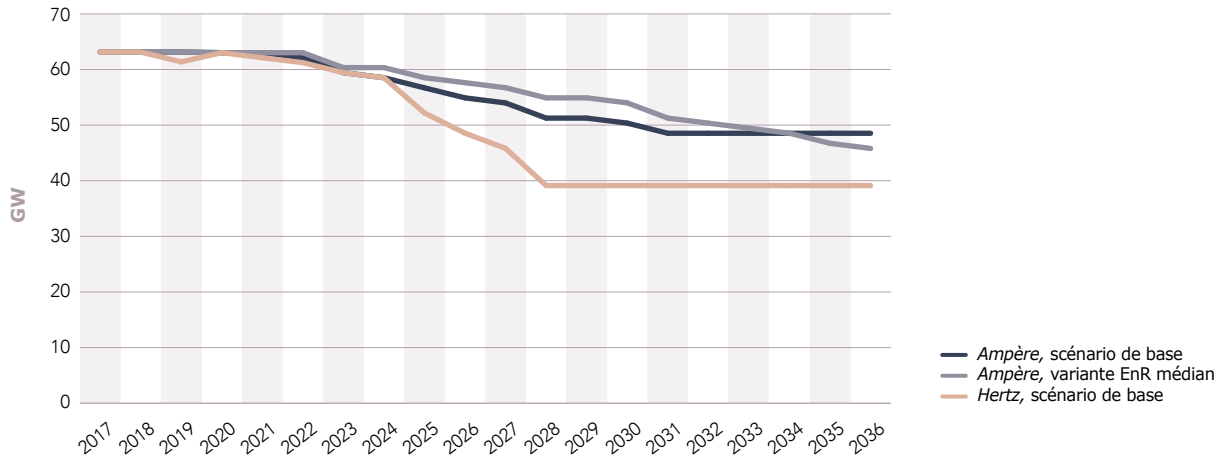
7.2.4 La construction de nouveaux moyens thermiques permet d'anticiper de cinq ans l'atteinte des objectifs de la loi de transition énergétique par rapport à la logique de substitution du scénario Ampère

Le scénario *Ampère* étudie une transition fondée sur une substitution en énergie entre le nucléaire et les énergies renouvelables à partir de 2020, jusqu'à atteindre l'objectif d'une part de 50% de production nucléaire. La variante du scénario *Ampère* explorant les mêmes conditions de développement des énergies renouvelables que le scénario *Hertz* (trajectoire «rythme PPE»), conclut que cet objectif ne peut être atteint qu'en 2035 en poursuivant cette logique de substitution.

L'analyse du scénario Hertz indique que l'investissement dans de nouveaux moyens de production et d'effacements permet bien d'accélérer le déclassement des réacteurs nucléaires afin d'atteindre l'objectif au plus tôt, en 2030.

4. Valorisation socio-économique des réseaux électriques intelligents», RTE, http://www.rte-france.com/sites/default/files/rei_synthese-commune_2017.pdf

Figure 7.6 Trajectoires de capacité nucléaire installée – scénarios Ampère et Hertz



7.2.5 Un scénario et des conclusions proches du scénario Nouveau mix du Bilan prévisionnel 2014

Le scénario 2014 est proche du scénario «Nouveau mix» présenté dans le Bilan prévisionnel 2014 et utilisé depuis dans de nombreuses études. La consommation est du même ordre de grandeur, aux alentours de 480 TWh. Les conclusions

élaborées à l'époque, en matière de besoin de nouvelles capacités et de mix de production sont proches. En 2030, les nouvelles capacités thermiques s'élèvent à environ 10 GW, et le mix est ainsi composé de 50% de nucléaire, 40% d'énergies renouvelables et 10% de production thermique. La production électrique totale et les échanges aux frontières sont similaires avec des valeurs respectives de 540 TWh et 48 TWh.

7.3 Un déploiement des énergies renouvelables selon le « rythme PPE » nécessaire à l'atteinte des objectifs de la loi de transition énergétique

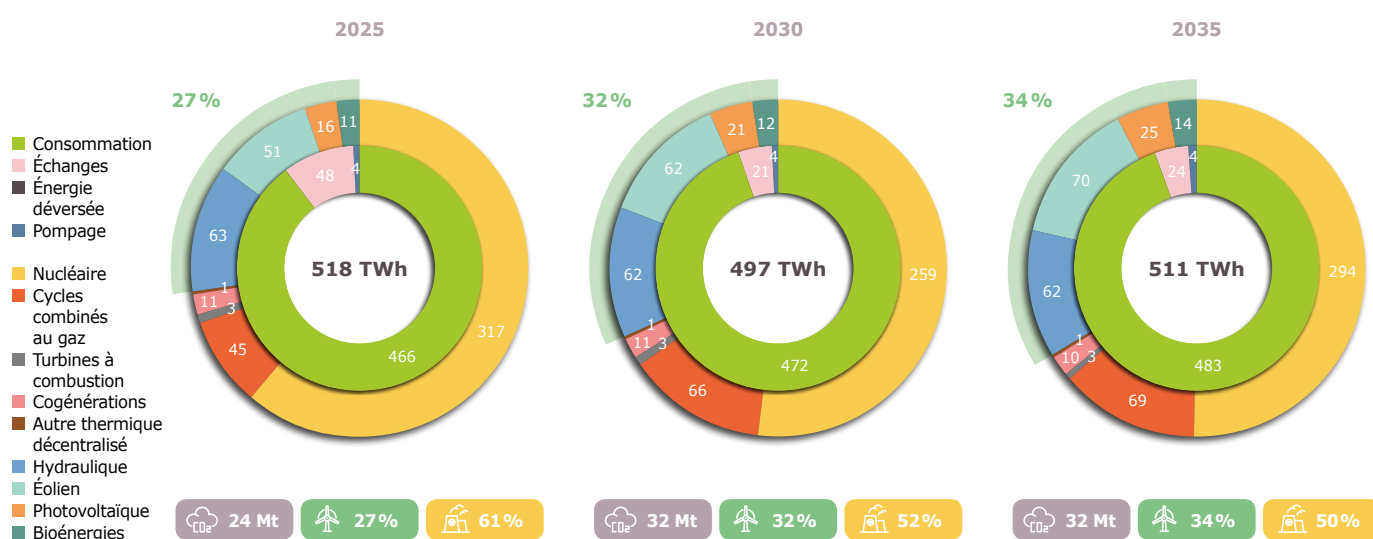
Dans le cas de base, la complémentarité entre moyens thermiques, nucléaires et renouvelables permet d'atteindre les objectifs de la loi de transition énergétique en 2030, tout en maintenant les émissions de CO₂ du secteur électrique en dessous de leur niveau actuel. L'étude d'une variante basée sur la trajectoire « rythme tendanciel » de déploiement des énergies renouvelables remet en question plusieurs des conclusions précédentes, illustrant la dépendance du scénario à la bonne réalisation des objectifs publics de la filière renouvelable.

D'une part, ce changement d'hypothèse a pour conséquence une hausse du besoin capacitaire identifié aux différents horizons temporels. Ainsi, 14 GW de capacités supplémentaires sont nécessaires dès 2025 et ce besoin atteint près de 19 GW en 2035 (soit respectivement 3 GW et 6 GW de plus que dans le cas de base). Cette variante nécessite

donc des investissements bien plus importants dans la filière thermique.

D'autre part, le « rythme tendanciel » d'installation des énergies renouvelables ne permet d'augmenter la production que de 70 TWh entre 2016 et 2035, soit deux fois moins que le cas de base. En conséquence, la part des énergies renouvelables n'atteint alors que 34% de la production d'électricité en fin d'horizon. La diminution de l'effet de dilution de la production nucléaire dans la production totale rehausse la part de nucléaire à 52% en 2030 ; l'objectif de 50% de nucléaire est repoussé à 2035. Enfin, les moyens thermiques produisent davantage pour compenser le manque de production renouvelable augmentant d'autant les émissions de CO₂. Les 82 TWh produits par la filière thermique dépassent alors 15% du mix de production total et émettent 32 millions de tonnes de CO₂.

Figure 7.7 Bilan de la variante de déploiement «tendanciel» des énergies renouvelables – scénario Hertz



Dans cette variante, il semble donc impossible de respecter à nouveau les trois objectifs : 40 % de production renouvelable, 50 % de production nucléaire et la maîtrise des émissions de gaz à effets de serre.

Enfin, la production globale du secteur électrique se trouve diminuée d'environ 20 TWh par rapport

à aujourd'hui pour atteindre environ 511 TWh en 2035. Dans un contexte européen orienté vers un développement massif des capacités renouvelables, ceci se traduit par une réduction du solde exportateur (48 TWh en 2025, 24 TWh en 2035).

7.4 Les échanges aux frontières : un solde exportateur stable

7.4.1 Une stabilité des exports entre aujourd'hui et 2035

Dans le scénario *Hertz*, la production du parc français reste stable jusqu'en 2025 puis baisse en 2030 à 513 TWh avant de remonter à 540 TWh en 2035 du fait de la stabilisation du parc nucléaire. La baisse de la production nucléaire a été compensée par la hausse de la production renouvelable. De même, les échanges fluctuent entre 35 et 60 TWh selon les coupes et sont donc globalement stables par rapport à aujourd'hui.

Dans un contexte de très forte pénétration des énergies renouvelables sur les marchés européens, le maintien d'un solde exportateur s'explique par la réduction de la production en base pour le nucléaire en Grande-Bretagne ou le charbon et le lignite en

Allemagne. De plus, le parc de production au gaz français est relativement récent, ce qui lui permet d'être compétitif par rapport aux cycles combinés au gaz d'autres États.

7.4.2 Avec un rythme plus faible de développement des énergies renouvelables, le solde exportateur se réduit

En cas de rythme plus faible de déploiement des énergies renouvelables («rythme tendanciel»), la filière thermique occupe une place plus importante que dans le cas de base faisant diminuer la compétitivité du parc de production français par rapport à ses voisins. Le solde des échanges se réduit alors de moitié à partir de 2030.

Figure 7.8 Les échanges en 2035 dans le cas de base – scénario *Hertz*

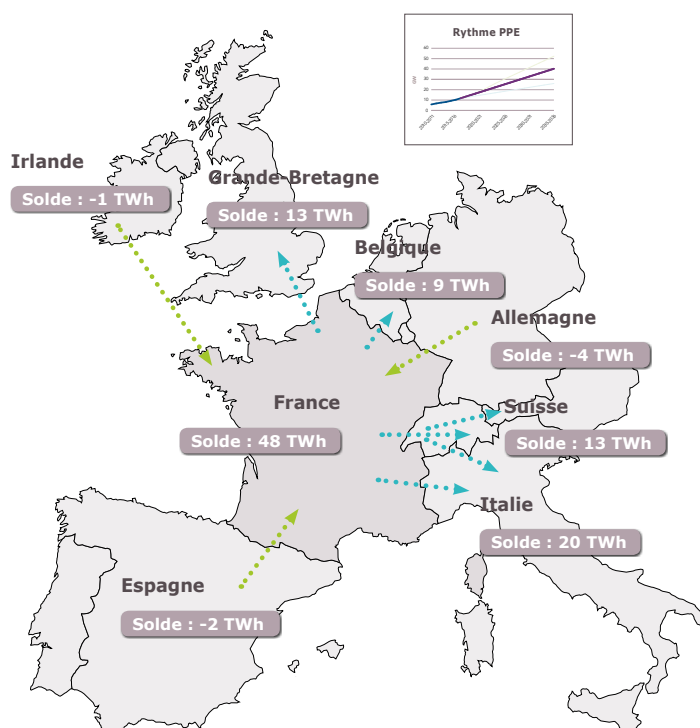
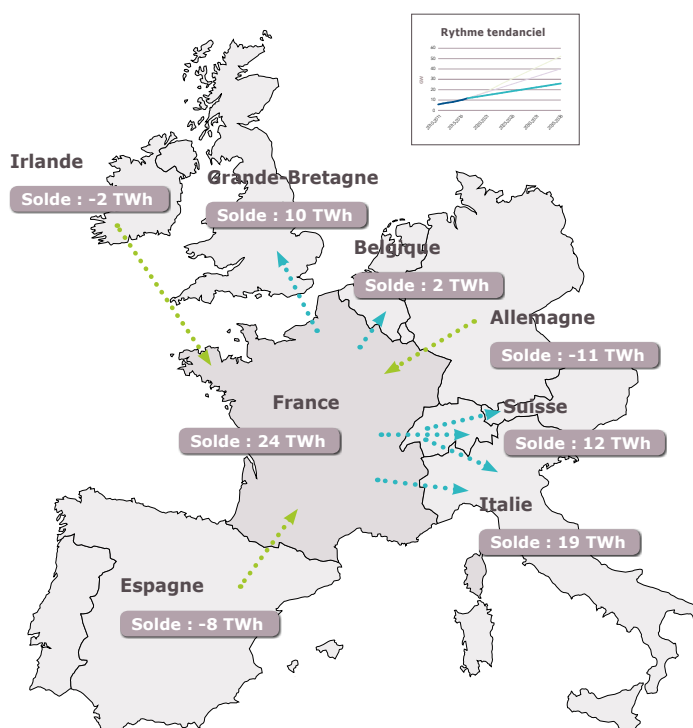


Figure 7.9 Les échanges en 2035 dans la variante EnR «rythme tendanciel» – scénario *Hertz*



7.5 Un plafond des émissions de CO₂ respecté grâce au déploiement des énergies renouvelables et d'une structure de l'offre orientée vers les moyens de pointe

7.5.1 Dans le cas de base, une stabilité des émissions de CO₂ par rapport à aujourd'hui

Dans le scénario *Hertz*, la transition énergétique s'effectue en partie grâce au recours à de nouveaux moyens thermiques. La plupart des nouvelles installations répondent à un besoin capacitaire, ce qui flèche les investissements vers des turbines à combustion (ou des effacements). Les moyens de pointe étant rarement appelés, le respect d'un plafond d'émission de CO₂ à 22 millions de tonnes est possible.

Sur tout l'horizon d'étude, les émissions sont donc stables. Ceci indique que la part du nucléaire peut être ramenée à 50% en 2030 sans augmentation des émissions de CO₂ par rapport à aujourd'hui, en comptant sur un développement des énergies renouvelables de type «rythme PPE» sur toute la période.

En revanche, la fermeture des centrales au charbon sur la période 2021-2022 ne conduit pas à diminuer les émissions de CO₂ pour le secteur électrique : le «crédit» d'émissions de CO₂ associé à leur fermeture (de l'ordre de 7 millions de tonnes par an) est intégralement compensé par l'émergence des nouvelles centrales thermiques.

Figure 7.10 Émissions de CO₂ – scénario *Hertz*

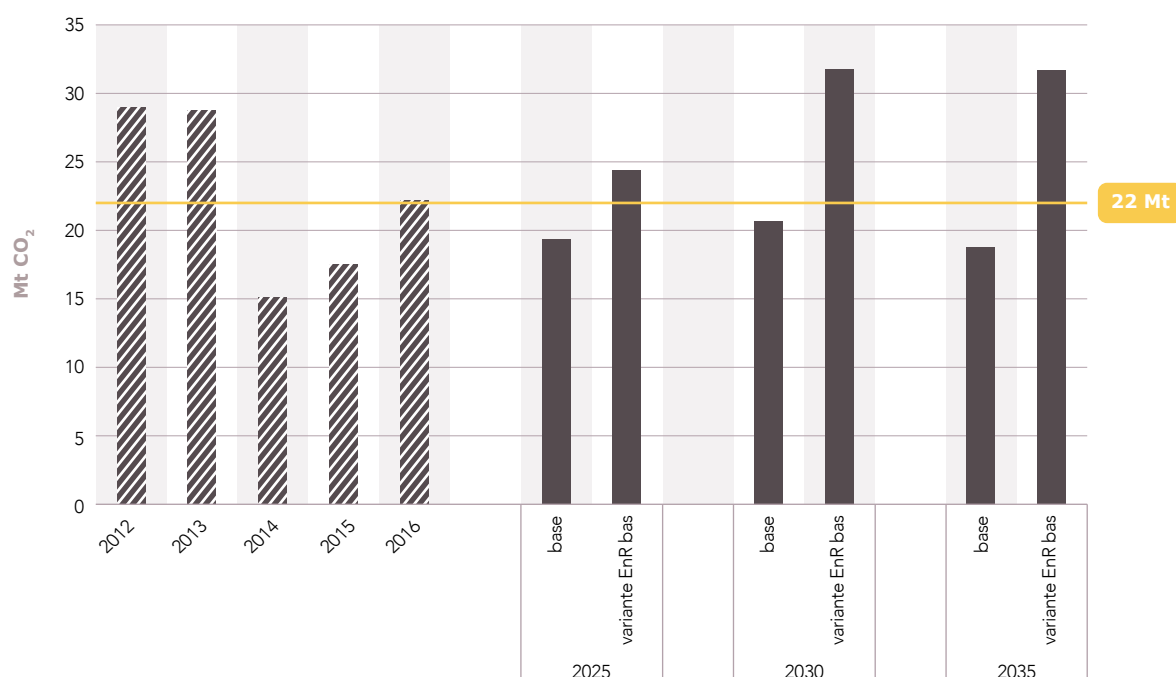
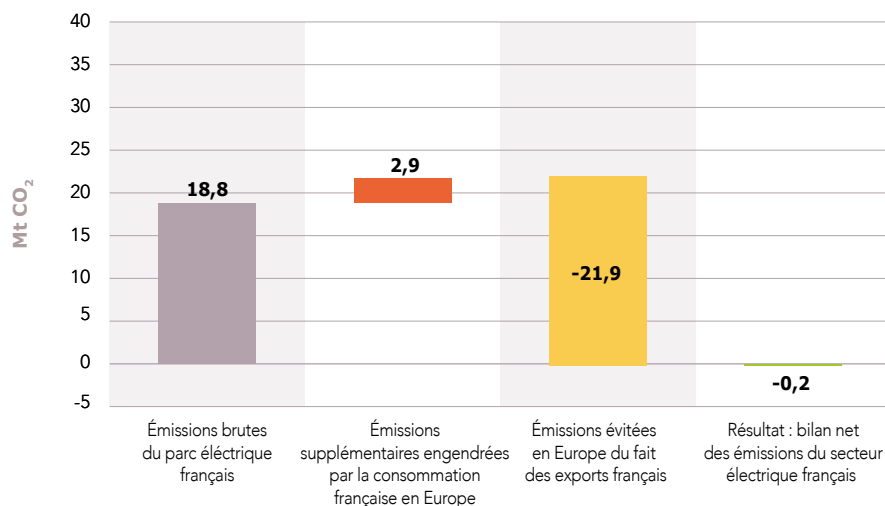


Figure 7.11 Bilan net des émissions de CO₂ du secteur électrique en 2035 – scénario Hertz

7.5.2 Un rythme de développement des énergies renouvelables nécessaire au respect du plafond des émissions de CO₂

Dans la variante EnR, marquée par une progression plus lente des énergies renouvelables que la trajectoire « rythme PPE » (évolution selon un rythme « tendanciel »), le plafond d'émissions ne peut pas, en revanche, être respecté. En effet, le besoin en nouvelles centrales thermiques est à la fois supérieur en volume et différent en structure (il s'agit pour moitié environ, d'unités de semi-base, ayant vocation à fonctionner souvent). Il en résulte une augmentation significative des émissions de CO₂, qui sont alors bien supérieures au seuil de 22 millions de tonnes. En fin d'horizon ce niveau s'établit alors à environ 32 millions de tonnes (cf. figure 7.10).

Dans le cadre d'un seuil contraignant d'émissions de CO₂ du secteur électrique qui orienterait tous les nouveaux investissements vers des moyens de pointe (qui fonctionnent moins et émettent donc

moins), une sensibilité a été effectuée sur cette variante EnR. Dans ces conditions, malgré une amélioration sur le plan des émissions de CO₂ en France, assurer la sécurité d'approvisionnement, ne permet pas de respecter le seuil de 22 millions de tonnes. Dans une telle hypothèse, la France deviendrait importatrice.

7.5.3 Une moindre contribution à la décarbonation à l'échelle européenne

Dans le scénario *Hertz*, les émissions évitées en Europe du fait des exports français (22 millions de tonnes) excèdent largement les émissions supplémentaires induites en Europe par les imports (3 millions de tonnes).

Les échanges du système français avec l'Europe contribuent donc à réduire les émissions de CO₂ dans les autres pays européens, pour environ 19 millions de tonnes. Cette réduction est du même ordre que les émissions du parc français : le bilan net du secteur électrique est donc nul.

7.6 Une structure de l'offre privilégiant les moyens de pointe et dépendante de la trajectoire de développement des énergies renouvelables

7.6.1 Les nouveaux moyens de production et d'effacements sont essentiellement motivés par le maintien du niveau de sécurité d'approvisionnement

Le scénario *Hertz* permet d'étudier le recours aux moyens thermiques comme énergie de transition.

Le développement des moyens thermiques est simulé sur une base économique. Les centrales ajoutées sont ainsi celles qui trouvent des débouchés sur les marchés (énergie et capacité). L'équation économique de ces nouveaux moyens est complexe dans un scénario où de grandes quantités d'énergie à coût marginal très faible sont introduites sur les marchés.

L'analyse économique du cas de base montre que les investissements sont orientés vers les moyens de pointe plutôt que les moyens de semi-base. Les débouchés ne semblent ainsi pas suffisants pour faire émerger plus d'un nouveau cycle combiné en 2025 et un autre en 2035. Dans le même temps, le parc actuellement en service trouve une rémunération suffisante à la couverture de ses coûts. L'essentiel du besoin capacitaire est alors comblé par la mise en service de 3,5 GW d'effacements supplémentaires par rapport à ceux existants actuellement et d'au moins 6,5 GW de turbines à combustion (soit 33 unités de 200 MW) sur la période 2022 à 2025. Les cycles combinés au gaz modélisés fonctionnent alors autour de 4300 heures équivalentes à pleine puissance tandis que les turbines à combustion fonctionnent aux alentours de 400 heures.

Les moyens de pointe ont, de par leur structure économique et technique, une rémunération concentrée sur un faible nombre d'heures, pouvant varier fortement d'une année sur l'autre. Ceci expose leurs

exploitants à un risque particulier. En complément des marchés de l'énergie, les marchés de capacités permettent d'envoyer les bons signaux économiques aux acteurs, afin de garantir le maintien et la construction des unités de production nécessaires au respect du critère de sécurité d'approvisionnement. Leur rôle semble donc essentiel dans ce scénario, où les nouveaux moyens de production sont essentiellement utilisés à la pointe de consommation.

Dans le scénario *Hertz*, il semble donc que les nouveaux moyens de production et d'effacement ont plutôt une fonction assurantielle complémentaire à la production renouvelable et nucléaire qu'une fonction productive. C'est cette caractéristique qui permet le maintien des émissions de CO₂ sous le seuil actuel de 22 millions de tonnes.

7.6.2 Une structure de l'offre dépendante de la quantité d'énergie renouvelable

Comme indiqué plus haut, le besoin capacitaire de la variante EnR bas est bien plus élevé que celui associé au cas de base. Ainsi, 14 GW de nouvelles capacités de production et d'effacements doivent émerger d'ici à 2025 et 19 GW en 2035. Il existe donc un premier changement d'échelle sur l'investissement total devant être engagé pour assurer la sécurité d'approvisionnement de ce scénario.

En plus d'une augmentation substantielle de la capacité totale devant être installée, la progression plus lente des énergies renouvelables à coût marginal très faible ouvre des perspectives pour les moyens thermiques de semi-base. La structure de l'offre est radicalement modifiée par rapport au cas de base. Le bouclage économique tend à faire émerger 3,5 GW de cycles combinés au gaz en

2025, puis 6,5 GW en 2030 et finalement un peu plus de 7,5 GW en 2035. Le parc est également complété par 3,5 GW d'effacements supplémentaires et environ 6,5 GW de turbines à combustion.

Contrairement au cas de base, les nouveaux moyens de production ne sont pas alors restreints à une fonction assurantielle, comme l'illustre l'augmentation de la production thermique totale à environ 82 TWh. Dans cette variante, une partie de l'énergie renouvelable manquante est donc compensée par la filière thermique. Un effet de ce changement est la forte hausse des émissions de CO₂ du secteur électrique qui dépassent alors le seuil fixé à 22 millions de tonnes pour atteindre 32 millions de tonnes.

7.6.3 Une place pour les nouvelles flexibilités et les effacements

L'analyse du cas de base et de sa variante met en lumière un fort besoin capacitaire à tous les horizons de temps.

La réponse peut alors combiner plusieurs solutions techniques dont les structures de coûts et les modèles d'affaires sont différents, comme par exemple les effacements, les batteries ou les moyens de production thermique de pointe. Il semble tout d'abord cohérent d'utiliser le gisement d'effacements identifiés dans la Programmation pluriannuelle de l'énergie de 6 GW et dont l'équilibre économique semble plus pertinent que celui des nouveaux moyens thermiques. Au-delà de l'exploitation de ce gisement, la mise en service de nouvelles turbines à combustion semble plus compétitive d'un point de vue économique sur l'horizon de temps étudié. Cependant, ces nouvelles centrales dont la durée peut avoisiner 40 ans de fonctionnement pourraient faire face à des difficultés économiques après 2035 du fait de la poursuite du développement des énergies renouvelables⁵.

Une analyse économique plus poussée mettrait en lumière le rôle que pourraient jouer d'autres

technologies comme les batteries ou le pilotage de la charge.

7.6.4 Des coûts plus faibles que dans le scénario *Ampère* malgré l'intégration de nouvelles capacités thermiques et d'effacement

La figure 7.12 synthétise l'ensemble des dépenses annuelles dans le scénario *Hertz* pour les trois années d'étude considérées (2025, 2030 et 2035) selon une moyenne glissante sur cinq ans. Cette figure présente respectivement les coûts d'investissement, les coûts fixes annuels et les coûts variables annuels ainsi que l'impact de la balance commerciale s'agissant du coût des imports et des recettes des exports. Les hypothèses retenues sont identiques à celles du chapitre 6 pour l'analyse des coûts du scénario *Ampère* (hypothèse de coût de production ajustée).

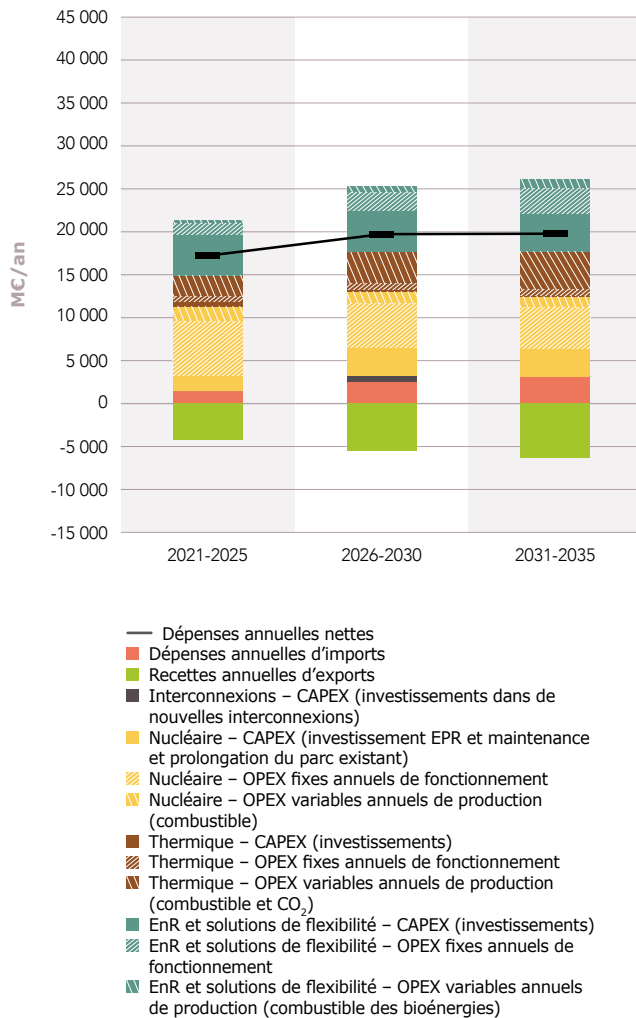
Des coûts d'investissement principalement déterminés par le moindre développement des énergies renouvelables et la fermeture d'une capacité nucléaire plus importante

Les éléments précédents considérés dans leur ensemble permettent d'évaluer les coûts impliqués par le scénario *Hertz*, tant du point de vue des coûts d'investissement, des coûts fixes annuels que des coûts variables. Ainsi, quoique nécessitant le développement de capacités thermiques supplémentaires, le scénario *Hertz* nécessite des investissements moindres que le scénario *Ampère* car les capacités renouvelables et nucléaires y sont plus faibles. La même dynamique d'investissement dans les énergies renouvelables se retrouve dans les scénarios *Ampère* et *Hertz*, quoique de façon plus modérée dans le scénario *Hertz* compte tenu d'une moindre capacité installée.

Les investissements dans les centrales thermiques représentent une faible part des investissements, soit moins de 10 % du montant total en 2025.

5. À capacité nucléaire supposée stabilisée.

Figure 7.12 Dépenses annuelles corrigées de la balance commerciale – scénario *Hertz*



Des coûts fixes annuels stables malgré l'évolution de la structure du parc de production

Alors que les coûts fixes annuels étaient croissants dans le scénario *Ampère* (de l'ordre de 10 milliards d'euros par an), ils sont stables

dans le scénario *Hertz* malgré le changement de structure du parc de production. Les coûts fixes annuels de la capacité renouvelable et thermique fossile se substituent aux coûts fixes annuels du parc nucléaire.

Les coûts fixes annuels des effacements représentent globalement une faible proportion du montant total, de l'ordre de 2%.

Des coûts variables plus faibles mais davantage sujets aux variations de prix du CO₂

Dans le scénario *Hertz*, le développement du parc thermique conduit à augmenter la part des combustibles fossiles dans le montant total des coûts variables du parc électrique français. Ce mix est en conséquence plus dépendant des prix des combustibles du gaz et du prix du CO₂ ; une augmentation de ces grandeurs conduirait mécaniquement à renchérir le coût de fonctionnement du parc électrique. Les technologies avec des coûts d'investissement élevés et des coûts variables faibles (nucléaire ou renouvelable) offrent une assurance contre l'évolution des coûts de combustibles contrairement aux moyens thermiques davantage développés dans ce scénario.

Le montant total des coûts variables (hors coûts variables des bioénergies) diffère peu entre le scénario *Hertz* et le scénario *Ampère*. Deux effets se compensent. D'une part la production thermique est plus forte dans le scénario *Hertz*, ce qui augmente ce poste de dépenses. En revanche, le prix des combustibles est plus faible, ce qui conduit à un effet baissier. Avec la même hypothèse que dans le scénario *Ampère*, ce poste de coût serait beaucoup plus important. Par ailleurs, le coût variable des bioénergies est plus faible dans le scénario *Hertz* car les capacités installées sont plus faibles (rythme PPE).

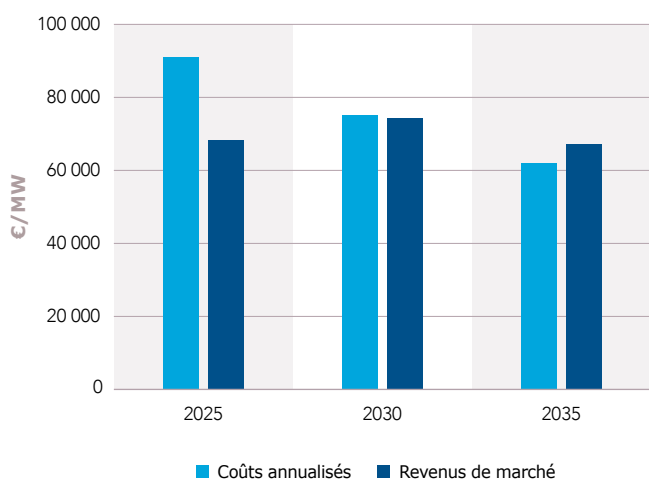
7.6.5 Des énergies renouvelables développées selon le rythme de la PPE rentables malgré un prix du CO₂ modéré

Dans le scénario *Hertz*, les coûts complets d'investissement du photovoltaïque au sol peuvent être couverts par les prix de marché, sans pour autant les excéder substantiellement en fin d'horizon. Les coûts de l'éolien terrestre sont, eux, quasiment couverts.

Comparé au scénario *Ampère*, ce résultat n'était pas en lui-même acquis car les prix des combustibles et du CO₂ diffèrent dans ces deux scénarios. En particulier, le prix du CO₂ retenu dans le scénario *Hertz* peut conduire à modérer le coût variable des centrales thermiques (principalement des centrales au gaz) qui, lors de leurs heures fonctionnement, participent à établir la rémunération de marché des moyens de production renouvelables.

Dans le scénario *Hertz*, le développement de l'éolien terrestre et du photovoltaïque au sol selon le rythme de la PPE peut être financé par les prix de marché, malgré un prix du CO₂ modéré. Ceci est notamment dû à la réduction de la capacité du nucléaire.

Figure 7.13 Coûts et revenus de marché du photovoltaïque (au sol) entre 2025 et 2035 – scénario *Hertz*

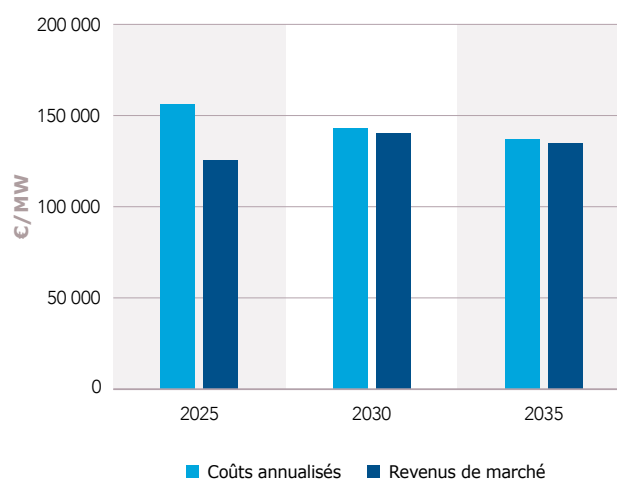


7.6.6 Une balance commerciale reflétant la stabilité des échanges par rapport à aujourd'hui

Le volume de production à faible coût variable (nucléaire et renouvelable), de l'ordre de 100 TWh, est plus faible dans le scénario *Hertz* que dans le scénario *Ampère*. Le solde exportateur du système électrique français du scénario *Hertz* est ainsi inférieur d'environ 90 TWh. En conséquence, la balance commerciale électrique est plus faible dans le scénario *Hertz* que dans le scénario *Ampère* pour s'établir entre 2,5 et 3,5 milliards d'euros sur la période d'étude. La comparaison avec le scénario *Ampère* doit également tenir compte des différences d'hypothèses s'agissant des coûts de combustibles et de prix du CO₂.

Bien que les volumes exportés soient plus faibles, la trajectoire médiane d'interconnexion reste justifiée d'un point de vue économique dans ce scénario. À l'inverse du scénario *Ampère* dans lequel les interconnexions étaient quasi exclusivement justifiées par les exports, dans le scénario *Hertz*, les exports et les imports génèrent une part sensiblement similaire des bénéfices marginaux des interconnexions. Enfin, il est remarquable que ce résultat soit obtenu alors que les hypothèses de prix des combustibles et du CO₂ conduisent à des prix de fonctionnement des centrales thermiques plus faibles.

Figure 7.14 Coûts et revenus de marché de l'éolien terrestre entre 2025 et 2035 – scénario *Hertz*



7.7 Une sécurité d’approvisionnement qui repose davantage sur la filière gaz

7.7.1 La sécurité d’approvisionnement est assurée grâce aux nouveaux moyens et à la production renouvelable

Dans l’ensemble des scénarios de long terme étudiés dans le cadre du Bilan prévisionnel 2017, le critère de sécurité d’approvisionnement actuel, fixé à trois heures par an en espérance, est respecté. Cependant, les différentes structures de parcs et de consommation influent sur le profil de la défaillance aux horizons de temps futurs.

Dans le scénario *Hertz*, la sécurité d’approvisionnement est assurée par les nouveaux moyens de production et de flexibilité qui doivent émerger sur la période 2020-2025 pour compenser la non-prolongation des réacteurs nucléaires. Ce nouveau parc thermique complète la filière gaz existante

pour représenter environ 24 GW de puissance installée en fin d’horizon (environ 20 GW de puissance disponible l’hiver).

Malgré l’imperfection d’une mise en regard de la consommation et des productions moyennes à la pointe hivernale, cette représentation illustre la manière dont le système s’adapte pour assurer l’équilibre offre-demande dans ces situations en 2035.

L’ensemble des moyens pilotables permet d’assurer environ 75 % de la pointe de consommation en janvier à 19h. Le parc thermique alimente dans ces situations en moyenne 15% de la consommation, et conserve une capacité en réserve de l’ordre de 8 GW. La production éolienne est conséquente et s’élève en moyenne à 19 GW pour une capacité installée de l’ordre de 50 GW ; elle

Figure 7.15 Contribution moyenne à la pointe de 19h sur une semaine de janvier – 2035 – scénario Hertz

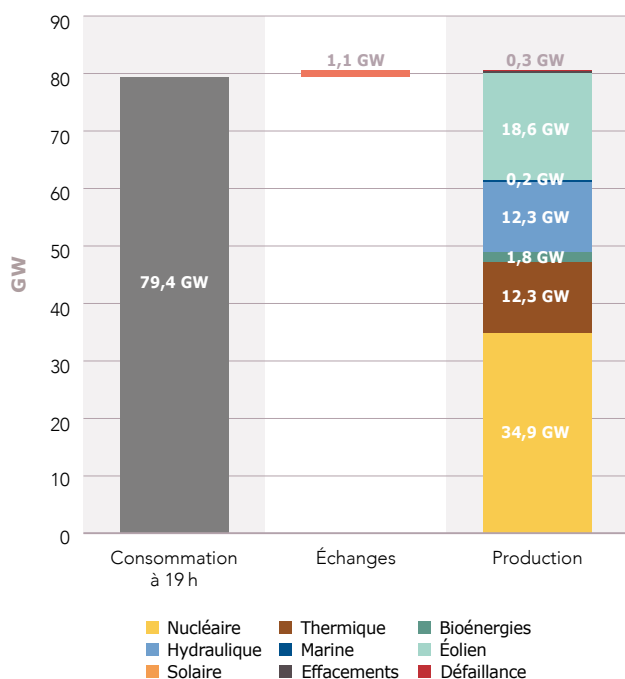
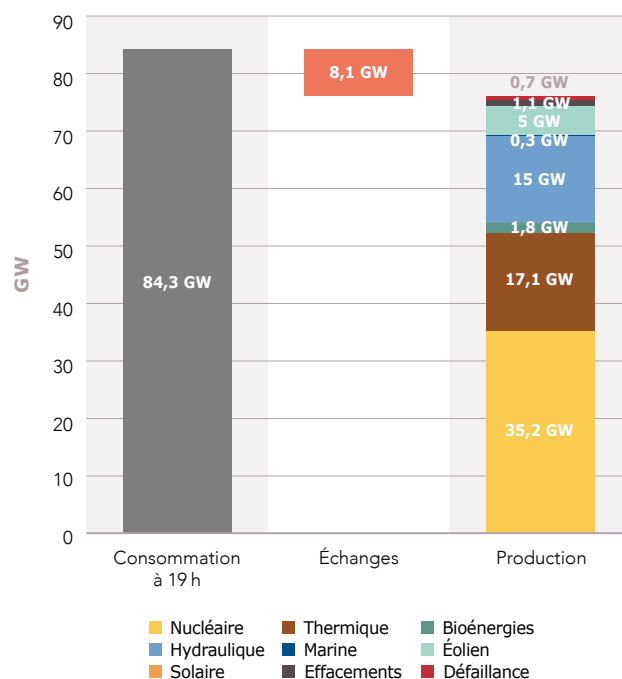


Figure 7.16 Contribution moyenne à la pointe de 19h un jour ouvré peu venteux – 2035 – scénario Hertz



contribue au passage de la pointe à hauteur d'un peu moins de 25 %.

Le solde des échanges est pratiquement nul alors qu'il était exportateur d'environ 10 GW dans le scénario *Ampère* ce qui indique une moindre compétitivité de ce parc dans ces situations.

Dans les situations de vent faible (premier décile des productions éoliennes), la production éolienne ne produit plus que 5 GW en moyenne. Ce manque de puissance est alors compensé par une contribution plus importante des autres filières. Les centrales au gaz produisent 5 GW de plus et les imports sont massivement utilisés pour assurer l'équilibre offre-demande. Les 6 GW d'effacements sont également sollicités plus fréquemment.

La figure précédente met en évidence l'augmentation de la consommation associée aux situations de vent faible (la corrélation entre consommations élevées et situations peu venteuses a été présentée dans le chapitre consacré au scénario *Ampère*).

7.7.2 La vague de froid demeure le principal facteur de risque

Comme pour tous les scénarios étudiés, l'épisode de vague de froid reste le premier déterminant

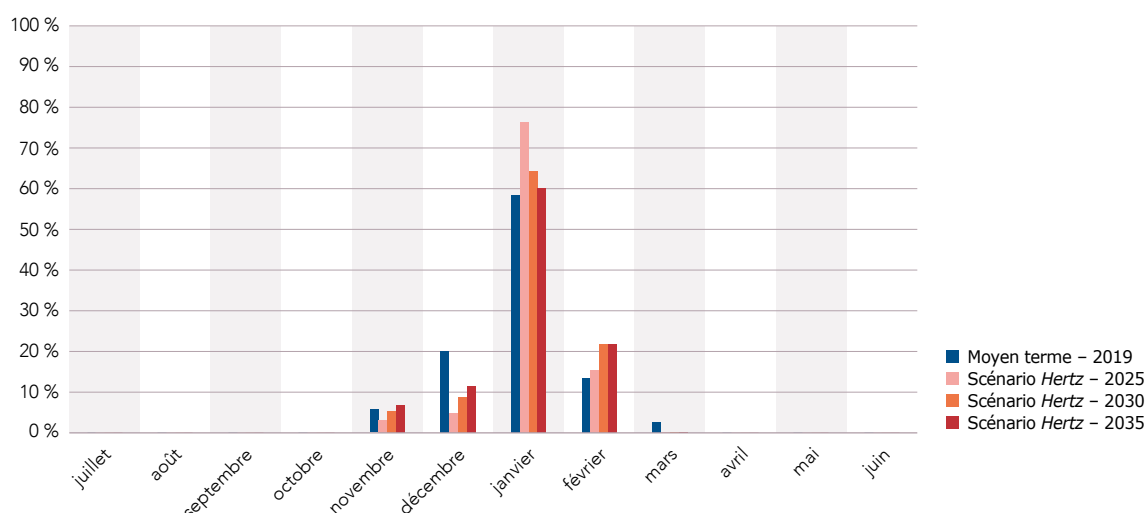
de la défaillance. Il est caractérisé par des températures faibles et des vitesses de vent plutôt basses (cf. scénario *Ampère*). La consommation électrique peut alors être élevée (pouvant dépasser 100 GW) et la production éolienne est plutôt faible. Toutefois, la sensibilité à la vague de froid semble légèrement supérieure par rapport au scénario *Ampère* : en effet environ 24 % des heures simulées dont la consommation est supérieure à 94 GW sont défaillantes alors que ce n'était le cas que de 12 % d'entre elles dans le scénario *Ampère*.

Comme indiqué plus haut, la thermosensibilité de la consommation française conduit à une sensibilité spécifique aux vagues de froid. La défaillance reste ainsi concentrée sur les mois d'hiver comme aujourd'hui. Les mois de janvier et février concentrent le risque le plus élevé avec plus de 80 % des situations de défaillance simulées.

7.7.3 Le profil de la défaillance évolue

Bien que les vagues de froid constituent la première cause de défaillance, le profil de risque évolue par rapport à aujourd'hui. Tout comme pour le scénario *Ampère*, la défaillance est plus fréquente en 2035 qu'aujourd'hui. Alors qu'un quart des combinaisons d'aléas simulées à parc de production et

Figure 7.17 Évolution du profil mensuel de la défaillance entre 2019 et 2035 – scénario Hertz



RÉSILIENCE DU SYSTÈME À DES ÉVÉNEMENTS EXTRÊMES

Méthode générale

La « semaine type » caractérisée par des températures de l'ordre de 10 degrés en dessous des normales saisonnières pour un mois de janvier, ainsi que par un faible facteur de charge pour l'éolien a été simulée pour le scénario *Hertz*. La méthode utilisée a été présentée au scénario *Ampère* (page 198).

Conclusions pour le scénario *Hertz*

L'analyse fait tout d'abord émerger des points communs : des situations de défaillances apparaissent. Ce type de situations est en effet possible : sur la base du critère de sécurité d'approvisionnement défini par les pouvoirs publics, le système n'est pas dimensionné pour être en mesure de passer toutes les situations sans recourir aux délestages. Par ailleurs, comme rappelé au chapitre 4, les conséquences d'une impossibilité d'accommoder offre et demande peuvent être maîtrisées (utilisation des leviers exceptionnels, appels au civisme et, en dernier recours, délestages tournants).

Pour autant, dans le détail, les deux cas de figure ne sont pas exactement similaires :

- ▶ la production thermique assure une part plus importante du mix de production en 2035 ;
- ▶ le potentiel d'import est supérieur, ce qui permet le transfert d'une grande quantité d'énergie pour compléter en partie le déficit de production éolienne ;
- ▶ en 2035 toujours, la production solaire intervient et peut réduire la défaillance durant les heures méridiennes. Il s'agit d'un élément important, car il permet d'éviter des interruptions d'une douzaine d'heures d'affilées.

En revanche, le lien entre les températures froides et vent faible renforce le poids de l'absence de vent dans la caractérisation de la défaillance.

Figure 7.18 Température de la situation étudiée

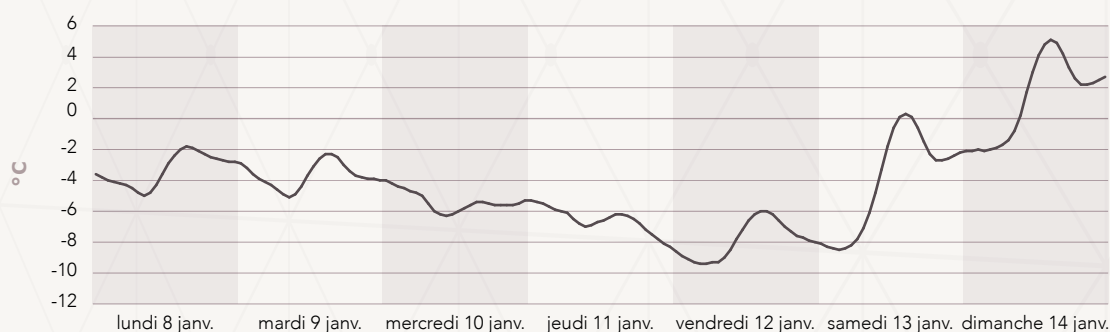


Figure 7.19 Simulation de l'équilibre du système électrique la deuxième semaine de janvier – scénario Hertz

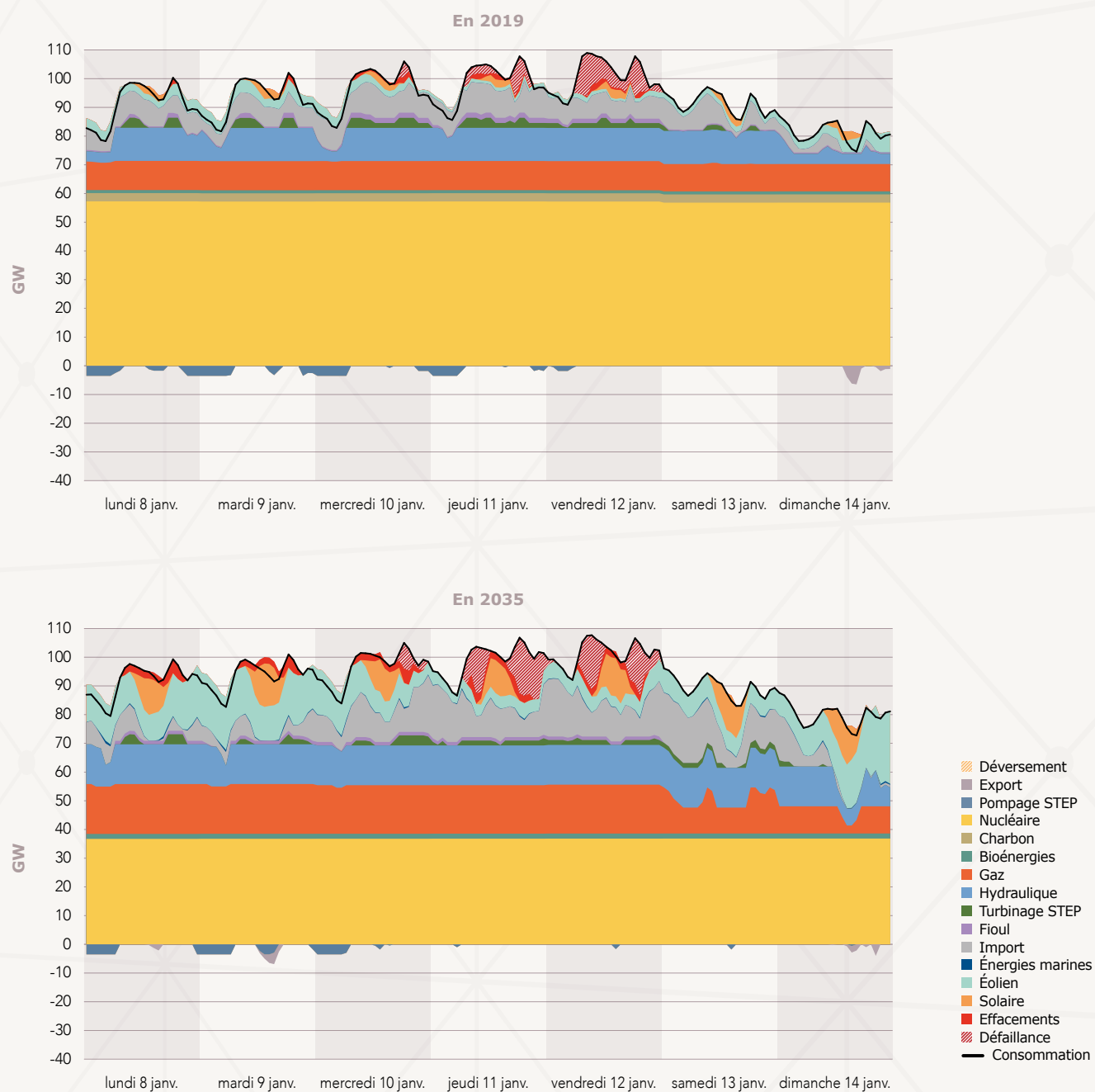
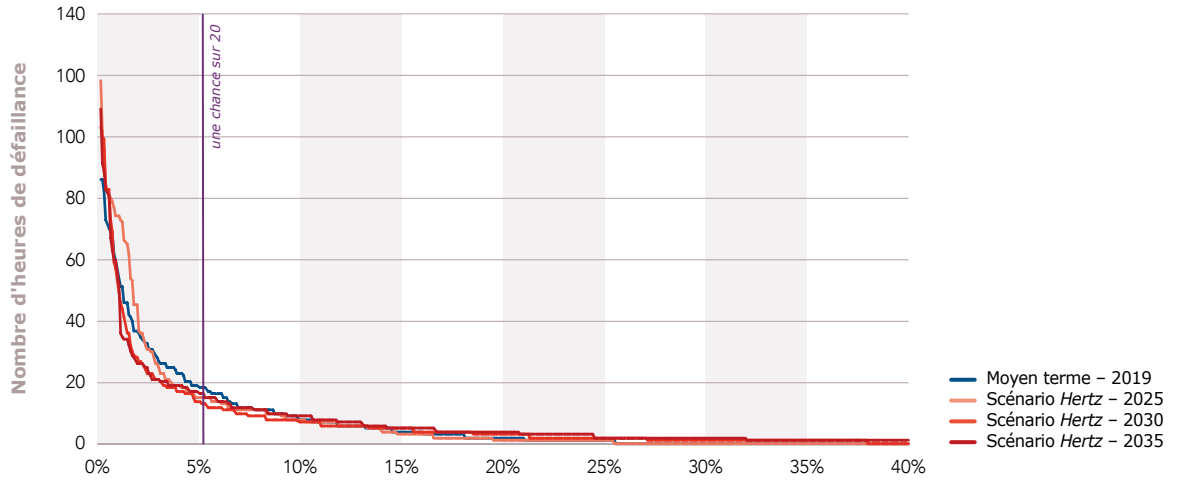


Figure 7.20 Évolution de la monotone de défaillance entre 2019 et 2035 – scénario Hertz



consommation actuels comportent au moins une heure de défaillance, cette valeur s'élève à 40 % en fin d'horizon. Par ailleurs, les combinaisons les plus défavorables pourront générer un nombre d'heures de défaillance plus important à l'avenir.

Tout comme pour le scénario *Ampère*, l'analyse indique que les périodes de défaillance de plusieurs heures continues seront plus courtes à l'avenir qu'aujourd'hui.

Enfin, le profil journalier confirme que la hausse de la production photovoltaïque permet de réduire la défaillance sur les heures méridiennes. Au respect d'un même critère de sécurité d'approvisionnement, le risque se concentre sur la pointe du soir. Des situations de défaillance apparaissent également la nuit alors que ces situations sont extrêmement rares aujourd'hui.

Figure 7.21 Évolution des durées continues de défaillance entre 2019 et 2035 – scénario Hertz

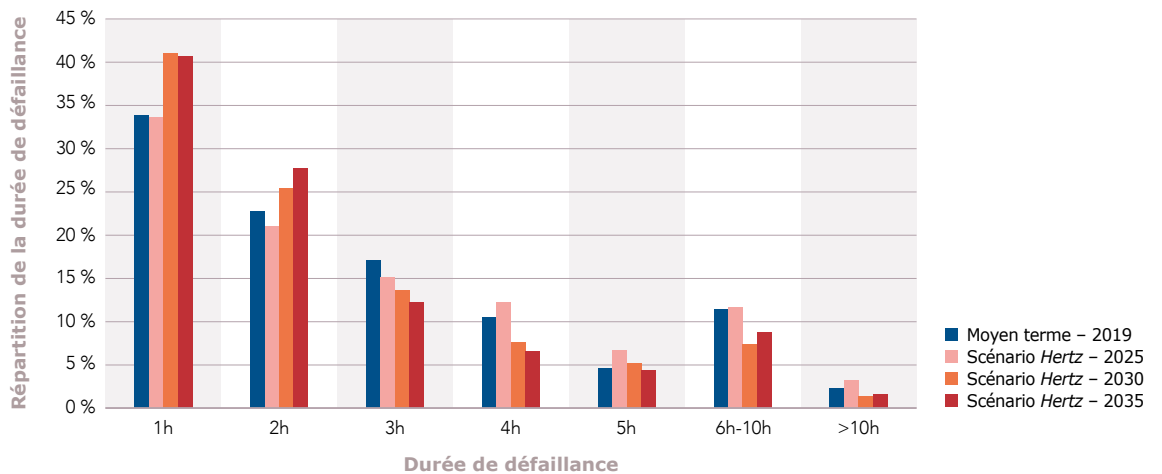
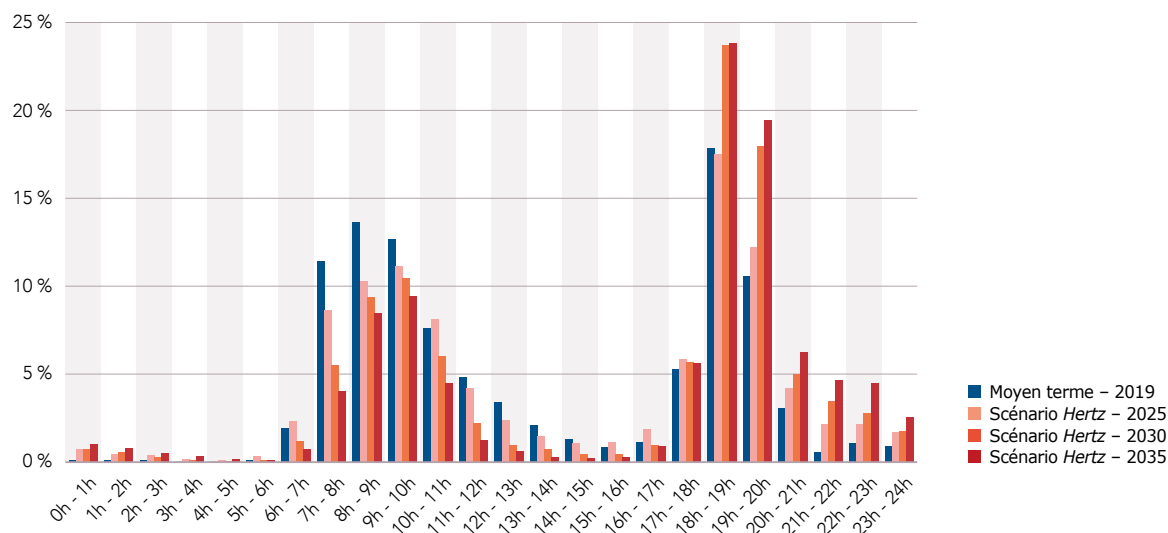


Figure 7.22 Évolution du profil journalier de défaillance entre 2019 et 2035 – scénario Hertz



7.7.4 Une coordination nécessaire avec le développement des infrastructures gazières

La sécurité d’approvisionnement de ce scénario repose en grande partie sur le développement de moyens thermiques de pointe fonctionnant au gaz. Ces centrales ont la particularité de produire de

grandes quantités d’énergie mais sur des périodes très courtes. Or cette production d’électricité particulière implique une consommation de gaz ayant le même profil. Il est donc essentiel que les réseaux de gaz soient adaptés à la construction de ces nouvelles centrales, afin de permettre les appels de puissances nécessaires au maintien de la sécurité d’approvisionnement électrique.

7.8 Les enjeux sur la courbe de charge : une modulation assurée par le parc thermique

L'analyse des courbes de charge sur des semaines particulières permet d'illustrer plusieurs phénomènes caractéristiques des scénarios étudiés.

La figure 7.23 présente une situation d'échanges en été illustrant le maintien d'un solde exportateur en 2035, grâce à une importante production renouvelable associée à un socle nucléaire compétitif. La filière thermique permet de gérer les pointes du matin et du soir, la puissance appelée étant bien inférieure à la capacité maximale de production. Le parc nucléaire peut également être amené à moduler, afin de limiter le

déversement, même si certaines de ces situations apparaissent du fait d'une forte production photovoltaïque. Les STEP peuvent réaliser des arbitrages journaliers afin de profiter des faibles prix sur les heures correspondant aux plus fortes productions solaires.

En hiver la situation est tout à fait différente. Les situations d'import sont plus fréquentes. La production thermique assure une partie importante du mix de production, contrairement à l'été, et offre une capacité de modulation utilisée pour suivre les variations de la courbe de charge.

Figure 7.23 Illustration de la production sur une semaine estivale – 2035 – scénario Hertz

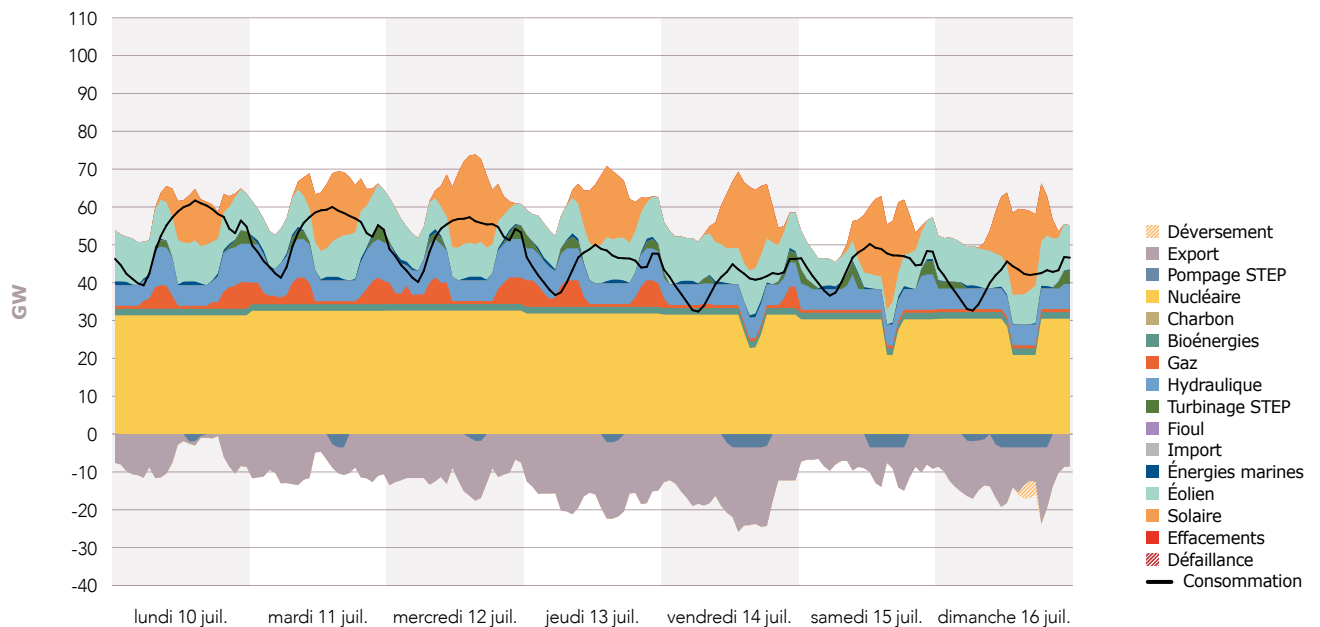
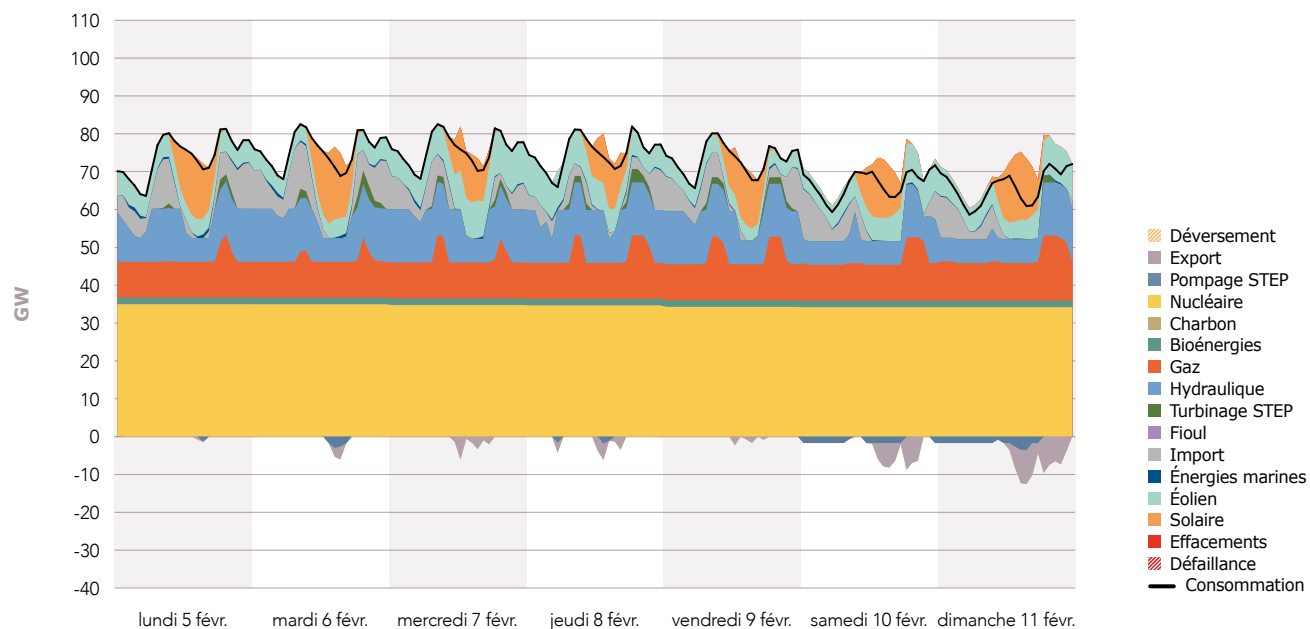


Figure 7.24 Illustration de la production sur une semaine hivernale – 2035 – scénario Hertz



⋮ Bilans

Parc installé

Scénario Hertz (GW)	2016	2025	2030	2035
Nucléaire	63,1	48,5	39,1	39,1
Thermique	20,4	21,1	23,3	23,2
Cycles combinés au gaz	6,3	7,2	7,2	7,8
Charbon	2,9	-	-	-
Fioul lourd	3,7	-	-	-
Turbines à combustion	2,1	8,4	10,6	10,4
<i>fioul</i>	1,4	1,0	1,0	1,0
<i>gaz</i>	0,6	7,3	9,5	9,3
Cogénérations	4,8	4,8	4,8	4,4
<i>fioul</i>	0,5	0,5	0,5	0,0
<i>gaz</i>	4,4	4,4	4,4	4,4
Autres moyens thermiques décentralisés	0,7	0,7	0,7	0,7
Énergies renouvelables	45,8	77,3	97,2	116,0
Hydraulique	25,5	25,5	25,5	25,5
<i>dont STEP</i>	4,2	4,2	4,2	4,2
Éolien	11,7	29,2	40,2	50,2
<i>dont éolien terrestre</i>	11,7	25,2	32,7	40,2
<i>dont éolien en mer</i>	-	4,0	7,5	10,0
Photovoltaïque	6,7	19,7	27,7	35,7
Bioénergies	1,9	2,7	3,1	3,5
Énergies marines	-	0,1	0,6	1,0
Effacements	2,5	6,0	6,0	6,0
Offre totale	131,9	152,9	165,6	184,7

Bilan électrique

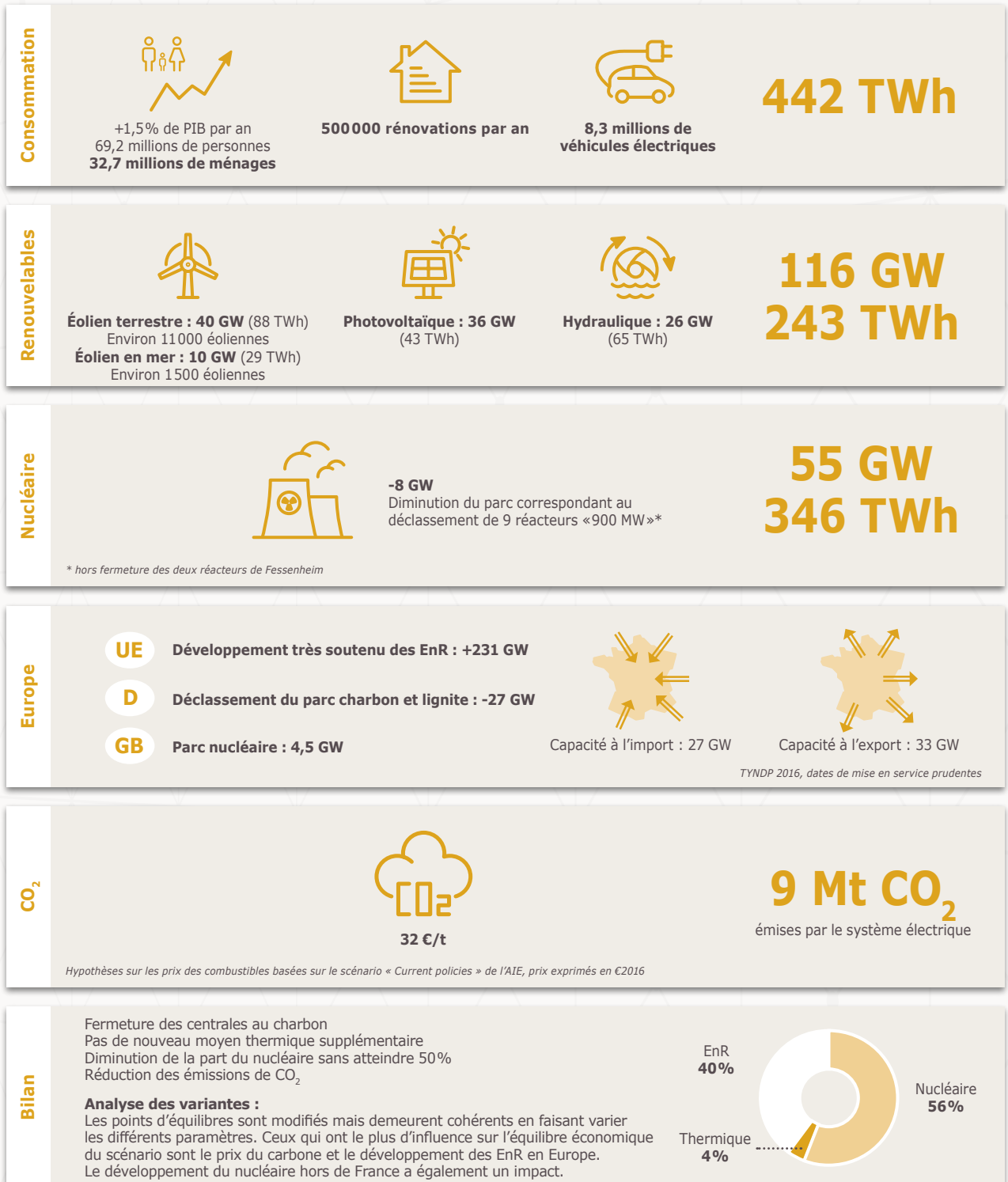
Scénario Hertz (TWh)	2016	2025	2030	2035
Consommation France ⁶	481,0	466,1	471,7	483,1
Solde exportateur	42,2	58,7	35,4	48,7
Pompage	6,7	5,1	5,7	7,2
Énergie déversée	-	0,1	0,4	1,5
Demande totale	529,9	529,9	513,1	540,6
Nucléaire	384,0	316,0	256,0	251,9
Thermique	44,5	45,7	49,0	45,7
Cycles combinés au gaz	22,1	30,9	33,3	31,6
Charbon	7,1	-	-	-
Fioul	0,3	-	-	-
Turbines à combustion	0,6	3,2	4,0	3,4
<i>fioul</i>	0,1	0,0	0,0	0,0
<i>gaz</i>	0,5	3,2	4,0	3,4
Cogénérations	13,3	10,5	10,5	9,6
<i>fioul</i>	0,9	0,9	0,9	-
<i>gaz</i>	12,4	9,6	9,6	9,6
Autres moyens thermiques décentralisés	1,2	1,1	1,1	1,1
Énergies renouvelables	101,4	168,1	208,1	242,9
Hydraulique	63,5	63,9	63,4	64,6
<i>dont STEP</i>	5,9	4,1	4,5	5,8
Éolien	20,9	68,4	96,2	117,3
<i>dont éolien terrestre</i>	20,9	55,3	71,7	88,1
<i>dont éolien en mer</i>	-	13,1	24,5	29,1
Photovoltaïque	8,3	23,6	33,2	42,7
Bioénergies	8,7	12,0	13,7	15,4
Énergies marines	-	0,3	1,7	2,9
Offre totale	529,9	529,9	513,2	540,6

6. Consommation moyenne pouvant être différente de la consommation à températures de référence

SCÉNARIO VOLT

Un développement soutenu des énergies renouvelables et une évolution du parc nucléaire en fonction des débouchés économiques à l'échelle de l'Europe

Principaux résultats et hypothèses à l'horizon 2035



Principe

L'évolution du nucléaire français résulte d'arbitrages économiques, dans un contexte de développement significatif des énergies renouvelables. Les arbitrages économiques découlent des débouchés accessibles à l'ensemble de la production décarbonée sur les marchés européens de l'électricité.

Un croisement de nombreuses variantes visant à tester les débouchés physiques et économiques de la production d'électricité française compétitive sur les marchés est réalisé et permet de déterminer l'évolution de la part du nucléaire. Elle ne vise pas à

atteindre un pourcentage fixé *ex ante* de production nucléaire dans le mix de production électrique.

Les différentes variantes testées **intègrent notamment les configurations défavorables pour la production décarbonée** afin de renforcer la robustesse de l'analyse : (i) retard dans le développement des interconnexions, (ii) faible prix du CO₂ et des combustibles, (iii) augmentation du volume des énergies renouvelables en France et dans les pays étrangers, (iv) augmentation de la production nucléaire en Grande-Bretagne, (v) maintien du parc charbon et lignite en Allemagne et des moyens thermiques en Italie et en Espagne.

Résultats

Le scénario permet une **diversification du mix, réelle mais plus progressive que dans les autres scénarios**. La fermeture d'environ neuf réacteurs est possible d'ici à 2035 sur des bases économiques. La part de la production nucléaire s'approcherait alors de 55% et resterait majoritaire.

Il n'y a pas de renoncement aux choix publics de développer les énergies renouvelables : par rapport à aujourd'hui, la production éolienne et photovoltaïque est multipliée par cinq. L'objectif des 40% est atteint à l'horizon 2035.

Il n'existe pas d'espace économique pour de nouvelles unités au gaz.

Les analyses permettent de montrer **qu'il existe des limites à un parc constitué d'énergies renouvelables et de nucléaire en France s'il est trop important**. Au-delà d'un certain seuil, « l'effet prix » associé à une production trop abondante en France l'emporte sur « l'effet volume », et dégrade la valeur économique de la balance commerciale.

A contrario, **une fermeture rapide de nombreux réacteurs nucléaires conduit à renoncer à des débouchés économiques certains**. Ces débouchés dépendent de l'évolution des parcs de production étrangers : là où le recours à la production thermique existe en complément des énergies renouvelables, l'espace économique pour la production d'origine renouvelable et nucléaire française existe si les interconnexions sont développées.

Du point de vue de l'économie générale du système électrique, **il est donc possible de fermer certains réacteurs nucléaires sur l'horizon d'étude** selon un rythme à définir et lié au prix du CO₂, au rythme effectif des interconnexions et au développement des énergies renouvelables en France.

La place du nucléaire prend son sens dans le cadre de complémentarités assumées entre États membres dans la construction de leur mix électrique. Le système français est fortement exportateur sur toute la période considérée, ce qui est la traduction mécanique de la compétitivité de ces énergies sur les marchés de l'électricité et contribue favorablement à la balance commerciale de la France.

Le scénario repose sur des capacités d'échanges importantes avec les pays voisins de la France mais il n'est pas forcément indispensable de se placer dans la trajectoire de développement des interconnexions la plus volontariste : l'analyse des variantes montre qu'une trajectoire d'interconnexion médiane, qui correspond à celle du dernier Schéma décennal de développement du réseau mais qui retient des dates de mise en service prudentes, n'empêche pas la réalisation de ce scénario. **Sur le plan économique, il semble néanmoins logique de s'appuyer sur la trajectoire d'interconnexion haute retenue dans le Bilan prévisionnel dans la mesure où la France se dote de moyens de production lui permettant d'exporter beaucoup et souvent.**

Ce scénario est **le plus performant du point de vue des émissions de CO₂**. Les émissions du mix électrique français sont diminuées de plus de 60% par rapport à la situation actuelle et s'établissent à 9 millions de tonnes en fin de période. Au niveau européen, le parc français permet d'éviter la production d'émissions de CO₂ européenne à hauteur de 53 millions de tonnes.

L'économie du scénario repose, comme dans le scénario Ampère, sur des investissements importants dans toutes les composantes du système électrique, notamment sur le parc de production. L'hypothèse sur le prix du CO₂ est déterminante : une valeur d'environ 30 €/tCO₂ permet d'assurer l'équilibre, tandis qu'une valeur plus basse est problématique. Les choix énergétiques des pays voisins sont également déterminants, ainsi une forte augmentation de la production nucléaire en Grande-Bretagne réduirait les débouchés pour le nucléaire français.

La sécurité d'alimentation française est assurée et demeure largement tributaire de la performance du parc nucléaire. Les moyens de stockage ou les possibilités de modulation de la consommation permettant de gérer les situations de « surplus » de production électrique bon marché présentent un fort intérêt économique pour assurer l'équilibre en temps réel du système électrique français, majoritairement composé de moyens peu flexibles (énergies renouvelables intermittentes et nucléaire).

8. SCÉNARIO VOLT :

UN DÉVELOPPEMENT SOUTENU DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET UNE ÉVOLUTION DU PARC NUCLÉAIRE EN FONCTION DES DÉBOUCHÉS ÉCONOMIQUES À L'ÉCHELLE DE L'EUROPE

8.1 Un scénario axé sur l'économie du parc de production français dans une Europe fortement interconnectée

8.1.1 L'objet d'étude : étudier la compatibilité entre un déploiement important des énergies renouvelables et une évolution du parc nucléaire réalisée en fonction des débouchés économiques du parc de production français en Europe

L'intérêt d'étudier la place économique du nucléaire dans un environnement sans croissance de la consommation électrique et avec une pénétration importante des énergies renouvelables

En théorie, la diversification du mix pourrait résulter mécaniquement du déploiement progressif des énergies renouvelables sans fermeture de réacteurs nucléaires. Une telle configuration repose sur une croissance forte de la consommation électrique en France.

La perspective d'une croissance durablement élevée de la consommation d'électricité au cours des prochaines années n'est pas retenue dans les scénarios 2017 de RTE. Un tel régime de croissance résulterait en effet de transferts massifs vers l'électricité – qui nécessiteraient un changement de politiques publiques – ou d'un faible effet des politiques d'efficacité énergétique. À long terme, l'électrification du secteur des transports peut certes conduire à une inflexion conduisant à une augmentation de la consommation d'électricité, mais cet effet ne semble pas dimensionnant au cours des prochaines années.

L'examen d'un scénario reposant sur un déploiement massif des énergies renouvelables, combiné à un déclasserement de la capacité nucléaire qui ne soit pas réalisé de manière trop marquée, doit donc être analysé sous un angle différent.

Dans le scénario *Volt*, la place du nucléaire dans le mix de production découle de ses débouchés économiques dans une Europe fortement interconnectée.

Ceci revient à analyser les possibilités effectives pour le système électrique français de devenir plus exportateur qu'aujourd'hui, en se basant sur la compétitivité des énergies renouvelables et de l'énergie nucléaire sur les marchés de l'électricité au niveau européen. L'analyse doit ainsi essayer d'identifier les limites physiques et économiques aux exports, dans une situation où les autres pays européens auront également déployé fortement les énergies renouvelables. Le Bilan prévisionnel est basé sur une modélisation des pays voisins de la France. Il permet ainsi de représenter le fonctionnement du système électrique européen et les échanges entre pays, afin de mener une telle analyse.

De nombreuses interrogations sur l'économie d'un système électrique basé sur une capacité nucléaire et renouvelable très développée en France

Plusieurs questions, qui sont fréquemment revenues lors de la consultation publique, sont à instruire dans ce contexte :

- ▶ Une capacité nucléaire très importante conduit-elle à un effondrement des prix de marché, qui rendrait impossible le financement de la prolongation du parc ou renchérirait le coût pour les finances publiques du soutien aux énergies renouvelables ?
- ▶ Quel est le niveau d'export sous-jacent à un scénario où le parc nucléaire demeurerait important ? Un tel niveau d'export n'est-il envisageable que si la trajectoire haute est atteinte pour le développement des interconnexions ?
- ▶ Un tel scénario n'est-il viable que sous réserve d'un prix du carbone élevé en Europe ? Quelles sont alors les conséquences si ces niveaux de prix ne sont pas atteints ?
- ▶ Le scénario est-il conditionné à des trajectoires spécifiques d'évolution du mix électrique des voisins de la France ?
- ▶ Comment peut-on caractériser la contribution du parc électrique français aux objectifs européens en matière de décarbonation dans ce scénario ?

8.1.2 Le principe structurant : une analyse économique de la capacité nucléaire en tenant compte du déploiement des énergies renouvelables et des échanges d'électricité

Des trajectoires nucléaires corrélées aux débouchés physiques et économiques en tenant compte du déploiement des EnR

La présentation du scénario *Volt* est organisée autour de deux configurations. Dans ces deux configurations, le rythme de déploiement des EnR est soutenu et conforme aux objectifs de la PPE, prolongés à l'horizon 2035.

Dans le cas de base, le nombre de réacteurs est déterminé en tenant compte des débouchés identifiés pour la production française à faible coût marginal (renouvelable et nucléaire) sur les marchés de l'électricité. La trajectoire, sur les trois coupes temporelles, aboutit à une capacité nucléaire installée de 55 GW en 2035. Cette valeur a été déterminée à l'issue du croisement de nombreuses variantes faisant apparaître qu'une capacité comprise entre 50 et 60 GW semblait pertinente (au sens du surplus collectif français et en intégrant l'impact des échanges d'électricité sur la balance commerciale), dans le plus grand nombre de cas (*cf. paragraphe 8.3*). Les variantes présentées dans ce scénario sont restituées pour illustrer la sensibilité de cette analyse.

Le cas de base est complété d'une variante dans laquelle la capacité nucléaire atteint le plafond fixé par la loi (63 GW) durant toute la période. Cette variante est utilisée pour mettre en perspective les résultats obtenus en matière de débouchés économiques par rapport au cas de base.

Le scénario *Volt* ne vise pas à déterminer un mix EnR/nucléaire optimal

Le scénario *Volt* est orienté autour de l'analyse des débouchés physiques et économiques accessibles pour la production d'électricité en France, et notamment pour la production à coût variable faible (énergies renouvelables et nucléaire).

Les analyses sont réalisées en tenant compte des politiques décidées concernant le déploiement des énergies renouvelables : la trajectoire EnR est considérée comme une hypothèse ; elle ne constitue pas un résultat du modèle.

Les conclusions de l'étude ne peuvent ainsi pas être extrapolées au-delà de leur contexte. Notamment, elles ne peuvent être mobilisées dans un exercice qui porterait sur les mérites économiques des différentes trajectoires envisageables pour le développement des énergies renouvelables.

Le scénario Volt ne vise pas à calculer un optimum énergétique pour la France

Plusieurs résultats présentés dans le scénario *Volt* – et notamment certaines trajectoires nucléaires – reposent sur le calcul économique. Cette construction entend répondre aux demandes de plusieurs acteurs lors de la consultation publique, visant à disposer d'éléments de nature économique dans la construction des scénarios. L'objet d'étude du scénario *Volt* n'est à ce jour abordé que dans une seule étude : celle-ci, réalisée par les *think tanks* Agora Energiewende et IDDRI et annoncée pour décembre 2017, examine de manière approfondie cette question avec une approche franco-allemande.

Pour autant, ce travail économique sur le scénario *Volt* ne prétend pas suffire à caractériser une situation optimale pour la France.

Tout d'abord, les analyses effectuées dans le cadre du Bilan prévisionnel sont de nature microéconomique. Les effets macroéconomiques ne sont pas évalués, non plus que les conséquences en matière d'emploi, de maintien ou de constitution en France de filières spécifiques. Un tel éclairage serait indispensable en complément des analyses restituées dans ce rapport. Les travaux menés sous l'égide de l'État dans le cadre de la préparation de la prochaine programmation pluriannuelle de l'énergie comprennent un programme d'analyse macroéconomique et devraient ainsi contribuer à enrichir la compréhension commune de ces enjeux.

Les effets étudiés dans le Bilan prévisionnel de RTE portent, pour leur part, uniquement sur le secteur électrique, et pas sur l'ensemble de la problématique énergie-climat.

Le calcul économique à l'échéance 2035 est effectué par référence au coût de production d'électricité à la charge de la collectivité française, une fois déduites les recettes associées aux exports et aux rentes de congestions. Cette analyse présente l'avantage d'intégrer la contribution des échanges électriques au solde de la balance commerciale française, et ainsi de donner suite aux demandes formulées par plusieurs participants à la consultation publique menée au printemps 2017.

Il ne s'agit donc pas de déterminer la configuration préférable :

- ▶ pour les finances publiques (ce qui nécessiterait d'intégrer les taxes perçues y compris sur la vente d'électricité, mais également de matériels comme les panneaux photovoltaïques, etc.) ;
- ▶ pour la filière nucléaire (ce qui conduirait à calculer les revenus du ou des opérateurs en charge) ;
- ▶ pour la collectivité en Europe (qui obéirait à la méthode de maximisation du bénéfice socio-économique européen utilisée, par exemple, dans les analyses menées pour évaluer l'intérêt des projets d'interconnexions transfrontalières).

Enfin, les analyses sur la capacité nucléaire sont réalisées de manière agrégée. RTE ne dispose pas d'information sur les coûts de prolongation réacteur par réacteur : les références de coût utilisées sont donc celles de la Cour des Comptes et des dernières communications financières d'EDF, et la méthode utilisée repose sur l'hypothèse que les coûts complets associés au parc nucléaire pour le fonctionnement et la prolongation se décomposent de façon homogène sur les différents réacteurs. L'étude vise ainsi à déterminer des ordres de grandeurs pertinents, et non à servir de base à une évaluation au cas par cas.

8.1.3 Les analyses de sensibilité : de nombreuses variantes pour tester la robustesse des résultats

Dans le scénario *Volt*, les simulations sont réalisées soit en considérant la capacité nucléaire comme résultant d'arbitrages économiques (cas de base du scénario), soit en considérant le parc comme étant maintenu à son volume actuel (variante « nucléaire »).

Dans le premier cas, la capacité nucléaire présentée en 2035 constitue bien le résultat d'une analyse technico-économique. Cette étude doit alors nécessairement porter sur l'ensemble des facteurs susceptibles de faire varier la valeur économique du parc de production, et notamment du parc nucléaire. Comme dans le scénario *Ampère*, toutes les variables recensées dans le Bilan prévisionnel ont donc été testées : prix du CO₂, choix de politiques énergétiques chez nos voisins, rythme effectif de déploiement des énergies, consommation, etc.

Sensibilité au développement effectif des énergies renouvelables

La variante « EnR » vise à saisir l'influence du rythme effectif de déploiement des énergies renouvelables. Elle consiste à prévoir un déploiement plus important en France (trajectoire « rythme PPE haut »), sans pour autant que le déploiement des EnR dans le reste de l'Europe ne soit supposé modifié (i.e. restant à un niveau médian).

Sensibilité à la consommation en France

Le cas de base du scénario *Volt* retient la consommation « intermédiaire 3 », qui se situe environ 40 TWh sous la trajectoire haute. Ceci représente la production annuelle de 7 réacteurs 900 MW, et constitue donc un choix de premier ordre pour le dimensionnement du scénario.

La variante « consommation » consiste à retenir la trajectoire haute, et ainsi à étudier un mix structurellement moins exportateur.

Sensibilité au développement effectif des interconnexions

Le cas de base est assis sur une trajectoire d'interconnexion haute, ce qui est cohérent avec le caractère *a priori* exportateur du parc de production français et avec la volonté des autorités européennes de favoriser le développement des interconnexions entre les pays. De manière à vérifier si l'atteinte de ce niveau élevé constitue une condition nécessaire en matière de cohérence économique, le scénario a également été testé en considérant un niveau d'interconnexion médian.

Sensibilité au prix du CO₂

Dans le scénario *Volt*, le mix installé en France présente des caractéristiques particulières en matière d'émissions et de structure de coût, encore plus marquées que dans le scénario *Ampère*. Ce mix est très peu émetteur de gaz à effet de serre (les filières les plus représentées étant le nucléaire, l'éolien, le photovoltaïque et l'hydraulique), et constitué de moyens à coûts marginaux faibles ou nuls. Ces caractéristiques influent grandement sur la compétitivité du parc sur la plaque européenne.

L'hypothèse de référence du scénario *Volt* repose sur la trajectoire médiane de prix du CO₂ et des combustibles. Deux variantes sont testées :

- ▶ en considérant un prix du CO₂ et des combustibles plus bas, de manière à identifier les impacts sur les débouchés économiques pour une production EnR et nucléaire en France ;
- ▶ en retenant un prix du CO₂ plus élevé (trajectoire « 450 ppm » de l'Agence internationale de l'énergie, qui prévoit notamment un prix du CO₂ à 100 \$/t en fin de période).

Ces variantes permettent notamment d'examiner si l'atteinte d'un prix très élevé pour le carbone est indispensable à la mise en œuvre du scénario *Volt*, ou si celui-ci pourrait également présenter de l'intérêt dans des circonstances où les politiques de lutte contre le changement climatique ne se traduiraient pas par une augmentation rapide du prix du carbone.

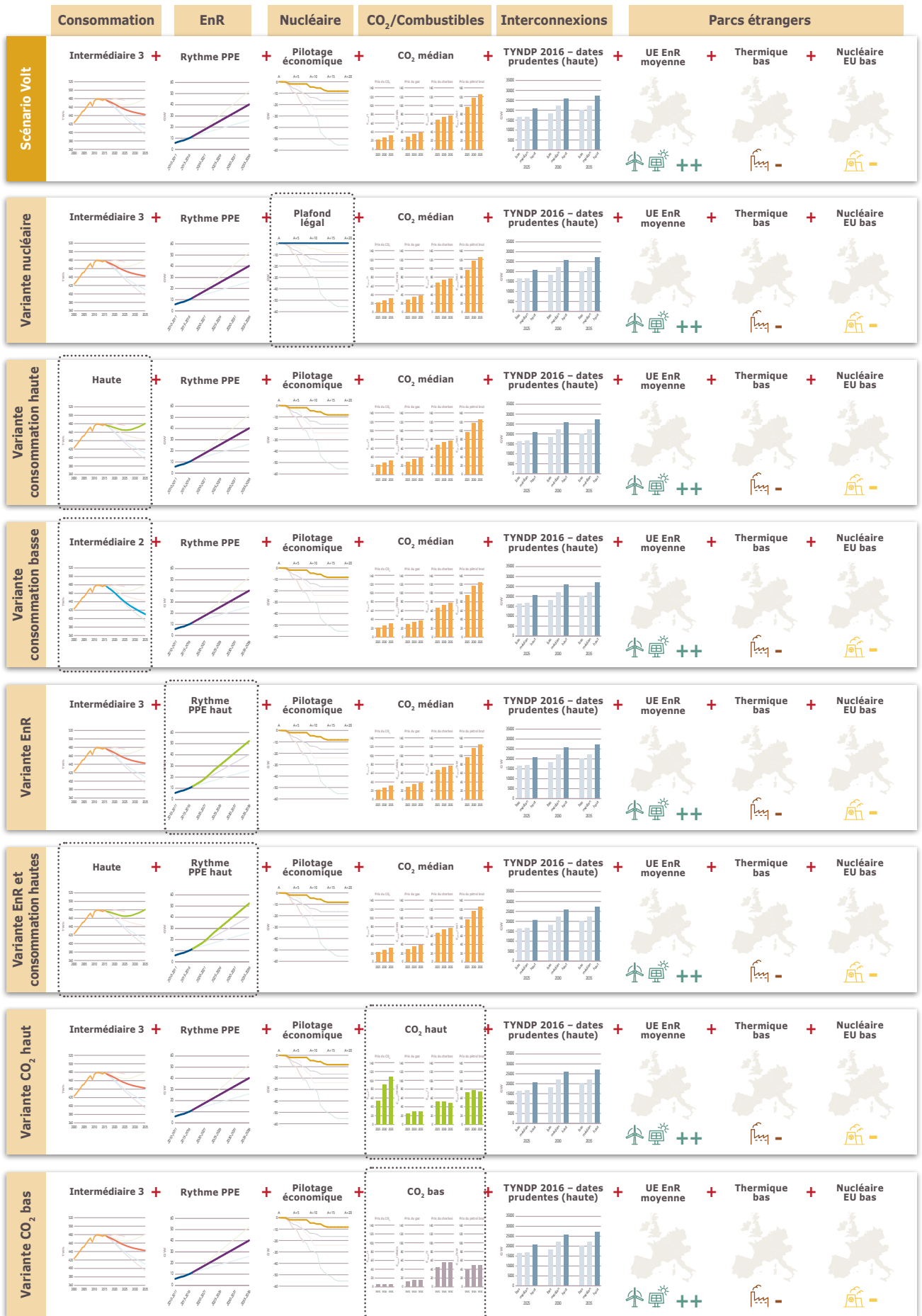
Sensibilité aux choix de politique énergétique des pays voisins de la France

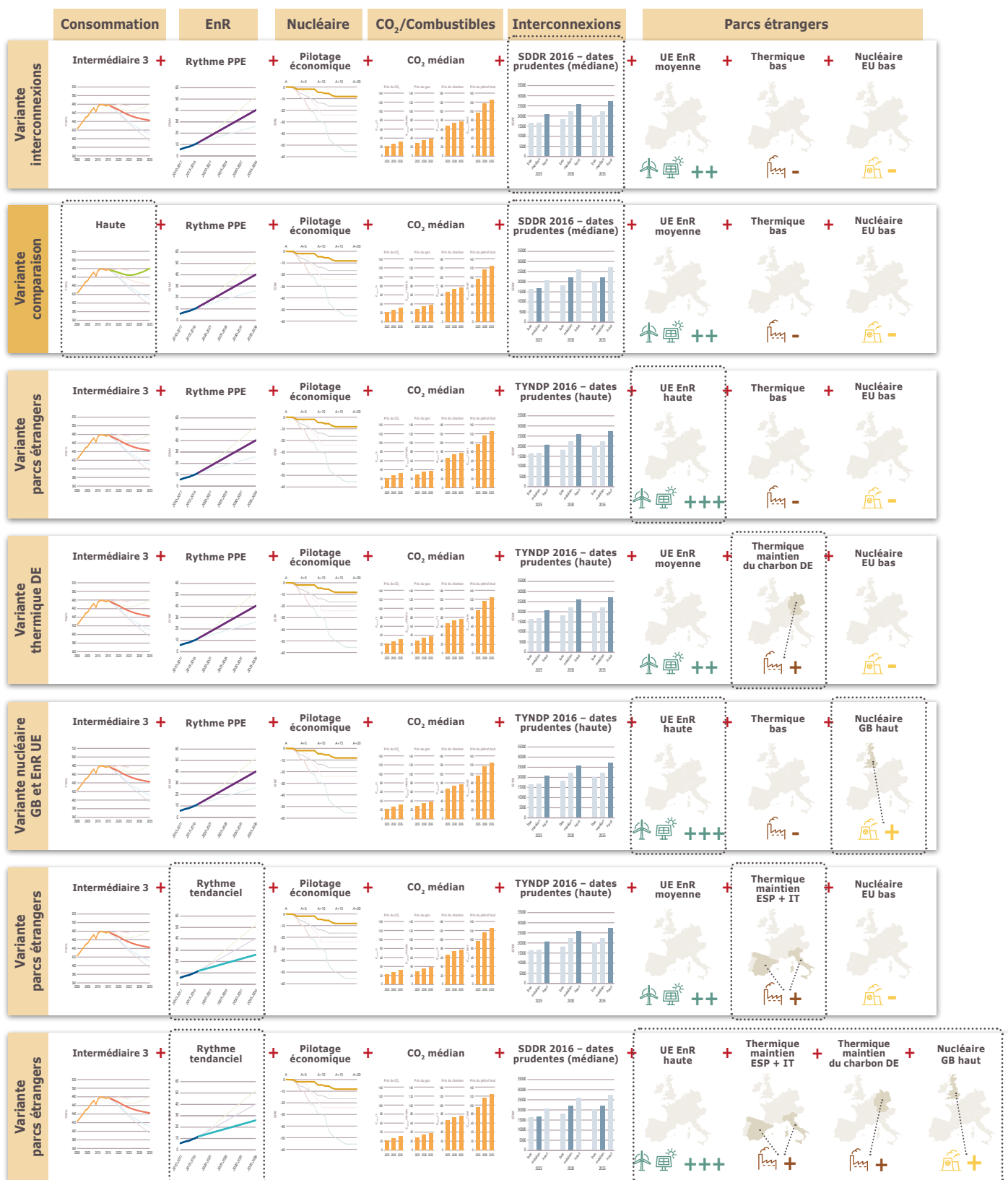
Enfin, est testé le cas de figure où les pays voisins de la France disposeraient de surcapacités et/ou de production à coût variable faibles plus importantes.

Dans ce cas, les débouchés pour des exports originaires de France seraient réduits. Toutes les variantes présentées au chapitre 3 ont été testées. De manière à alléger la restitution, leurs effets sont agrégés dans une seule configuration comprenant :

- ▶ un développement des EnR plus soutenu dans tous les pays européens, ainsi qu'un haut niveau de déploiement du nucléaire au Royaume-Uni ;
- ▶ un déclassement du charbon et du lignite moins important en Allemagne.

Tableau 8.1 Cas de base et variantes du scénario Volt





8.2 Les bilans énergétiques : un scénario qui repose sur des moyens de base fortement développés

Figure 8.1 Évolution du parc de production – scénario Volt

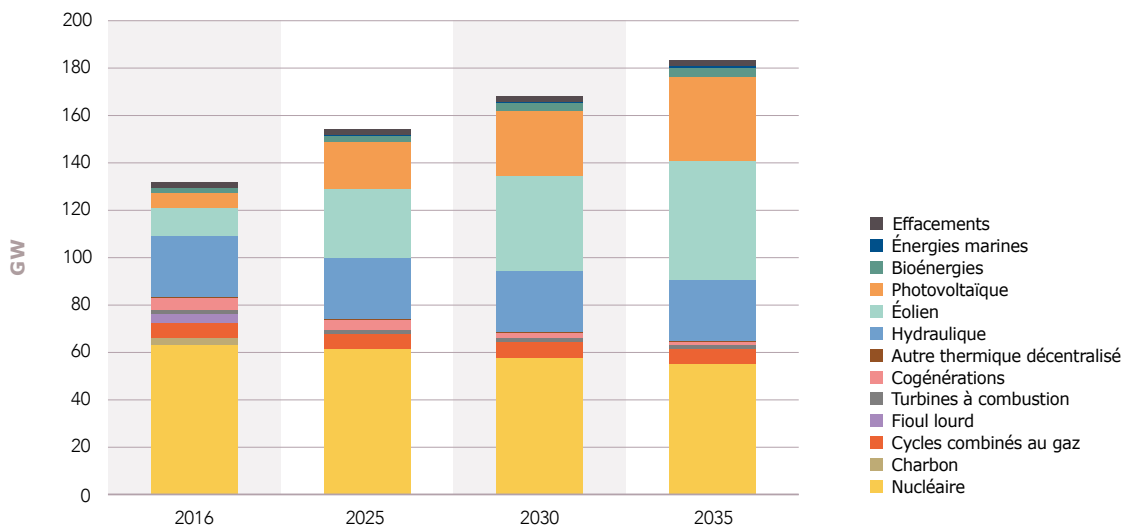


Figure 8.2 Bilan énergétique prévisionnel – scénario Volt

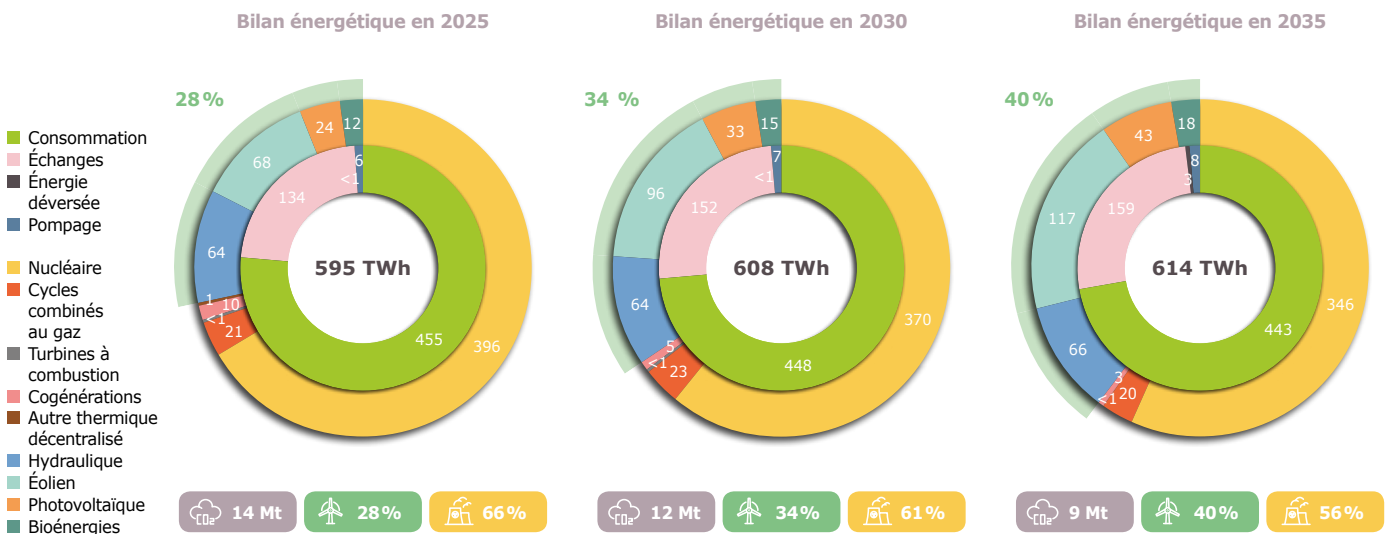
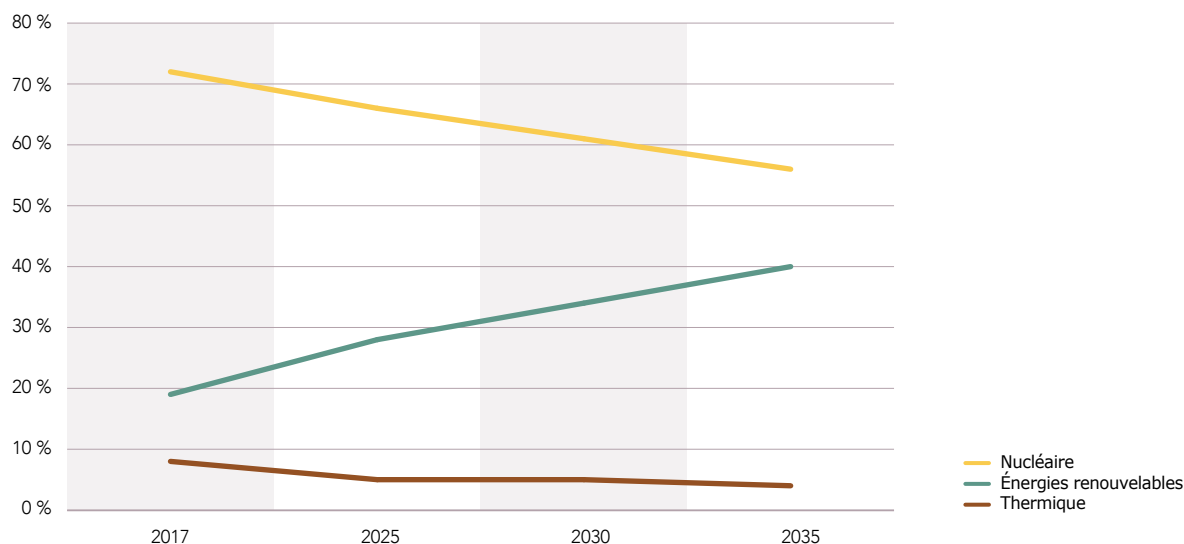


Figure 8.3 Évolution de la part des différentes filières dans la production d'électricité – scénario Volt

8.2.1 Une part du nucléaire demeurant majoritaire mais en dessous de 60 % au-delà de 2030

Dans son cas de référence, basé sur l'atteinte d'une capacité nucléaire installée de 55 GW en 2035, le scénario *Volt* est construit sur le principe d'une réduction progressive de la capacité nucléaire. Le rythme de réduction sur les points de passage 2025 et 2030 constitue une hypothèse, et non un résultat. La décroissance est progressive : 2 GW sont déclassés d'ici à 2025, 3 GW entre 2025 et 2030, et 3 GW supplémentaires entre 2030 et 2035.

Cette trajectoire, conjuguée à la progression des énergies renouvelables, conduit la part du nucléaire à se rétracter progressivement. Au-delà de 2030, cette part se situe en dessous de 60 %, et elle s'approche de 55 % en 2035.

8.2.2 Un développement important des énergies renouvelables

Dans le scénario *Volt*, la France ne renonce pas à développer les énergies renouvelables. En 2035, la capacité éolienne et photovoltaïque a été multipliée respectivement par 3,5 et 5, par rapport à 2016, soit

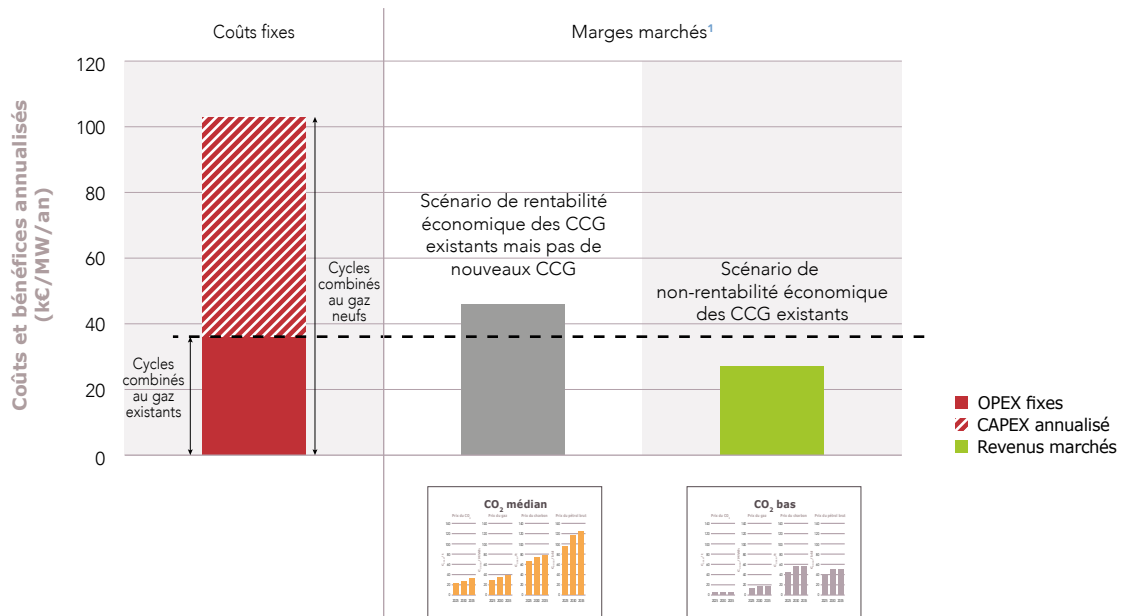
un total porté à 86 GW, pour une production de 160 TWh. La filière éolienne en mer se développe significativement selon une trajectoire identique à celle actuellement envisagée par les pouvoirs publics et prolongée pour atteindre 10 GW en 2035. Le parc hydraulique qui maintient sa capacité de production, les bioénergies (3,5 GW), et les énergies marines (3 GW) complètent le mix énergétique renouvelable.

Cette trajectoire nécessite une accélération par rapport à aujourd'hui. Elle pourrait être complétée par un développement supplémentaire pour la filière solaire, car le photovoltaïque au sol peut trouver un espace économique au-delà des trajectoires envisagées par les pouvoirs publics (cet effet n'est pas restitué dans le présent scénario, de manière à pouvoir analyser l'effet d'un changement de trajectoire régulée de déploiement des EnR, mais il est analysé au chapitre 11).

L'objectif de 40 % d'EnR dans le mix fixé par la loi serait atteint en 2035.

Ces rythmes de développement feraient de la France le deuxième pays européen pour le parc éolien (ex aequo avec la Grande-Bretagne) produisant 117 TWh et le troisième pays européen pour le photovoltaïque avec 43 TWh.

Figure 8.4 Rentabilité des cycles combinés dans le scénario Volt – 55 GW



8.2.3 Un espace économique insuffisant pour de nouveaux moyens thermiques

Dans une configuration où le nombre de réacteurs nucléaires en service demeure élevé, la croissance soutenue des énergies renouvelables conduit à une production à bas coûts très fréquemment appelée à l'échelle européenne. Il n'existe alors pas d'espace économique en France, pour de nouvelles unités thermiques, quelles qu'elles soient. Dans l'hypothèse de référence sur les prix du gaz et du carbone (scénario « *Current Policies* » de l'AIE), les niveaux de prix de marché permettent néanmoins

de couvrir les coûts opérationnels fixes annuels. Les cycles combinés au gaz tournent autour de 3000 heures équivalentes pleines puissance par an.

Cependant, leur équilibre économique demeure fragile, et apparaît fortement dépendant du prix du CO₂ et du scénario de combustible. Ainsi, les revenus semblent suffisants pour couvrir les coûts annuels fixes, ou encore « coûts cash » (donc sans remboursement ni rémunération des CAPEX initiaux) dans le cas de base (scénario « *Current Policies* » de l'AIE) mais pas dans la trajectoire basse de prix du CO₂ et des combustibles.

1. La marge marchés est définie comme la différence entre les revenus marchés et les dépenses de combustibles et CO₂.

8.3 À l'horizon 2035, le maintien d'une capacité nucléaire installée de l'ordre de 55 GW peut résulter d'une analyse économique intégrant la balance commerciale électrique

La capacité de 55 GW à horizon 2035 a été déterminée à l'issue d'un calcul économique mené sur plusieurs variantes. Le principe et les étapes de ce calcul sont détaillés ci-dessous.

Dans ce qui suit, l'analyse économique porte sur le coût de production d'électricité restitué à la collectivité française (producteurs et consommateurs), une fois prises en compte les recettes associées aux exports. Précisément, ce coût est constitué de la manière suivante :

- ▶ l'ensemble des dépenses futures réalisées sur la période étudiée par les producteurs d'électricité (et éventuellement les consommateurs pour l'effacement) sont prises en compte (dépenses d'investissement, d'exploitation/maintenance et de fonctionnement) ;
- ▶ le solde de la balance commerciale électrique (considéré intégralement restitué à la collectivité) et la moitié de la rente de congestion sur les interconnexions (déduite des coûts de réseau à financer par les consommateurs au travers du tarif d'utilisation des réseaux) sont ensuite retranchés.

Les résultats sont nécessairement tributaires des méthodes et des outils de simulations utilisés, ainsi que des références de coûts utilisées, et peuvent conduire à de nombreux débats d'experts. Le nombre d'hypothèses à intégrer est considérable, et certaines sont susceptibles de ne pas faire consensus. Il n'existe pas de valeur brute qui serait valable de toute évidence.

Afin de centrer l'analyse sur l'influence des différents paramètres étudiés, les analyses sont présentées uniquement de manière différentielle, c'est-à-dire l'une par rapport à l'autre. Cette méthode vise à neutraliser les éventuels biais inhérents à la modélisation. Elle reste tributaire

de l'hypothèse considérée sur le coût de la prolongation des réacteurs nucléaires.

8.3.1 La valeur économique des exports d'électricité varie en fonction de la capacité de production nucléaire et renouvelable

Énergies renouvelables et nucléaire constituent une production massive très compétitive sur les marchés de l'électricité, mais qui tire les prix vers le bas

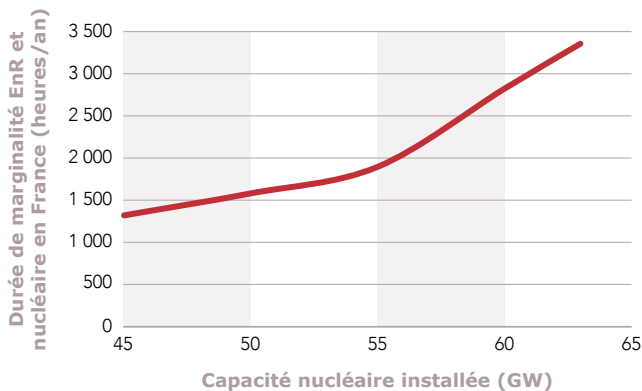
L'analyse des échanges électriques permet d'isoler un « effet volume », qui est positif quand la capacité compétitive installée en France croît, et un « effet prix », qui évolue dans le sens contraire.

En premier lieu, l'accroissement de la capacité nucléaire, à capacité renouvelable fixe, conduit mécaniquement à augmenter le volume d'exports (« effet volume »). Les coûts marginaux de l'éolien et du photovoltaïque sont en effet nuls, et ceux du nucléaire très faibles. Dans la grande majorité des configurations de marché, ces capacités sont ainsi retenues dans la préséance économique, évaluée à l'échelle européenne.

Les seules limites à ce raisonnement sont fixées :

- ▶ par les capacités d'interconnexion, qui peuvent être saturées et rendre impossible une valorisation sur les marchés voisins (en considérant par défaut le réseau interne en capacité d'évacuer ces quantités d'énergie) ;
- ▶ par les débouchés dans les pays voisins, notamment si ces derniers se sont également dotés de capacités présentant les mêmes caractéristiques de coût.

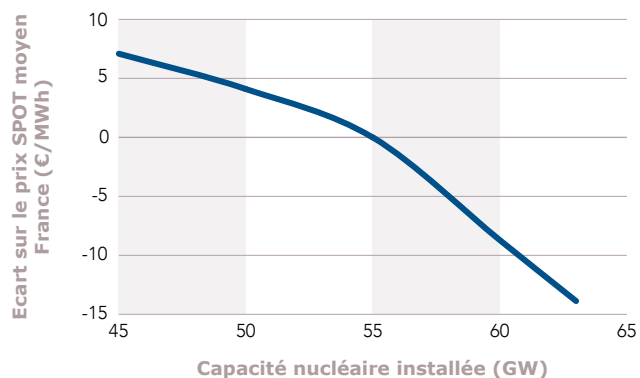
Figure 8.5 Durée de marginalité EnR et nucléaire en fonction de la capacité nucléaire installée
Horizon 2035 – Hypothèses de référence
du scénario Volt



Dans le même temps, ces mêmes capacités sélectionnées dans la préséance économique au niveau européen entraînent un « effet prix » sur l'ensemble du parc de production : à capacité renouvelable fixe, un parc nucléaire français important augmente le nombre d'heures de marginalité² des capacités à coûts variables faibles.

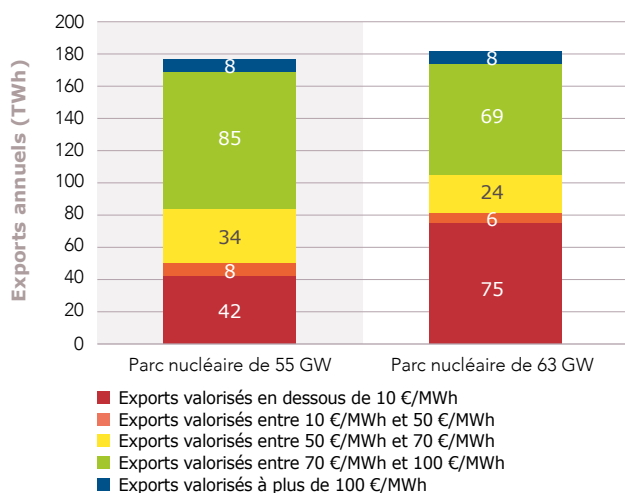
La figure 8.6 permet de représenter cet effet : le prix de marché simulé en France pour l'année

Figure 8.6 Prix spot moyen France en fonction de la capacité nucléaire installée – écart par rapport à l'hypothèse d'une capacité nucléaire de 55 GW – Horizon 2035 – Hypothèses de référence scénario Volt



2035 y est représenté en fonction de la capacité nucléaire du parc français. L'écart de prix résultant du volume de nucléaire en France peut représenter jusqu'à 20 €/MWh. Un tel effet sur les prix est susceptible de modifier le régime de financement de nombreux actifs (développement marchand des EnR et de moyens thermiques), mais également de la prolongation de certains réacteurs nucléaires eux-mêmes.

Figure 8.7 Exports selon leur niveau de valorisation pour un parc nucléaire à 55 GW et à 63 GW



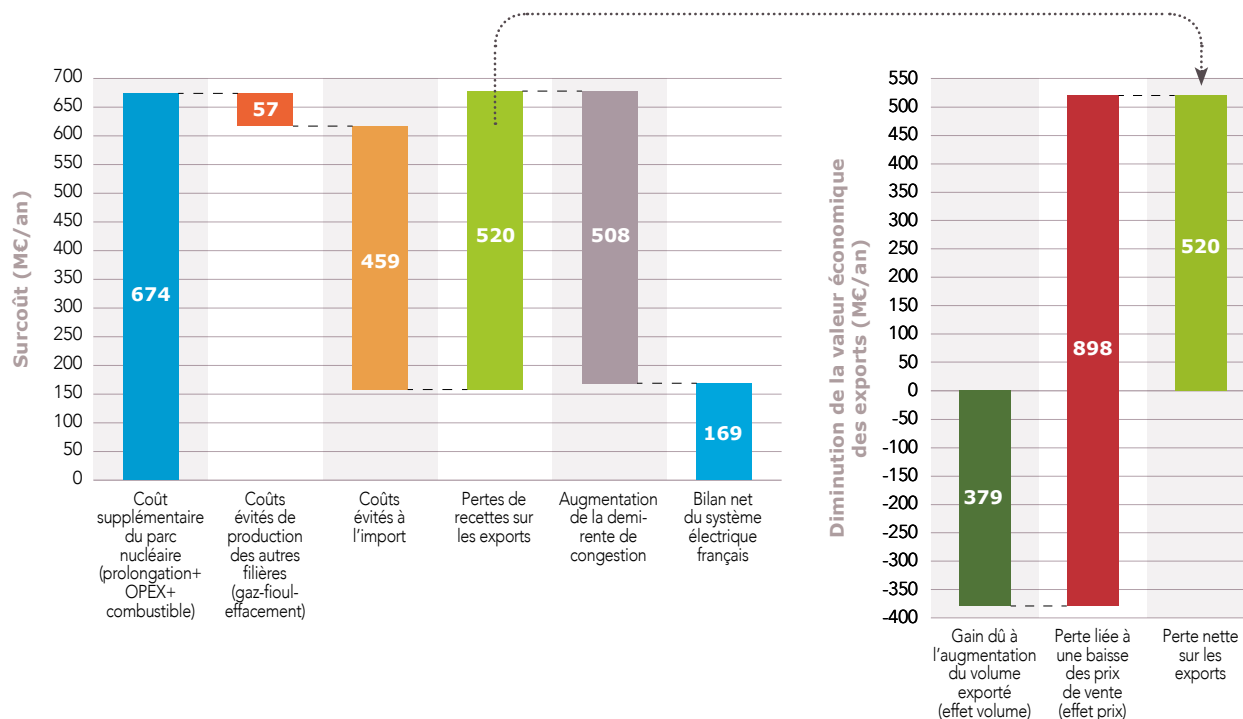
Un parc éolien, solaire et nucléaire très important peut conduire à une valorisation des exports à des prix plus faibles

La sensibilité de « l'effet prix » peut être caractérisée de manière précise en comparant plusieurs variantes.

Ainsi, dans la figure 8.7, on représente le niveau de valorisation des exports selon la taille du parc nucléaire toutes choses étant égales par ailleurs (notamment le niveau de déploiement des énergies renouvelables). Cette représentation illustre l'influence de la taille du parc sur le nombre de situations durant lesquelles la production est écoulee à un prix faible. Ces situations correspondent aux périodes de marginalité nucléaire en France (à interconnexions saturées) ou en Europe (interconnexions non saturées).

2. Heures pendant lesquelles ces moyens de production sont marginaux et établissent le prix marginal.

Figure 8.8 Surcoût d'un parc nucléaire à 63 GW par rapport à un parc à 60 GW (M€/an)
Hypothèse de référence scénario Volt, horizon 2035



Cette représentation ne porte que sur le prix auquel les producteurs valorisent leur électricité sur les marchés. Le bilan pour la collectivité est différent, et doit intégrer la rente de congestion prélevée en cas de différentiel de prix entre zones (voir paragraphe suivant), qui est restituée à hauteur de 50% à la zone exportatrice (respectivement importatrice).

L'effet net des échanges électriques sur la balance commerciale peut être mis en regard des coûts de production

Les éléments ci-dessus permettent de mettre en regard le coût associé à développer ou maintenir des installations de production d'une part, et le bilan économique des échanges d'électricité d'autre part. La méthode est générique et n'est donc pas propre au scénario *Volt*. **Seules les différences de coûts entre les deux parcs de production sont comparées : le reste du parc est considéré inchangé, et sa composition précise (réacteurs existants 900 MW, 1300 MW, N4 ou nouveaux réacteurs) ne joue aucun rôle dans l'analyse.**

S'agissant des postes de coût pour les unités de production :

- ▶ les coûts associés à un parc nucléaire plus important sont constitués des capitaux à engager (pour la prolongation de certains réacteurs dans le cas étudié), des coûts opérationnels associés (OPEX fixes), et des coûts de combustibles ;
- ▶ les gains associés correspondent aux coûts variables de production évitée par d'autres moyens (il s'agit de coûts évités pour les filières gaz, charbon et fioul) et au différentiel d'énergie vendue sur les marchés européens (exports supplémentaires ou imports évités).

S'agissant des postes de coût pour les interconnexions :

- ▶ la valeur de la balance commerciale est estimée en valorisant les quantités vendues au prix de marché en France ;
- ▶ la rente de congestion est calculée frontière par frontière sur la base des différentiels de prix de marché horaires entre la France et les pays voisins : la moitié est affectée en réduction des coûts portés par le consommateur français.

On peut ainsi décomposer les effets associés au passage d'une configuration à l'autre. Dans le graphique suivant, on montre que cet effet est important, même pour un faible écart dans la capacité installée (exemple d'un passage de 63 GW à 60 GW).

Cette analyse est bien entendue largement tributaire de nombreux facteurs, au premier rang desquels figurent le volume et la répartition du potentiel de production dans chaque pays européen. Les variantes restituées ci-dessous sont ainsi indispensables à l'analyse du sujet, dont l'interprétation renvoie en réalité à la projection des politiques énergétiques et des dynamiques de marché en Europe.

8.3.2 La valeur de 55 GW permet de rendre compte des points d'équilibre atteints en testant de nombreuses variantes

De très nombreuses variantes ont été testées pour évaluer la crédibilité du résultat

L'étude économique du scénario *Volt* a fait l'objet de nombreuses analyses de sensibilité pour s'assurer de sa robustesse. Toutes les variantes mentionnées au § 8.1 ont ainsi été testées. La plupart visent à

tester un cas plus défavorable que les hypothèses du cas de base du scénario *Volt* (accroissement de la part des sources de production électriques plus compétitives que le nucléaire sur les marchés européens, réduction des débouchés physiques accessibles, faible prix du carbone). Deux variantes sont au contraire plus favorables (une consommation plus haute, et un prix du CO₂ plus élevé).

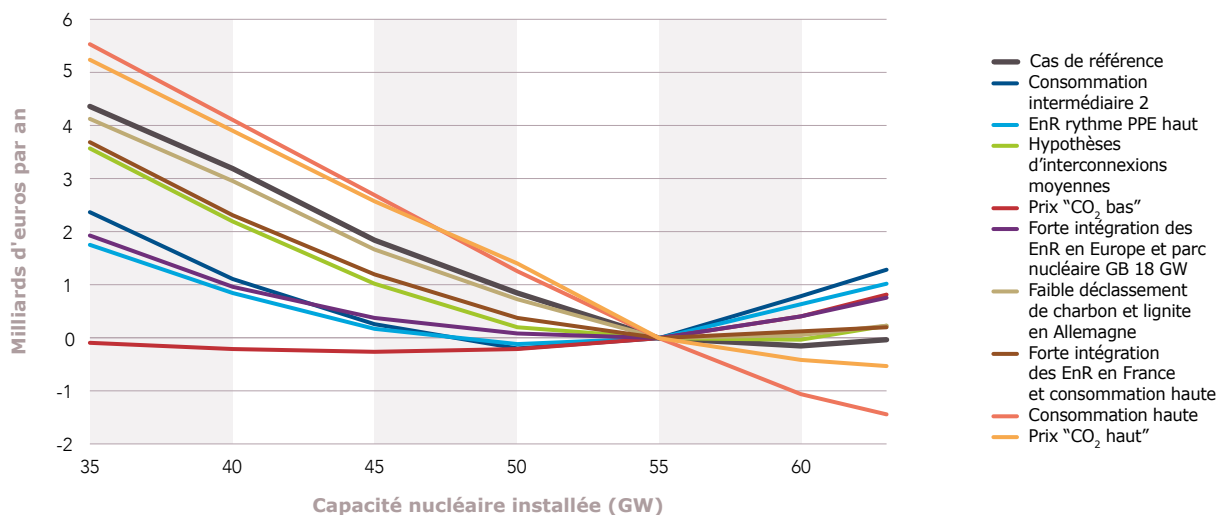
Les résultats sont exposés à la figure 8.9.

Entre 50 et 60 GW, de nombreux équilibres sont voisins

Les points d'équilibre varient selon les simulations. Au-delà des valeurs brutes, l'intérêt de l'analyse consiste plutôt à examiner à quel moment l'augmentation des coûts résultant d'un parc trop faible (dégradation de la balance commerciale par « effet volume ») ou d'un parc trop important (dégradation de la balance commerciale par « effet prix ») devient importante. Sans prétendre être prescriptif, on peut tirer plusieurs enseignements.

La plupart des points d'équilibre se situent de manière distinctive au-dessus de 50 GW, et en dessous de la valeur du parc actuel (63 GW). Une réduction progressive et modérée de la capacité nucléaire installée à horizon 2035 semble donc pouvoir se justifier.

Figure 8.9 Surcoût du système électrique français (hors réseau) intégrant les recettes d'interconnexions (par rapport à un parc nucléaire à 55 GW) – horizon 2035



Plusieurs variantes conduisent à des effets proches, suggérant des points d'équilibre compris entre 50 et 60 GW. Il n'en résulte pas que ces dimensionnements conduisent exactement aux mêmes conséquences, mais plutôt que des analyses complémentaires, modélisant plus finement différents aspects, seraient nécessaires pour les départager.

À la lumière de ces différentes variantes, la valeur de 55 GW constitue un bon représentant des différentes variantes étudiées. Cette valeur ne constitue pas un optimum en tant que telle : elle rend compte d'un ordre de grandeur (la zone 50-60 GW) et d'une méthode (l'analyse du coût porté par la collectivité française, une fois la valeur des exports nets déduite).

Cette analyse est effectuée en tenant compte des informations connues «à date» et n'intègre pas d'analyse des meilleures décisions à prendre en avenir incertain.

Les situations permettant de dégrader l'économie d'un parc de production composé d'un volume important d'EnR et de nucléaire ont été analysées

Au-delà de l'analyse brute des résultats, un parc de production composé d'un volume important d'EnR et de nucléaire semble une solution économiquement performante.

En deçà de 50 GW, le coût du système électrique diminué de la balance commerciale est systématiquement supérieur (sauf pour la variante «prix du CO₂ faible», mais l'écart de coût est très faible). Ainsi, les économies sur les coûts de prolongation des réacteurs nucléaires ne compenseraient pas les pertes de revenus associés.

L'étude menée permet également de hiérarchiser les configurations, et d'identifier les conditions les plus importantes pour l'équilibre d'un scénario reposant sur le déclassement d'un nombre réduit de réacteurs. Le cas de figure le plus défavorable est celui qui correspond à la trajectoire basse pour les prix du combustible et du CO₂. Cela montre *a contrario* que l'hypothèse selon laquelle l'augmentation du prix du CO₂ atteint à long terme une valeur de l'ordre de 30 €/tCO₂ est une condition importante pour assurer

l'économie de ce type de parc de production. À partir de ces niveaux de prix, la production décarbonée (renouvelable et nucléaire) augmente en effet sa compétitivité par rapport aux autres productions, ce qui accroît la valeur du solde exportateur.

Les variantes reposant sur un déploiement important des énergies renouvelables conduisent également à des résultats différenciés. Selon le rythme de déploiement des EnR en France, l'écart de productible est en effet de 64 TWh, soit l'équivalent de la production annuelle de 11 réacteurs 900 MW.

En revanche, les variantes reposant sur le maintien de surcapacités en Europe ne modifient pas structurellement l'équilibre économique. Ceci est lié au fait que ces capacités n'entrent pas en concurrence avec les EnR ou le nucléaire dans la présence économique, et que leur seul effet est de réduire les revenus perçus sur les marchés au voisinage des situations de défaillance.

8.3.3 Des coûts stables ou en diminution

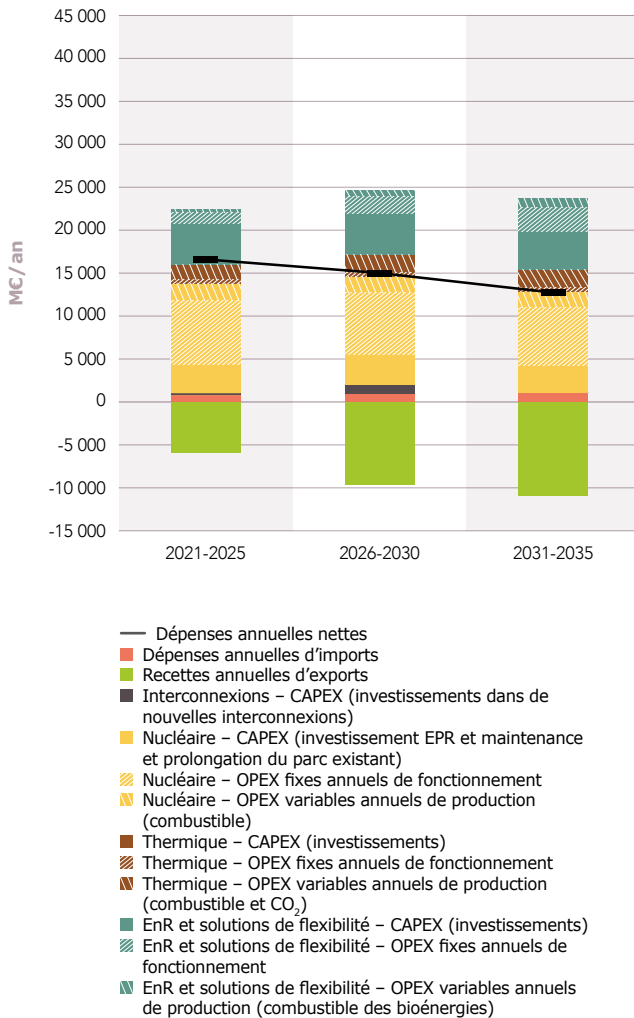
La figure 8.10 synthétise l'ensemble des dépenses annuelles dans le scénario *Volt* pour les trois années d'étude considérées (2025, 2030 et 2035) selon une moyenne glissante sur cinq ans. Cette figure présente respectivement les coûts d'investissement, les coûts fixes annuels et les coûts variables annuels ainsi que l'impact de la balance commerciale s'agissant du coût des imports et des recettes des exports.

Les hypothèses retenues sont identiques à celles du chapitre 6 pour l'analyse des coûts du scénario *Ampère*.

Des investissements importants

Une fois établie d'un point de vue économique la capacité nucléaire utile dans le scénario *Volt*, il est possible d'étudier plus en détail la composition des coûts de l'ensemble du parc français. À l'horizon 2035, la réduction du montant d'investissement annuel résulte de la contraction du parc nucléaire et d'une réduction des coûts unitaires d'investissement des technologies renouvelables les plus matures (photovoltaïque et éolien).

Figure 8.10 Dépenses annuelles corrigées de la balance commerciale – scénario Volt



En conséquence, le montant d'investissement annuel décroît globalement sur la période d'étude, même s'il connaît un pic à l'horizon 2030 pour les besoins d'investissement des interconnexions. Globalement, le coût de ces interconnexions représente toutefois un faible montant comparé aux investissements en production à engager.

Des coûts fixes annuels stables dont la répartition suit l'évolution de la structure du parc de production

Les coûts fixes annuels du scénario Volt sont stables malgré le changement de la structure du parc de production. Les coûts fixes annuels, de la capacité renouvelable en augmentation, se substituent aux coûts fixes annuels de la capacité nucléaire en réduction. La capacité renouvelable bénéficie également d'une réduction du montant unitaire des coûts fixes annuels par effet d'apprentissage.

Des coûts variables stables grâce à la réduction de la production thermique plus coûteuse et dans une moindre mesure de la production nucléaire

Dans le scénario Volt, le montant total des coûts variables (hors coûts variables d'exploitation et de combustibles des bioénergies) est stable. Les parcs nucléaire et conventionnel produisent moins car la capacité nucléaire continue et le coût des centrales au gaz (combustible et CO₂) augmente. Les centrales thermiques restantes (cycles combinés au gaz et turbines à combustion) sont ainsi moins sollicitées du fait de l'augmentation des coûts (combustibles et CO₂). De plus, le parc de production français, déjà résolument caractérisé par des coûts variables très faibles du fait de l'abondance de production nucléaire, voit cette caractéristique renforcée par le développement soutenu de la production renouvelable.

Une relative stabilité du coût des émissions de CO₂ est à noter. Elle résulte de deux effets contraires, une baisse des émissions de CO₂ (de 14 millions de tonnes en 2025 à 9 millions de tonnes en 2035 – cf. partie 8.5), compensée par une augmentation du coût du CO₂ (quasiment plus 50% entre 2025 et 2035 par hypothèse, de 22 €/tCO₂ à 32 €/tCO₂).

Dans ce scénario, les coûts variables d'exploitation et de combustibles des bioénergies évoluent modérément entre 400 millions et un milliard d'euros entre 2025 et 2035 avec leur capacité installée.

8.4 Les échanges aux frontières : une France très exportatrice

8.4.1 Une situation qui demeure favorable pour la production française à bas coût dans l'ordre de préséance économique européen

Dans le scénario *Volt*, les exports sont, en volume, un peu plus importants que ceux du scénario *Ampère*. Ceci est logique : la production totale en 2035 dans le scénario *Volt* est inférieure de 20 TWh à celle du scénario *Ampère*, mais avec une consommation intérieure également inférieure de 40 TWh.

Ces niveaux d'exports sont, de manière marquée, supérieurs à ceux d'aujourd'hui, et deux fois plus importants que le plus haut solde exportateur français atteint ces dernières années.

Dans une configuration caractérisée par des capacités d'échanges aux frontières nettement plus fortes qu'aujourd'hui, de tels niveaux d'échanges sont possibles. Ils correspondent à une véritable optimisation économique du fonctionnement du système électrique européen, qui verrait la France exporter très fréquemment au niveau des limites techniques de transit.

Dans la suite, on représente des exemples de courbes de préséance économique à l'horizon 2035. Ainsi, même avec une forte progression des volumes éolien et solaire installés partout en Europe, les moyens thermiques demeurent le plus souvent nécessaires à l'équilibrage du système : il suffit ainsi que des centrales au gaz ou au charbon

Figure 8.11 Offre et demande dans les pays modélisés – jour typique d'hiver, à 16h en 2035

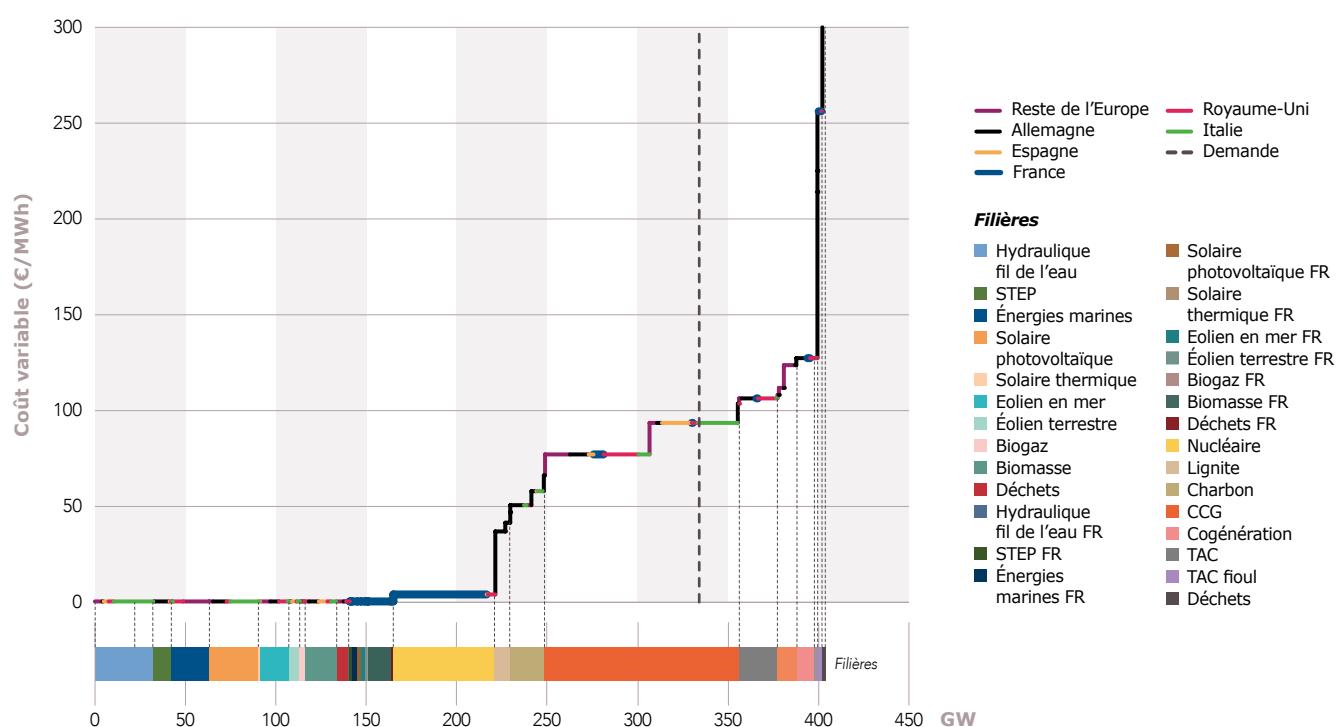
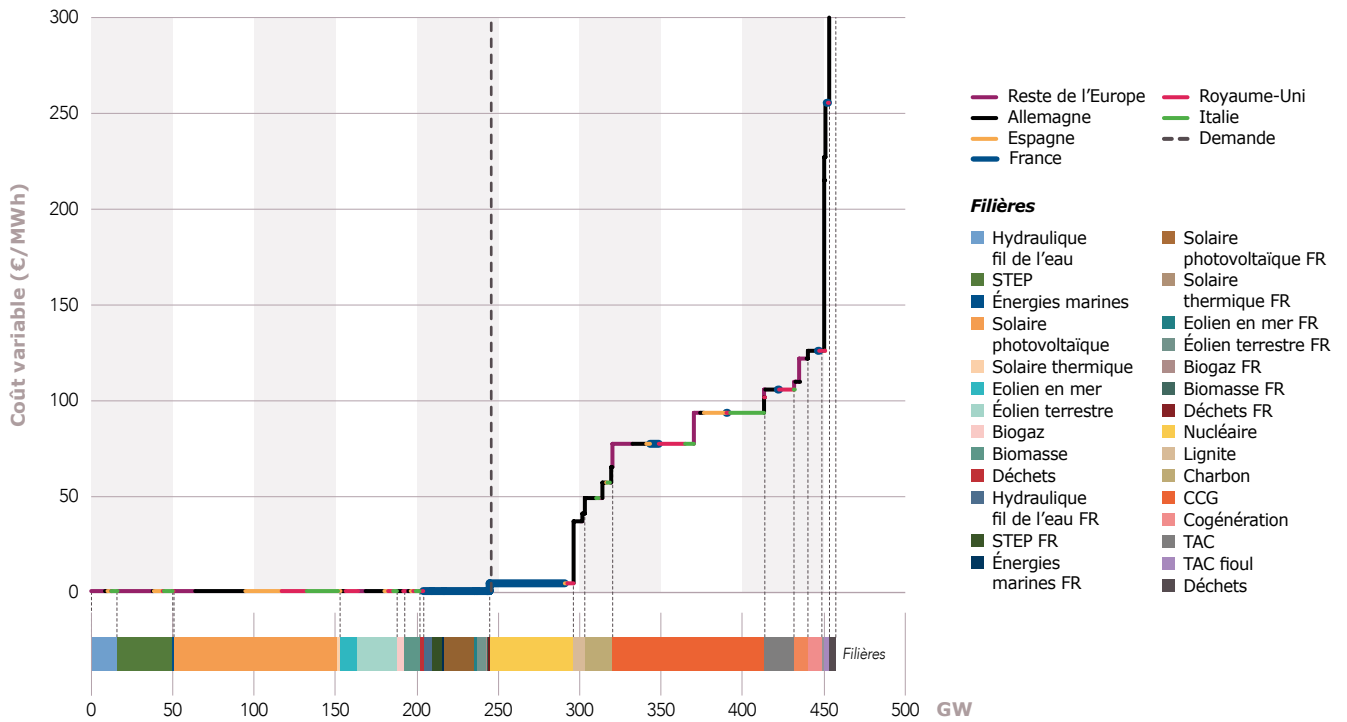


Figure 8.12 Offre et demande dans les pays modélisés – samedi typique d’été, à 18h en 2035



Carte 8.1 Échanges en 2035



soient dans la préséance économique pour que la production européenne soit valorisée à ce prix.

Ces débouchés physiques pour les énergies renouvelables et le nucléaire se traduisent en débouchés économiques si un prix du carbone élevé est appliqué.

8.4.2 Une augmentation de la balance commerciale du secteur électrique français

Dans le scénario *Volt*, la diminution de la production nucléaire est plus que compensée par le développement de la production renouvelable. L'avantage compétitif du parc de production français (majoritairement caractérisé par des coûts variables très faibles) s'en trouve accrue. Ceci est d'autant plus vrai que les coûts variables du parc thermique européen résultant des coûts de combustibles et du CO₂ augmentent par hypothèse.

Les exports sont donc très fréquents et seulement bridés par la saturation du réseau ou une abondance généralisée de production à coût nul sur l'ensemble de l'Europe.

À l'horizon 2030-2035, le solde des exports et des imports contribue à hauteur de 10 milliards d'euros (revenu d'interconnexion comptabilisé pour moitié compris) à la balance commerciale du secteur électrique français.

8.4.3 Un scénario cohérent du point de vue économique sur les interconnexions

Le scénario *Volt* est basé sur l'hypothèse d'une trajectoire d'interconnexion haute. Ces interconnexions sont fortement utilisées dans le sens des exports et leur rentabilité est assurée par le différentiel de coût variable entre la production nucléaire en France et les productions fossiles dans les pays voisins.

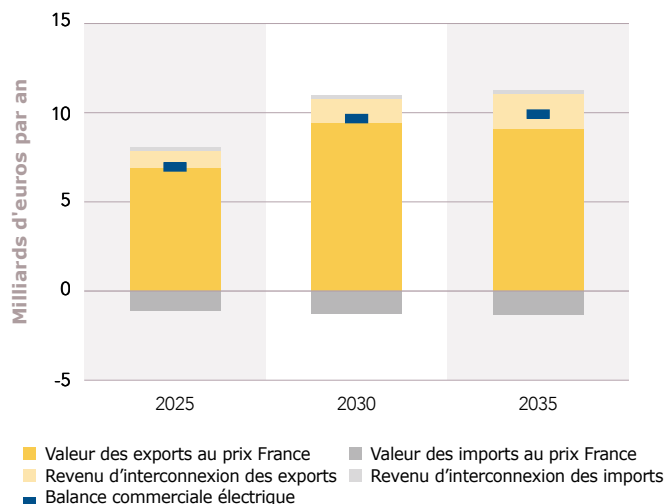
Cette trajectoire ne constitue pas, comme précisé dans le chapitre 3, la vision la plus importante du potentiel d'interconnexion de la France, et est associée à des dates de mise en service prudentes. Pour autant, elle traduit une vision volontariste, avec un accroissement de 17 GW d'ici à 2035 dans le sens des imports et des exports.

Les montants à investir dans les interconnexions sont faibles au regard des enjeux économiques mobilisés dans le scénario *Volt*

Afin d'apprécier l'importance de l'effort financier correspondant au développement des interconnexions, ce dernier peut être mis en regard des autres dépenses qui seraient consenties sur la même période pour faire évoluer le mix de production. À ce titre, la figure ci-dessous compare les éléments suivants :

- ▶ le coût total des projets d'interconnexion portés par la France entre 2025 et 2035 pour atteindre la trajectoire haute ;
- ▶ le coût total d'investissement dans les filières éolienne et photovoltaïque sur la même période et sur la base des hypothèses de coût retenues après consultation publique ;

Figure 8.13 Valeur des échanges d'électricité de la France – scénario *Volt*



- ▶ le coût d'investissement dans le nucléaire pour prolonger des réacteurs au-delà de 40 ans, sur la base des hypothèses retenues par la Cour des comptes.

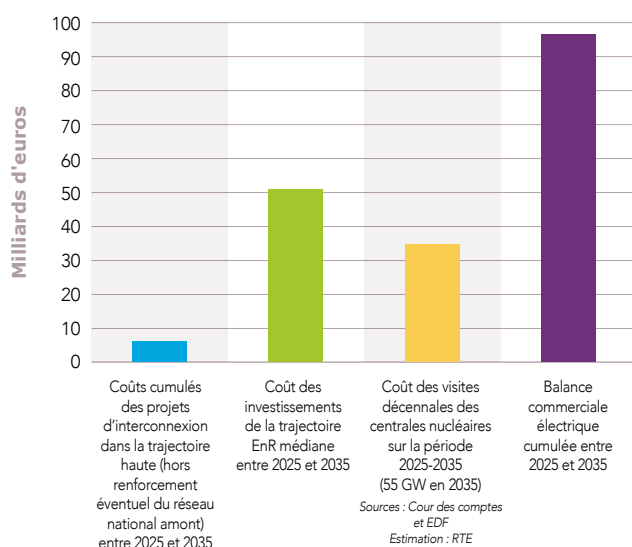
Ces postes de coûts peuvent, à leur tour, être confrontés à la valeur estimée d'une balance commerciale positive dans le secteur électrique sur la même période.

La comparaison permet de remettre en perspective l'importance de l'investissement à consentir dans les interconnexions.

Cette analyse est nécessairement simplifiée. Ainsi, le coût de développement des interconnexions pourrait par exemple être complété des coûts de renforcement de réseau associés. Pour autant, cette réserve ne suffit pas à invalider l'analyse au premier ordre :

- ▶ d'une part, en toute rigueur, une telle correction devrait alors concerner au premier chef l'investissement dans les énergies renouvelables, qui devrait être complété des coûts «réseaux» associés à leur intégration ;
- ▶ d'autre part, même en supposant le coût total associé aux interconnexions comme étant deux fois plus important une fois les coûts du réseau amont pris en compte, le montant associé aux interconnexions reste encore faible par rapport au total.

Figure 8.14 Ordres de grandeurs économiques sur la période 2025-2035



La trajectoire « interconnexion haute » est rentable pour la collectivité dans ce scénario

Au-delà de l'analyse des ordres de grandeur associés, il est possible de procéder à une analyse de la rentabilité spécifique associée à la trajectoire haute.

Ce test de cohérence économique est pratiqué dans tous les scénarios du Bilan prévisionnel, afin de vérifier la robustesse du scénario. Il vise uniquement à vérifier, de manière macroscopique, que, au sens de la marginalité économique, les investissements nécessaires à l'atteinte de la trajectoire haute sont bien couverts par un accroissement du surplus collectif.

Il ne s'agit pas d'une analyse projet par projet (qui nécessiterait de se baser sur une prise en compte fine des contraintes individuelles à chaque

configuration), et ainsi une analyse positive au niveau de la trajectoire globale peut masquer de fortes disparités entre projets (certains étant très rentables alors que d'autres ne le seraient pas).

L'analyse globale permet de conclure à la rentabilité de la trajectoire haute dans le scénario *Volt*. Il est important de garder à l'esprit que l'évaluation du bénéfice des interconnexions est adhérente au(x) scénario(s) considéré(s) (prix de combustibles et du CO₂, parc de production installé dans les différents pays, niveau de consommation, etc.). Des analyses complémentaires sur différents scénarios et avec davantage de détails seront réalisées pour évaluer la valeur des interconnexions et leur robustesse, notamment dans le cadre du TYNDP mené par ENTSO-E.

8.4.4 Un scénario robuste à un cas de figure avec moins d'interconnexions

Les variantes du Bilan prévisionnel permettent de tester d'autres configurations que celles qui présentent les meilleures propriétés économiques. Tel est le cas de la variante du scénario basée sur la trajectoire médiane d'interconnexion.

Les analyses de cette variante permettent de conclure :

- ▶ que les grands équilibres du scénario sont conservés au premier ordre, même avec des interconnexions plus basses ;
- ▶ que son équilibre économique est alors moins favorable. Avec des interconnexions plus faibles, les exports sont plus fréquemment bridés, la durée de marginalité de la production nucléaire en France (c'est-à-dire la durée pendant laquelle la production nucléaire est la dernière à fonctionner dans l'ordre de la préséance économique et fixe donc le prix marginal) augmente.

8.5 Une forte contribution aux objectifs européens de réduction des émissions de CO₂

8.5.1 Au niveau français, une réduction de moitié des émissions du système électrique

Dans le scénario *Volt*, les émissions de CO₂ sont en nette diminution dès le début d'horizon (14 millions de tonnes en 2025), pour la même raison que dans le scénario *Ampère*, à savoir la fermeture des centrales au charbon et l'absence de nouveaux moyens thermiques. Par la suite, les émissions continuent à diminuer pour atteindre 9 millions de tonnes à horizon 2035, c'est-à-dire une valeur extrêmement faible.

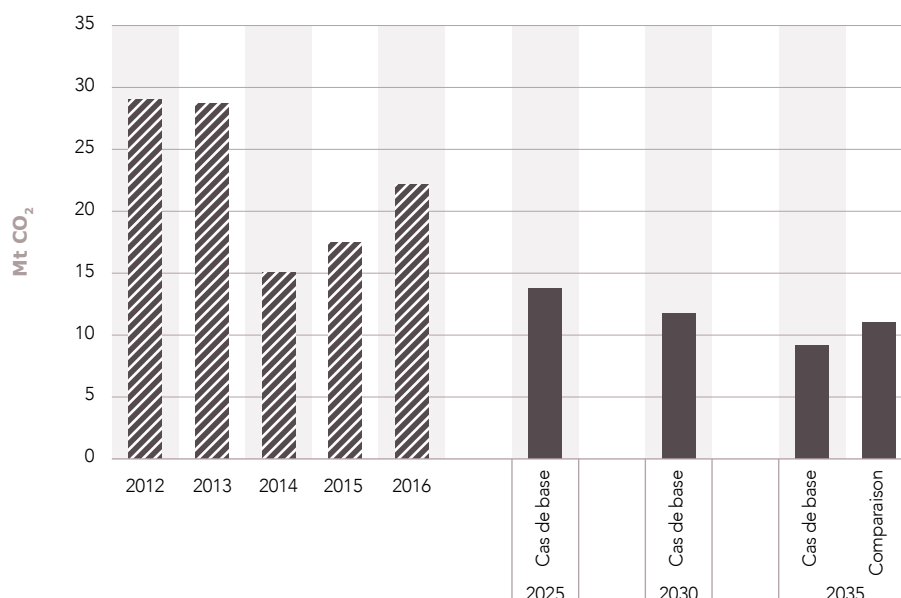
De même que dans le scénario *Ampère*, cette bonne performance s'explique par une utilisation modérée des centrales à cycles combinés au gaz (de l'ordre de 3000 heures équivalentes pleine puissance par an en fin d'horizon). Par ailleurs, le parc de cogénérations est en diminution dans le scénario *Volt* (la puissance installée des cogénérations au gaz passe de 4,4 GW en 2016 à 1,2 GW en fin d'horizon).

Ce niveau d'émissions est peu sensible à une hausse de consommation. Dans la variante «comparaison», marquée notamment par une consommation élevée, ce niveau s'établit à 11 millions de tonnes à l'horizon 2035, soit une division par deux des émissions de CO₂ par rapport à la situation actuelle.

Le secteur électrique participe ainsi à l'effort de décarbonation pour environ une dizaine de millions de tonnes de CO₂. Si ce niveau peut paraître faible par rapport aux émissions globales de CO₂ en France (de l'ordre de 330 millions de tonnes en 2016), il faut prendre en compte les effets suivants :

- ▶ le scénario *Volt* permet le déploiement de 8,3 millions de véhicules électriques, susceptibles d'éviter de l'ordre de 9 millions de tonnes au secteur routier (qui émet de l'ordre de 120 millions de tonnes de CO₂ en 2016).
- ▶ le scénario *Volt* permet au reste de l'Europe de bénéficier de plus de 150 TWh d'électricité très faiblement carbonée exportée.

Figure 8.15 Émissions de CO₂ – scénario *Volt*



Ce deuxième aspect peut être analysé plus précisément en calculant le bilan net des émissions de CO₂ du secteur électrique.

8.5.2 Au niveau européen, un effet amplifié qui permet une forte décarbonation de la production d'électricité

Suivant les principes exposés dans le chapitre 3 et le scénario *Ampère*, la prise en compte ou non des échanges entre le système électrique français et le reste de l'Europe permet d'évaluer la contribution du système électrique français aux émissions sur un périmètre plus large.

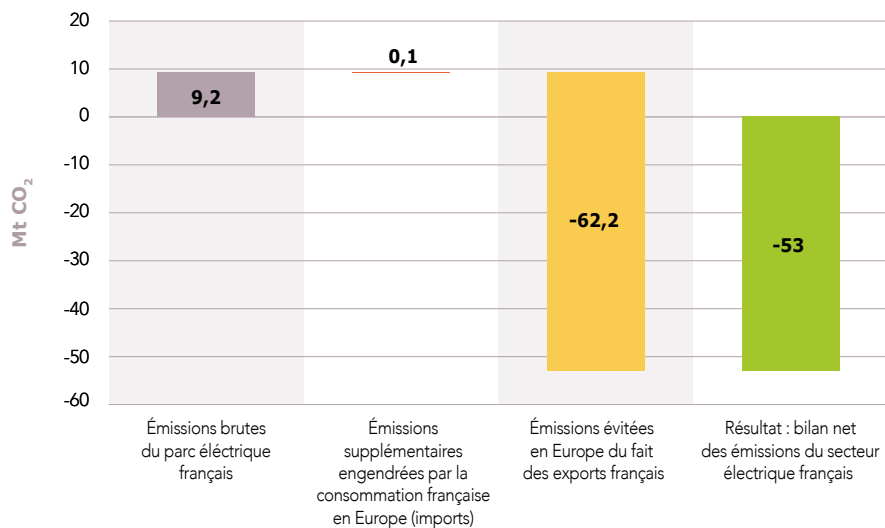
Dans le scénario *Volt*, les émissions supplémentaires engendrées par la consommation française

en Europe du fait des imports sont négligeables. En revanche, à horizon 2035, les émissions évitées ailleurs en Europe, de l'ordre de 60 millions de tonnes, excèdent très largement les émissions produites en France, d'un facteur proche de six.

Le bilan net qui en résulte est ainsi le plus favorable des différents scénarios étudiés. Il s'établit autour de -50 millions de tonnes, ce qui signifie que, sans la production et la consommation française, l'Europe émettrait 50 millions de tonnes de CO₂ en plus.

Cette tendance demeure dans les différentes variantes testées, et notamment dans le cas de la variante comparaison, caractérisée notamment par une consommation plus importante (bilan net de -38 millions de tonnes).

Figure 8.16 Bilan net des émissions de CO₂



8.6 La sécurité d’approvisionnement : un scénario associé à un risque de défaillance en diminution

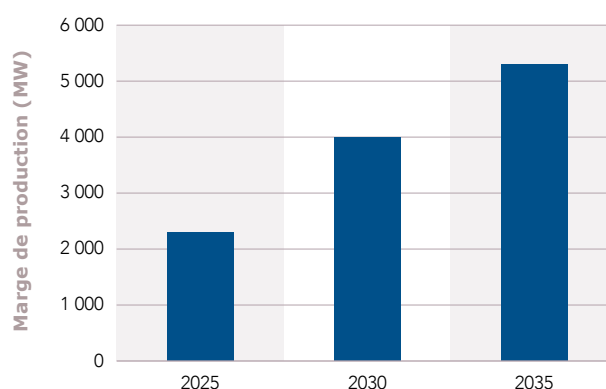
8.6.1 Des marges de capacité permettant de durcir le critère de sécurité d’approvisionnement

Sur tout l’horizon, le scénario *Volt* est caractérisé par une espérance de défaillance très inférieure à trois heures par an. C’est-à-dire que le système possède de la marge par rapport au critère de sécurité d’approvisionnement.

Cette situation résulte de plusieurs effets conjugués : un parc de production très dimensionné composé d’une capacité nucléaire de 55 GW et d’une forte croissance des énergies renouvelables («rythme PPE»), un développement des interconnexions volontariste qui sont utilisées à la fois pour exporter une grande quantité d’énergie mais également en pour importer lors des situations de tension, et une consommation («intermédiaire 3») qui diminue tout au long de l’horizon, libérant des marges au fur et à mesure.

La capacité installée est supérieure à celle nécessaire pour respecter le critère de sécurité d’approvisionnement. La marge de capacité s’élève à 2,3 GW

Figure 8.17 Marges de capacité estimées – scénario *Volt*

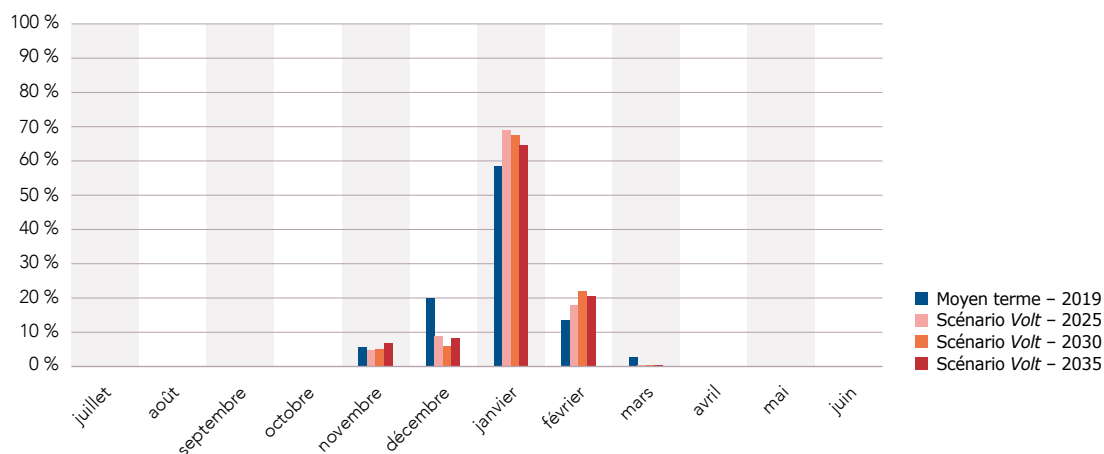


en 2025 et elle atteint 5,3 GW en 2035 (soit moins d’une heure de défaillance en moyenne).

8.6.2 La nature du risque évolue

Les analyses menées sur le profil de défaillance du scénario *Volt* ne peuvent pas directement être

Figure 8.18 Évolution du profil mensuel de la défaillance entre 2019 et 2035 – scénario *Volt*



RÉSILIENCE DU SYSTÈME À DES ÉVÉNEMENTS EXTRÊMES

Méthode générale

La «semaine type» caractérisée par des températures de l'ordre de 10 degrés en dessous des normales saisonnières pour un mois de janvier, ainsi que par un faible facteur de charge pour l'éolien a été simulée pour le scénario *Volt*. La méthode utilisée a été présentée au scénario *Ampère* (page 198).

Conclusions pour le scénario *Hertz*

L'analyse fait tout d'abord émerger des points communs : des situations de défaillances apparaissent. Ce type de situations est en effet possible : sur la base du critère de sécurité d'approvisionnement défini par les pouvoirs publics, le système n'est pas dimensionné pour être en mesure de passer toutes les situations sans recourir aux délestages. Par ailleurs, comme rappelé au chapitre 4, les conséquences d'une impossibilité d'accommoder offre et demande peuvent être maîtrisées (utilisation des leviers exceptionnels, appels au civisme et, en dernier recours, délestages tournants).

Pour autant, dans le détail, les deux cas de figure ne sont pas exactement similaires :

- ▶ le parc nucléaire est légèrement réduit par rapport à la situation 2019 ;
- ▶ en 2035 toujours, la production solaire intervient et peut réduire la défaillance durant les heures méridiennes. Il s'agit d'un élément important, car il permet d'éviter des interruptions d'une douzaine d'heures d'affilées.

En revanche, le lien entre températures froides et vent faible renforce le poids de l'absence de vent dans la caractérisation de la défaillance.

Même dans ce scénario où la capacité nucléaire est de l'ordre de 55 GW et qui possède 5,3 GW de marge à l'horizon 2035, cet épisode de froid intense en début janvier ne peut pas être passé sans défaillance du système.

Figure 8.19 Température de la situation étudiée

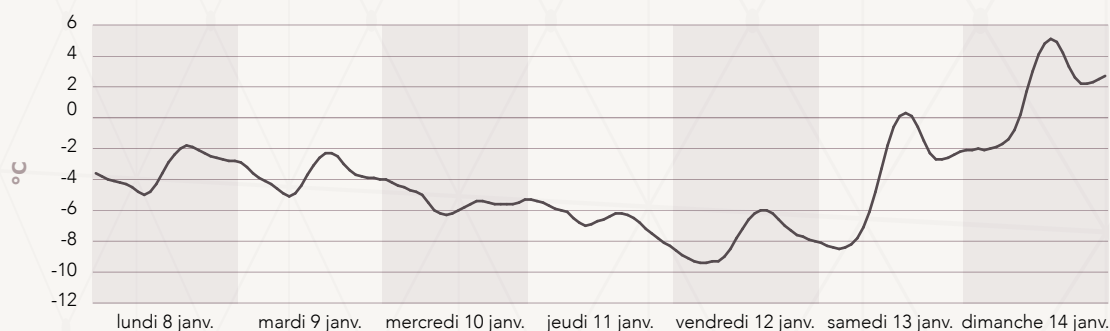


Figure 8.20 Simulation de l'équilibre du système électrique la deuxième semaine de janvier

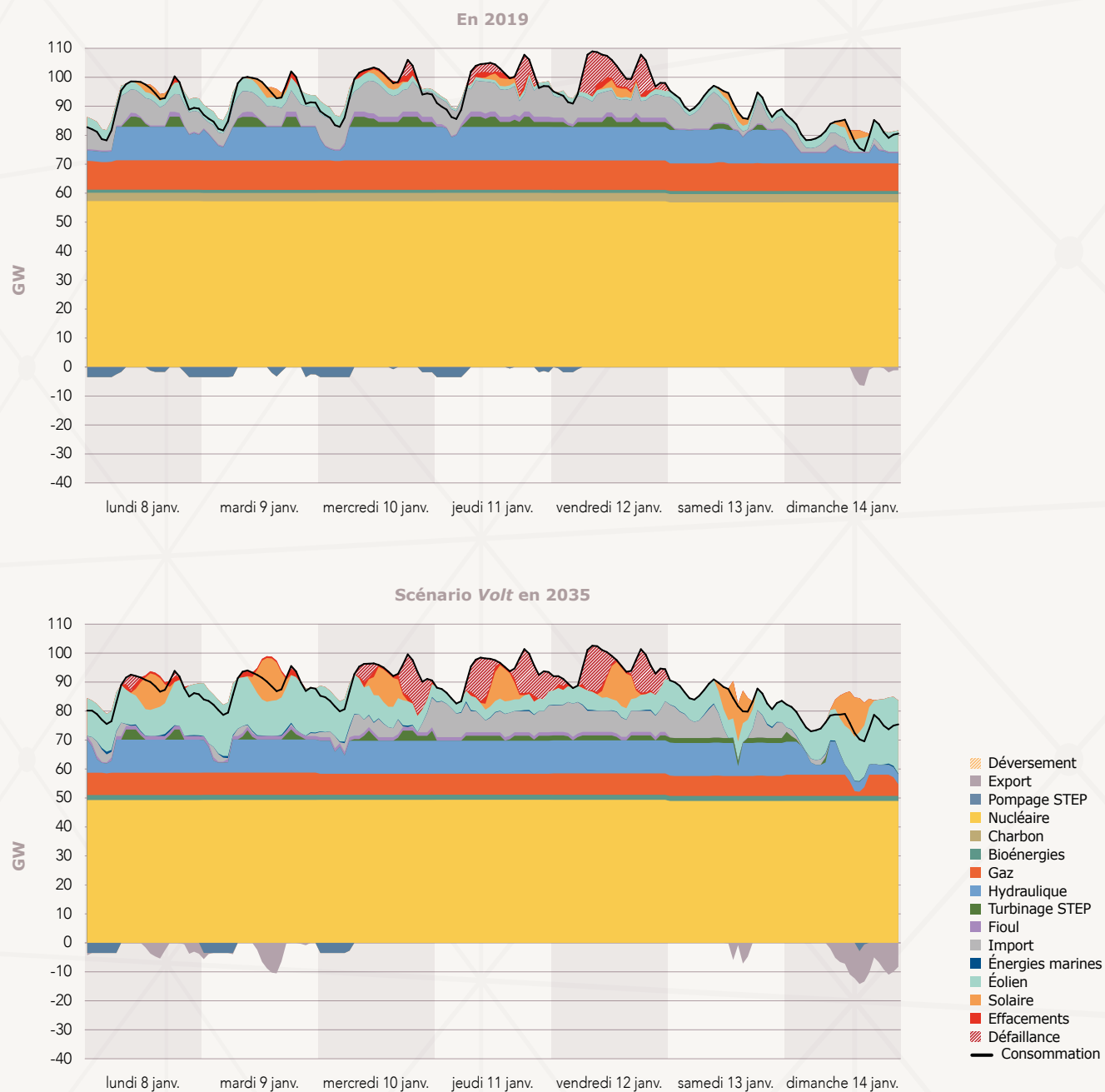
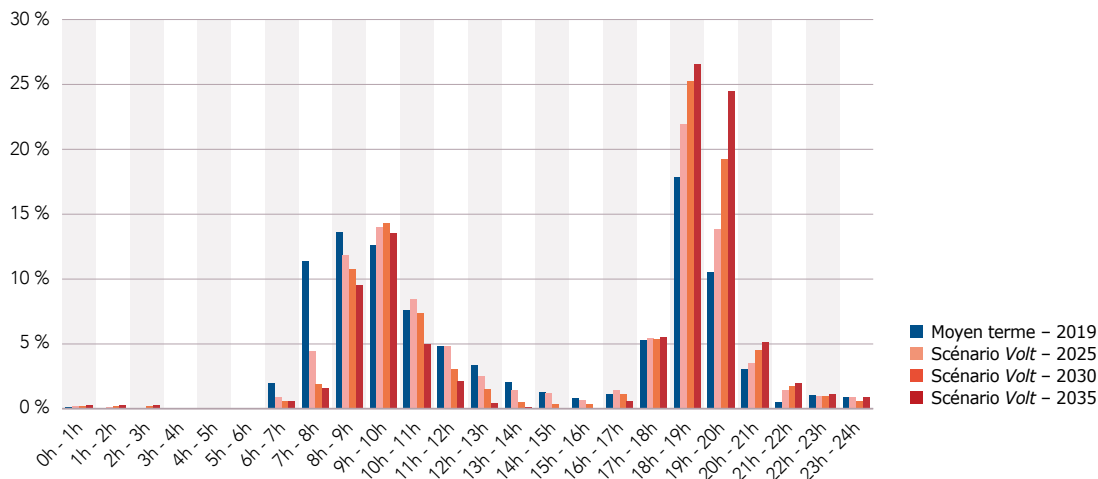


Figure 8.21 Évolution des durées continues de défaillance entre 2019 et 2035 – scénario Volt



comparées aux profils des autres scénarios car la défaillance y est beaucoup plus faible. Toutefois, en raisonnant de manière relative, certains éléments illustrent des transformations qui sont communes à tous les scénarios.

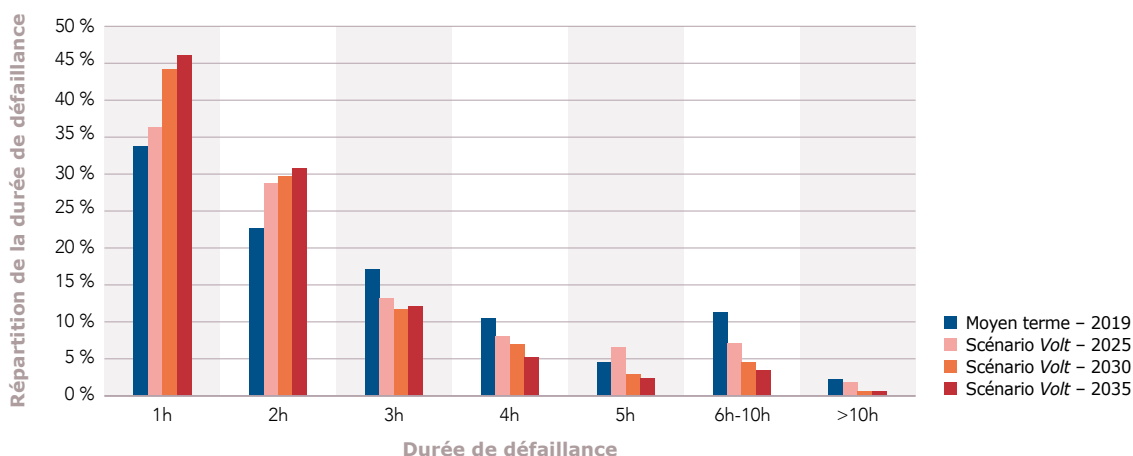
réduction du risque de défaillance sur les heures méridiennes. Comme pour les autres scénarios, l'équilibre offre-demande lors de la pointe du soir devient proportionnellement plus compliqué à assurer que durant les autres heures de la journée.

Tout d'abord, la défaillance reste concentrée sur les mois d'hiver de novembre à mars car la vague de froid reste le principal déterminant de la défaillance.

Enfin, les défaillances rencontrées dans ce scénario seront proportionnellement moins longues que les défaillances rencontrées aujourd'hui – cette situation étant également commune aux différents scénarios. Par exemple, les épisodes courts d'une heure représentent environ 45% des situations de défaillance en 2035 dans le scénario Volt.

De même, les évolutions sur le profil journalier de la défaillance permettent de mettre en avant le rôle que peut jouer le photovoltaïque dans la

Figure 8.22 Évolution des durées continues de défaillance entre 2019 et 2035 – scénario Volt



8.6.3 La gestion de l'abondance d'une production à coût quasi nul devient un enjeu de fin de période

Le maintien d'un parc nucléaire conséquent, conjugué avec le développement des EnR conduit à des situations de surplus de production à bas coût. Ce phénomène, déjà observé dans le scénario *Ampère*, conduit à du déversement de production l'été : dans ce cas, les exports ne suffisent pas à éviter la baisse des productions à coût variable faible (EnR, nucléaire).

Les flexibilités sur la consommation (pilotage de la recharge des véhicules électrique, de l'eau chaude sanitaire, modulation des consommateurs

industriels, etc.) présentent alors un intérêt évident pour maximiser l'utilisation de ce parc de production à coût variable faible.

Cependant, la rentabilité d'investissement dans des actifs de stockage dédiés à ce besoin (batteries, STEP) apparaît problématique. En effet, les chroniques de prix simulées ne conduisent pas à des différentiels suffisamment importants, et la valorisation capacitaire est faible ou nulle.

Ainsi, un enjeu important réside dans la mobilisation des leviers existants (comme le pilotage de l'eau chaude sanitaire) ou qui émergeront pour d'autres besoins (comme les véhicules électriques).

Figure 8.23 Illustration de la production sur une semaine hivernale – 2035 – scénario Volt

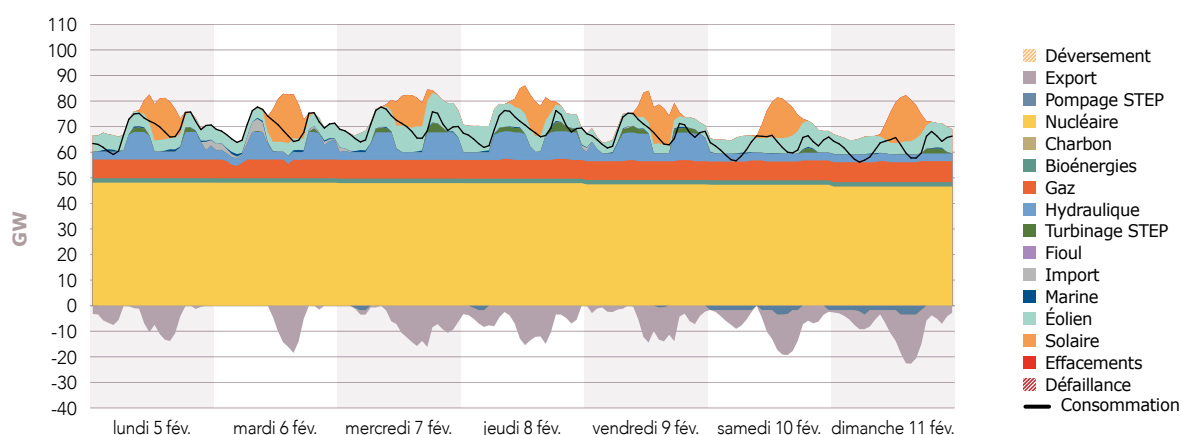
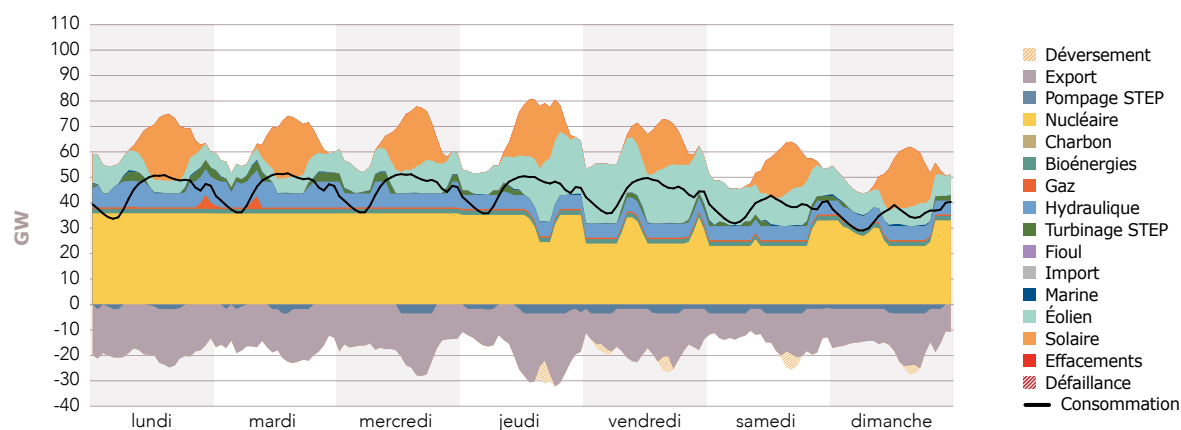


Figure 8.24 Illustration de la production sur une semaine estivale – 2035 – scénario Volt



⋮ Bilans

Parc installé

Scénario Volt (GW)	2016	2025	2030	2035
Nucléaire	63,1	61,2	57,6	54,9
Thermique	20,4	13,1	11,1	10,0
Cycles combinés au gaz	6,3	6,7	6,7	6,7
Charbon	2,9	-	-	-
Fioul lourd	3,7	-	-	-
Turbines à combustion	2,1	1,7	1,7	1,5
<i>fioul</i>	1,4	1,0	1,0	1,0
<i>gaz</i>	0,6	0,6	0,6	0,4
Cogénérations	4,8	4,0	2,0	1,2
<i>fioul</i>	0,5	0,5	0,5	-
<i>gaz</i>	4,4	3,6	1,6	1,2
Autres moyens thermiques décentralisés	0,7	0,7	0,7	0,7
Énergies renouvelables	45,8	77,3	97,2	116,0
Hydraulique	25,5	25,5	25,5	25,5
<i>dont STEP</i>	4,2	4,2	4,2	4,2
Éolien	11,7	29,2	40,2	50,2
<i>dont éolien terrestre</i>	11,7	25,2	32,7	40,2
<i>dont éolien en mer</i>	-	4,0	7,5	10,0
Photovoltaïque	6,7	19,7	27,7	35,7
Bioénergies	1,9	2,7	3,1	3,5
Énergies marines	-	0,1	0,6	1,0
Effacements	2,5	2,5	2,5	2,5
Offre totale	131,9	154,1	168,3	183,4

Bilan électrique

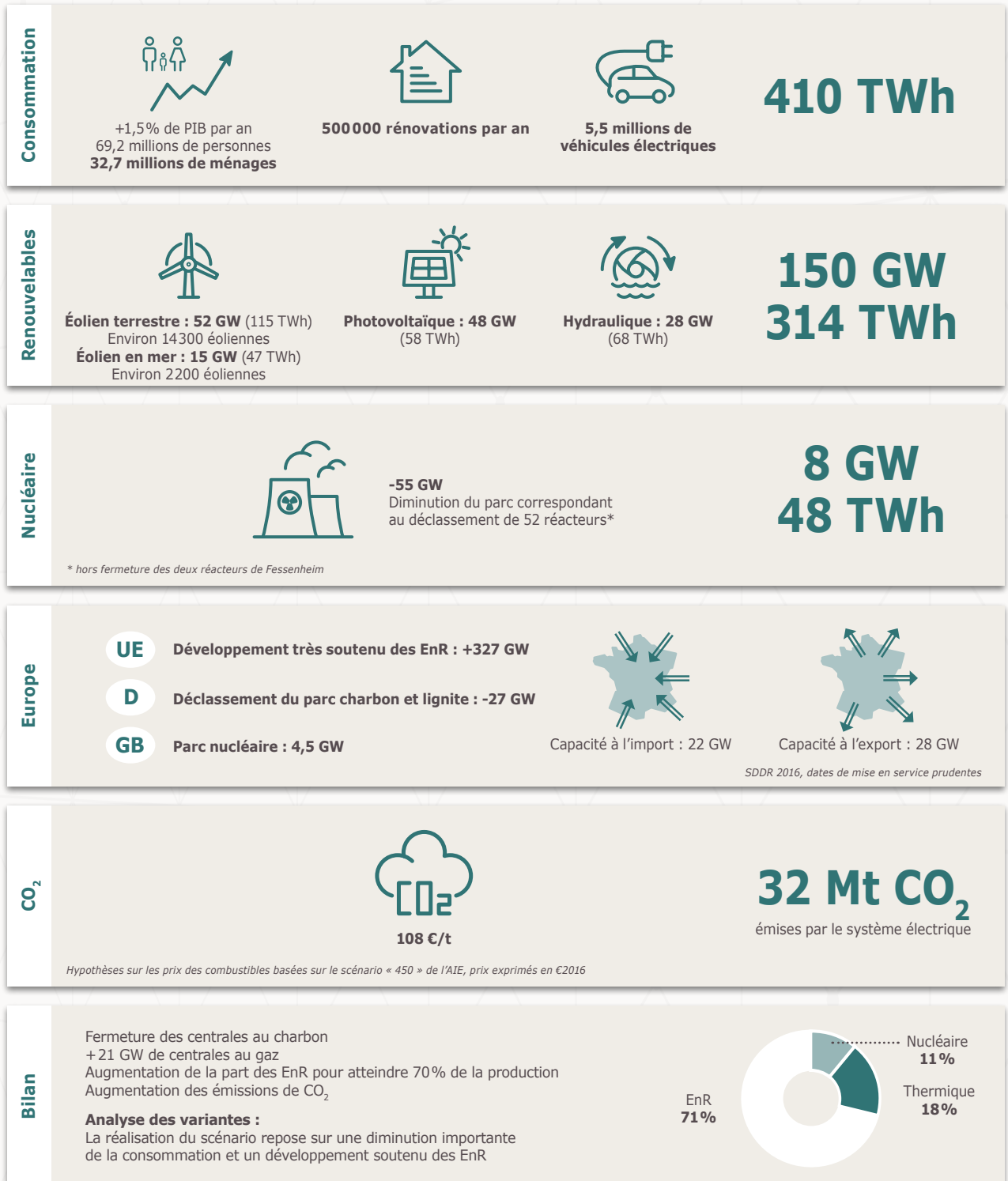
Scénario Volt (TWh)	2016	2025	2030	2035
Consommation France ³	481,0	454,8	447,8	443,4
Solde exportateur	42,2	134,2	152,3	159,3
Pompage	6,7	6,1	6,8	8,3
Énergie déversée	-	0,2	0,8	2,7
Demande totale	529,9	595,4	607,7	613,7
Nucléaire	384,0	395,6	369,7	346,1
Thermique	44,5	31,6	28,9	23,7
Cycles combinés au gaz	22,1	20,8	22,5	20,0
Charbon	7,1	-	-	-
Fioul	0,3	-	-	-
Turbines à combustion	0,6	0,2	0,1	0,1
<i>fioul</i>	0,1	0,0	0,0	0,0
<i>gaz</i>	0,5	0,2	0,1	0,1
Cogénérations	13,3	9,6	5,2	2,5
<i>fioul</i>	0,9	0,9	0,9	-
<i>gaz</i>	12,4	8,7	4,3	2,5
Autres moyens thermiques décentralisés	1,2	1,1	1,1	1,1
Énergies renouvelables	101,4	168,1	209,1	243,8
Hydraulique	63,5	63,8	64,3	65,5
<i>dont STEP</i>	5,9	4,9	5,4	6,6
Éolien	20,9	68,4	96,2	117,3
<i>dont éolien terrestre</i>	20,9	55,3	71,7	88,1
<i>dont éolien en mer</i>	-	13,1	24,5	29,1
Photovoltaïque	8,3	23,6	33,2	42,7
Bioénergies	8,7	12,0	13,7	15,4
Énergies marines	-	0,3	1,7	2,9
Offre totale	529,9	595,4	607,7	613,7

3. Consommation moyenne pouvant être différente de la consommation à températures de référence

SCÉNARIO WATT

Un déclassement automatique du parc nucléaire après 40 ans de fonctionnement

Principaux résultats et hypothèses à l'horizon 2035



Principe

La conception de certains matériels et équipements des réacteurs nucléaires en service en France a été réalisée en prenant comme hypothèse une durée de fonctionnement de 40 ans. L'expérience internationale suggère qu'il est possible d'augmenter la durée de vie des réacteurs, et l'exploitant du parc nucléaire a annoncé son intention de prolonger la durée de vie d'au moins dix ans. Néanmoins, les conditions de cette prolongation, qui nécessitera des travaux sur chaque site, ne sont pas encore connues, et l'Autorité de sûreté nucléaire a annoncé récemment repousser de deux ans ses orientations génériques sur la

prolongation du premier palier de réacteurs (palier « 900 MW »).

Ce scénario permet donc d'étudier les conséquences d'une non-prolongation de l'autorisation d'exploitation des réacteurs. Il est assis sur l'hypothèse d'une **fermeture de chaque réacteur après 40 ans de fonctionnement.**

La nécessité de se passer très rapidement de réacteurs nucléaires pose la question des technologies disponibles pour assurer la transition.

Résultats

Il s'agit d'un scénario de rupture : **la production issue des énergies renouvelables s'établit à 70% du mix de production en 2035.** Bien qu'en forte croissance (314 TWh en 2035), cette production est insuffisante en volume pour couvrir la diminution de la production nucléaire sur la même période (de l'ordre de 350 TWh correspondant à la fermeture des 54 réacteurs ayant atteint 40 ans de fonctionnement).

En l'état actuel des technologies, **le scénario ne pourrait pas être conduit sans l'installation massive de nouveaux moyens thermiques** (de l'ordre du double de la capacité des cycles combinés au gaz actuellement en fonctionnement). Si les besoins sont très importants, la rentabilité à long terme de certaines de ces nouvelles installations sur les marchés de l'électricité européens n'est pas assurée dans un contexte de fort développement des énergies renouvelables.

L'équilibre du scénario existe, et repose sur une combinaison volontariste de mesures en faveur du développement des énergies renouvelables et de la baisse de la consommation d'électricité à l'horizon 2035. Si l'une de ces conditions n'est pas remplie, les besoins thermiques s'accroissent et les émissions de CO₂ augmentent de manière importante.

A contrario, il serait possible d'installer un volume d'énergies renouvelables plus important que dans le cas de base. **L'analyse révèle en effet qu'il existe un espace économique pour un déploiement d'énergies renouvelables supérieur aux objectifs les plus ambitieux de la Programmation pluriannuelle de l'énergie** prolongés jusqu'en 2035. Dans ce scénario, les questions d'acceptabilité du développement des énergies renouvelables se posent de manière encore plus forte par rapport aux autres scénarios.

Les émissions de CO₂ ne peuvent diminuer avec les technologies actuelles dans un tel scénario ; elles s'établissent alors à 32 millions de tonnes en fin de période, ce qui correspond à une augmentation modérée par rapport au niveau actuel des émissions du système électrique. Néanmoins, ce chiffre reste faible par rapport à celui observé dans d'autres pays. Les variantes basées sur une consommation supérieure ou un développement des énergies renouvelables moindre peuvent conduire à des niveaux largement supérieurs, ce qui confirme *a posteriori* l'importance des hypothèses initiales dans ce scénario.

Le système électrique français maintient un solde exportateur dans le cas de base, mais **la France peut devenir importatrice nette dans certaines variantes, notamment celle basée sur la trajectoire haute de consommation élaborée par RTE.** Dans tous les cas de figure, le solde exportateur est largement inférieur aux niveaux actuels malgré l'augmentation de la capacité d'interconnexion entre la France et ses voisins.

Enfin, dans ce scénario, **le maintien de la sécurité d'approvisionnement représente un véritable enjeu, et repose sur tous les leviers envisageables.** Il existe ainsi un espace pour le développement de l'effacement, du stockage par batteries ou barrage hydraulique, ou le pilotage en temps réel de la charge des véhicules électriques. Ces leviers et les nouvelles centrales thermiques sont complémentaires et non pas rivaux ; ils contribuent au passage des pointes de consommation, ou à la gestion de l'intermittence des renouvelables. Sur le plan technique, des questions sur l'inertie du système électrique apparaissent : elles doivent être instruites pour identifier les solutions qui permettent d'y répondre.

9. SCÉNARIO WATT :

UN DÉCLASSEMENT AUTOMATIQUE DES RÉACTEURS NUCLÉAIRES ATTEIGNANT 40 ANS DE FONCTIONNEMENT

9.1 Un scénario axé sur un développement rapide des énergies renouvelables pour faire face à une brusque réduction du parc nucléaire

9.1.1 L'objet d'étude : étudier les conséquences d'une non-prolongation du parc nucléaire au-delà de 40 ans d'exploitation

La concentration des mises en service dans les années 1980 conduit de nombreux réacteurs à atteindre l'échéance de leur quatrième réexamen de sûreté au cours des prochaines années

Les centrales nucléaires qui composent le parc électrique français ont été initialement dimensionnées pour être exploitées durant 40 ans. Le parc actuel, décrit au chapitre 2, comprend 19 centrales nucléaires composées de 58 réacteurs, qui ont été mis en service entre 1977 (Fessenheim) et 1999 (Civaux 2). Plus particulièrement, les mises en service ont été concentrées pendant la période 1980-1990 : la puissance nucléaire installée pendant ces dix années totalise 47 GW, avec une pointe à 7 GW en 1980 (huit réacteurs).

L'exploitant des centrales nucléaires françaises, EDF, a annoncé en 2009 son intention de prolonger significativement la durée de fonctionnement

des réacteurs au-delà de 40 ans. Des investissements associés sont prévus dans le cadre du vaste programme industriel du « grand carénage ». Ceci nécessiterait de prolonger l'exploitation des centrales existantes au-delà de leur quatrième visite décennale voire de passer le cap d'une cinquième visite décennale.

Le Code de l'environnement impose à l'exploitant d'un réacteur nucléaire de réaliser un réexamen périodique de la sûreté de son installation tous les dix ans. Ces visites décennales permettent de procéder à un examen de conformité afin de vérifier que l'installation respecte bien l'ensemble des règles qui lui sont applicables. Elles comprennent un second volet, dit de réévaluation de sûreté, intégrant l'évolution des connaissances et des pratiques de sûreté ainsi que le retour d'expérience national et international. Ce réexamen de sûreté doit permettre de vérifier que les différents phénomènes de vieillissement des installations sont maîtrisés pendant une période de dix années supplémentaires. À l'issue de ce réexamen, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) prend position sur la poursuite du fonctionnement de l'installation.

Les quatrièmes visites décennales de chacun des réacteurs nucléaires français en service sont planifiées par l'ASN, qui publie leur calendrier sur son site. Elles devraient démarrer à partir de 2019 par le réacteur de Tricastin 1 et se poursuivre jusqu'en 2042.

Compte tenu de la similarité des caractéristiques techniques des réacteurs d'un même palier, le processus de réexamen intègre une phase préparatoire générique propre à tous les réacteurs concernés. L'ASN considère le quatrième réexamen décennal du palier 900 MW comme particulièrement important à double titre. D'une part, il est l'occasion de terminer l'intégration des modifications prescrites à l'issue des études complémentaires de sûreté réalisées à la suite de l'accident de la centrale de Fukushima-Daiichi au Japon. D'autre part, il est l'occasion d'examiner une extension de la sûreté de fonctionnement des réacteurs significativement au-delà de la durée initialement retenue pour la conception de ces installations.

L'ASN a annoncé son intention de rendre un avis sur les orientations génériques du réexamen périodique de sûreté associé aux quatrièmes visites décennales des réacteurs de 900 MW. Cette dernière a annoncé récemment que les conclusions de cet avis seraient publiées en 2020.

Les conditions techniques et économiques de la prolongation ne sont pas encore connues avec certitude

De manière générale, les conditions techniques et économiques de la prolongation de la durée de fonctionnement des réacteurs au-delà de 40 années ne sont donc pas connues avec précision. Elles dépendront notamment des exigences générales que pourrait formuler l'ASN (dans le cadre de ses orientations génériques) ainsi que des exigences spécifiques qui pourraient concerner individuellement certains réacteurs.

Le scénario *Watt* vise à explorer les conséquences d'une fermeture des réacteurs existants à leur date limite de réexamen après avoir atteint une durée de fonctionnement de 40 ans, sans développement de nouveaux réacteurs sur cet horizon.

Un scénario basé sur une hypothèse de réduction radicale du parc nucléaire afin d'étudier les conséquences sur le système électrique

Il s'agit bien, dans ce scénario, de considérer une hypothèse radicale conduisant à une décroissance très rapide de la capacité de production nucléaire en France afin d'en tirer des enseignements en matière de sécurité d'approvisionnement ou de dimensionnement du système électrique.

Les questions associées sont nombreuses :

- ▶ En fonction du rythme de déploiement des énergies renouvelables, faut-il construire de nouvelles centrales thermiques pour respecter la sécurité d'approvisionnement ? Si oui, combien et dans quels délais ?
- ▶ Du point de vue de la sécurité d'approvisionnement, comment le système électrique français peut-il supporter le rythme de déclassement imposé par un tel rythme de fermeture ?
- ▶ Comment le solde des échanges de la France avec ses voisins évoluerait-il ? La France se trouverait-elle en situation d'importer massivement de l'électricité, ou de manière ponctuelle pour passer les pointes ? Cet éventuel recours aux interconnexions est-il compatible avec l'évolution des parcs de production des pays voisins ?
- ▶ Quel serait le résultat en matière d'émissions de CO₂ ? La France respecte-t-elle, alors, ses objectifs environnementaux ?
- ▶ Le mouvement de diminution de la capacité de production nucléaire doit-il être nécessairement « accompagné » par une décroissance de la consommation électrique ?
- ▶ Dans quelles proportions les énergies renouvelables pourraient-elles soutenir la diminution de la capacité de production nucléaire ?
- ▶ Quels seraient les jalons essentiels à respecter pour assurer la sécurité d'approvisionnement ?
- ▶ Quel bouquet de sources de flexibilités (effacements, stockage, pilotage des EnR) doit être déployé pour accompagner ce scénario ?
- ▶ Quelles sont les conséquences d'un tel scénario sur les prix de l'électricité ?
- ▶ Ce scénario conduit-il à atteindre des frontières techniques concernant le fonctionnement du système électrique, et quels seraient les moyens à mettre en œuvre pour les repousser ?

9.1.2 Le principe structurant : un arrêt des réacteurs à la date de leur quatrième visite décennale

Seule la trajectoire nucléaire est considérée comme une hypothèse d'entrée

Sur le plan technique, l'analyse consiste à fermer les réacteurs nucléaires (900 MW et 1300 MW) de façon systématique à la date théorique de remise du rapport de la quatrième visite décennale par l'exploitant à l'ASN en suivant le calendrier public élaboré par cette dernière (voir chapitre 2).

Le parc nécessaire pour respecter le critère public de sécurité d'approvisionnement est estimé par un bouclage économique. Celui-ci permet d'évaluer le nombre de centrales thermiques susceptibles d'être installées ainsi que le volume de flexibilité susceptible d'être déployé. Dans certaines simulations, le même principe peut être adopté pour déterminer si des énergies renouvelables peuvent se développer au-delà des trajectoires définies par les pouvoirs publics.

Sur la période 2020-2035, tous les réacteurs de paliers 900 MW et 1300 MW atteignent l'horizon

de leur quatrième visite décennale (le dernier étant Golfech 2, en 2035). Demeure ainsi en service à l'issue de la période une capacité de 7,6 GW, composée des quatre réacteurs du palier N4 ainsi que de l'EPR de Flamanville. Durant ces quinze années, le principe du scénario *Watt* implique donc la fermeture de 52 réacteurs (hors réacteurs de Fessenheim), pour un total de 55 GW, soit un rythme de près de 4 GW par an, sans équivalent dans l'histoire électrique de la France.

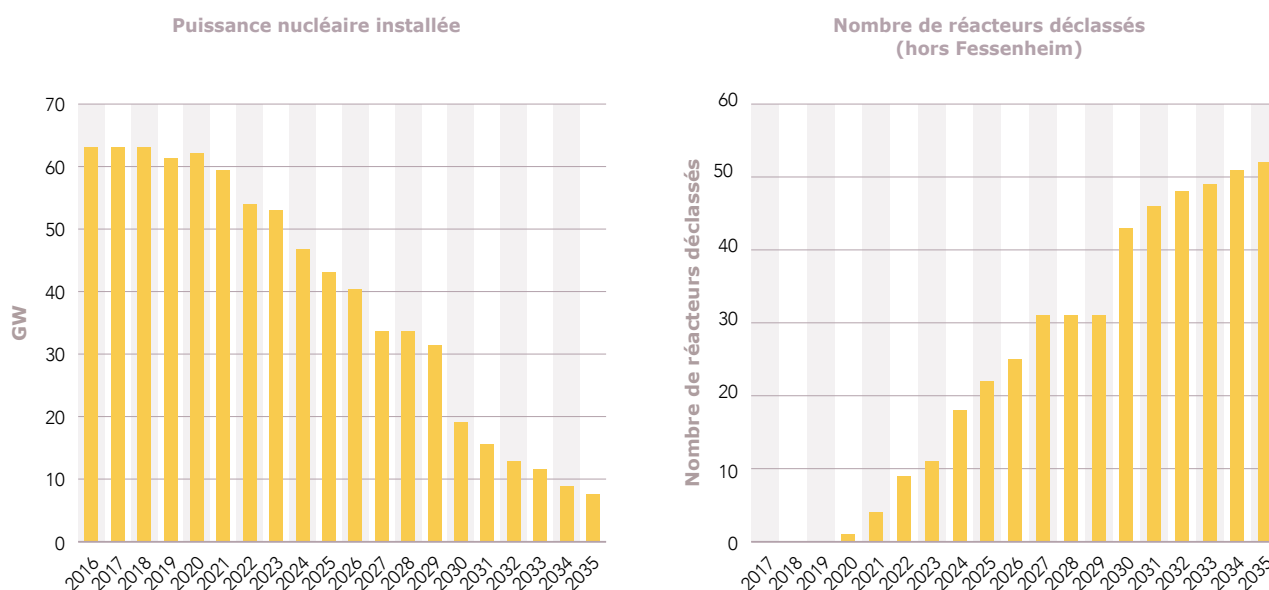
Un cas de base envisageant cette réduction du nucléaire avec un fort déploiement des énergies renouvelables et une réduction structurelle de la consommation d'électricité

Le remplacement accéléré des centrales nucléaires par d'autres sources de production d'électricité peut s'envisager dans plusieurs configurations plus ou moins favorables d'un point de vue technique et économique.

Le cas de base testé pour le scénario *Watt* correspond à un «cas favorable». Parmi les différents «paramètres clés», le scénario est caractérisé par :

- une demande en baisse significative, basée sur la trajectoire «intermédiaire 2» (croissance du PIB

Figure 9.1 Évolution du parc nucléaire – scénario *Watt*



médiane – +1,5% par an en moyenne – et efficacité énergétique forte), en recul d'ici à 2035 de 14% par rapport à la consommation de 2016 ;

- ▶ un rythme de développement des énergies renouvelables élevé (trajectoire «rythme PPE haut») permettant de compenser au moins en partie le rythme de réduction du nucléaire ;
- ▶ des interconnexions en croissance significative (trajectoire médiane) permettant d'importer ou d'exporter des quantités d'électricité importantes en fonction de la production de l'éolien et du photovoltaïque en France ;
- ▶ un prix du CO₂ et des combustibles élevé (trajectoire haute, ou «450 ppm») propice à un investissement substantiel dans les énergies renouvelables ;
- ▶ enfin, s'agissant du parc thermique, un développement conséquent du parc de cogénération a été intégré (développement de 4 GW de cogénération au gaz).

9.1.3 Les analyses de sensibilité : de nombreuses variantes pour évaluer les conséquences d'un déclassement rapide et les moyens d'y faire face

Des variantes permettant de faire moduler indépendamment chacun des paramètres

Les paramètres retenus dans le cas de base du scénario *Watt* sont les plus favorables pour envisager un déclassement massif du nucléaire, notamment pour ce qui concerne la consommation et le niveau de développement des énergies renouvelables. Les variantes sont mobilisées pour enrichir le tableau des conséquences, en analysant notamment des cas de figure plus contraints.

Comme dans le scénario *Ampère*, deux variantes sur le rythme de déploiement des énergies renouvelables sont étudiées. La première vise à vérifier la pertinence économique de la trajectoire haute de développement dans le scénario, en prévoyant un développement «économique» des énergies renouvelables. La seconde évalue les impacts d'un développement moins rapide des énergies renouvelables (trajectoire médiane, ou «rythme PPE») sur le déploiement des moyens nécessaires à assurer l'équilibre offre-demande.

S'agissant de la consommation, une variante est testée en simulant une consommation plus importante (trajectoire «haute»). Cette simulation vise spécifiquement à tester la robustesse du scénario en matière de sécurité d'approvisionnement.

Dans le scénario *Watt*, le mix de production en France évolue selon deux directions antagonistes sur le plan des émissions : la croissance des énergies renouvelables peut contribuer aux objectifs publics de réduction des émissions de gaz à effet de serre si elle s'effectue au détriment de moyens thermiques, mais ces derniers peuvent être nécessaires pour compenser la diminution brutale du nucléaire.

Il est dès lors intéressant d'envisager cette évolution en considérant différentes hypothèses sur le prix des combustibles fossiles (charbon, gaz, fioul) et du CO₂. L'hypothèse retenue dans le cas de base (trajectoire «450 ppm», qui prévoit notamment un prix du CO₂ à 108 €/t en fin de période) favorise la compétitivité des énergies renouvelables au détriment de nouveaux moyens thermiques. Afin d'évaluer la sensibilité des résultats à cette hypothèse, le scénario est également testé sur la base d'autres hypothèses (trajectoire «*Current Policies*» qui prévoit un prix du CO₂ de 32 €/t en fin de période), qui impliquent une compétitivité moindre pour le renouvelable mais meilleure pour les moyens thermiques.

Enfin, des variantes sont simulées pour tester différentes configurations dans les pays voisins de la France. Elles permettent notamment d'examiner dans quelle mesure la France pourrait «s'appuyer» sur les parcs voisins pour assurer sa sécurité d'approvisionnement dans le cas d'une réduction rapide du nucléaire, dans la limite des capacités d'échanges aux interconnexions.

Des variantes permettant d'agréger plusieurs effets

Pour ne pas alourdir la restitution des résultats, seules certaines de ces variantes sont restituées dans ce chapitre :

- ▶ un scénario *Watt* basé sur la trajectoire «rythme PPE» (au lieu de «rythme PPE haut») ;
- ▶ un scénario sans diminution de la consommation d'électricité à horizon 2035 (trajectoire de

consommation « haute ») avec un prix du CO₂ stabilisé à 32 €/t ;

- une variante agrégeant ces effets (déploiement des EnR selon la trajectoire « rythme PPE », consommation selon la trajectoire haute et un prix du CO₂ élevé).

Ce croisement d'hypothèses caractérise un environnement plus contraignant pour mener à bien le déclassement massif du parc nucléaire. Il permet de tester la robustesse du scénario.

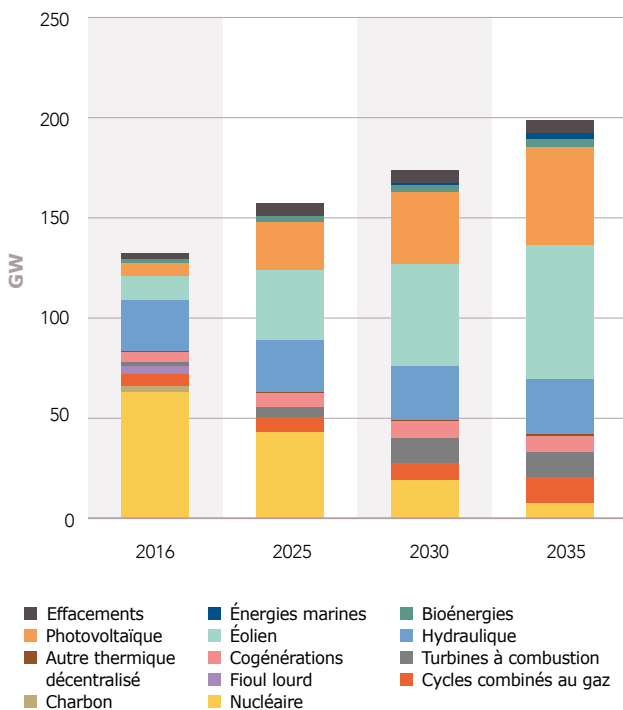
Tableau 9.1 Cas de base et variantes du scénario *Watt* étudiés dans le Bilan prévisionnel

	Consommation	EnR	Nucléaire	CO ₂ /Combustibles	Interconnexions	Parcs étrangers		
Scénario Watt	Intermédiaire 2 + 	Rythme PPE haut 	+ Pilotage technique 	+ CO ₂ haut 	+ SDDR 2016 – dates prudentes (médiane) 	+ UE EnR moyenne 	+ Thermique bas 	+ Nucléaire EU bas
Variante consommation	Haute + 	Rythme PPE haut 	+ Pilotage technique 	+ CO ₂ haut 	+ SDDR 2016 – dates prudentes (médiane) 	+ UE EnR moyenne 	+ Thermique bas 	+ Nucléaire EU bas
Variante EnR	Intermédiaire 2 + 	Rythme PPE 	+ Pilotage technique 	+ CO ₂ haut 	+ SDDR 2016 – dates prudentes (médiane) 	+ UE EnR moyenne 	+ Thermique bas 	+ Nucléaire EU bas
Variante EnR	Intermédiaire 2 + 	PPE haut + développement économique 	+ Pilotage technique 	+ CO ₂ haut 	+ SDDR 2016 – dates prudentes (médiane) 	+ UE EnR moyenne 	+ Thermique bas 	+ Nucléaire EU bas
Variante prix CO₂/combustible	Intermédiaire 2 + 	Rythme PPE haut 	+ Pilotage technique 	+ CO ₂ médian 	+ SDDR 2016 – dates prudentes (médiane) 	+ UE EnR moyenne 	+ Thermique bas 	+ Nucléaire EU bas



9.2 Les bilans énergétiques : un scénario de rupture qui se traduit par une transformation profonde du mix électrique

Figure 9.2 Évolution du parc de production – scénario Watt



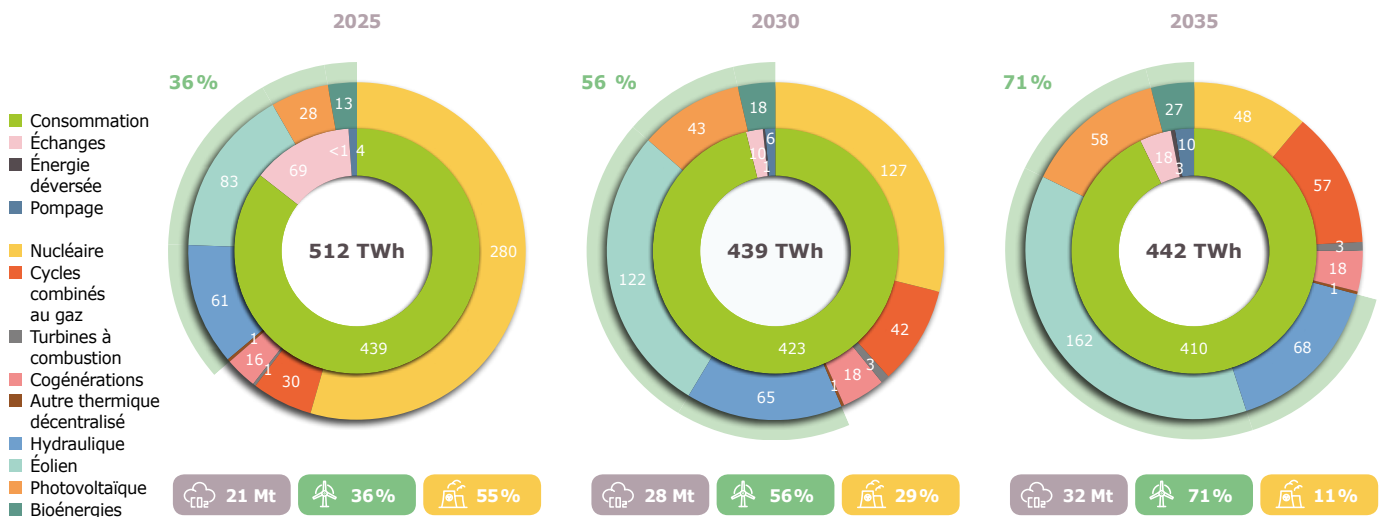
Dans le scénario *Watt*, la rupture intervient sur toutes les composantes du mix.

S'agissant du parc nucléaire, il se réduit de 55 GW et n'est plus constitué en fin d'horizon que de 7,6 GW (quatre réacteurs du palier N4 et un EPR) représentant 10 % de la production totale.

Le nucléaire est remplacé en majorité par les énergies renouvelables, dont la part s'établit à 70 % de la production d'électricité en 2035.

Même en conjuguant une forte croissance de cette production (314 TWh en 2035, soit une progression de 213 TWh par rapport à aujourd'hui) et une diminution de la consommation (une baisse de 71 TWh), il n'est pas possible de compenser la diminution de la production nucléaire sur la même période (de l'ordre de 340 TWh correspondant à la fermeture des 54 réacteurs ayant atteint 40 ans de fonctionnement). Dans le cas de base du scénario *Watt*, des moyens thermiques (34 GW de capacités installés en fin d'horizon) ainsi qu'un recours accru aux imports (et de moindres exports) sont

Figure 9.3 Bilan énergétique prévisionnel – scénario Watt



nécessaires pour compenser la diminution de la production nucléaire.

Dans l'ensemble, la production totale d'électricité en France recule de plus de 90 TWh par rapport à la production de l'année 2016.

9.2.1 Un scénario à 70% d'EnR dans le mix en 2035

Dans le scénario *Watt*, les énergies renouvelables représentent respectivement 35%, 55% et plus de 70% de la production d'électricité en France en 2025, 2030 et 2035.

Cette progression bénéficie à toutes les filières, et essentiellement à l'éolien et au photovoltaïque.

Un scénario présentant un tel taux de production renouvelable en 2035 figure parmi les plus ambitieux testés à ce jour (c'est aussi le cas du scénario *Ampère*) :

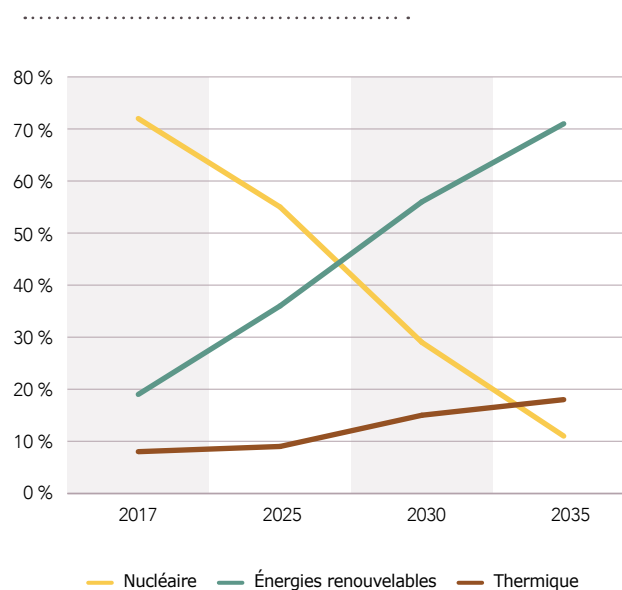
- ▶ le scénario issu de l'étude «Un mix électrique 100% renouvelable ?» publié par l'ADEME en octobre 2015 représente une situation où toute la production est d'origine renouvelable, mais à une échéance beaucoup plus tardive (2050). Des variantes complètent ce scénario, avec de moindres niveaux de développement : 95%, 80% et 40%. En considérant une évolution linéaire, on peut considérer que ces scénarios tablent sur une part des énergies renouvelables inférieures à l'horizon 2035. Les mix à fort taux d'EnR décrits dans ces scénarios nécessitent un fort développement des capacités de stockage. Notamment un stockage intersaisonnier reposant sur le *power-to-gas* est nécessaire au-delà de 80% d'EnR, seuil non atteint ici.
- ▶ le scénario négaWatt «2017-2050», publié en 2017, retient comme hypothèses (i) le déclassement des réacteurs nucléaires au plus tard à l'échéance de leur quatrième visite décennale, (ii) la non-mise en service de l'EPR de Flamanville, et (iii) la fermeture complète du parc achevée dès 2035. Ce scénario vise 100% d'énergie renouvelable en 2050 sur l'ensemble du système énergétique (pas seulement électrique). Il repose sur une évolution de la demande énergétique fortement empreinte

d'efficacité énergétique, mais surtout de sobriété énergétique, supposant des mutations comportementales importantes. L'équilibrage du système repose très largement, dans le scénario négaWatt, sur l'émergence d'une large filière *power-to-gas* (électrolyse complétée par une filière de méthanation).

Le scénario *Watt* du Bilan prévisionnel 2017 de RTE diffère de ces deux scénarios :

- ▶ il n'est pas fondé sur le postulat de disponibilité de certaines ruptures technologiques qui constituent des prérequis indispensables dans les scénarios précités. La contribution des échanges est prise en compte par une modélisation explicite de la consommation et des capacités de production dans les pays étrangers. Dans le scénario de RTE, l'horizon étudié est la période 2020-2035 et il convient de décider dès les prochaines années des moyens à mettre en œuvre pour compenser une diminution du nucléaire. Cet objet d'étude conduit à ne pas retenir une approche de prospective technologique ou de *backcasting* qui permettrait d'envisager des futurs très différents d'aujourd'hui ;
- ▶ il repose sur une configuration à la fois subie (l'impossibilité de prolonger les réacteurs nucléaires) et choisie (l'absence de construction de nouveaux réacteurs nucléaires), conduisant

Figure 9.4 Évolution de la part des différentes filières dans la production d'électricité – scénario *Watt*



à aller au-delà des objectifs de la loi, qui ne prévoit pas de sortie du nucléaire. L'objectif du scénario *Watt* est de vérifier les conditions de viabilité d'un tel scénario, de recenser les actions qu'il faudrait mettre en œuvre s'il se matérialisait.

Cette approche prudente permet en revanche d'étudier de manière pratique les conséquences d'un mix basé à 70% sur les énergies renouvelables à un horizon de temps « proche » au sens des temporalités du secteur électrique. Elle donne ainsi de premières réponses aux nombreux débats qui agitent le monde de l'énergie sur la faisabilité de tels scénarios, ses conséquences en matière de sécurité d'approvisionnement, et ses coûts.

9.2.2 Une part du nucléaire atteignant 55% en 2025 et 10% en 2035

La part du nucléaire atteint 10% en fin de période. Il est néanmoins marquant de constater que, même selon l'hypothèse de non-prolongation de toutes les centrales au-delà de 40 ans, le nucléaire représente encore 55% de la production d'électricité en 2025.

Ainsi, même une politique de fermeture de tous les réacteurs à l'échéance de leur quatrième visite décennale ne permet pas d'atteindre une part de 50% du nucléaire dans la production d'électricité en 2025. Cette conclusion conforte celle du scénario *Ohm* (chapitre 5), et souligne une nouvelle fois le caractère particulièrement structurant d'un critère de diversification portant sur la production effective d'électricité. Elle conduit notamment pour la coupe 2025 :

- ▶ à ne pas anticiper de fermeture par rapport aux quatrièmes visites décennales (22 réacteurs sont fermés, contre 24 dans le cas de base de *Ohm*) ;
- ▶ à modérer le besoin de mise en service de nouvelles centrales thermiques (de l'ordre de 7 GW en 2025 au lieu de plus de 10 GW pour le scénario *Ohm*) ;
- ▶ à rendre possible une fermeture des centrales au charbon dans un échéancier compatible avec le Plan climat annoncé en juillet 2017 ;

- ▶ à ne pas augmenter les émissions de gaz à effet de serre à cette échéance.

Dans le scénario *Watt*, la réduction la plus importante de la capacité nucléaire intervient plus tard, entre 2025 et 2030 (environ 25 GW de puissance à déclasser). C'est à ces échéances que le complément par des groupes thermiques s'avère indispensable. Ces échéances sont suffisamment lointaines pour rendre possible le scénario, mais les délais de mise en service nécessiteraient dans tous les cas des décisions rapides.

9.2.3 Des moyens thermiques indispensables mais ne dépassant pas 20% de la production en France

Une conclusion importante du scénario *Watt* porte sur les moyens thermiques. Ceux-ci sont indispensables à la mise en œuvre du scénario. Ni les volumes considérés, ni les échéances de temps associées, ne permettent en effet d'assurer la sécurité d'approvisionnement sans l'installation massive de nouveaux moyens thermiques.

Dans ce scénario, la production d'origine thermique double en proportion dans le mix (près de 20% en 2035 contre moins de 10% aujourd'hui). Cette augmentation porte sur la filière gaz, par une utilisation plus importante des cycles combinés au gaz et des installations de cogénération existantes, ainsi que par la construction de nouveaux moyens. Le parc thermique atteint en 2035 un total de 34 GW :

- ▶ ces nouveaux moyens thermiques sont essentiellement des moyens utilisés pour passer la pointe. Ainsi, 11 GW de nouvelles turbines à combustion sont nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement ;
- ▶ de l'ordre de 6,5 GW de nouveaux cycles combinés au gaz trouvent un espace économique ;
- ▶ près de 4 GW de cogénérations au gaz sont développées.

Ainsi, les besoins en nouveaux moyens de production sont majoritairement d'ordre capacitaire (moyens de secours pour passer les pointes et remédier à la variabilité de la production éolienne et solaire, sensible aux aléas météorologiques).

L'évaluation du besoin en nouvelles capacités thermiques, dont la robustesse aux hypothèses est testée par la suite, constitue un acquis important des simulations sur le scénario *Watt*. Ce travail conduit à ne valider aucune des thèses « extrêmes » parfois avancées dans le débat public.

D'une part, développer un système reposant à 70 % sur des EnR ne conduit en aucun cas à « doubler » la capacité renouvelable par des moyens thermiques : il est tout à fait possible d'assurer la sécurité d'approvisionnement en se basant sur un développement « modéré » de ces moyens et des flexibilités. *A contrario*, les argumentaires alarmistes consistant à considérer nécessaire le développement de moyens de secours systématiques font fi, d'une part, de l'interconnexion de la France avec ses voisins qui permet de mutualiser les flexibilités, et d'autre part, d'une analyse de la contribution statistique de l'éolien et du photovoltaïque à la sécurité d'approvisionnement.

D'autre part, le développement des moyens thermiques est en revanche indispensable : vu les échéances associées, il ne serait pas raisonnable de baser un tel scénario sur des paris technologiques, et une fermeture des groupes nucléaires après 40 années de fonctionnement se traduirait immanquablement par la construction de nouveaux moyens thermiques, qui devraient être décidés aujourd'hui pour pouvoir être mis en service progressivement entre 2025 et 2030 pour la plupart d'entre eux.

9.2.4 Des flexibilités indispensables à la mise en œuvre du scénario

Dans le scénario *Watt*, le développement des flexibilités ne constitue pas une alternative au développement des moyens thermiques, mais un complément.

Par rapport à l'étude sur les réseaux électriques intelligents publiée par RTE en juillet 2017, ce scénario constitue un cas de figure particulier en ce sens qu'il ne conduit pas à un quelconque phénomène de concurrence mais de complémentarité entre les sources de flexibilité *smart grids* :

- ▶ l'effacement trouve une place à hauteur de 6 GW ;
- ▶ le gisement techniquement accessible de 2 GW en nouvelles STEP est économiquement pertinent ;
- ▶ les batteries deviennent rentables en fin d'horizon d'étude et peuvent ainsi venir compléter le mix de moyens flexibles.

Le système électrique décrit par le scénario *Watt*, composé de 70 % d'EnR, appuyé sur des moyens thermiques et sur de nombreuses solutions de flexibilité, est donc très différent de celui d'aujourd'hui. Il suppose des adaptations des méthodes d'exploitation du système électrique, une fiabilisation du pilotage de la demande sur lequel reposerait réellement l'équilibre entre l'offre et la demande, et la mise en pratique effective des mots d'ordre sur la flexibilisation du système et les réseaux électriques intelligents. Les consommateurs engagés dans les programmes de flexibilités devront notamment pouvoir adapter réellement leur consommation aux besoins du système électrique.

9.3 L'analyse du scénario en fonction des hypothèses d'énergies renouvelables et de consommation

Le diagnostic résultant de la présentation du cas de base du scénario *Watt* doit être complété par l'examen de ses principales variantes. En effet, comme indiqué au paragraphe 9.1, les hypothèses sur la consommation et la progression des EnR envisagées dans le cas de base constituent une situation favorable pour ce scénario. Pour enrichir l'analyse et disposer d'un véritable diagnostic sur la sécurité d'approvisionnement, il est nécessaire de considérer également les configurations plus défavorables qui seraient rencontrées avec une consommation plus élevée (trajectoire « consommation haute ») et/ou un déploiement des énergies renouvelables moins rapide (« rythme PPE »).

9.3.1 Dans tous les cas de figure, le rythme de croissance des EnR est insuffisant pour couvrir la diminution de la production nucléaire

Dans le cas de base, la croissance des énergies renouvelables ne permet pas de compenser la

réduction de la production nucléaire, ni en énergie produite, ni en puissance disponible pour la sécurité d'approvisionnement. L'effet « falaise » est particulièrement visible entre 2025 et 2030, avec la perte de plus de 150 TWh de productible nucléaire en cinq ans, qui ne peut trouver une compensation dans une croissance des énergies renouvelables (dans la trajectoire « rythme PPE haut », la production renouvelable progresse de 60 TWh durant ces cinq mêmes années). Même avec un développement très poussé des énergies renouvelables (52 GW d'éolien terrestre, 15 GW d'éolien en mer et 48 GW de photovoltaïque en fin de période), leur production annuelle moyenne cumulée en 2035 ne représentera que 80 % de la production nucléaire actuelle.

L'hypothèse retenue pour la consommation joue alors un rôle de premier ordre sur l'évaluation du bilan énergétique :

- ▶ avec la trajectoire de consommation « intermédiaire 2 », la décre de la consommation accompagne progressivement celle de la production nucléaire en France. Les moyens thermiques

Figure 9.5 Évolution de la production nucléaire et renouvelable annuelle – scénario *Watt*

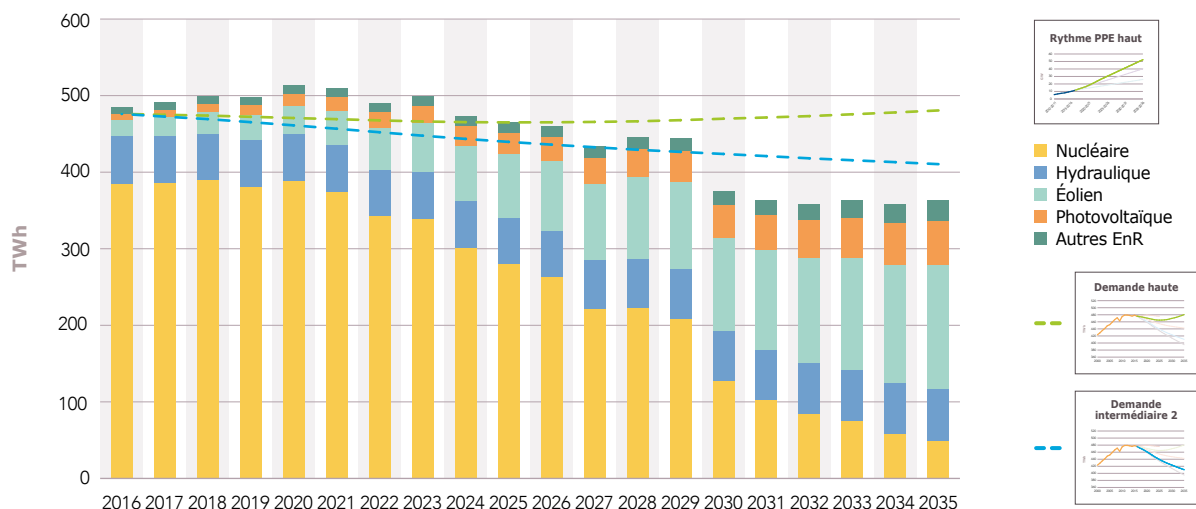
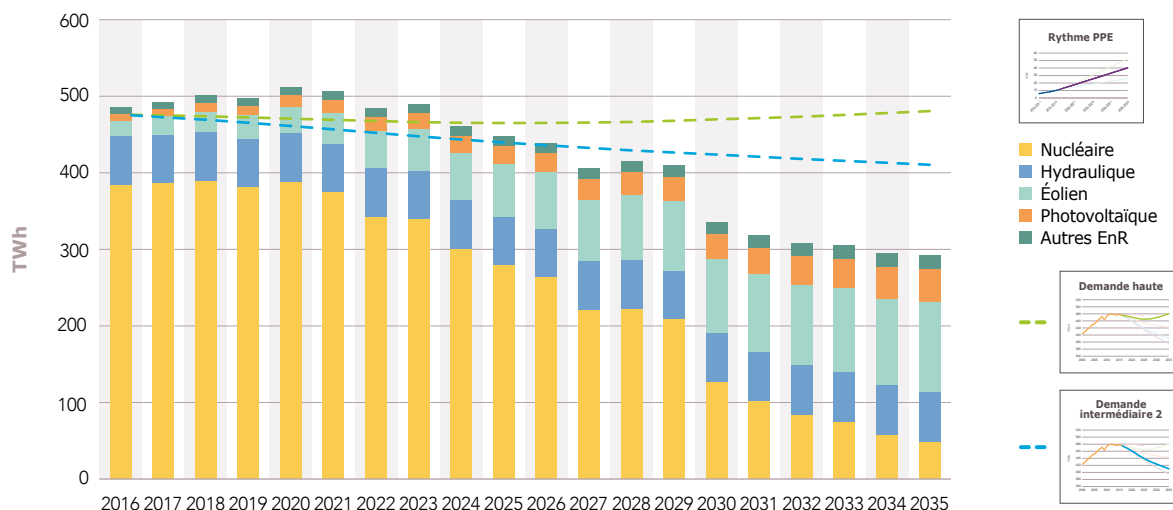


Figure 9.6 Évolution de la production nucléaire et renouvelable annuelle – scénario Watt, variante «rythme PPE»



installés peuvent suffire à produire l'essentiel de l'énergie manquante, les imports/exports permettant d'équilibrer l'offre et la demande selon les situations. Cette représentation permet de mieux comprendre la nature majoritairement «capacitaire» des besoins en nouvelles capacités ;

- ▶ avec la trajectoire «consommation haute» en revanche, un écart important apparaît à partir de 2030. Cet écart doit être comblé par une augmentation de la production d'origine thermique ou par des imports réguliers.

Ce phénomène est sans surprise amplifié en considérant un développement moins soutenu des énergies renouvelables. Un déploiement basé sur la trajectoire médiane «rythme PPE» ne permettrait à la production annuelle des énergies renouvelables de couvrir que seulement 60 % de la production annuelle nucléaire actuelle en fin de période.

La comparaison avec la consommation permet de distinguer deux cas de figure :

- ▶ avec une consommation en baisse («intermédiaire 2»), il demeure un besoin en énergie de plus de 100 TWh à couvrir par des moyens thermiques ;
- ▶ avec une consommation en légère croissance en fin de période (trajectoire «haute»), le besoin de compensation est porté à près de 200 TWh.

Ces variantes confirment ainsi que le scénario repose sur une combinaison volontariste de mesures en faveur du développement des énergies renouvelables et de la baisse de la consommation d'électricité à l'horizon 2035. Si l'une de ces conditions n'est pas remplie, les besoins thermiques s'accroissent et les émissions de CO₂ augmentent de manière importante.

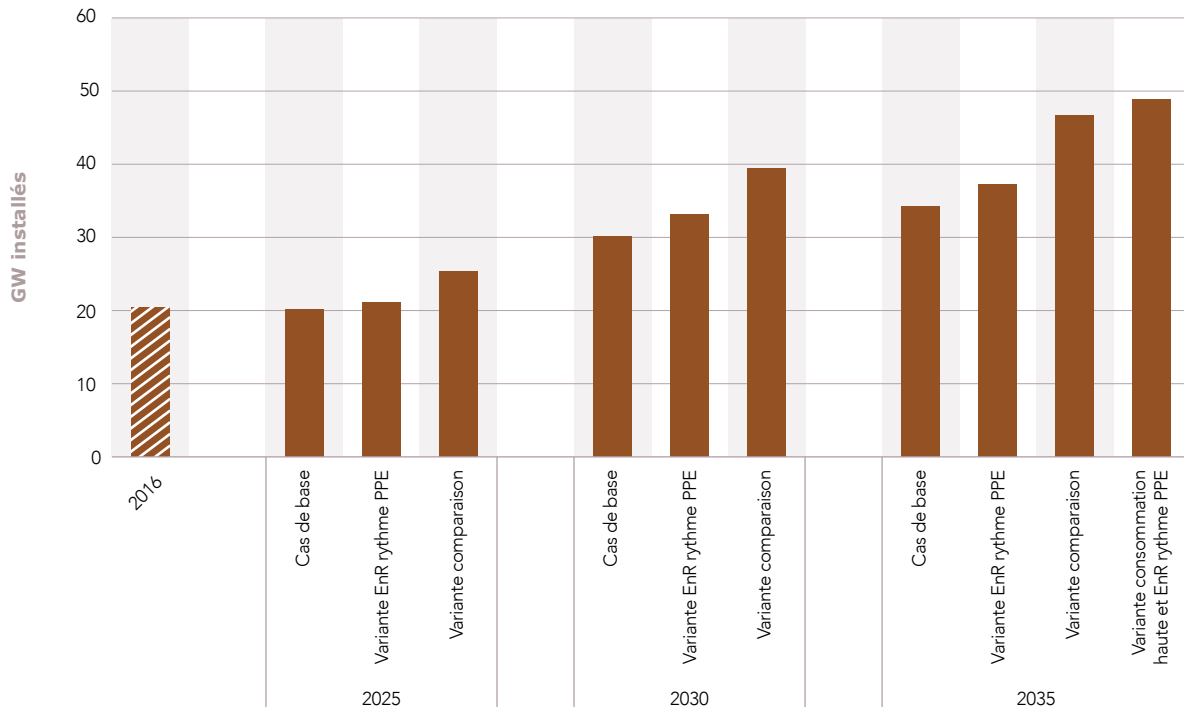
9.3.2 De nouveaux moyens thermiques sont nécessaires dans tous les cas

Des besoins thermiques importants

Dans le scénario Watt, les besoins en nouvelles capacités thermiques sont substantiels. Le cas de base conduit à recenser un besoin de nouveaux moyens pour une vingtaine de gigawatts, dont la mise en service devrait intervenir essentiellement durant la période 2025-2030. Cette puissance correspondrait à plusieurs types d'installation : majoritairement des moyens de pointe, mais également quelques cycles combinés au gaz et un recours accru aux cogénérations.

Il s'agit d'un minimum : toutes les autres configurations conduisent à valider l'intuition selon laquelle le besoin en moyens thermiques est alors

Figure 9.7 Puissance thermique installée dans différentes variantes – scénario Watt



supérieur. Ce surcroît peut être modéré (3 GW dans la variante «rythme PPE») ou important (une capacité entre 45 et 50 GW est nécessaire en 2035 dans les deux variantes basées sur une consommation plus importante).

Enfin, la répartition entre moyens de pointe et moyens de semi-base varie selon les variantes : si dans le cas de base la majorité des nouveaux moyens seraient des centrales de pointe, il n'en va pas de même dans les variantes comprenant une consommation plus importante, qui conduit à installer davantage de cycles combinés. C'est cette répartition qui permet d'expliquer les résultats associés sur le bilan imports/exports et les émissions de CO₂.

La question des débouchés pour ces nouveaux moyens thermiques

La question des débouchés pour les moyens thermiques interroge sur la concordance entre les besoins du système électrique à court terme et son évolution à plus long terme. En effet, des centrales au gaz peuvent parfaitement apparaître comme

des moyens pertinents, sur le plan technique et économique, pour répondre à une configuration donnée du système électrique, sans pour autant que cette pertinence soit pérenne dans la durée. La complexité est renforcée par le caractère incertain de l'évolution du système à plus long terme, qui place les investisseurs face à des avenir radicalement différents – certains conduisant à une rentabilité importante pour les projets qu'ils envisagent, tandis que d'autres non.

Les actifs de production d'électricité comme un cycle combiné au gaz ont une durée de vie de 40 ans. L'investissement initial doit être amorti sur une longue période. La pertinence de tels investissements ne peut pas, dès lors, être envisagée uniquement par rapport à une situation donnée, et nécessite d'être analysée sur le temps long.

Les nouveaux scénarios intègrent trois coupes temporelles et permettent donc de procéder à une telle analyse. Celle-ci confirme, sur le scénario *Watt* comme sur le scénario *Hertz*, la prégnance de la question temporelle pour les investissements dans

les actifs thermiques. Ainsi, la répartition entre des cycles combinés au gaz et des turbines à combustion varierait si les décisions d'investissement étaient considérées de manière indépendante sur les points 2025, 2030 et 2035. Les scénarios de RTE retiennent donc une trajectoire lissée pour tenir compte de l'interdépendance entre les pas de temps considérés, et la nécessité de considérer la durée de vie des actifs sur une période suffisamment longue.

Ceci conduit parfois à renoncer à un investissement dans un cycle combiné au gaz en 2030 du fait d'un nombre d'heures de fonctionnement trop faible, et ainsi à privilégier des turbines à combustion en début d'horizon.

Dans une telle configuration, les flexibilités jouent un rôle clé, car elles présentent justement des caractéristiques de coût plus intéressantes en avenir incertain. La place des flexibilités est spécifiquement étudiée au paragraphe 9.7.

9.3.3 Les conséquences pratiques du besoin de développement du parc thermique doivent être prises en compte

Un rythme de développement très rapide

Dans tous les cas, le scénario *Watt* prévoit un changement de dimensionnement majeur pour le parc thermique français (le parc de cycles combinés au gaz est doublé, le parc de turbines à combustion multiplié par six, et le parc de cogénération doublé également). Le rythme de développement doit également trancher avec le rythme historique.

La filière gaz n'est pas celle qui est soumise aux plus forts problèmes d'acceptabilité en France. Dans un passé récent, 12 nouvelles centrales au gaz, totalisant plus de 5 GW, ont été mises en service en France en cinq ans (entre 2008 et 2013, en partie sur des sites de production thermiques existants ou reconvertis). Les difficultés rencontrées pour les projets les plus récents montrent néanmoins qu'un tel rythme ne peut être tenu pour acquis, en particulier pour des installations en sites vierges.

Pourtant, le scénario *Watt* conduirait à un rythme de même nature, voire plus rapide dans certaines variantes. Dans ce scénario, la question de l'acceptabilité de nouvelles installations thermiques deviendrait dès lors un enjeu prépondérant.

Une problématique de couplage des réseaux électriques et des réseaux gaziers

Au-delà du rythme de développement, il convient de vérifier que le système gazier est suffisamment dimensionné pour accueillir ce nouveau parc de production et permettre son exploitation au regard des besoins de flexibilité du système électrique correspondant à ce scénario.

Tout comme le système électrique, le système gazier repose sur un réseau de transport interconnecté au niveau européen, permettant de faire appel à différentes sources d'approvisionnements et à de larges capacités de stockages. Compte tenu de la puissance des infrastructures gazières et des efforts d'efficacité énergétique envisagés sur les usages traditionnels du gaz, assurer la continuité d'acheminement pour de nouvelles installations de production d'électricité à partir de gaz ne devrait pas induire de modifications très significatives du réseau, à l'exception de renforcements du réseau régional susceptibles d'être nécessaires selon la localisation et le dimensionnement des futurs projets de cycles combinés au gaz ou de turbines à combustion. Par ailleurs une forte part d'énergies renouvelables intermittentes dans le mix de production d'électricité requiert une adaptation rapide des programmes de production des groupes thermiques permettant de pallier les aléas liés aux prévisions météorologiques. Ce besoin de flexibilité du système électrique se reporte dans ce scénario sur le système gazier, requérant une gestion dynamique des flux de gaz proche du temps réel.

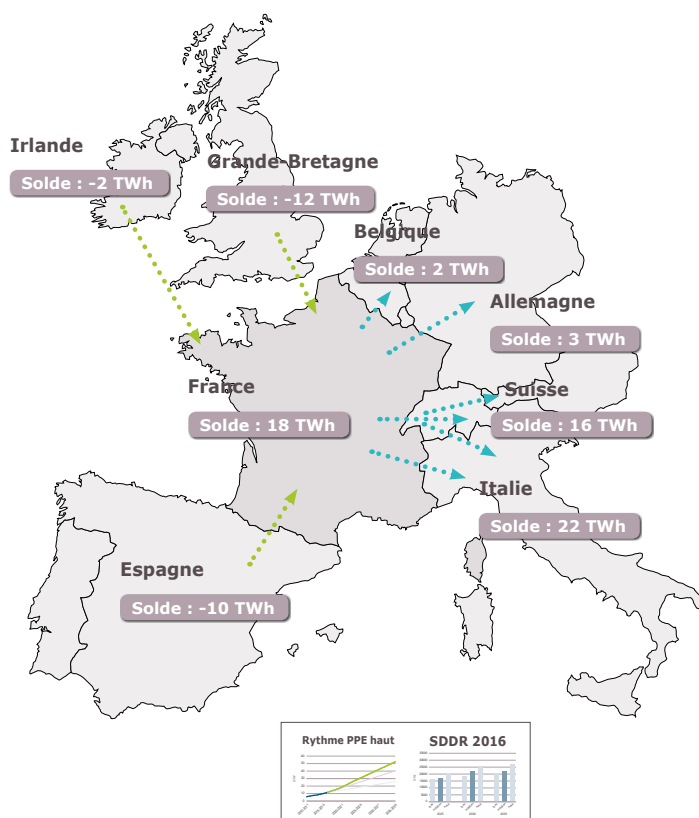
Les analyses de ce scénario *Watt* supposent que le système gazier dispose des capacités nécessaires, tant pour l'adéquation que la flexibilité, même pour une très forte augmentation des puissances installées de production d'électricité à partir de gaz. Dans le cadre d'un partenariat avec GRT gaz, RTE travaille sur les analyses, méthodes et outils permettant de vérifier et d'optimiser ces couplages entre systèmes électrique et gazier.

9.4 Les échanges aux frontières : la fin d'une France structurellement exportatrice

Dans le scénario *Watt*, les réacteurs nucléaires sont fermés à leur date limite de visite décennale, après 40 ans de fonctionnement :

- ▶ une partie de ces moyens est remplacée par des énergies renouvelables à coûts variables nuls : toutes choses étant égales par ailleurs, cette substitution n'a pas d'impact sur les échanges ;
- ▶ une autre partie du parc nucléaire est remplacée par des centrales au gaz : celles-ci sont moins compétitives que le nucléaire sur les marchés européens, ce qui conduit à réduire les exports ;
- ▶ enfin, une partie de ces moyens n'est pas remplacée, dans un contexte de diminution de la consommation.

Carte 9.1 Solde des échanges en 2035 – scénario *Watt*



L'effet agrégé de ces évolutions peut être analysé en mobilisant les différentes variantes, qui représentent des situations contrastées en matière de solde exportateur.

9.4.1 Le bilan net des échanges dépend du taux de couverture de la consommation par la production d'origine renouvelable

Dans le cas de base, la France peut conserver un solde exportateur net

Le cas de base du scénario *Watt* permet de maintenir un solde marginalement exportateur (18 TWh). Cette faible valeur traduit le fait que la France passerait d'une situation structurellement exportatrice à une position différente où les imports et les exports se compensent dans l'ensemble en volume. L'analyse des coûts conduirait à nuancer ce premier diagnostic, puisque les imports français auraient lieu principalement durant les périodes où les prix sont importants, tandis que la France exporterait quand les prix sont faibles.

Conserver un solde très légèrement exportateur peut sembler paradoxal dans une situation où la capacité nucléaire installée se réduirait de manière très importante. Ce résultat est la conséquence directe de la substitution entre un parc à un coût marginal faible et un parc avec un coût marginal nul : indépendamment de leurs coûts complets, les énergies renouvelables sont systématiquement compétitives sur les marchés de l'énergie. Ainsi, mis à part un effet volume (les EnR ne compensent pas entièrement la perte de productible nucléaire), la structure de l'interclassement des coûts au niveau européen ne se trouve pas complètement modifiée par rapport à aujourd'hui. En ce sens, la substitution prévue par ce scénario est très différente de celle qui consisterait pour un pays donné, par exemple, à remplacer des centrales thermiques par des énergies renouvelables.

Dans les variantes, la France devient importatrice nette

Dans les variantes testées, le taux de couverture de la consommation par les EnR est inférieur (soit parce que la consommation est plus élevée, soit parce que les EnR sont moins développées). Moins ce taux est important, plus la production thermique effective sera élevée. Cette production peut être installée en France ou dans les pays voisins. Dans ce dernier cas, le bilan net peut devenir importateur.

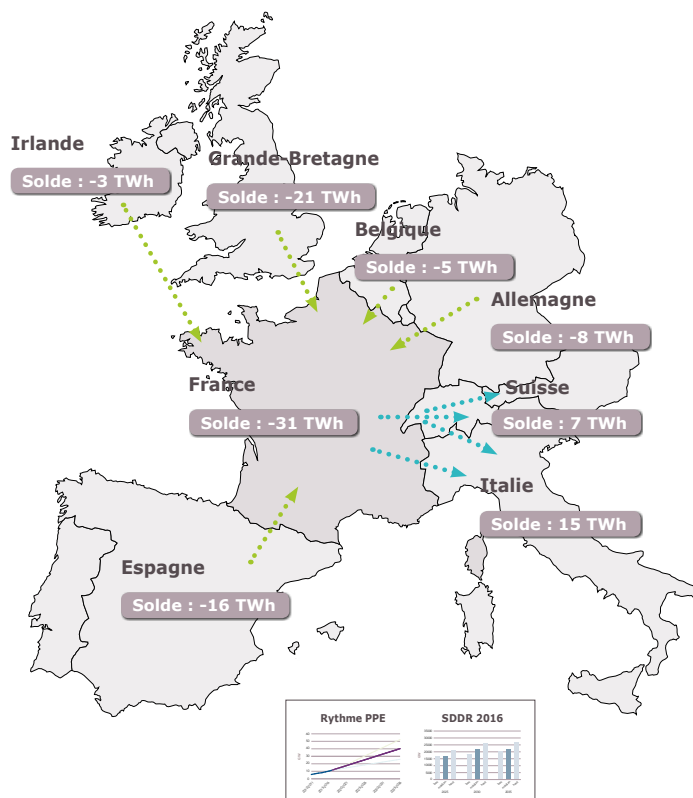
Ainsi, avec la trajectoire médiane de développement des EnR («rythme PPE»), la France deviendrait importatrice nette d'électricité, avec un solde importateur de 31 TWh en 2035. Cette conclusion serait conservée voire accentuée si la consommation était plus importante.

9.4.2 Une utilisation des interconnexions équilibrée entre imports et exports

Une utilisation toujours soutenue des interconnexions

La représentation en bilan net est fruste et peut dissimuler des réalités très différentes. Dans le cas de base du scénario *Watt* par exemple, malgré un bilan net faible, l'utilisation des interconnexions est en réalité très soutenue et pratiquement équilibrée entre les exports (71 TWh) et les imports (53 TWh) :

Carte 9.2 Soldes des échanges en 2035 – scénario Watt, «rythme PPE»



les échanges en hiver sont équilibrés, voire légèrement importateurs, tandis que les mois d'été restent exportateurs.

Figure 9.8 Répartition mensuelle des volumes d'import et d'export (somme des volumes évalués au pas horaire) en 2035 – scénario Watt

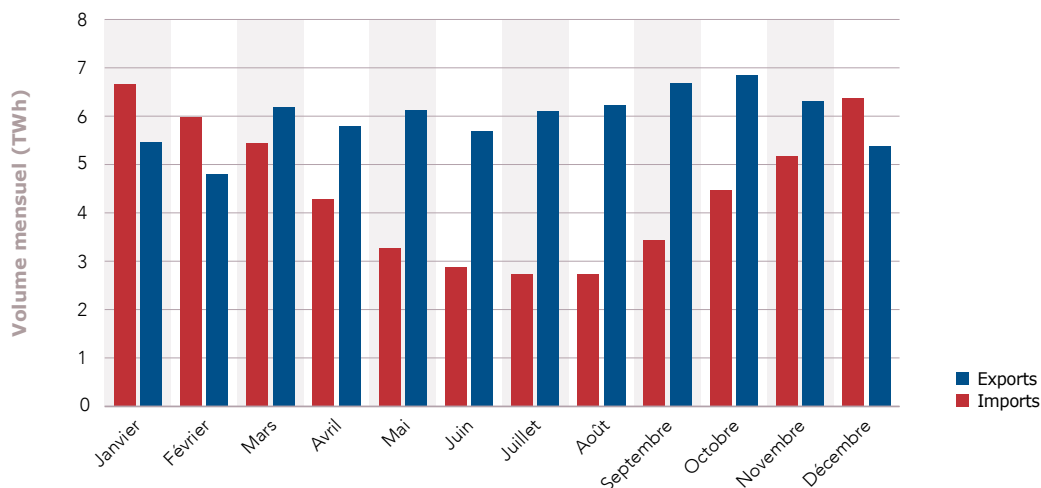
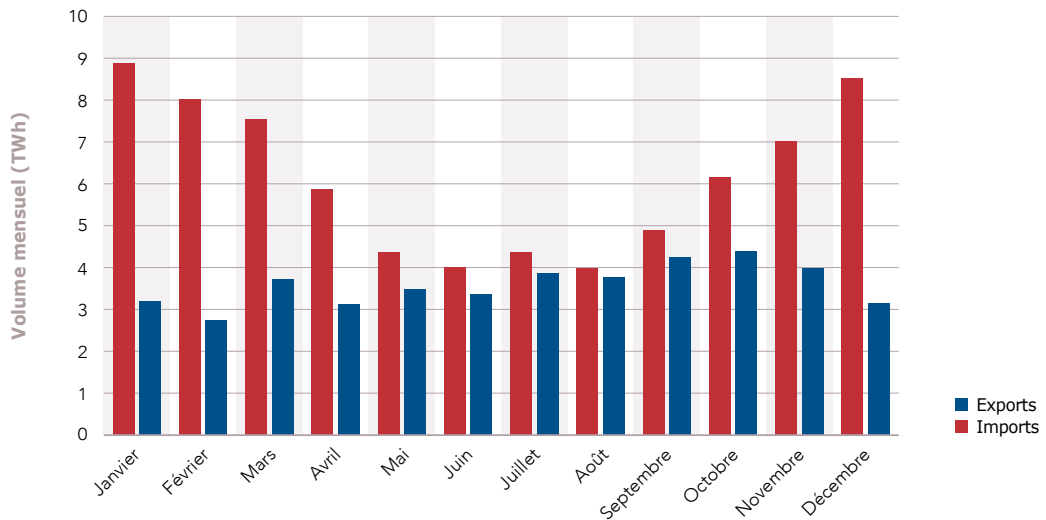


Figure 9.9 Répartition mensuelle des volumes d'import et d'export (somme des volumes évalués au pas horaire) en 2035 – scénario Watt, variante EnR «rythme PPE»



En outre, les interconnexions jouent un rôle crucial pour permettre l'équilibrage en temps réel du système électrique : les chroniques de production et de consommation montrent qu'avec un volume d'énergies renouvelables intermittentes important, les échanges varient fréquemment (la France exportera en période de forte production éolienne et photovoltaïque, et importera sinon). L'apport d'une modélisation explicite des pays voisins apparaît alors de manière évidente : une analyse

menée au seul périmètre de la France conduirait à des conclusions manifestement erronées sur le besoin de moyens de secours en France (qui serait alors surdimensionné).

Des situations d'import qui progressent fortement

Ce résultat est confirmé par l'analyse des volumes importés au pas horaire. Des imports compris entre 5 et 10 GW, voire supérieurs à 10 GW, existent dans

Figure 9.10 Évolution de la répartition du volume d'import et du volume d'export entre 2016 et 2035 – scénario Watt

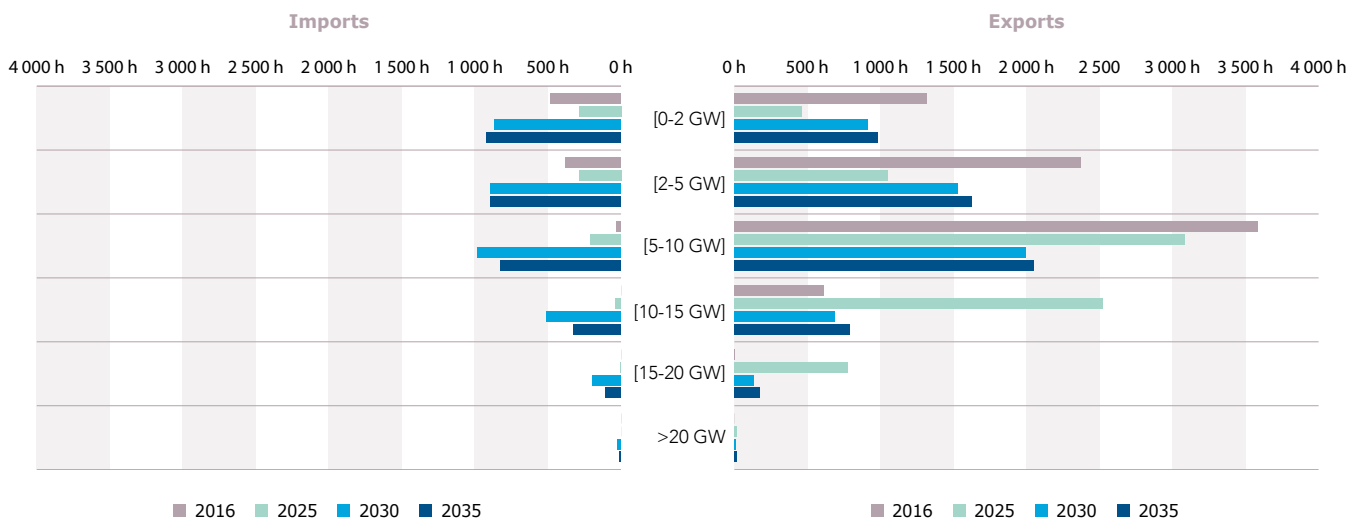
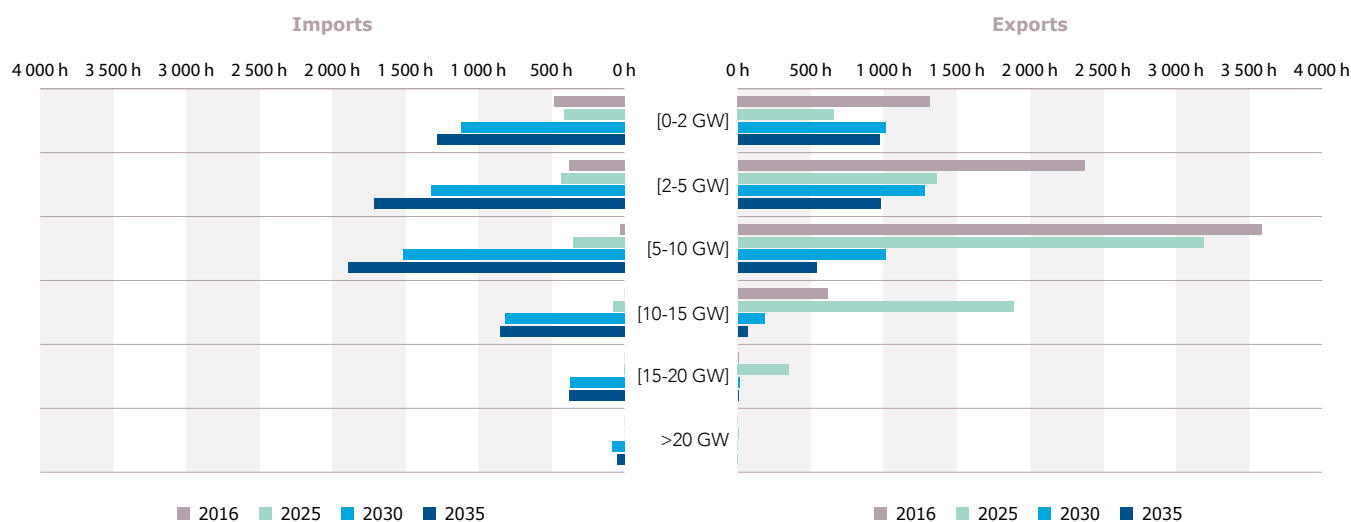


Figure 9.11 Évolution de la répartition du volume d'import et du volume d'export entre 2016 et 2035 – scénario Watt, «rythme PPE»



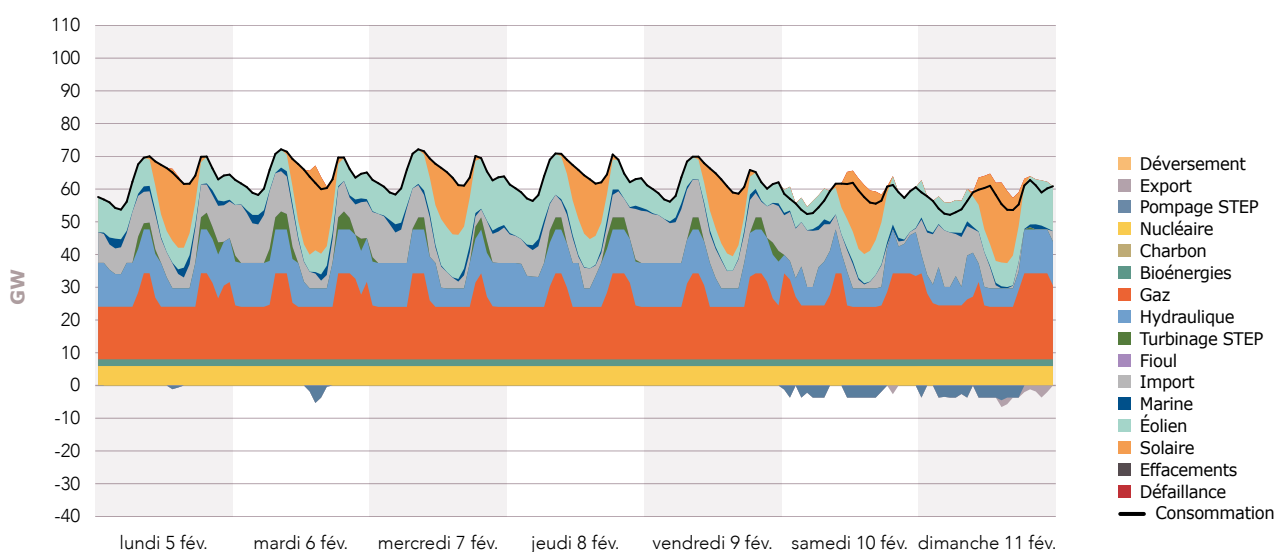
les trois coupes temporelles, avec des occurrences largement supérieures à aujourd'hui.

En hiver, la France peut ainsi devenir importatrice sur des semaines entières, alors que la consommation reste à des niveaux relativement modérés. Le recours significatif aux importations ne traduit pas ici un risque sur la sécurité d'approvisionnement, mais une perte de compétitivité du mix de production

français par rapport à la production disponible en Europe (dans cette situation, les centrales au gaz ne fonctionnent pas à leur pleine puissance).

La figure 9.10 illustre le recours aux importations lors d'une semaine d'hiver avec une faible production éolienne. Dans l'exemple présenté, on constate un recours aux importations sur des plages horaires où les turbines à combustion ne sont pas utilisées.

Figure 9.12 Illustration des importations en hiver, semaine avec peu de vent – 2035 – scénario Watt



9.5 Des émissions de CO₂ du système électrique en croissance

9.5.1 Au niveau français, les émissions du système électrique marquent une rupture à la hausse

L'analyse des émissions de CO₂ dans le scénario *Watt* se décline selon la même grille de lecture que dans les paragraphes précédents : des différences marquées apparaissent entre le cas de base (associé aux mesures volontaristes sur la consommation et les énergies renouvelables) et les variantes.

Dans le cas de base, les émissions atteignent 32 millions de tonnes en fin de période. Il s'agit d'une augmentation par rapport aux niveaux actuels, mais deux facteurs peuvent nuancer cette appréciation :

- ▶ d'une part, les émissions demeurent stables en 2025 par rapport aux niveaux actuels : cela conforte la différence entre les scénarios *Ohm* et

Watt, ce dernier pouvant être conduit sans prolongation des centrales au charbon à l'horizon 2025 ;

- ▶ d'autre part, cette augmentation demeure modérée au regard des émissions totales de la France (le secteur électrique étant peu émetteur).

Les variantes basées sur une consommation supérieure ou un développement des énergies renouvelables moindre peuvent conduire à des niveaux largement plus élevés :

- ▶ pour un même niveau de consommation, si le rythme de déploiement des EnR est moins rapide (trajectoire «rythme PPE»), le niveau d'émissions de CO₂ du système électrique français atteint environ 37 millions de tonnes en 2035 ;
- ▶ dans la variante «comparaison», qui explore une consommation haute et des prix de combustibles «CO₂ médian», ce chiffre est porté à environ 49 millions de tonnes ;

Figure 9.13 Évolution des émissions de CO₂ en France – scénario *Watt*

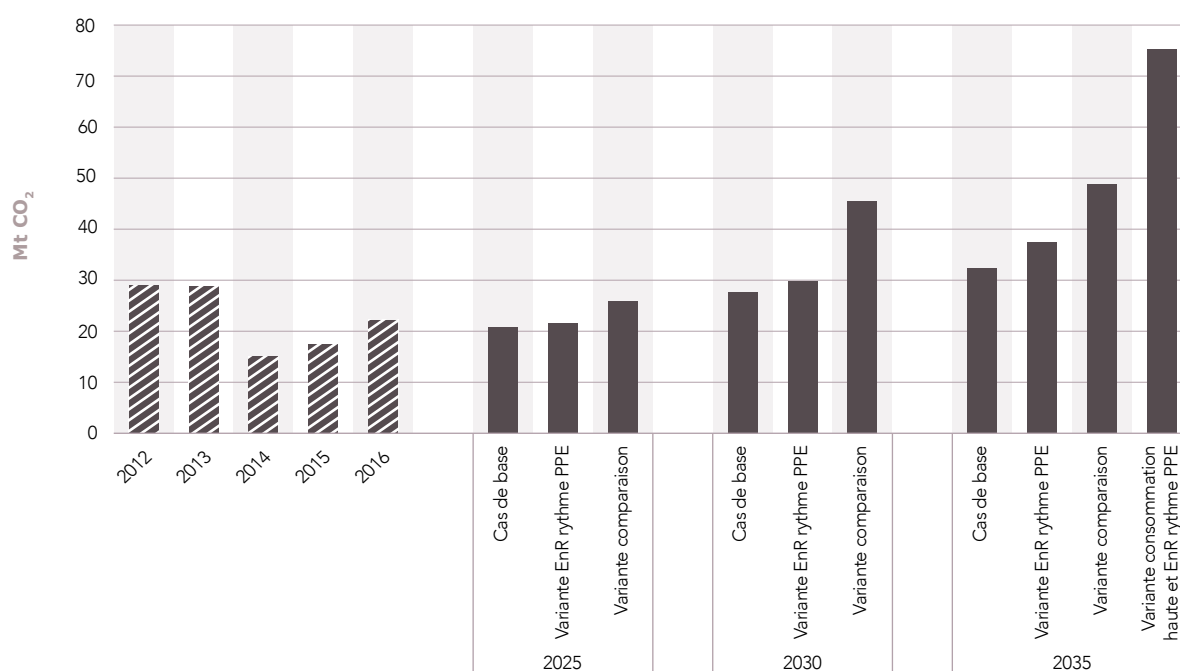
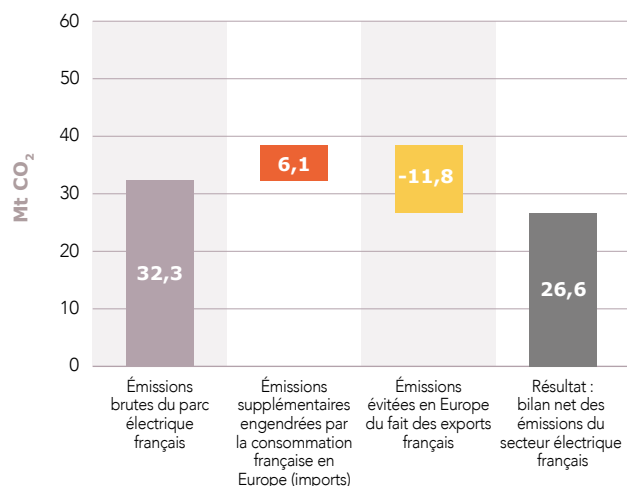


Figure 9.14 Bilan net des émissions de CO₂ du système électrique français en 2035 – scénario Watt



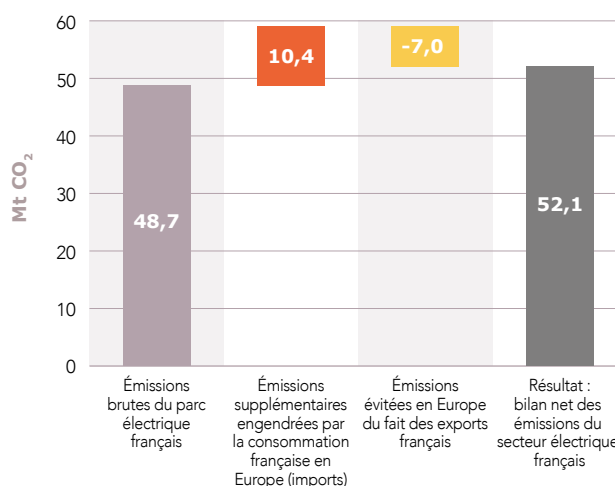
- enfin, dans le cas le plus défavorable, à horizon 2035, pour une variante qui combine une consommation haute et un développement des EnR, les émissions en fin d'horizon peuvent être évaluées à environ 75 millions de tonnes – une très forte augmentation.

9.5.2 Cet effet est accentué une fois évalué à l'échelle européenne

Dans les scénarios *Ampère*, *Hertz* et *Volt* présentés précédemment, la France contribue à la réduction des émissions du secteur électrique en Europe. Les exports français se substituent en effet à d'autres productions, généralement beaucoup plus carbonées.

Le scénario *Watt* rompt avec cette situation. Le parc français est en effet bien moins exportateur, voire importateur dans certaines variantes, et plus intensif en carbone. **Ces deux effets se cumulent : le scénario Watt est le seul pour lequel le bilan net en 2035 est sensiblement positif, de près de 30 millions de tonnes à plus de 50 millions de tonnes dans la variante de comparaison** (EnR « rythme PPE haut » et trajectoire de consommation « haute »).

Figure 9.15 Bilan net des émissions de CO₂ du système électrique français en 2035 – scénario Watt, variante « comparaison » (trajectoire de consommation « haute » et prix de CO₂ « médian »)



9.5.3 Le dilemme du scénario Watt : devenir importateur ou augmenter les émissions de CO₂ en France

Dans le scénario *Watt*, des moyens thermiques sont nécessaires à l'équilibrage du système. La répartition entre cycles combinés au gaz et turbines à combustion dépend des débouchés économiques, évalués au sens des marchés européens et pas uniquement des besoins français.

In fine, les moyens de semi-base disposant d'un espace économique peuvent se trouver en France ou dans les pays voisins. Dans le premier cas de figure, le bilan des échanges est exportateur, mais il en résulte un surcroît d'émissions de CO₂ en France. Dans le second, les exports diminuent et la France devient importatrice nette, et les émissions de CO₂ augmentent ailleurs.

Cet effet de « vases communicants » peut être illustré par les études menées sur le scénario *Watt*. À titre d'exemple, indépendamment des critères économiques, l'étude d'une sensibilité sur la répartition entre turbines à combustion et cycles combinés au gaz sur le scénario de base permet d'estimer l'impact sur les émissions de CO₂. En substituant les cycles combinés au gaz ajoutés (de l'ordre de 6,5 GW) par des turbines

à combustion, la production électrique diminuerait en France, le solde des échanges deviendrait légèrement importateur, les émissions de CO₂ produit en France baisseraient d'environ 7 millions de tonnes, mais augmenteraient de 11 millions de tonnes ailleurs en Europe. Ainsi, sur le périmètre d'Europe de l'Ouest, les émissions de CO₂ augmenteraient de 4 millions de tonnes.

De manière symétrique, dans le cas où la répartition entre les moyens de production au gaz évoluerait dans le sens d'une plus grande proportion de cycles combinés au gaz (par exemple en prenant une hypothèse extrême selon laquelle toutes les nouvelles turbines à combustion sont remplacées par des cycles combinés au gaz), la production électrique augmenterait en France, le solde des échanges deviendrait plus exportateur, les émissions de CO₂ produit en France augmenteraient d'environ 9 millions de tonnes, mais diminueraient de 13 millions de tonnes ailleurs en Europe.

9.5.4 Une part croissante de gaz d'origine renouvelable permettrait de modérer la hausse des émissions

La part de gaz d'origine renouvelable actuellement injectée dans le réseau est actuellement anecdotique (0,5 TWh, soit environ 0,01 % de la consommation de gaz). Pour autant, à l'avenir, plusieurs technologies émergentes permettent d'envisager le développement d'une filière de production de gaz d'origine renouvelable. La loi pour la transition énergétique fixe un objectif de 10 % en 2030 mais les incertitudes sur la dynamique de croissance et sur la part de gaz d'origine renouvelable atteignable en 2035 sont très fortes. Ces incertitudes conduisent à retenir une approche prudente (la part de gaz d'origine renouvelable est alors négligée) pour le calcul des émissions de CO₂.

Ceci est sans impact sur les conclusions des différents scénarios présentés jusqu'à présent. En effet, les émissions de CO₂ sont déjà maîtrisées (*Hertz*) ou largement en baisse (*Ampère et Volt*) ou bien l'horizon d'étude (*Ohm*) est trop proche pour que la production de gaz d'origine renouvelable devienne notable (moins de 3 %).

Dans le scénario *Watt* en revanche, l'utilisation de gaz renouvelable est susceptible d'atténuer les conclusions sur les émissions de CO₂ du secteur électrique (CO₂ émis essentiellement par les centrales au gaz) si les scénarios ambitieux se matérialisent pour cette filière (voir encadré à la partie 11.8).

La prise en compte d'une part de biogaz injectée dans les réseaux modère les émissions de CO₂ mais ne remet pas en cause, à elle seule, la tendance haussière constatée des émissions de CO₂ du scénario *Watt*.

9.5.5 Des transferts entre secteurs à prendre en compte pour relativiser la hausse des émissions du secteur électrique

Les transferts d'usage entre vecteurs énergétiques ne sont pas propres au scénario *Watt*. Leur prise en compte conduit :

- ▶ à relativiser la hausse des émissions de CO₂ affectée au secteur électrique au regard des émissions évitées ou comptabilisées dans d'autres secteurs d'activité ;
- ▶ à accentuer pour autant la différence avec les scénarios *Ampère* et *Volt* qui prévoient davantage de transferts d'usage.

Le scénario *Watt* comporte moins de véhicules électriques que les autres scénarios (5,5 millions en 2035 pour une consommation électrique de 10,9 TWh). Ces véhicules électriques évitent tout de même environ 5 millions de tonnes de CO₂ dans le secteur du transport routier (près du triple dans les scénarios *Ampère* et *Hertz*).

Le scénario *Watt* est le seul scénario à être caractérisé par une hausse significative du parc de centrales pouvant fonctionner en cogénérations (un quasi-doublement du parc par rapport à aujourd'hui). Ces centrales produisent de l'électricité et de la chaleur dans des proportions variables selon la période de l'année, les débouchés pour la chaleur et les prix de marché. Dans certaines configurations, les unités peuvent fonctionner en cycle ouvert (seule l'électricité est alors valorisée). Compte tenu des incertitudes sur le fonctionnement

futur de ces unités, et dans une approche prudente, les émissions de CO₂ de ces unités (environ 10 millions de tonnes de CO₂ pour 18 TWh de production électrique en 2035) ont été intégralement affectées au secteur électrique. Au maximum, en

prévoyant un fonctionnement intégral en cogénération, jusqu'à 60% de ces émissions pourraient être affectées aux différents secteurs qui valorisent la chaleur¹ (principalement l'industrie et le résidentiel-tertiaire).

1. En considérant qu'un kWh de gaz produit 0,35 kWh électrique, 0,53 kWh de chaleur et 0,12 kWh de pertes.

9.6 Une première analyse économique d'un scénario de rupture

9.6.1 Un scénario qui repose sur des investissements importants, des coûts opérationnels réduits, et des coûts variables élevés

Le cadrage économique du scénario *Watt* obéit à un principe de cohérence macroéconomique d'ensemble, consistant à appairer *a priori* les hypothèses qui paraissent les plus compatibles. Ce cadrage prévoit notamment une croissance économique médiane (+1,5% par an en moyenne). Le niveau d'investissement mis en œuvre dans ce scénario est ainsi plus faible, par exemple, que dans le scénario *Ampère* :

- ▶ la demande d'électricité est marquée par une forte diffusion de l'efficacité énergétique (rythme accéléré de remplacement des matériels, financement de la rénovation thermique) mais par une électrification modérée de certains usages (notamment un développement de la mobilité électrique) ;
- ▶ l'investissement dans le parc de production d'électricité est structurel mais focalisé sur le développement des énergies renouvelables complété par de nouvelles installations au gaz pour assurer l'équilibre entre la production et la consommation ;
- ▶ un investissement dans le réseau pour accompagner cette transition, et notamment dans les interconnexions transfrontalières développées selon la trajectoire médiane.

Ces investissements permettent une progression de la part renouvelable de l'électricité dans la consommation finale d'énergie et doivent contribuer au remplacement du parc nucléaire, sans compromettre de façon exagérée le caractère déjà largement décarboné du mix français. À l'échelle internationale, un prix du CO₂ aligné sur le scénario «450 ppm» de l'Agence internationale de l'énergie est le seul qui soit compatible avec l'atteinte des objectifs de l'accord de Paris. Ce niveau de prix du CO₂ permet également de renforcer l'intérêt économique du développement des énergies

renouvelables selon le rythme «PPE haut» (voire au-delà).

La figure 9.16 synthétise l'ensemble des dépenses annuelles dans le scénario *Watt* pour les trois années d'étude considérées (2025, 2030 et 2035) selon une moyenne glissante sur cinq ans. Cette figure présente respectivement les coûts d'investissement, les coûts fixes annuels et les coûts variables annuels ainsi que l'impact de la balance commerciale s'agissant du coût des imports et des recettes des exports. Les hypothèses retenues sont identiques à celles des chapitres précédents (6, 7 et 8) pour l'analyse des coûts (hypothèse de coût de production ajusté).

Des investissements en hausse mais plus limités que dans les autres scénarios

Le scénario *Watt* se caractérise par des chroniques d'investissement relativement stables entre 2025 et 2035 (de l'ordre de 8 à 9 milliards d'euros par an), proches du montant actuel de l'ordre de 7 milliards répartis entre les investissements pour le grand carénage des installations nucléaires et le développement de la capacité renouvelable. Les investissements s'effectuent essentiellement dans l'ensemble des filières renouvelables (7 milliards d'euros d'investissement annuel, soit de l'ordre de 80% des montants investis) et dans une moindre mesure dans la construction de nouveaux moyens thermiques (moins d'un milliard d'euros d'investissement annuel, soit moins de 10% des montants investis). Comparativement, les montants investis dans les capacités d'interconnexion sont faibles (en moyenne de 0,3 milliard d'euros par an, soit 2% du montant d'investissement total). En hausse modérée par rapport à la situation actuelle, les montants investis sont plus faibles dans ce scénario, du fait de l'absence de prolongation des centrales nucléaires au-delà de 40 ans.

Les montants investis sont stables du fait de deux phénomènes opposés : d'une part une amplification du rythme de développement des EnR (développement des énergies marines en fin de période) et d'autre part, une baisse du coût unitaire des projets photovoltaïques et éoliens. Par ailleurs, un montant décroissant doit être investi dans la production nucléaire afin de la prolonger jusqu'à 40 ans de fonctionnement (1,4 milliard d'euros en 2025 et moins de 400 millions d'euros en 2035).

Des coûts fixes annuels en décroissance

Dans le scénario *Watt*, les coûts fixes annuels permettant d'assurer l'exploitation et la maintenance du parc installé sont inférieurs aux niveaux actuels et baissent sur la période considérée.

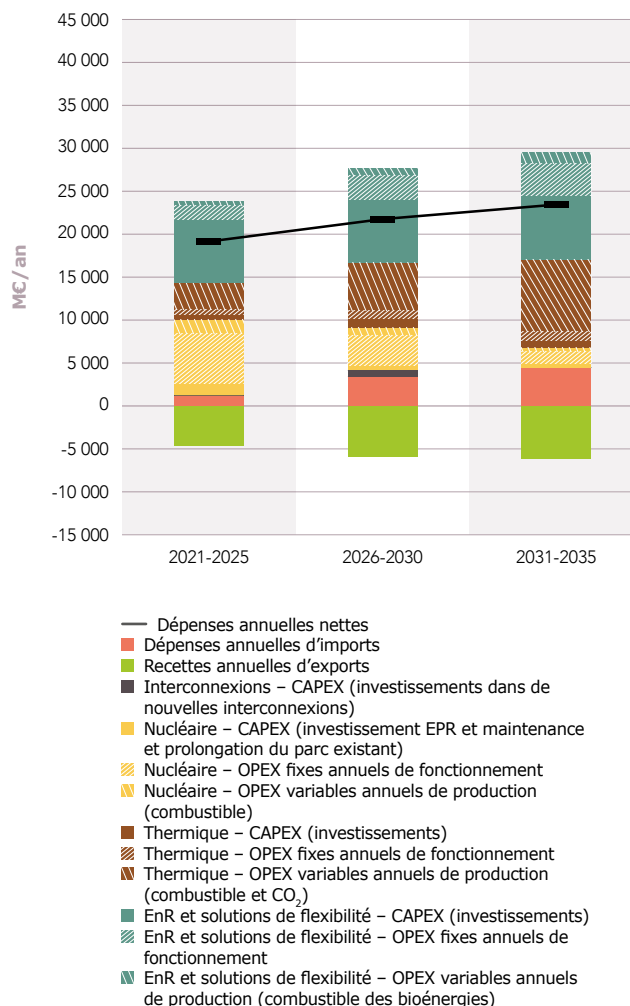
Cette diminution des coûts fixes annuels s'explique principalement par la réduction de la capacité nucléaire installée. Par ailleurs, la production renouvelable engendre peu de coûts fixes d'exploitation et de maintenance.

Des coûts variables de fonctionnement du mix plus importants et plus incertains

Dans le scénario *Watt*, le développement de la production thermique pour compléter le mix d'énergies renouvelables renchérit substantiellement le coût variable de fonctionnement du parc. À l'horizon 2035, ce coût augmente d'un facteur 3 par rapport à aujourd'hui.

Un effet est lié à l'augmentation de la production thermique. Un autre effet provient de l'augmentation du prix du gaz et du CO₂, importante dans les hypothèses considérées. À l'horizon 2035, les achats de gaz et des permis de CO₂ pourraient représenter un tiers des dépenses du système électrique (hors réseaux). En corollaire, le coût de ce mix devient plus sensible aux prix du gaz et du CO₂. Leur augmentation renchérirait mécaniquement le coût de fonctionnement du parc électrique. Dans ce scénario, toute chose étant égale par ailleurs, le coût de fonctionnement devient ainsi plus incertain : de ce point de vue, la « fonction assurantielle » de la production nucléaire (dont les coûts ne dépendent que marginalement du prix des combustibles) se réduit au fur et à mesure que le nucléaire est déclassé.

Figure 9.16 Dépenses annuelles corrigées de la balance commerciale – scénario *Watt*

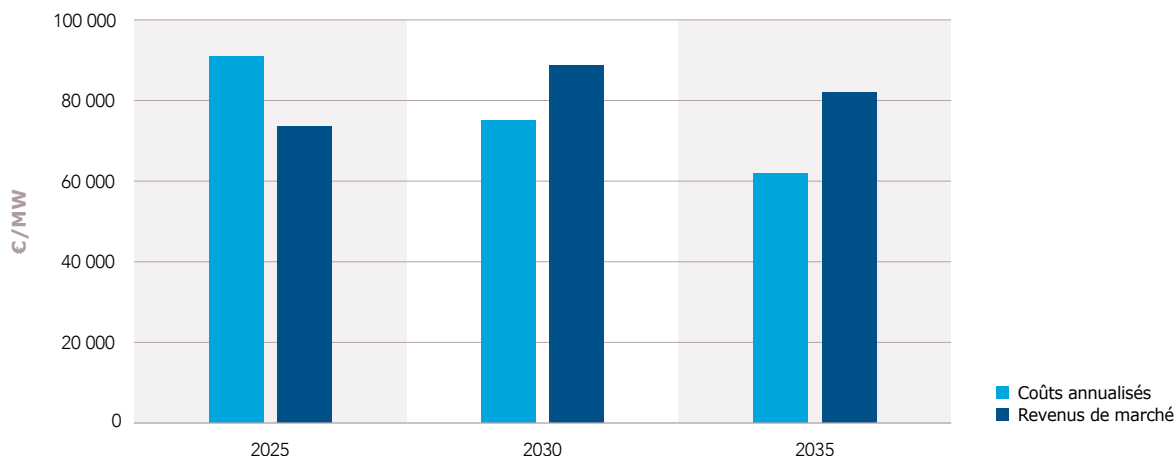


Des dépenses annuelles qui restent modérées grâce à une baisse de la consommation

En considérant l'ensemble des coûts (investissement, coûts fixes annuels et coûts variables de fonctionnement) ainsi que la balance commerciale, on constate que les dépenses annuelles corrigées de cette dernière restent modérées, alors même que l'on évalue un scénario de rupture.

Cela s'explique par le fait que ce scénario s'accompagne d'une forte baisse de la consommation. L'évaluation des coûts mériterait ainsi d'intégrer à terme un chiffrage économique de la réduction de consommation, tant en termes d'investissements

Figure 9.17 Coûts et revenus de marché du photovoltaïque (au sol) entre 2025 et 2035 – scénario Watt



à mettre en œuvre que d'évolution des coûts fixes annuels et des coûts de fonctionnement de la demande, en intégrant également les effets de transferts d'usage. Une telle évaluation devrait porter sur les quatre scénarios.

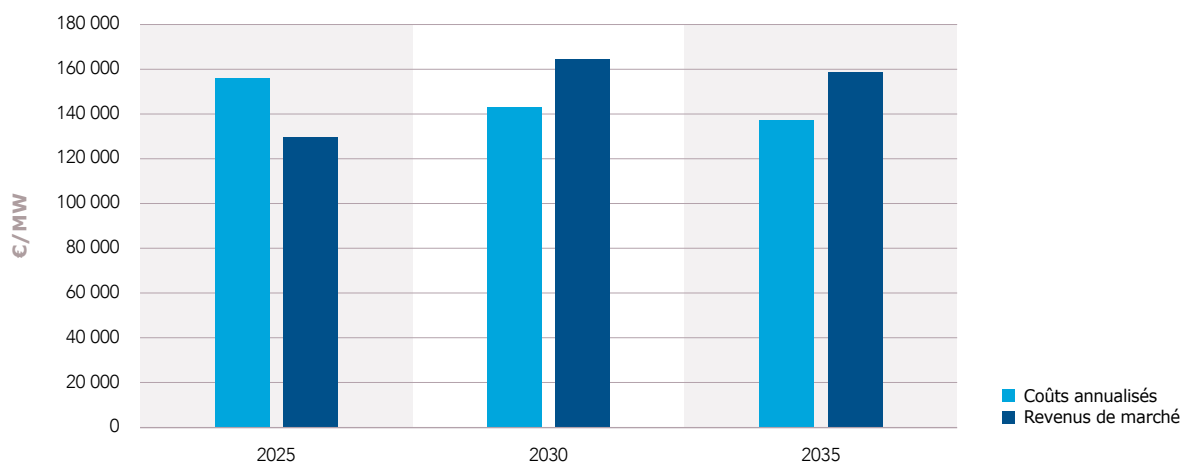
Cet espace économique est attesté à partir 2030, pour les centrales photovoltaïques au sol et les éoliennes terrestres. Ces filières présentent en effet une rentabilité importante sur la base des revenus simulés.

9.6.2 Un espace économique supplémentaire pour l'éolien et le photovoltaïque au sol

Dans le scénario *Watt*, il existe un espace économique pour installer un volume d'énergies renouvelables plus important que dans le cas de base.

Le développement de ces capacités renouvelables supplémentaires selon un principe économique aurait principalement deux effets positifs sur ce scénario. Premièrement, le coût du scénario en serait réduit. En effet, borner les capacités renouvelables à la trajectoire pilotée offre un espace économique supplémentaire aux moyens de production au gaz, qui sont plus onéreux. À l'inverse,

Figure 9.18 Coûts et revenus de marché de l'éolien terrestre entre 2025 et 2035 – scénario Watt



si les énergies renouvelables se développaient au-delà du «rythme PPE haut» sur la base de leur rentabilité économique, l'espace économique pour de nouvelles capacités thermiques au gaz serait moindre. Deuxièmement, en corollaire, les émissions de CO₂ du scénario *Watt* en seraient modérées car les capacités supplémentaires d'énergies renouvelables viendraient principalement remplacer des cycles combinés au gaz.

Ces résultats dépendent du niveau du prix du CO₂ retenu dans ce scénario. Un prix du CO₂ plus bas, basé sur le niveau médian considéré dans les scénarios *Volt* et *Hertz*, pourrait potentiellement les remettre en cause.

Dans le scénario *Watt*, le développement de l'éolien terrestre et du photovoltaïque au sol selon le rythme haut de la PPE se justifie donc d'un point de vue économique. Cette conclusion est importante car elle renforce la cohérence économique d'ensemble du scénario tel qu'il est construit. Dans le même temps, aller au-delà du rythme haut de la PPE nécessite de trouver des réponses aux questions d'acceptabilité du développement des énergies renouvelables et de structuration des filières. Les conséquences en matière de sécurité d'approvisionnement d'un volume plus important d'énergies renouvelables n'ont pas été étudiées précisément.

9.6.3 Le scénario réduit substantiellement la balance commerciale de la France dans le secteur électrique

La balance commerciale électrique de la France se trouve fortement réduite dans le scénario *Watt*. Elle passe de quasiment 5 milliards d'euros par an en 2025 à 2 milliards d'euros par an en 2035, dans le cas de base.

Entre 2030 et 2035, la poursuite du développement de la capacité renouvelable et d'une moindre

diminution de la capacité nucléaire permet de rééquilibrer le mix électrique français. En 2035, la valeur des exports et des imports au prix de gros de l'électricité en France s'équilibre. Seuls les revenus d'interconnexion permettent de conserver une balance commerciale électrique positive dans le secteur électrique.

Dans une optique considérant l'ensemble du système énergétique français et pas uniquement le système électrique, la balance commerciale énergétique française pourrait se trouver substantiellement dégradée par le recours à un volume de gaz plus important. Si ce volume était importé, il dégraderait la balance commerciale énergétique de la France en 2035 de l'ordre de 1,5 milliard d'euros par an². La baisse des importations d'uranium associée à la réduction de la production nucléaire ne permettrait pas de compenser totalement (pour moins d'un milliard d'euros par an au cours récent de l'uranium) la dégradation de la balance commerciale.

9.6.4 La trajectoire moyenne d'interconnexion se justifie dans ce scénario

Dans le scénario *Watt*, le cas de base est obtenu en se basant sur la trajectoire médiane de développement des interconnexions transfrontalières.

Sans être volontariste, cette trajectoire nécessite une augmentation de la capacité de 12 GW d'ici à 2035. Cela représente une augmentation de la capacité d'export de l'ordre de 70 % et un doublement de la capacité d'import.

L'augmentation des capacités d'interconnexion ne se justifie que dans la mesure où les bénéfices générés dépassent leur coût d'investissement. Une telle analyse coût-bénéfice doit être réalisée au cas par cas, pour chacune des interconnexions en considérant plusieurs scénarios de production, de consommation et donc d'utilisation du réseau, afin de renforcer la robustesse du résultat.

2. La production électrique à base de combustible gaz s'établissait en 2016 à 45 TWh et atteindrait 79 TWh en 2035. Elle augmenterait donc de 34 TWh. Cette production supplémentaire provenant principalement des centrales à cycles combinés (d'un rendement de 58 %), cela représente donc un volume de gaz de 58 TWh_{th} (= 34 TWh_e/58 %), à valoriser au prix du gaz de 30 €/MWh_{th}.

Dans le cadre du Bilan prévisionnel, la seule analyse réalisée consiste à vérifier si, dans l'ensemble (et non projet par projet) la trajectoire de développement des interconnexions est justifiée sous l'angle économique. Ceci ne présage pas des études ultérieures à mener au cas par cas, en intégrant, dans de multiples scénarios, toutes les composantes de coût, et notamment les conséquences en matière d'évolution des réseaux amont.

Cette analyse générale permet de confirmer la rentabilité de la trajectoire «interconnexion moyenne». Dans le scénario *Watt*, celle-ci s'explique par une utilisation conséquente des interconnexions pour importer de l'énergie et dans une moindre mesure pour exporter la production française à coût marginal faible (principalement renouvelables) vers des pays aux coûts marginaux élevés fixés par les moyens de production fossiles. Les bénéfices proviendraient ainsi majoritairement des imports et dans une moindre mesure des exports.

9.7 La sécurité d’approvisionnement peut être assurée même avec 70 % d’énergies renouvelables

L’intégration poussée d’éoliennes ou de panneaux photovoltaïques au système électrique fait souvent l’objet de craintes. Régulièrement, les opposants à ces filières soutiennent qu’un taux maximal de déploiement ne pourrait être dépassé sans mettre en jeu la sécurité d’alimentation. L’expérience de ces dernières années montre que des solutions existent pour accompagner l’émergence de ces nouvelles formes de production en France comme à l’étranger.

Les conséquences d’une telle pénétration doivent faire l’objet d’études détaillées, en distinguant la problématique technique sur une éventuelle limite physique à l’intégration des énergies renouvelables, de la problématique économique sur les coûts associés pour mettre en œuvre les moyens d’accompagnement identifiés.

L’étude approfondie du scénario *Watt* permet justement d’engager une réflexion sur les moyens d’assurer la sécurité d’approvisionnement dans une configuration radicalement différente de celle d’aujourd’hui. À cet effet, l’analyse se concentre sur l’horizon 2035, caractérisé par une pénétration des énergies renouvelables de 70 % et par une très forte réduction de la part du nucléaire. Ces enseignements pourront être extrapolés à d’autres contextes, qui pourraient être marqués par une capacité nucléaire comprise entre 10 et 30 GW mais où les capacités au gaz n’auraient pas été développées avec la même ampleur que dans le scénario *Watt*.

Les éléments qui suivent constituent les premiers jalons d’une analyse plus complète, qui devra se poursuivre en approfondissant l’étude des solutions qui permettent d’assurer la sécurité d’approvisionnement et de leurs coûts, et en modélisant plus finement certains aspects du système électrique (notamment son fonctionnement sur le très court terme ainsi que le dimensionnement des réserves).

9.7.1 La contribution de l’éolien au passage des pointes de consommation est nécessaire

L’analyse de la sécurité d’approvisionnement prend son sens dans un cadre probabiliste, intégrant l’ensemble des situations d’aléas possibles. Dans le scénario *Watt*, le critère de sécurité d’approvisionnement fixé par les pouvoirs publics est vérifié à tous les horizons temporels : le risque de coupure n’est donc pas supérieur à aujourd’hui. Cette conclusion peut être illustrée par différents exemples qui permettent d’identifier les éléments constitutifs de l’équilibre du système dans un scénario « 70 % EnR » : le maintien d’une capacité suffisante de moyens pilotables (gaz, hydraulique et nucléaire) dont certains constituent uniquement des moyens de secours, une contribution statistiquement importante de l’éolien, et le recours fréquent aux imports lors des pointes de consommation.

Le passage des pointes repose encore sur des moyens pilotables (gaz et hydraulique)

Si la part des moyens pilotables dans le mix électrique est significativement réduite par rapport à la situation actuelle dans le scénario *Watt*, elle n’est pas nulle pour autant. Ainsi, même avec une part des énergies renouvelables de 70 % sur la production annuelle, les moyens pilotables démarrés en France peuvent pourvoir en moyenne à 60 % de la consommation en France lors des pointes journalières l’hiver (évaluées par exemple en retenant les jours ouvrés d’une semaine de janvier à 19h).

Ce résultat tient compte du fait que ces moyens ne sont pas tous démarrés, du fait de leur moindre compétitivité par rapport aux imports depuis les pays voisins.

Le constat repose sur deux piliers :

- ▶ d’une part, une partie de l’hydraulique est pilotable en France, bien qu’elle soit renouvelable.

Il n'y a donc pas d'équivalence entre la nature renouvelable de l'énergie et le caractère fatal de la production ;

- ▶ d'autre part, le parc thermique au gaz est fortement développé dans ce scénario. Ainsi, une partie de la « pilotabilité » liée au nucléaire a simplement été transférée vers des moyens fonctionnant au gaz.

Parmi les centrales composant ce parc thermique, un volume significatif de capacités (turbines à combustion ou effacements le cas échéant) constituent les moyens de secours. Leur coût de financement, de construction et de maintien en condition opérationnelle peut directement être lié à l'intermittence de la production renouvelable ajoutée dans ce scénario. Il est néanmoins déjà comptabilisé dans l'analyse présentée au paragraphe 9.6, et ne doit pas l'être une seconde fois ; de plus, il apparaît modéré par rapport aux sommes engagées par ailleurs (moins de 500 millions d'euros d'investissement annuel en turbines à combustion au gaz en moyenne entre 2025 et 2035 et moins de 500 millions d'euros par an pour les coûts fixes d'exploitation des turbines à combustion et des effacements à comparer aux quelques 10 milliards d'euros par an pour chacune de ces catégories de coût).

La contribution moyenne de l'éolien est importante y compris durant les pointes hivernales

La contribution conjointe de l'hydraulique pilotable, du gaz et des centrales nucléaires ne suffit pas à elle seule à satisfaire les pointes de consommation dans le scénario *Watt*. Cela ne signifie pas pour autant que la sécurité d'approvisionnement ne peut pas être assurée, mais simplement qu'elle repose également sur d'autres moyens, et notamment sur la contribution de l'éolien.

Avec un parc éolien correspondant à la trajectoire « rythme PPE haut », l'éolien contribuera en moyenne à hauteur de 25 GW durant les pointes hivernales à horizon 2035, et 80 % des chroniques de production s'échelonneront entre 7,5 GW et 42 GW. Dans l'essentiel des cas, le passage des pointes s'effectuera ainsi sur la base d'une production éolienne importante, et tous les moyens pilotables ne seront, alors, pas démarrés.

L'équilibre offre-demande durant les situations de faible production éolienne repose nécessairement sur une contribution des imports

La contribution statistique de l'éolien est importante, mais des épisodes de vent faibles sont possibles. Dans ces situations, la sécurité d'approvisionnement repose sur la mobilisation des moyens pilotables en France et sur les imports, toujours en respectant un ordre de préséance économique. Le recours aux imports peut être significatif et atteindre 10 GW en moyenne. La capacité encore disponible en France est réduite à 4 GW.

Dans le débat sur le secteur électrique, l'argument selon lequel il en résulte une forte vulnérabilité en matière de sécurité d'alimentation est souvent mentionné. L'analyse du scénario *Watt* permet de mettre ce risque en perspective : sur les 1 000 chroniques simulées sur la base des 200 scénarios climatiques fournis par Météo-France, seuls 10 % des situations conduisent à une puissance éolienne inférieure à 7,5 GW en hiver. Certaines de ces situations conduisent à des mesures exceptionnelles (et en dernier recours à des coupures), mais il en va de même aujourd'hui en cas d'aléas sur les moyens de production existant ou de forte consommation. Dans le scénario *Watt*, les turbines à combustion ou capacités d'effacement ont précisément été déterminées de manière à garantir un niveau de sécurité d'approvisionnement identique à aujourd'hui.

9.7.2 La vague de froid demeure le premier facteur de risque

Dans le scénario *Watt*, comme aujourd'hui, l'épisode de vague de froid reste le premier déterminant de la défaillance. Il est caractérisé par des températures faibles, des vitesses de vent réduites et des facteurs de charge relativement élevés pour le photovoltaïque en journée. Cette situation est amenée à perdurer dans le scénario *Watt*, comme dans les autres scénarios, malgré un parc de production fondamentalement différent de celui d'aujourd'hui.

Ainsi, en 2035 et pour une situation équilibrée à 3 h de défaillance :

- ▶ la probabilité de défaillance est de 15 % si la consommation est supérieure à 82 GW

Figure 9.19 Contribution moyenne à la pointe sur une semaine de janvier à 19h – 2035

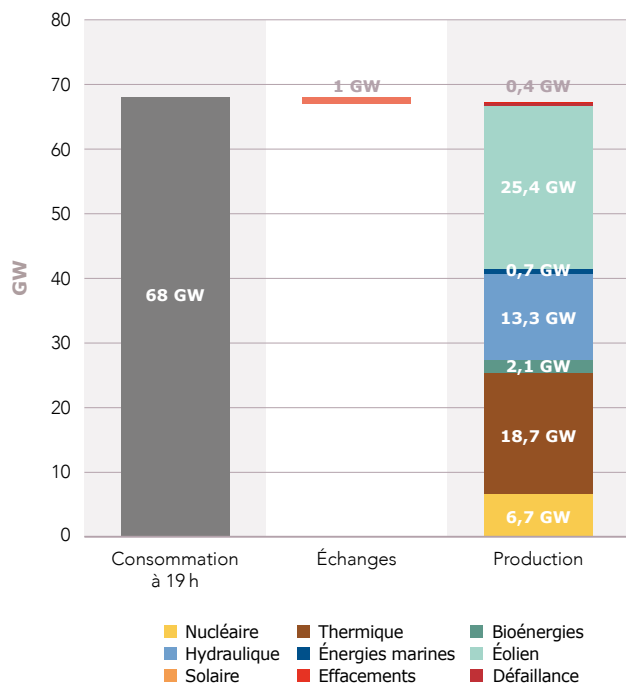
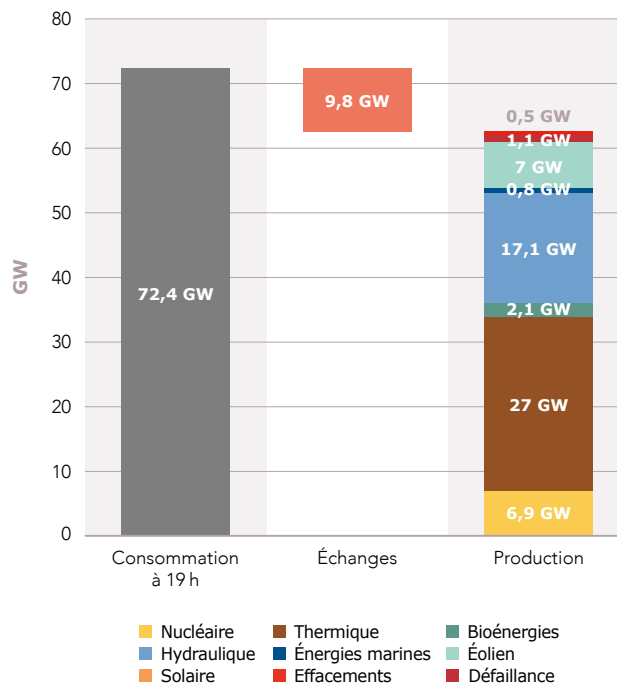


Figure 9.20 Contribution moyenne à la pointe sur une semaine de janvier à 19h (1^{er} décile éolien) – 2035



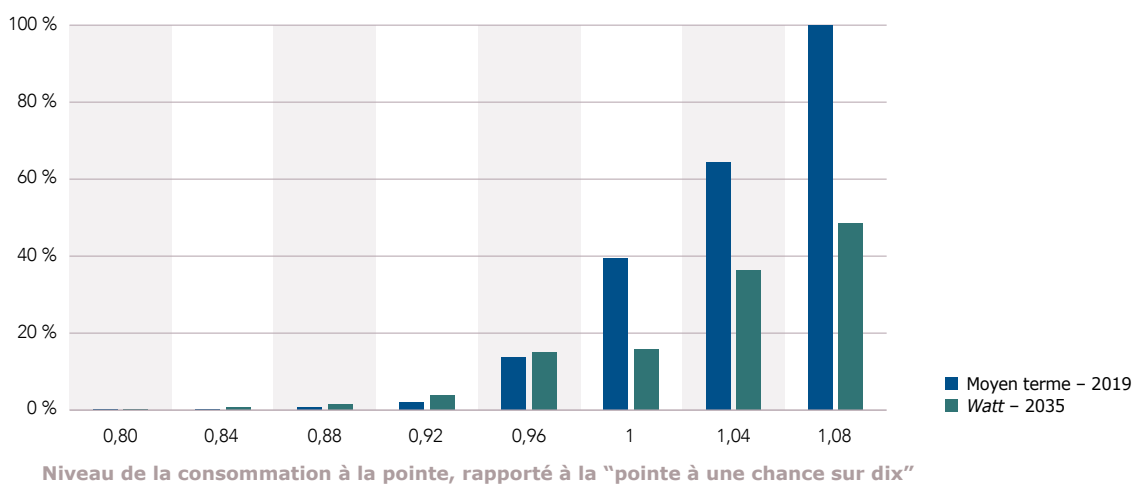
(probabilité de 0,08%). Dans les situations de très forte consommation, dépassant 89 GW (probabilité de 0,005%), le risque de défaillance est alors de 85%.

- pour les consommations supérieures à 82 GW, la probabilité de défaillance passe de 15% à

35% lors des situations de vent faible (probabilité de 0,03% – facteur de charge inférieur à 15% en hiver).

Toutefois, la sensibilité à la vague de froid pourrait légèrement diminuer par rapport à aujourd'hui du

Figure 9.21 Probabilité de défaillance en fonction de la consommation – scénario Watt



RÉSILIENCE DU SYSTÈME À DES ÉVÉNEMENTS EXTRÊMES

Méthode générale

La «semaine type» caractérisée par des températures de l'ordre de 10 degrés en dessous des normales saisonnières pour un mois de janvier, ainsi que par un faible facteur de charge pour l'éolien a été simulée pour le scénario *Watt*. La méthode utilisée a été présentée au scénario *Ampère* (page 198).

Conclusions pour le scénario *Watt*

L'analyse fait tout d'abord émerger des points communs : des situations de défaillances apparaissent. Ceci est logique : sur la base du critère de sécurité d'approvisionnement défini par les pouvoirs publics, le système n'est pas dimensionné pour être en mesure de passer toutes les situations sans recourir aux délestages. Par ailleurs, comme

rappelé au chapitre 4, les conséquences d'une impossibilité d'accommoder offre et demande peuvent être maîtrisées (utilisation des leviers exceptionnels, appels au civisme et, en dernier recours, délestages tournants).

Pour autant, dans le détail, les deux cas de figure ne sont pas exactement similaires :

- ▶ en 2035, le potentiel d'import est largement supérieur, ce qui permet le transfert d'une grande quantité d'énergie pour compléter en partie le déficit de production éolienne ;
- ▶ lors des pointes de consommation partagées en Europe, la disponibilité des moyens de production à l'étranger est réduite limitant l'import possible ;

Figure 9.22 Simulation de l'équilibre du système électrique la deuxième semaine de janvier – en 2019

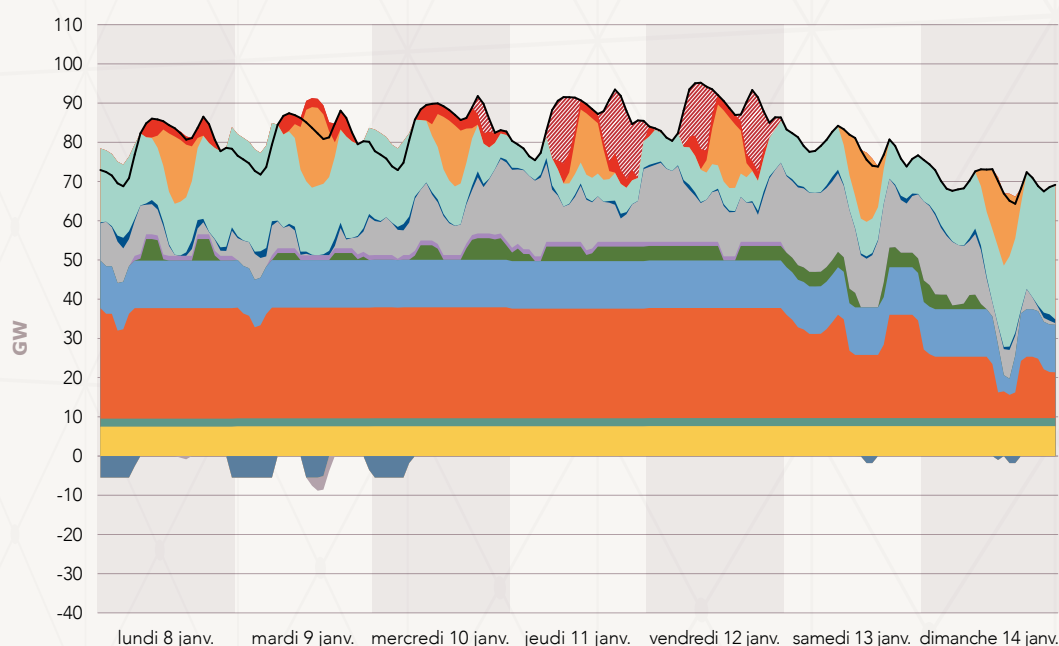
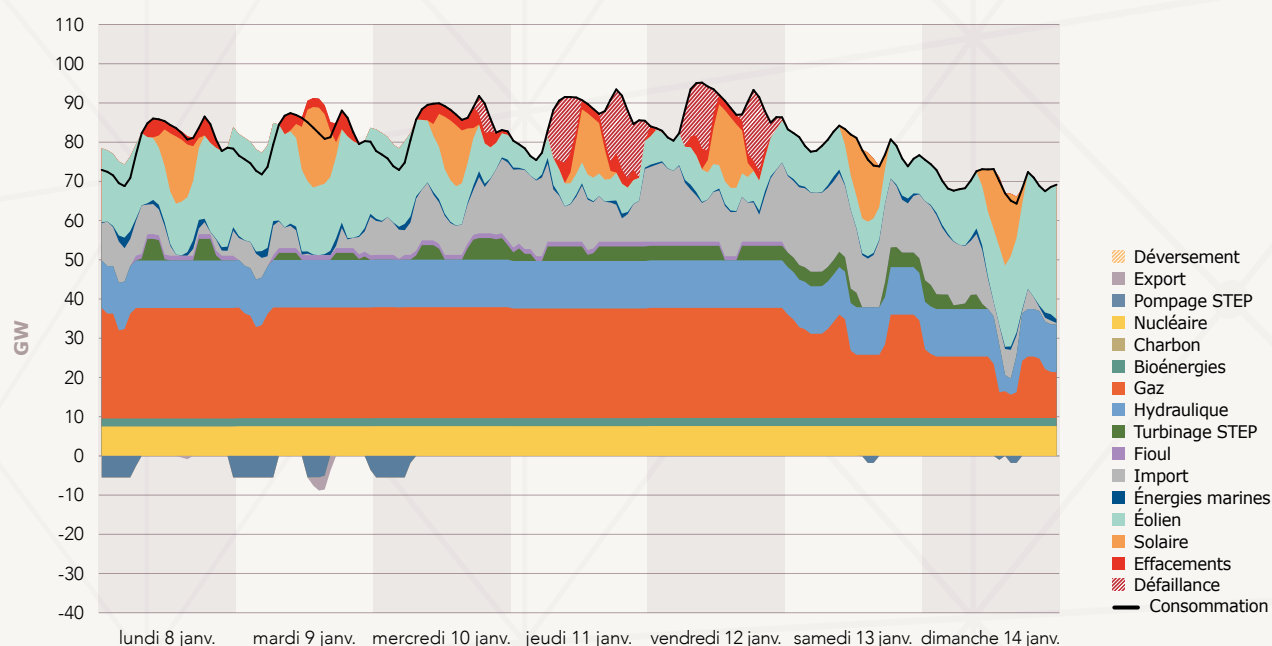


Figure 9.23 Simulation de l'équilibre du système électrique la deuxième semaine de janvier – en 2035, scénario Watt



- ▶ en 2035, la production solaire intervient et peut réduire la défaillance durant les heures méridiennes. Il s'agit d'un élément important, car il permet d'éviter des interruptions d'une douzaine d'heures d'affilées et d'emmagasiner de l'énergie pour la restituer à des heures tendues ;
- ▶ les effacements sont fortement sollicités toute la semaine à la fois pour le passage des pointes et également le remplissage des réservoirs de STEP ;

- ▶ la filière thermique assure une partie très significative de la production en remplacement du nucléaire présent aujourd'hui ;
- ▶ la baisse de la consommation lors du week-end est prononcée. La production à partir de gaz module alors.

En revanche, le lien entre les températures froides et vent faible renforce le poids de l'absence de vent dans la caractérisation de la défaillance.

fait d'une baisse de la thermosensibilité et des efforts d'efficacité énergétique. Par exemple, la figure 9.24 illustre la probabilité qu'une heure soit défaillante en fonction de son niveau de consommation. Alors qu'en 2019, une situation avec une consommation équivalente à la pointe a une chance sur dix présente environ 40% de chance d'être défaillante, en 2035 ce risque est de 15%.

9.7.3 Des défaillances plus fréquentes et plus courtes

L'analyse des indicateurs présentés au chapitre 4 permet de confirmer les conclusions. Aujourd'hui, le risque pour le système électrique est concentré sur quelques situations, rencontrées uniquement l'hiver dans des configurations particulières : les périodes de grand froid qui conduisent à une forte consommation. Celles-ci sont susceptibles d'occasionner l'utilisation de moyens exceptionnels voire le délestage durant plusieurs heures consécutives.

Dans le scénario *Watt*, comme pour le scénario *Ampère*, la situation évolue vers une structure où le risque est réparti sur davantage de situations, mais donc chacune engendre des durées de défaillance plus faibles.

La fréquence d'occurrence et l'évolution du nombre d'heures de défaillance évoluent de manière structurelle :

- ▶ en 2019, sur les 1000 cas simulés 26% présentent au moins une heure de défaillance, et 5% contiennent plus de 18 heures de défaillance ;
- ▶ en 2035, sur les 1000 cas simulés 42% présentent au moins une heure de défaillance, et 5% contiennent plus de 11 heures de défaillance.

Dans la continuité de ce raisonnement, on peut constater que se raréfient les situations où la défaillance se prolongerait durant plusieurs heures d'affilée. Obéissant à un mouvement inverse, le nombre de situations de «défaillances courtes» (inférieures ou égales à trois heures) augmente.

Le profil journalier de risque évolue également

La répartition du risque de défaillance en cours de la journée évolue progressivement. Comme dans le scénario *Ampère*, la forte pénétration de la production photovoltaïque fait progressivement disparaître le risque en milieu de journée. L'augmentation du risque sur la pointe du soir ne traduit pas une dégradation de la sécurité d'approvisionnement, mais une répartition différente du risque sur la journée.

Figure 9.24 Monotone de durée de défaillance entre 2019 et 2035 – scénario *Watt*

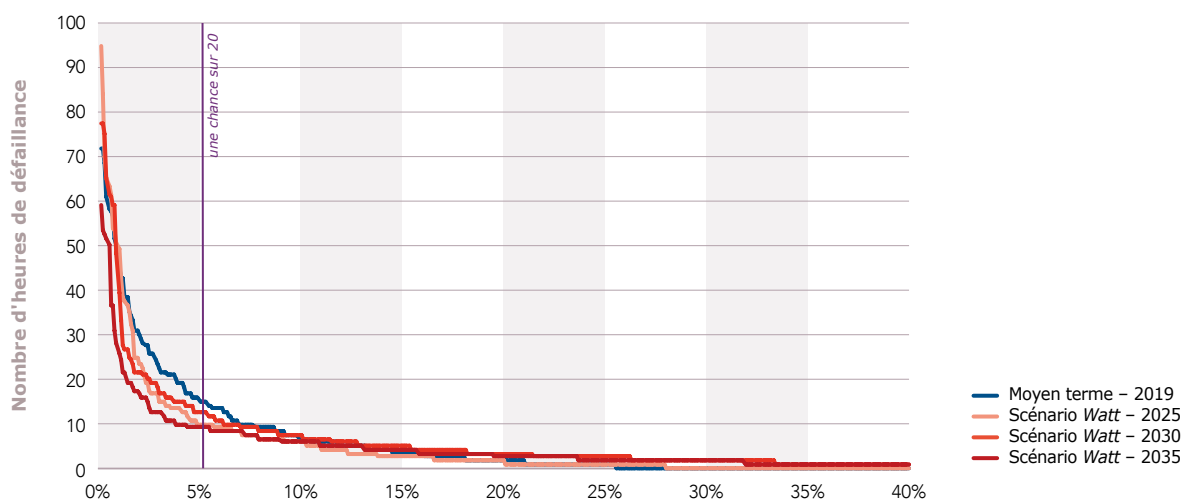


Figure 9.25 Évolution des durées continues de défaillance entre 2019 et 2035 – scénario Watt

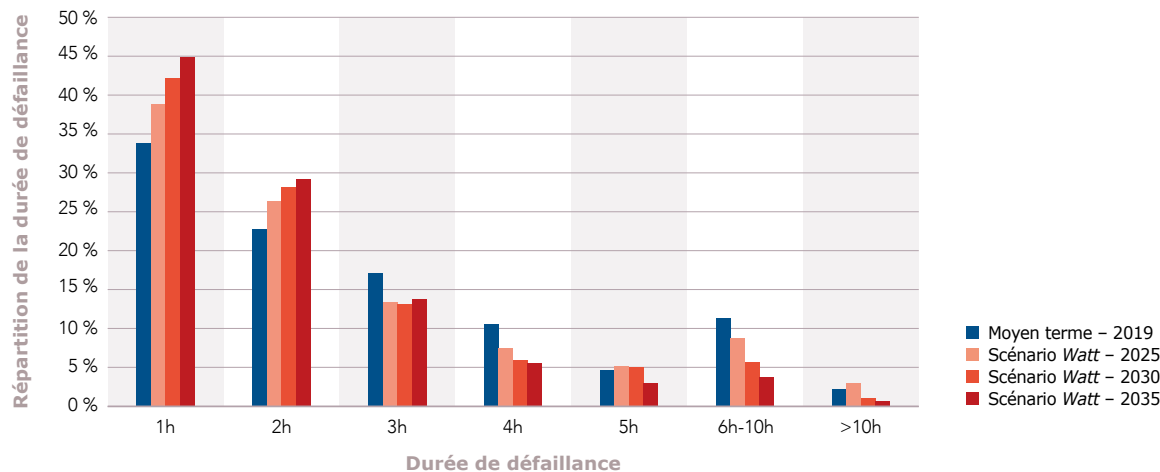
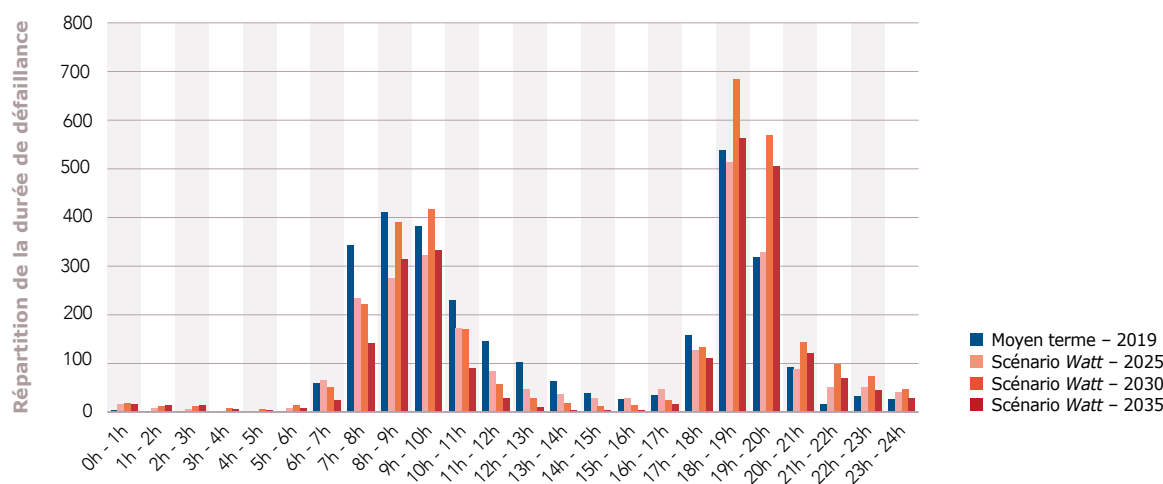


Figure 9.26 Évolution des durées de défaillance au cours de la journée entre 2019 et 2035 – scénario Watt



9.7.4 La question de l'inertie du système électrique

Une question qui se pose à l'échelle européenne en fonction du taux de pénétration des renouvelables

Parmi les problématiques techniques spécifiques au scénario *Watt* figure celle de l'inertie du système électrique. L'inertie caractérise la capacité du système électrique à «encaisser» un choc sur l'équilibre production-consommation sans

que les variations de fréquence ne soient trop importantes.

Les installations éoliennes et photovoltaïques sont aujourd'hui principalement raccordées via des onduleurs de tension et ne contribuent pas à l'inertie du système. Leur déploiement massif, au détriment de sources de production fournissant de l'inertie (centrales nucléaires, thermiques et hydrauliques) conduit à réduire cette inertie totale, ce qui est susceptible d'avoir un impact sur

MAINTIEN DE LA FRÉQUENCE ET INERTIE DU SYSTÈME

La fréquence est commune à l'ensemble du réseau synchrone interconnecté et constitue l'indicateur de l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité. Le réglage primaire de la fréquence permet d'assurer l'existence de cet équilibre et constitue à ce titre une action nécessaire pour la sûreté du système.

La fréquence est aujourd'hui imposée par la rotation des machines tournantes, qui génèrent le signal électrique. La fréquence est proportionnelle à leur vitesse de rotation. Celle-ci varie en fonction de la différence entre la puissance mécanique fournie sur l'arbre de l'alternateur et la puissance électrique soutirée par le réseau. La vitesse de variation de la fréquence dépend (i) de l'écart entre la puissance mécanique fournie et la puissance électrique soutirée et (ii) de l'inertie (i.e. la masse) de ces machines tournantes.

Actuellement, le système de la zone *Regional Group Continental Europe* (RGCE) est composé de plusieurs milliers de machines synchrones qui fournissent une inertie importante sur le réseau, ce qui permet d'atténuer les écarts de fréquence au moment d'un déséquilibre,

avant que les réglages (réglages primaire et secondaire de fréquence) en place aient le temps d'agir. Dans les premiers instants qui suivent un déficit de production d'électricité sur le réseau, les machines synchrones fournissent une partie de l'énergie cinétique stockée dans leur rotor pour assurer l'équilibre entre production et consommation d'électricité : elles décélèrent et la fréquence du réseau diminue. Ensuite d'autres réglages vont entrer en action pour stopper la baisse de fréquence et la rétablir à sa valeur de référence.

La figure 9.27 présente l'évolution de la fréquence du système suite à un aléa de 3 GW de production (incident de référence) résultant de l'action du réglage primaire. Cette évolution est analysée pour deux systèmes différents caractérisés par des inerties différentes. L'inertie de la simulation représentée en rouge est 40% inférieure à celle en bleu (et correspond à une production européenne photovoltaïque et éolienne dans le système de 60 GW de plus à l'instant considéré). Dans la situation où l'inertie est moindre, la fréquence chute plus bas pendant le transitoire jusqu'à atteindre le seuil de délestage fréquence-métrique.

Figure 9.27 Évolution de la fréquence du système électrique européen suite à la défaillance de 3 GW de production

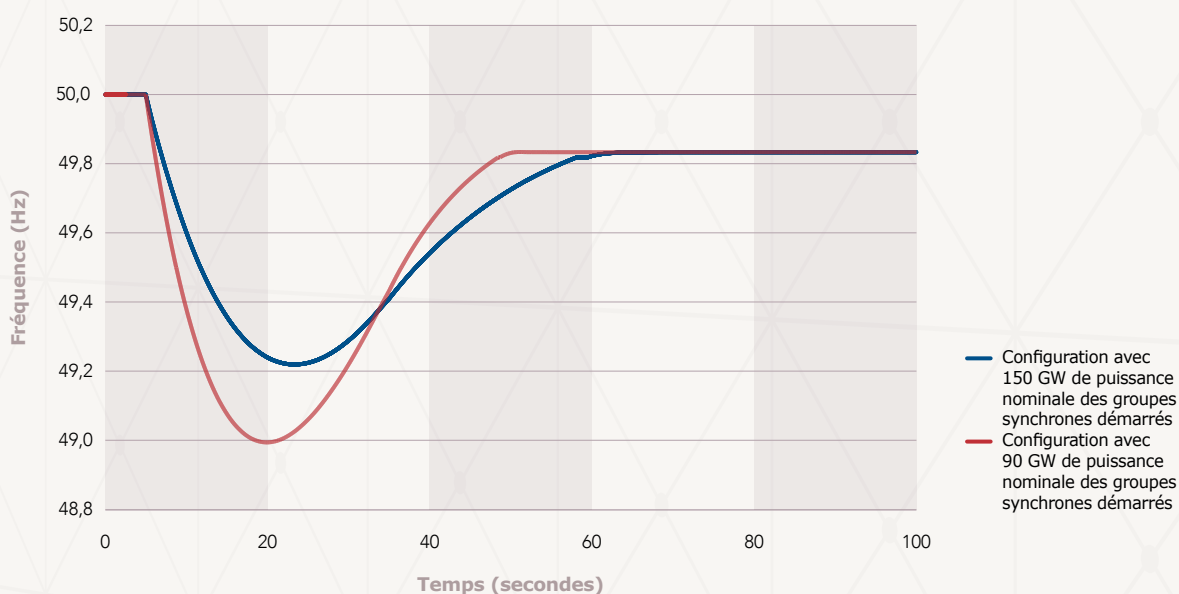
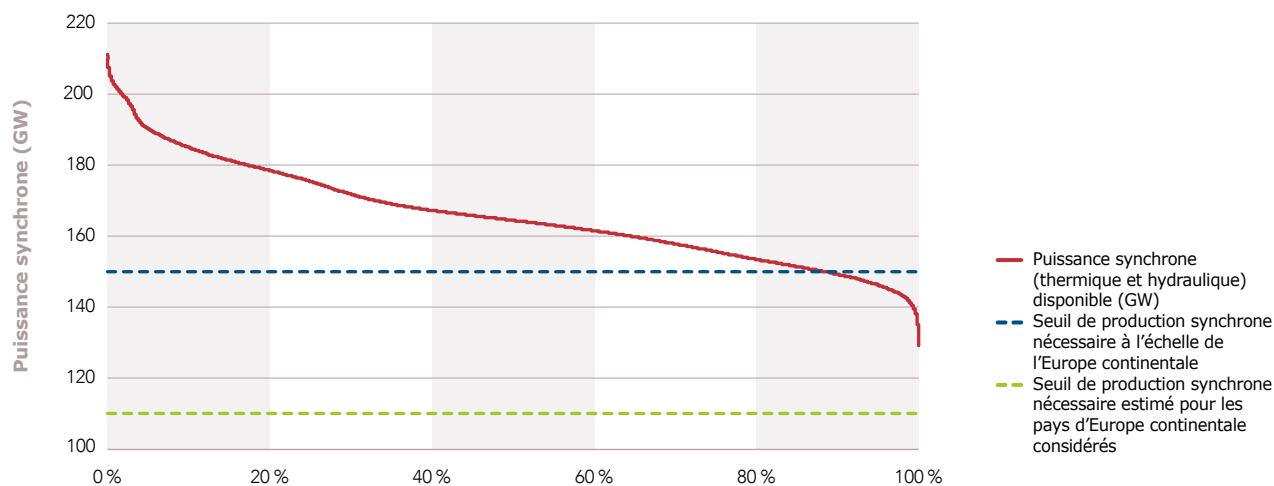


Figure 9.28 Monotone annuelle des puissances appelées sur la zone modélisée – 2035 – scénario Watt³



la qualité de fréquence. La dynamique de variation de fréquence deviendrait alors plus rapide, et pourrait conduire la fréquence à atteindre des valeurs trop hautes ou trop basses avant d'être corrigées. Des variations de fréquence trop importantes engendrent un risque de déconnexion des installations de production, conduisant à une perte de l'alimentation. L'existence d'importantes variations de fréquence peut déjà être observée sur des réseaux plus petits, comme l'Irlande ou la zone nordique, quand ils sont confrontés à des situations où la production synchrone est faible.

Une vigilance nécessaire sur l'inertie à l'horizon 2035

L'ENTSO-E estime que 150 GW de production synchrone (thermique et hydraulique) doivent être constamment disponibles (démarrés⁴) afin d'offrir suffisamment d'inertie au système électrique de l'Europe continentale afin d'éviter des délestages suite une baisse de la fréquence sous 49 Hz. En deçà de ce seuil, il existe un risque pour qu'un

événement (sur le réseau ou lors du déclenchement d'un moyen de production) amène à un délestage de consommation.

Les premiers éléments d'analyse montrent que ce seuil de 150 GW ne serait pas respecté environ 12% du temps à l'horizon 2035 dans le scénario *Watt* sur la plaque européenne considérée (Allemagne, Autriche, Belgique, Espagne, France, Italie, Pays-Bas, Portugal, Suisse). Cependant, ce seuil s'applique au périmètre de la zone synchrone, plus large que la partie continentale du périmètre modélisé dans le Bilan prévisionnel (il manque notamment tous les pays de l'Europe de l'Est). La conclusion peut donc apparaître conservatrice. À l'inverse, de façon optimiste, il est possible d'estimer en première approximation que le respect d'un seuil de 110 GW⁵ sur le périmètre continental modélisé dans le Bilan prévisionnel pourrait être suffisant pour respecter les besoins d'inertie. Un tel seuil est respecté dans la quasi-totalité des situations simulées.

3. Le volume de production synchrone est de façon conservatrice obtenu en ne comptant que la production disponible des moyens de production thermique et des STEP et la production effective des technologies hydrauliques (hors STEP), des bioénergies (biomasse et biogaz), des déchets, de l'hydrolien et des centrales de cogénérations. Notamment, la production disponible des centrales de biomasse, de biogaz, de cogénérations ou des barrages hydrauliques (hors STEP) n'est pas comptabilisée comme une production synchrone.

4. Il s'agit d'un nombre de groupes démarrés, pas de la puissance qu'ils fournissent effectivement au réseau.

5. Ces pays représentent aujourd'hui une contribution de 2,2 GW au 3 GW de réserves primaires nécessaires au bon fonctionnement du système électrique de la plaque continentale européenne. Le seuil de machines synchrones démarrés à respecter pour ce périmètre s'obtient de manière simplifiée en rapportant le seuil de machines synchrones démarrés à l'échelle continentale à ce volume.

Des travaux sont lancés à l'échelle nationale et européenne pour identifier les solutions

L'identification de configurations de fonctionnement pouvant conduire à des problèmes d'inertie doit se prolonger d'une analyse sur les moyens à mettre en œuvre pour y remédier.

Parmi les solutions envisageables figure la modification des caractéristiques exigées sur la dynamique de réponse des énergies renouvelables aux variations de fréquence. Les énergies renouvelables pourraient alors fournir une nouvelle forme de réglage (potentiellement activable en 0,1 seconde), s'apparentant à de l'«inertie synthétique».

Cependant, cette solution serait insuffisante si l'inertie réelle du système est trop faible, du fait du délai de réaction incompressible de ces réglages. Ce problème se pose en deçà d'un second seuil

(inférieur au 150 GW de production synchrone démarrée).

Les travaux en cours menés par RTE et ses partenaires au sein du projet européen MIGRATE⁶ visent à définir une méthodologie pour déterminer de façon précise ces seuils.

Outre l'estimation précise de ces seuils, les travaux de RTE et ses partenaires visent à identifier les solutions les plus pertinentes d'un point de vue technique et économique pour gérer cette problématique et permettre l'insertion massive d'EnR dans le système électrique européen sans dégrader la qualité de service. Ces solutions peuvent reposer notamment sur les algorithmes de réglages dont seraient dotées les installations EnR ou de nouveaux services qui pourraient être rendus par d'autres moyens, comme les différentes formes de stockage.

6. Site web du projet Migrate : <https://www.h2020-migrate.eu/>

9.8 L'espace économique pour les solutions de flexibilité est important dans le scénario Watt

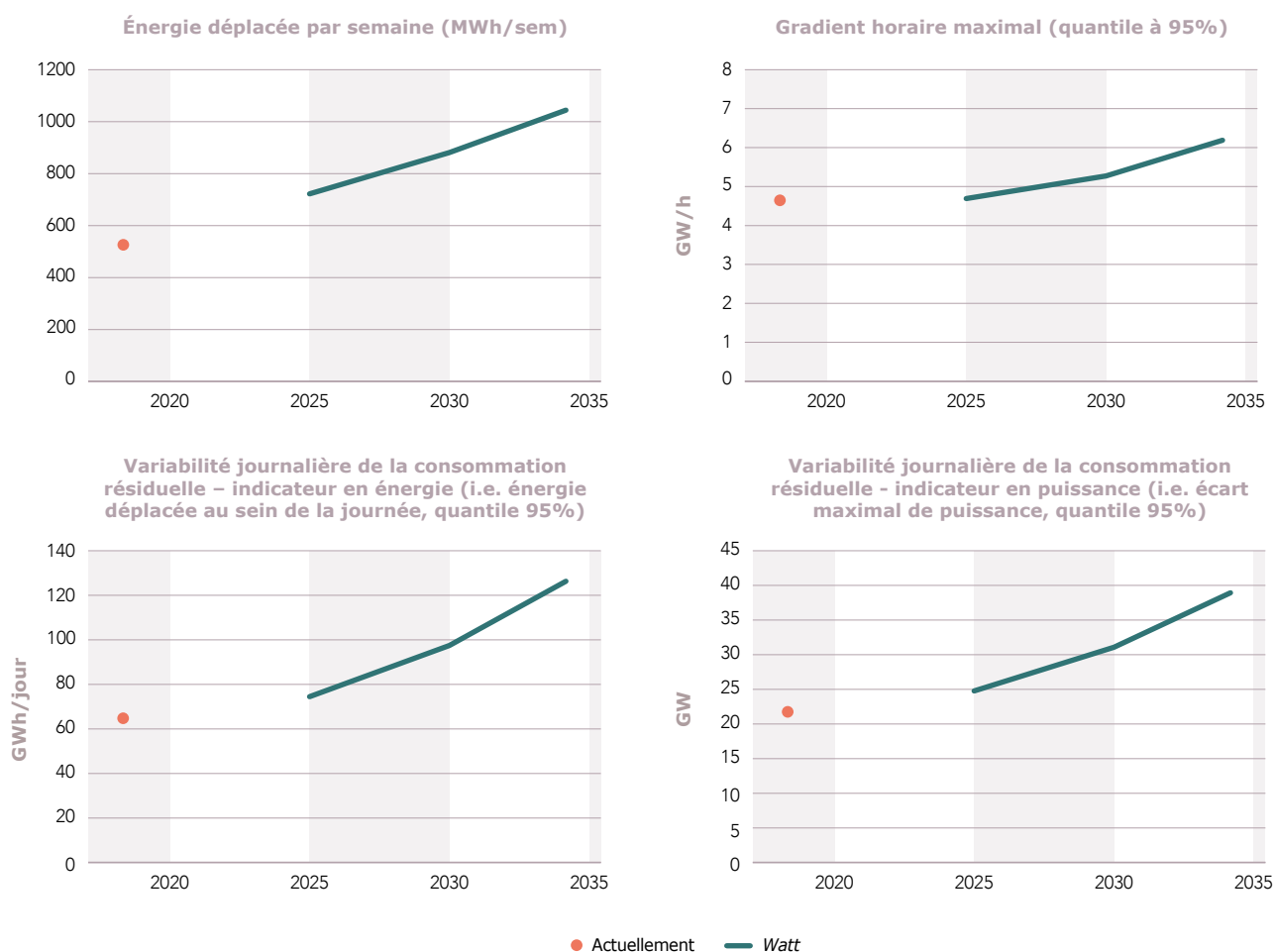
9.8.1 Une utilisation accrue des solutions de flexibilité

Une variabilité de la consommation résiduelle en forte hausse

Dans le scénario *Watt*, l'ensemble des indicateurs portant sur les « besoins de flexibilité » du système électrique sont orientés à la hausse.

L'indicateur de gradient horaire⁷ dans le scénario *Watt* s'élève à 6200 MW/h en 2035 (soit une hausse de 30% par rapport à aujourd'hui), mettant en lumière les contraintes que devront être capables de supporter les moyens de production, d'effacement et de stockage à cet horizon de temps.

Figure 9.29 Indicateurs de flexibilité du système électrique – scénario Watt



7. 95^e centile de la variation d'une heure sur l'autre de la consommation résiduelle. Cet indicateur illustre les « rampes » que devront suivre les moyens de production pilotables.

Illustration de la sollicitation des solutions de flexibilité en hiver

L'exemple ci-dessous illustre le recours à des moyens de pointe sur une semaine d'hiver. Les turbines à combustion sont sollicitées aux pointes du matin et du soir lorsque la production éolienne est faible. Les solutions de flexibilité, et notamment les effacements, sont activés pour passer une pointe du soir, mais également lors d'une situation d'export alors que les prix étaient très élevés en Europe.

La part de la production fatale augmente de manière significative dans le mix énergétique, et les à-coups sur la production seront bien plus conséquents que ceux constatés aujourd'hui.

Pour gérer cette intermittence, c'est l'ensemble du système électrique qui est sollicité :

- ▶ les moyens hydrauliques, avec une utilisation limitée en cours de journée lorsque le photovoltaïque produit ;
- ▶ le parc nucléaire avec la nécessité de moduler à la baisse lors des situations de forte production renouvelable en été, alors qu'il ne représente plus qu'une capacité installée de 7,6 GW ;

- ▶ les centrales à cycle combiné au gaz, avec notamment un fonctionnement plus fréquent l'été et des arrêts/démarrages susceptibles d'apparaître également en milieu de journée (en été) et plus seulement la nuit ;
- ▶ les interconnexions avec des cycles d'import et d'export pouvant varier de plus de 20 GW au sein d'une même semaine ;
- ▶ les turbines à combustion sollicitées sur les pointes du matin et du soir ;
- ▶ les solutions de flexibilité, avec un recours fréquent aux moyens de stockage (cycles journaliers de pompage et de turbinage corrélés à la production photovoltaïque) et des effacements sollicités.

Illustration de la sollicitation des solutions de flexibilité en été

L'exemple ci-dessous illustre, sur une semaine d'été, le déversement d'une partie de la production lorsque la filière photovoltaïque atteint son pic de production. Sur ce créneau, malgré son faible coût marginal, et un parc de production considérablement réduit, le parc nucléaire module à la baisse, une fois les cycles combinés au gaz arrêtés.

Figure 9.30 Mix de production une semaine d'hiver – 2035 – scénario Watt

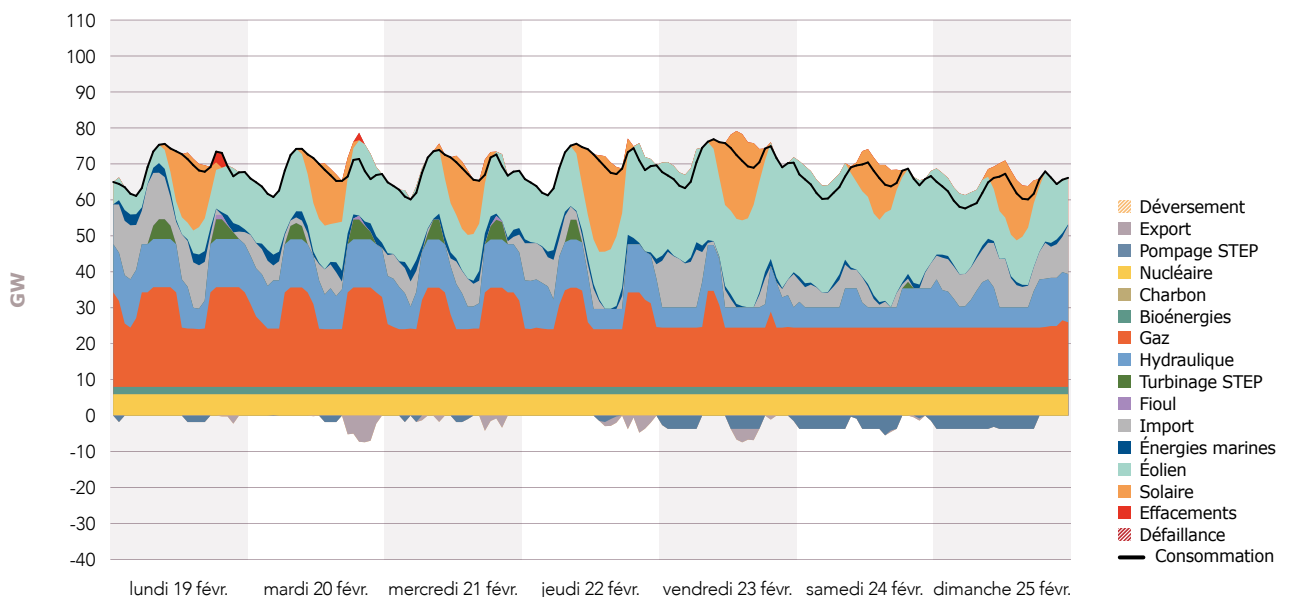
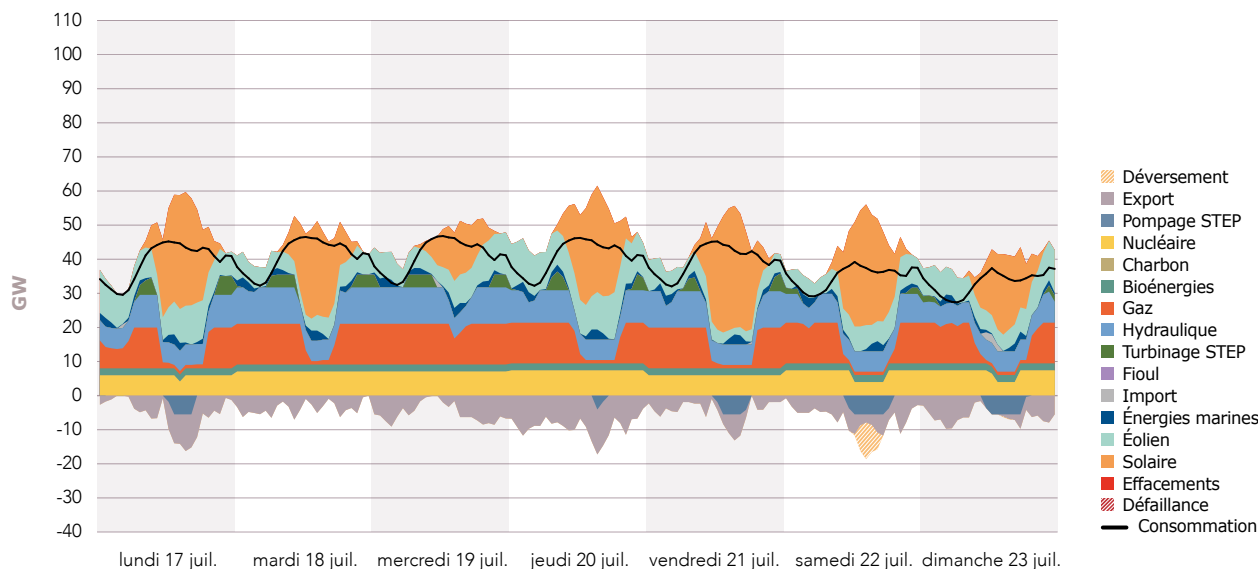


Figure 9.31 Mix de production une semaine d'été – 2035 – scénario Watt

Sur les situations de déversement un recours aux solutions de flexibilité offertes par le stockage est observé.

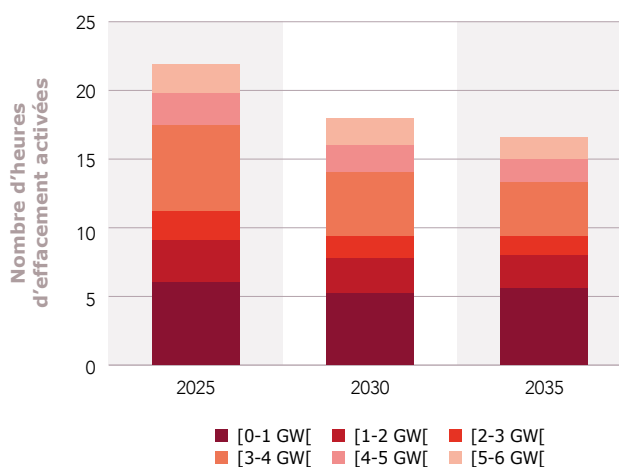
9.8.2 Les effacements sont présents sur toute la période

Dès 2025 et sur tout l'horizon étudié, le potentiel d'effacement mobilisé passe de 2,5 GW à 6 GW (correspondant à l'objectif fixé par la PPE pour 2023) diminuant de fait le recours aux moyens de pointe thermiques pour respecter le critère de trois heures.

Ce potentiel correspond aux gisements dans les secteurs résidentiel, tertiaire et industriel (y compris les « effacements » réalisés à partir de groupes électrogènes) qui sont compétitifs par rapport au coût complet de moyens de pointe thermiques⁸. Ce volume semble réaliste compte tenu du volume constaté dans les années 1990 en France estimé également à 6 GW. L'espace économique de ces solutions se maintient sur l'ensemble de la période

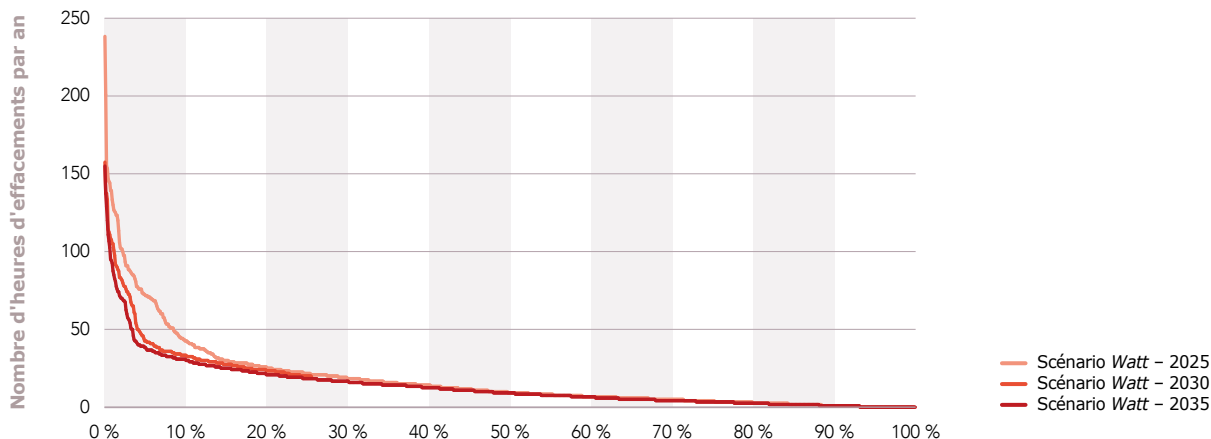
2025-2035, ce qui permet d'assurer une pérennité à cette filière.

Ce niveau de déploiement est analogue aux résultats de l'étude « Réseau électrique intelligents »,

Figure 9.32 Nombre d'heures d'activation moyen des effacements – scénario Watt

⁸. Les gisements accessibles et leurs coûts sont issus des hypothèses considérées dans l'étude « Réseaux électriques intelligents », publiée par RTE en juillet 2017. La représentation du gisement d'effacement industriel s'appuie sur l'étude réalisée par le CEREN et E-CUBE pour l'ADEME (2017)

Figure 9.33 Monotone d'activation des effacements – scénario Watt



publiée par RTE en juillet 2017, qui reposent sur des hypothèses de mix énergétique différentes mais qui ont comme point commun l'existence d'un besoin important de capacités de pointe pour assurer la sécurité d'approvisionnement, élément dimensionnant dans la pénétration de l'effacement.

Cette capacité d'effacement de 6 GW à la pointe se décompose en 5 GW d'effacements industriels et tertiaires et environ 1 GW d'effacements résidentiels.

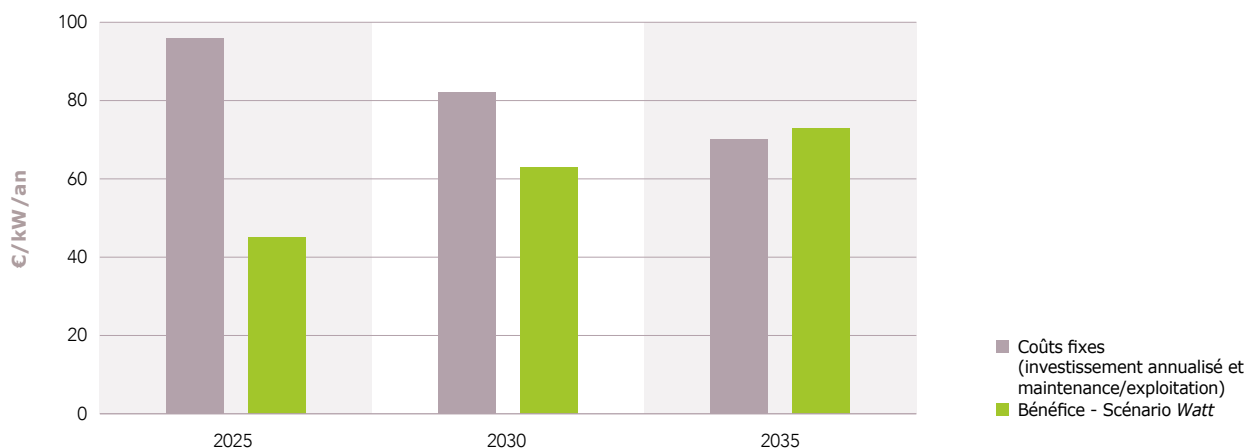
La totalité du gisement d'effacements serait réellement sollicitée : le nombre d'heures d'activation

moyen est compris entre 17 et 22h par an en moyenne selon les coupes temporelles considérées, soit davantage que dans le scénario *Ampère*. Dans les configurations les plus tendues du point de vue de l'équilibre offre-demande, l'appel à ces flexibilités peut être de 200 à 300 heures par an.

9.8.3 Un développement marchand du stockage est possible

L'existence de besoins de capacités pour assurer la sécurité d'approvisionnement et la variabilité

Figure 9.34 Coûts et bénéfices annualisés des batteries lithium-ion (durée de stockage de 2h)



importante des prix de marché de l'énergie, résultant à la fois de la variabilité de la production EnR et du coût variable très important pour la production au gaz (tirée notamment par l'hypothèse du prix du carbone à 108 €/t), ouvrent un potentiel espace économique pour les solutions de stockage.

L'analyse montre que les STEP et les batteries peuvent être rentables à l'horizon 2035, avec des hypothèses raisonnables de baisse des coûts des batteries. Ces solutions sont susceptibles de se développer.

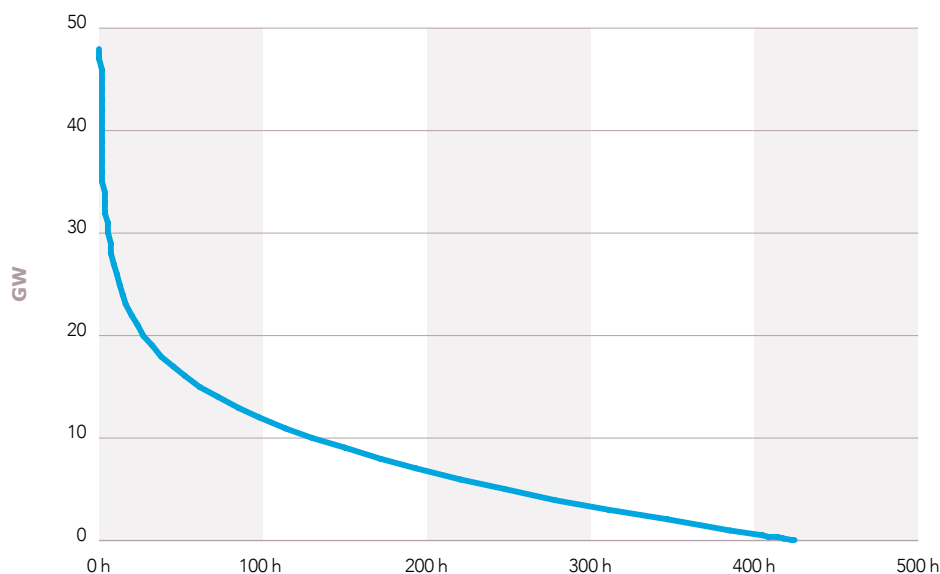
Le niveau de développement des solutions de stockage sera fortement dépendant de la trajectoire de baisse des coûts. Avec celle retenue à l'issue de la consultation publique, le développement du stockage par batteries pourrait rester limité alors que le développement du potentiel résiduel de STEP supplémentaires (2 GW) serait développé. Une baisse des coûts importante pourra créer les conditions pour un développement massif de plusieurs GW/GWh de stockage par batteries à l'instar des conclusions de l'étude «réseaux électriques intelligents». Dans une telle configuration, les batteries pourraient capter tout l'espace économique du stockage, au détriment des nouvelles STEP.

9.8.4 Le rôle du *power-to-gas*

Le *power-to-gas* (voir chapitre 11) est une solution de stockage intersaisonnier permettant d'injecter du gaz de synthèse dans le réseau de transport de gaz (dont la variation de pression et les réservoirs offrent une capacité de stockage de l'ordre de 140 TWh) durant les périodes de faible consommation afin d'en disposer plus tard dans l'année (typiquement en hiver lorsque la consommation est plus élevée). Compte tenu du rendement de transformation, l'économie du procédé repose sur la possibilité de synthétiser le gaz durant des périodes de déversement lorsque l'électricité sur les marchés de gros est gratuite (voire dotée d'un prix négatif). En convertissant les excédents d'électricité d'origine renouvelable, le gaz de synthèse peut alors être considéré comme renouvelable également.

Le scénario *Watt* est le scénario dans lequel les volumes d'énergie renouvelable non consommés en Europe de l'Ouest sont les plus importants de tous les scénarios : de l'ordre de 50 TWh sur le périmètre étudié. Cela s'explique par le croisement des hypothèses de consommation (consommation intermédiaire 2) et d'énergie renouvelable (la trajectoire la plus haute en France et à l'étranger).

Figure 9.35 Monotone de déversement en France – scénario Watt, horizon 2035



En France, malgré la forte proportion d'énergie renouvelable (70%), le volume de déversement n'est pas si élevé dans l'absolu (environ 3 TWh) et moindre que dans le scénario *Ampère*.

Ce volume de déversement et les durées durant lesquelles il apparaît (environ 400h cumulées dans l'année) sont notamment plus faibles que dans d'autres pays Européen tels que l'Espagne, la Grande-Bretagne ou encore l'Allemagne.

Les exercices de modélisation européen tels que le TYNDP (*Ten Year Network Development Plan*) confirment cette tendance dans les coupes 2030 et 2040 des scénarios dotés de forts volumes d'EnR.

Ce volume de déversement modéré en France, s'explique par la présence de nombreux moyens flexibles (hydraulique, centrales au gaz) et un socle nucléaire très faible pour lequel la question de la modulation est moins prégnante que dans le scénario *Ampère*.

Compte tenu de ces premiers éléments, des opportunités de développement de la filière *power-to-gas*

sembleraient effectivement pouvoir apparaître dans le scénario *Watt*, mais *a priori* plutôt à l'étranger afin d'exploiter des volumes de déversement plus importants.

Cette analyse est toutefois partielle et les durées de fonctionnement de quelques centaines d'heures par an risquent d'être insuffisantes pour amortir des installations de *power-to-gas* sur les seuls services rendus au système électrique. Des travaux sont en cours pour préciser les conditions technico-économiques d'émergence de la filière *power-to-gas*.

Par ailleurs, dans l'hypothèse où les conditions d'acceptabilité permettraient d'augmenter sensiblement le volume d'énergies renouvelables intermittentes en France par rapport au cas de base (comme le suggèrent des résultats de bouclages économiques), l'opportunité du *power-to-gas* pourrait être renforcée. Dans une telle situation, la place que peuvent prendre d'autres formes de stockage telles que des batteries et leur effet sur le volume de déversement devront également être analysés.

⋮ Bilans

Parc installé

Scénario Watt (GW)	2016	2025	2030	2035
Nucléaire	63,1	43,1	19,1	7,6
Thermique	20,4	20,3	30,2	34,4
Cycles combinés au gaz	6,3	7,8	8,4	13,1
Charbon	2,9	-	-	-
Fioul lourd	3,7	-	-	-
Turbines à combustion	2,1	4,6	12,8	12,6
<i>fioul</i>	1,4	1,0	1,0	1,0
<i>gaz</i>	0,6	3,5	11,8	11,6
Cogénérations	4,8	7,2	8,4	8,0
<i>fioul</i>	0,5	0,5	0,5	-
<i>gaz</i>	4,4	6,8	8,0	8,0
Autres moyens thermiques décentralisés	0,7	0,7	0,7	0,7
Énergies renouvelables	45,8	87,6	118,2	150,5
Hydraulique	25,5	25,5	26,5	27,5
<i>dont STEP</i>	4,2	4,2	5,2	6,2
Éolien	11,7	35,3	51,3	67,3
<i>dont éolien terrestre</i>	11,7	30,3	41,3	52,3
<i>dont éolien en mer</i>	-	5,0	10,0	15,0
Photovoltaïque	6,7	23,7	36,0	48,5
Bioénergies	1,9	2,9	3,5	4,1
Énergies marines	-	0,1	0,8	3,0
Effacements	2,5	6,0	6,0	6,0
Offre totale	131,9	157,0	173,5	198,5

Bilan électrique

Scénario Watt (TWh)	2016	2025	2030	2035
Consommation France ⁹	481,0	438,6	423,2	410,3
Solde exportateur	42,2	68,9	9,7	18,1
Pompage	6,7	4,3	6,0	10,2
Énergie déversée	-	0,3	0,5	3,3
Demande totale	529,9	512,1	439,5	441,9
Nucléaire	384,0	279,6	126,9	48,2
Thermique	44,5	47,3	64,5	78,8
Cycles combinés au gaz	22,1	29,5	41,8	57,3
Charbon	7,1	-	-	-
Fioul	0,3	-	-	-
Turbines à combustion	0,6	0,9	3,2	2,9
<i>fioul</i>	0,1	0,0	0,0	0,0
<i>gaz</i>	0,5	0,8	3,1	2,9
Cogénérations	13,3	15,8	18,4	17,5
<i>fioul</i>	0,9	0,9	0,9	-
<i>gaz</i>	12,4	14,9	17,5	17,5
Autres moyens thermiques décentralisés	1,2	1,1	1,1	1,1
Énergies renouvelables	101,4	185,0	248,0	314,8
Hydraulique	63,5	60,6	65,0	68,4
<i>dont STEP</i>	5,9	3,4	4,8	8,1
Éolien	20,9	82,9	122,2	161,7
<i>dont éolien terrestre</i>	20,9	66,5	90,5	114,6
<i>dont éolien en mer</i>	-	16,5	31,7	47,0
Photovoltaïque	8,3	28,4	43,1	58,1
Bioénergies	8,7	12,9	15,4	18,0
Énergies marines	-	0,3	2,3	8,7
Offre totale	529,9	512,1	439,5	441,9

9. Consommation moyenne pouvant être différente de la consommation à températures de référence

10. LE DÉVELOPPEMENT DE L'AUTOCONSOMMATION : APPRÉHENDER LA TRANSFORMATION DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE SOUS L'EFFET DE LA DÉCENTRALISATION DES DÉCISIONS D'INVESTISSEMENT

Pour la première fois, le Bilan prévisionnel comprend une modélisation du développement diffus du photovoltaïque et des batteries, sous l'effet des décisions des particuliers. L'objectif est de rendre compte d'une nouvelle dynamique dans la prise de décisions pour les investissements dans le secteur énergétique laissant place à des circuits courts, définis localement entre la production et l'approvisionnement en électricité.

La diminution du coût des panneaux photovoltaïques conduit naturellement l'autoconsommation à s'imposer comme une solution rentable pour le consommateur. Les analyses de RTE montrent que dans tous les scénarios, il existe un espace économique pour un développement significatif de l'autoconsommation individuelle. Environ 3,8 millions de foyers peuvent ainsi trouver un intérêt économique à s'équiper en panneaux photovoltaïques afin d'autoconsommer une partie de leur production. Le nombre de panneaux dans lequel chaque foyer investit dépend cependant de leur profil de consommation, de leur situation géographique, ainsi que des signaux tarifaires.

Les solutions de stockage diffus, sous forme de batteries domestiques, sont susceptibles d'accompagner le développement de

l'autoconsommation à partir de l'horizon 2030, permettant aux foyers concernés de maximiser leur autoconsommation.

À la maille nationale, le volume total à l'horizon 2035 s'élève à environ 10 GW de panneaux photovoltaïques et quelques gigawattheures de batteries domestiques dans les quatre scénarios considérés. Par ailleurs, cette dynamique peut être accentuée par la mise en œuvre d'opérations d'autoproduction à l'échelle de quartiers ou de zones industrielles.

L'analyse permet également de rendre compte des effets de transferts financiers occasionnés par le développement de l'autoconsommation individuelle.

Enfin, l'étude de nombreuses variantes conforte le diagnostic général sur le développement de l'autoconsommation et permet de tester la sensibilité des résultats à différents paramètres d'ordre économique, réglementaire et social. En particulier, en cas d'engouement sociétal pour l'autoconsommation, les capacités associées peuvent être doublées et atteindre plus de 18 GW de panneaux photovoltaïques et 10 GWh de batteries en 2035. Dans une moindre mesure, les modalités du cadre de régulation peuvent également affecter l'essor du modèle de l'autoconsommation.

10.1 Des transformations du système électrique qui peuvent découler d'une montée en puissance des décisions à l'échelle individuelle ou d'une collectivité

10.1.1 L'objet d'étude : l'évolution des comportements de production et de consommation des particuliers

L'autoconsommation/autoproduction a été identifiée comme l'un des facteurs pouvant entraîner une mutation profonde du système électrique

Au cours des dernières années, la baisse rapide des coûts des panneaux photovoltaïques, conjuguée à une hausse des tarifs de vente de l'électricité, a conduit à un intérêt croissant pour l'autoconsommation photovoltaïque. Les motivations pour l'installation de solutions d'autoconsommation sont d'ordre économique (éviter de consommer une électricité dont les coûts sont croissants), mais également éthiques et sociales (appétence pour les « circuits courts » et la maîtrise de l'origine de l'électricité consommée).

Dès 2013, des premières réflexions sur l'autoconsommation et l'autoproduction de l'électricité renouvelable, engagées dans le cadre d'un groupe de travail national piloté par la DGEC, ont permis de dresser un premier panorama qualitatif des enjeux associés à l'économie de l'autoconsommation photovoltaïque. Certaines recommandations formulées dans le rapport du groupe de travail¹ ont souligné la nécessité d'un approfondissement des analyses sur le développement de l'autoconsommation, et notamment de son impact sur les coûts du système électrique et les effets de transferts de charges. Le rapport appelait à définir les seuils à partir desquels les impacts deviennent structurants et imposent une refonte de l'architecture des taxes et des contributions.

À la suite de ces premiers travaux, plusieurs études ont contribué à quantifier les impacts du développement de l'autoconsommation. Une analyse² publiée en novembre 2014 projetait ainsi une atteinte de la compétitivité de l'autoconsommation photovoltaïque dans le secteur résidentiel à partir de 2025 et mettait en garde contre les transferts financiers entre consommateurs potentiellement engendrés par l'autoconsommation résidentielle.

Plus récemment, une étude prospective pilotée conjointement par ENERPLAN, l'ADEME, le GMPV-FFB et le *think tank* France Territoire Solaire³ a précisé les horizons d'émergence de l'autoconsommation. D'après cette étude, l'autoproduction peut d'ores et déjà être rentable pour des projets sur grandes toitures présentant des taux d'autoconsommation élevés, tandis que la compétitivité est atteinte en 2018-2019 pour les toitures moyennes, et à partir de 2025 pour les toitures résidentielles. Par ailleurs, l'étude propose différentes trajectoires de développement de l'autoconsommation photovoltaïque, avec des capacités cibles comprises entre 1 GW et 6 GW à l'horizon 2023.

Un cadre spécifique pour le développement de l'autoconsommation est en cours de consolidation

Les attentes croissantes des consommateurs et des professionnels du secteur ont favorisé la mise en place d'un cadre législatif spécifique à l'autoconsommation.

Au cours des derniers mois, plusieurs textes législatifs et réglementaires sont ainsi venus préciser

1. Rapport sur l'autoconsommation et l'autoproduction de l'électricité renouvelable, DGEC, décembre 2014

2. L'autoconsommation photovoltaïque- Principes économiques, revue des développements actuels et perspectives, E-Cube Strategy Consultants, novembre 2014

3. Compétitivité et emplois de la filière solaire française d'ici à 2023, ENERPLAN, ADEME, GMPV-FFB, France Territoire Solidaire, avril 2017

les contours du cadre légal de l'autoconsommation individuelle et collective⁴, ainsi que des mécanismes de soutien afférents⁵. Au-delà des incitations implicites pouvant exister du fait de la structure actuelle des tarifs, les petites installations d'autoconsommation photovoltaïque disposent ainsi d'un mécanisme de soutien explicite, qui se caractérise par l'existence d'une prime à l'investissement et un tarif d'achat des surplus de production fixé à un niveau élevé (100 €/MWh), très supérieur au niveau actuel des prix spot de l'électricité.

Par ailleurs, la CRE mène actuellement une large consultation dans le but de construire des tarifs d'utilisation des réseaux (TURPE) spécifiques aux autoconsommateurs. Ce travail porte de manière plus large sur les enjeux de l'autoproduction pour le système énergétique.

Enfin, l'État a intégré le développement de l'autoproduction parmi les sujets traités pour l'actualisation de la Programmation pluriannuelle de l'énergie.

Le besoin d'une analyse globale sur les effets pour le système électrique, intégrée aux scénarios

L'émergence de l'autoconsommation photovoltaïque est une réalité dans le système électrique français. Chacun s'accorde à dire que ce mode de consommation est voué à croître du fait de la baisse continue des coûts des équipements d'autoconsommation (panneaux photovoltaïques et batteries) ainsi que de la progressive décentralisation et de la modernisation du système électrique.

À ce titre, l'analyse du développement de l'autoconsommation et de ses impacts pour le système électrique fait partie intégrante des scénarios du Bilan prévisionnel.

De manière à bien identifier l'effet spécifique lié au développement de l'autoconsommation, les

résultats sur les scénarios présentés aux chapitres 6 à 9 sont restitués dans ce chapitre spécifique. Selon cette même philosophie, les trajectoires d'énergies renouvelables présentées dans le reste du document n'ont pas été corrigées en fonction des résultats des études sur l'autoconsommation, mais les scénarios « complets » pourront être présentés au titre des compléments identifiés (voir chapitre 11).

Ces analyses présentées permettront de compléter et d'affiner les résultats des études existantes et d'apporter des éléments d'éclairage dans le débat public actuel sur la place de l'autoconsommation dans le système électrique de demain.

10.1.2 Le principe : une modélisation de l'autoconsommation/autoproduction dans le secteur résidentiel basée sur l'intérêt des consommateurs

Une modélisation spécifique des décisions d'investissement dans l'autoconsommation individuelle

Les travaux menés dans le cadre de la construction des scénarios de long terme incluent une représentation « économique » de la pénétration de l'autoconsommation. Celle-ci s'appuie sur la modélisation des décisions d'investissement dans des installations de production photovoltaïque et éventuellement de stockage par batterie, prises par des particuliers dans le secteur résidentiel.

L'évaluation est menée sur la base de l'intérêt économique du consommateur, compte tenu des signaux économiques auxquels il est exposé. Ces signaux dépendent notamment du cadre de régulation, et sont en partie distincts de ceux qui orientent les décisions d'acteurs de marché « centralisés » (sensibles aux signaux de prix de marché, non assujettis à certaines taxes, etc.).

4. - Ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité

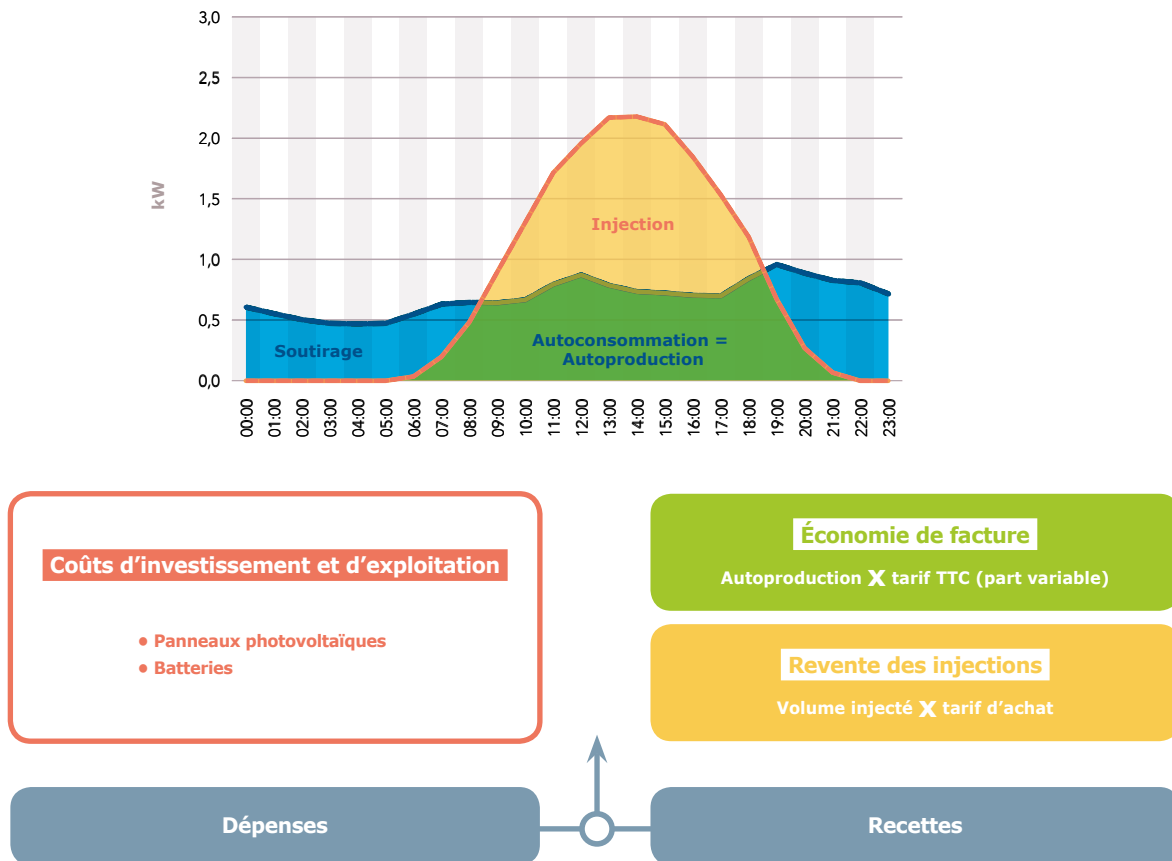
- Loi n° 2017-227 du 24 février 2017 ratifiant les ordonnances n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité [...]

- Décret n° 2017-676 du 28 avril 2017 relatif à l'autoconsommation d'électricité et modifiant les articles D. 314-15 et D. 314-23 à D. 314-25 du Code de l'énergie

5. - Arrêté du 9 mai 2017 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du Code de l'énergie et situées en métropole continentale

- Appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'Installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation, CRE

Figure 10.1 Intérêt économique vu du consommateur/producteur



Pour le consommateur, le gain associé à l'autoconsommation résulte de l'addition de deux termes :

- ▶ un coût évité de l'énergie toutes taxes comprises et intégrant les coûts de réseau pour la partie de l'énergie qui est autoconsommée ;
- ▶ une revente du surplus de production, *a priori* à un niveau reflétant la valeur de ce surplus sur le marché de l'électricité.

L'économie de l'autoconsommation résulte de la comparaison de ces termes avec le coût toutes taxes comprises de l'installation des panneaux photovoltaïques et des éventuelles batteries.

L'analyse de la valeur pour le consommateur prend en compte les leviers dont il dispose pour

adapter sa consommation au profil de production photovoltaïque. En effet, l'énergie autoconsommée étant mieux « rémunérée » que l'énergie injectée⁶, le consommateur est incité à maximiser le taux d'énergie autoconsommée pour optimiser sa facture. Les leviers suivants sont à sa disposition :

- ▶ un déplacement de certaines consommations domestiques (en premier lieu la production d'eau chaude sanitaire) lors des périodes de production des panneaux solaires ;
- ▶ une optimisation du dimensionnement des modules photovoltaïques ;
- ▶ l'installation d'une capacité de stockage individuel par batterie.

6. Le tarif de vente TTC (intégrant prix de l'énergie, TURPE et taxes) est nettement supérieur au prix d'achat qui reflète la valeur de marché pour le profil des surplus.

L'ARBITRAGE ÉCONOMIQUE SUR QUELQUES EXEMPLES SIMPLIFIÉS

Le coût annualisé d'une opération d'autoconsommation individuelle basée sur l'installation de panneaux photovoltaïques sur toiture est aujourd'hui de l'ordre de 190 €/kWc/an.

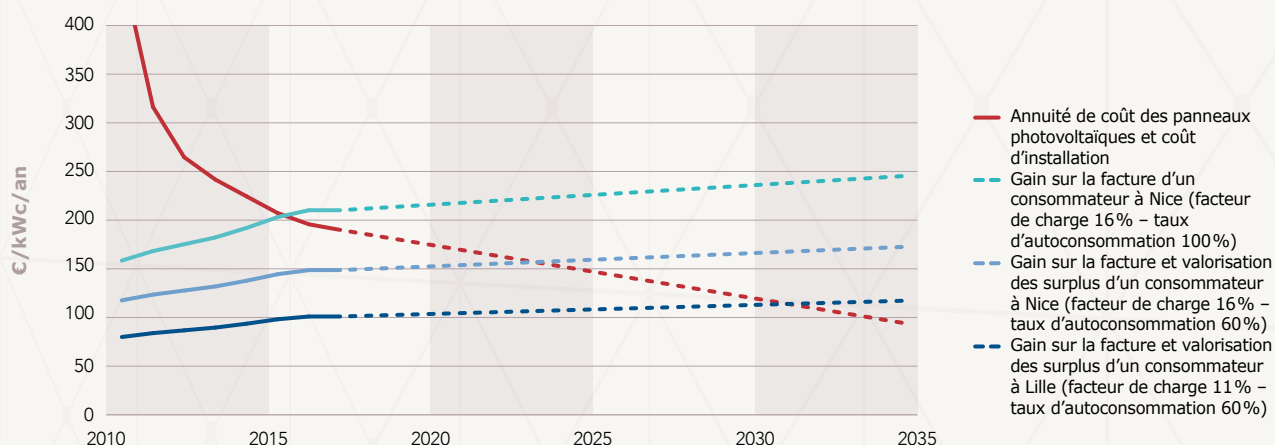
Avec une installation de 1 kWc⁷, un consommateur situé dans le sud de la France peut produire près de 1400 kWh/an. Sachant que la part variable du tarif TTC de vente est aujourd'hui d'environ 15 c€/kWh, l'autoconsommation de la totalité de cette production photovoltaïque représente une économie de 210 €/an. Dans une telle configuration, l'installation de panneaux photovoltaïques à des fins d'autoconsommation présente dès aujourd'hui un intérêt économique pour le consommateur.

En revanche, si la part autoconsommée est plus réduite (par exemple 60%), l'économie sur la facture représente moins de 130 €/an. En supposant que les 40% restants réinjectés sur le réseau sont vendus au

niveau du prix spot (environ 40 €/MWh), le gain supplémentaire se monte à 22 €/an. Les recettes totales, qui représentent 152 €/an, ne permettent alors pas de rentabiliser l'installation des modules dans les conditions de coûts actuelles. La décroissance des coûts des panneaux photovoltaïques conduira toutefois à modifier le bilan économique à moyen terme, et à rendre l'autoconsommation intéressante pour ce type de consommateur (à l'horizon 2023).

L'analyse de l'intérêt économique peut être déclinée selon les zones géographiques. Pour des foyers situés dans des zones moins ensoleillées, par exemple dans le nord de la France, l'opération d'autoconsommation individuelle ne présente pas la même rentabilité. La production photovoltaïque accessible dans ces zones est moindre (environ 950 kWh/an par kWc installé), ce qui réduit les gains associés. Pour de tels foyers, l'horizon de rentabilité est reporté à 2030 (sur la base de la projection de coûts utilisée).

Figure 10.2 Évolution des coûts du photovoltaïque résidentiel et des recettes pour quelques exemples d'autoconsommateurs



7. La puissance d'un dispositif de production photovoltaïque s'exprime en Watt-crête (Wc) ou kilowatt-crête (kWc). Il s'agit de la puissance électrique maximale pouvant être délivrée par des panneaux photovoltaïques dans des conditions standards, en particulier à une température de 25°C et sous une irradiance (i.e. éclairement énergétique) de 1000 W/m². En France, la production annuelle d'une installation photovoltaïque d'un kilowatt-crête varie généralement entre 900 et 1400 kWh/an selon la localisation géographique.

L'approche retenue, partant de l'intérêt individuel des consommateurs, permet de rendre compte du caractère incitatif du cadre de régulation. De manière à mener une analyse sur la période 2025-2035, les dispositifs de soutien conjoncturels (primes à l'investissement, etc.) ne sont pas pris en compte.

L'investissement dans des dispositifs de stockage diffus, à savoir des batteries, peut accompagner le développement de l'autoconsommation photovoltaïque. En effet, ces dispositifs permettent aux consommateurs-producteurs de stocker les surplus de production pour les consommer plus tard, et ainsi maximiser l'énergie qu'ils autoconsument et qui ne leur est donc plus facturée au tarif de vente TTC. La décision d'investir ou non dans un moyen de stockage résulte donc *a priori* d'un arbitrage économique entre le coût d'installation d'une batterie et l'économie supplémentaire réalisée par le consommateur sur sa facture. L'installation d'une batterie peut par ailleurs permettre au consommateur d'installer une quantité plus importante de modules photovoltaïques tout en limitant les surplus de production injectés sur le réseau.

Une approche « bottom-up » intégrant un passage à l'échelle

L'étude de RTE permet de chiffrer et de projeter l'intérêt économique pour les différents types de consommateurs, notamment selon leur localisation géographique et selon leurs usages (chauffage électrique, eau chaude sanitaire, etc.).

Sur la base de cette analyse « consommateur par consommateur », un « passage à l'échelle » est ensuite effectué pour évaluer les conséquences collectives d'une agrégation de choix individuels (approche « bottom-up »). Cette approche tient compte des effets agrégés des choix individuels sur les signaux économiques renvoyés à chaque consommateur, à travers les effets sur les prix de

marché (qui conditionnent les prix de vente de détail et les prix d'achat des surplus de production). Ceci signifie que les prix de marchés considérés pour établir la part fourniture des tarifs de vente TTC et les prix d'achat des surplus correspondent aux coûts marginaux issus de la simulation du système électrique européen.

Une modélisation à venir de l'autoconsommation collective

L'évaluation du potentiel de développement de l'autoproduction/autoconsommation est ainsi basée sur la simulation des décisions individuelles d'investissement dans des installations de production photovoltaïque et de stockage. L'étude porte à ce stade sur les consommateurs résidentiels⁸ propriétaires de maisons individuelles et disposant de toitures suffisamment bien exposées.

Les travaux du Bilan prévisionnel n'intègrent pas encore de modélisation spécifique de l'autoconsommation collective. Celle-ci est en effet susceptible de concerner des configurations diverses et hétérogènes, dégageant un enjeu spécifique en matière de modélisation. L'autoconsommation collective demeure néanmoins un sujet d'étude prioritaire, celle-ci pouvant permettre à des gisements supplémentaires de se développer (habitat collectif, zones mixtes, etc.) et à des communautés d'autoconsommateurs d'augmenter la quantité d'énergie autoconsommée. L'autoconsommation collective pourrait éventuellement induire des économies de réseau supplémentaires dans le cas où elle permettrait d'aller au-delà du foisonnement naturel de la consommation à la pointe de soutirage locale.

Dans la phase d'approfondissement des résultats du Bilan prévisionnel, RTE est disposé à mener ce type de modélisation en concertation avec toutes les parties prenantes, et en partenariat avec les acteurs souhaitant analyser des situations spécifiques.

⁸. Les différents consommateurs sont représentés comme se différenciant par l'ensoleillement dont ils bénéficient (plusieurs zones d'ensoleillement sont considérées)

HYPOTHÈSES DU CAS DE RÉFÉRENCE POUR L'ÉVALUATION DU DÉVELOPPEMENT DE L'AUTOCONSOMMATION INDIVIDUELLE

Les hypothèses sur le coût des panneaux solaires et des batteries sont issues de la consultation publique organisée au printemps 2017. Le cas de référence table ainsi sur une division par deux des coûts des panneaux photovoltaïques sur petites toitures à horizon 2035, et une division par trois des coûts des batteries domestiques au même horizon.

Ces perspectives de diminution des coûts omettent souvent de mentionner un autre déterminant important dans l'équation économique : le coût d'installation des batteries. Dans l'hypothèse de référence, ce coût n'est pas supposé évoluer significativement (1 000 € TTC par installation).

Dans le cas de référence, la décision du particulier est uniquement mue par un souci financier, à savoir minimiser le coût total de son approvisionnement électrique.

Les hypothèses de référence sont basées sur le cadre de régulation actuel, à l'exception de certaines caractéristiques (tarif d'achat des surplus, structure saisonnalisée du tarif) :

- ▶ les autoconsommateurs bénéficient du même tarif de vente que les autres consommateurs. Bien que la valeur de marché des profils de soutirage net soit significativement plus élevée que le profil de consommation moyen, il est considéré que l'autoconsommateur peut bénéficier du même tarif régulé de vente ;

- ▶ l'essentiel des taxes (TCFE, TICFE, TVA) et le financement des réseaux porte sur l'énergie consommée (par kWh). Ainsi, pour un consommateur résidentiel, 80 % de la facture repose sur cette part variable, ce qui est bien plus que la part des coûts du système dépendant des seuls volumes énergétiques. Ce cas de figure est donc favorable au développement de l'autoconsommation ;

- ▶ le tarif de vente de l'électricité est supposé saisonnalisé, c'est-à-dire différencié entre les périodes hivernales et estivales. Les consommateurs résidentiels sont ainsi supposés bénéficier de tarifs à quatre index (heures creuses d'été, heures pleines d'été, heures creuses d'hiver, heures pleines d'hiver) s'ils sont équipés de ballons d'eau chaude sanitaire électriques, ou à deux index (base été et base hiver) dans le cas contraire. Ceci constitue une évolution par rapport à la structure actuelle des tarifs de vente de l'électricité, compatible avec le déploiement des compteurs communicants ;

- ▶ l'hypothèse de référence considérée dans l'étude pour l'achat des surplus correspond à une évolution du prix d'achat calée sur la valorisation des surplus de production aux prix de marché de l'électricité⁹, issus de la simulation du système électrique européen.

⁹. Aujourd'hui, le tarif d'achat des surplus de production pour les petites installations est fixé à 100 €/MWh dans le cadre du mécanisme de soutien à l'autoconsommation photovoltaïque. Il est cependant probable que ce tarif d'achat des surplus évolue au fur et à mesure du développement de l'autoconsommation. Dans nos hypothèses, celui-ci est donc supposé refléter la valorisation d'une production photovoltaïque aux prix de marché de l'électricité.

10.1.3 Une évaluation de la sensibilité des résultats aux hypothèses économiques, réglementaires et sociales

Le potentiel de développement de l'autoconsommation, à moyen et long terme, dépend de nombreux paramètres. Ceux-ci sont de nature économique (coût des installations), réglementaire (régimes tarifaires et fiscaux), ainsi que sociétaux (appétence pour ce type de production). L'analyse du développement de l'autoconsommation a fait l'objet de nombreuses variantes, qui ne sont néanmoins pas toutes détaillées dans la suite de ce document par souci de concision.

Les variantes portant sur le cadre de régulation

Le cadre de régulation de l'autoconsommation n'est pas figé. Ainsi, les réflexions menées par l'État dans le cadre de la préparation de la PPE comme de la Commission de régulation de l'énergie pour la construction d'un tarif spécifique pourraient conduire à modifier certains équilibres.

L'étude sur l'autoconsommation présentée dans le Bilan prévisionnel a ainsi retenu l'intérêt de tester au moins quatre variantes spécifiques sur le cadre de régulation, dont certaines font actuellement l'objet de discussion.

Une première variante porte sur le caractère non saisonnalisé du tarif de vente de l'électricité. Le tarif de vente est alors supposé identique entre les mois d'été et d'hiver (ce qui correspond à la structure actuelle des tarifs bleus). Cette structure bénéficie ainsi aux autoconsommateurs, l'économie sur leur facture en été (période pendant laquelle la production photovoltaïque est la plus importante) étant alors plus conséquente.

La seconde variante porte sur le niveau et la structure du tarif de vente TTC de l'électricité. Elle étudie l'effet d'évolutions du cadre de régulation dans lesquelles une partie des taxes et du financement des réseaux ne portent pas sur l'énergie consommée, mais serait reportée sur la part fixe (abonnement) ou la part puissance. Ce cas de figure est *a priori* moins favorable au développement de l'autoconsommation.

Une troisième variante porte sur le tarif d'achat des surplus de production. Elle consiste à considérer que le prix d'achat des surplus de production est dynamique, et même précisément égal au prix spot de l'électricité, afin de renvoyer des incitations supplémentaires au consommateur.

Enfin, une dernière variante consiste à évaluer le développement de l'autoconsommation dans le cas où les autoconsommateurs seraient facturés à un tarif de vente spécifique, tenant compte du coût d'approvisionnement correspondant à leur profil de soutirage ainsi que des économies sur les pertes qu'ils pourraient statistiquement permettre.

Les variantes portant sur l'économie

Le coût des panneaux photovoltaïques et des batteries susceptibles d'être installées pour maximiser le taux d'autoconsommation est un déterminant essentiel de l'intérêt financier d'une opération d'autoconsommation. Comme indiqué dans l'encadré, le coût des batteries (hors installation) est supposé être divisé par trois d'ici à 2035, mais avec un coût d'installation restant élevé. Le coût de déplacement d'un professionnel n'a en effet aucune raison de diminuer en même temps que le coût des batteries.

Le coût d'installation imputé à l'opération d'autoconsommation peut en revanche être réduit si la batterie sert à d'autres usages. Notamment, la mobilisation du potentiel diffus de batteries pour rendre des services au système électrique (contribution à la sécurité d'approvisionnement, arbitrages sur les marchés d'énergie, ajustement, etc.) est aujourd'hui envisagée par plusieurs acteurs. Par exemple, l'étude sur les réseaux électriques intelligents rendue publique par RTE en juillet 2017 a montré que ces services constituent une source significative de revenus pour les batteries.

Ces éléments de contexte ont conduit à construire une variante basée sur une réduction du coût du stockage utilisé pour l'opération d'autoconsommation.

Les variantes portant sur l'engouement social pour l'autoconsommation

Le cas de base étudié pour chaque scénario, repose sur un développement économique de l'autoconsommation. Pour un consommateur, le choix

d'investir dans une installation d'autoproduction individuelle vise alors uniquement à minimiser le coût total de son approvisionnement électrique, et n'intègre aucune autre considération. Cela conduit à un coût total pour le consommateur (annuités d'investissement dans ses installations d'autoproduction et facture TTC de soutirage du complément sur le réseau) significativement inférieur à sa facture de référence (sans autoconsommation).

L'hypothèse d'un choix purement économique ne dépeint pas l'ensemble des motivations qui peuvent conduire un particulier à décider d'installer un panneau photovoltaïque pour produire une partie de son électricité. Le développement de cette pratique repose sur des ressorts plus complexes qu'un simple raisonnement financier : ainsi, certains particuliers choisiront d'installer des panneaux photovoltaïques et de s'équiper en batteries

alors que cela ne correspond pas à la solution la plus intéressante pour eux sur le plan économique, tandis que d'autres ne le feront pas alors qu'ils y trouveraient un intérêt financier.

La variante testée vise à restituer l'existence de motivations autres que financières, comme la sensibilité aux enjeux environnementaux ou le souhait d'une forme d'autonomie énergétique, susceptible de conduire à un engouement pour l'autoconsommation. Elle est assise sur le principe que les particuliers choisissent de développer leur installation photovoltaïque pour maximiser leur taux d'autoproduction : la fonction objectif porte alors sur la maximisation de l'autonomie sous contrainte que le coût total (annuités d'investissement dans ses installations d'autoproduction et facture TTC de soutirage du complément sur le réseau) ne dépasse pas la facture de référence (sans autoconsommation).

10.2 Dans tous les scénarios, un développement de l'autoconsommation significatif dès 2025 et massif à l'horizon 2035

Sous l'effet de la baisse des coûts des panneaux photovoltaïques, le développement de l'autoconsommation devrait être significatif à l'horizon 2025-2035.

10.2.1 Dans tous les scénarios, un espace économique pour plusieurs millions de foyers équipés en panneaux photovoltaïques existe

Les niveaux de développement atteints à l'horizon 2035 dépendent du scénario mais portent **dans tous les cas de figure sur plusieurs millions de foyers soit l'équivalent de plusieurs gigawatts.**

Sous l'hypothèse d'une baisse de 50% des coûts d'installation des panneaux photovoltaïques sur petites toitures d'ici à 2035, l'autoconsommation photovoltaïque devient économiquement intéressante pour l'ensemble des ménages supposés pouvoir s'équiper de panneaux photovoltaïques (propriétaires de maisons individuelles et disposant de toitures suffisamment bien exposées). Ainsi, environ 3,8 millions de foyers peuvent s'équiper, contre environ 15 000 aujourd'hui.

Les capacités photovoltaïques résultant du développement de l'autoconsommation atteindraient en 2035 de l'ordre de 10 GW, dans les quatre scénarios testés (*Ampère, Hertz, Volt, Watt*).

10.2.2 Selon les variantes, les consommateurs peuvent ne pas utiliser l'ensemble du potentiel de leur toiture

En revanche, le *dimensionnement* des installations d'autoconsommation varie sensiblement selon les consommateurs et les scénarios.

En effet, le nombre de modules photovoltaïques que chaque consommateur décide d'installer dépend de sa courbe de charge, mais également du tarif de vente de l'électricité dont il bénéficie et du prix auquel il pourra valoriser ses surplus de production. Or, ces signaux de prix dépendent du scénario considéré. Ainsi, dans un scénario où le prix de valorisation des surplus de production est faible, un consommateur aurait intérêt à s'équiper de peu de modules photovoltaïques afin d'autoconsommer l'essentiel de sa production et de limiter les surplus de production faiblement valorisés.

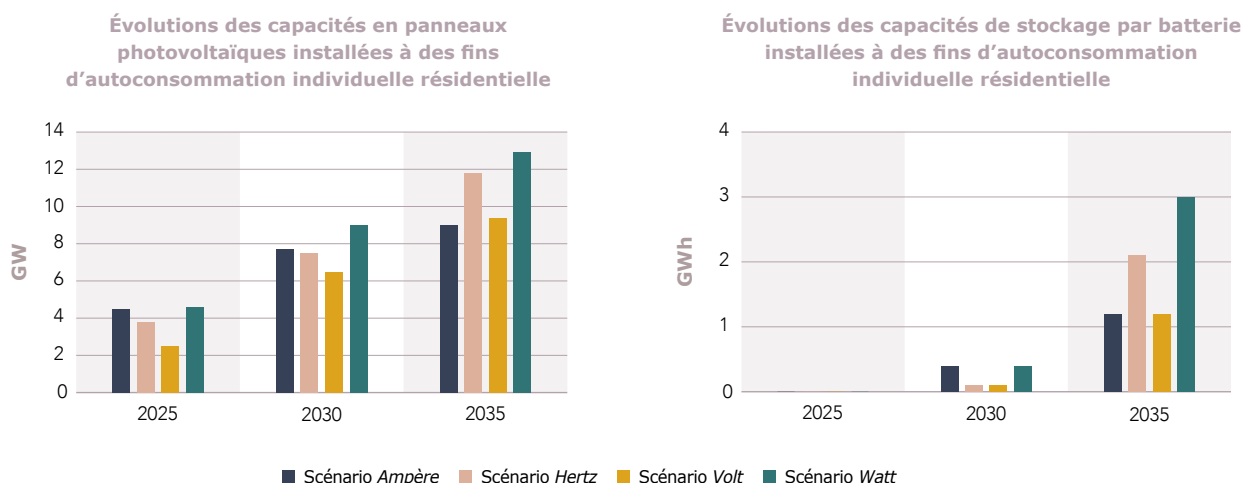
Un développement économique de l'autoconsommation individuelle peut ainsi conduire les consommateurs résidentiels à ne pas utiliser l'ensemble du potentiel de leur toiture pour l'installation de panneaux photovoltaïques.

Le développement d'une dizaine de gigawatts analysé dans les différents scénarios resterait inférieur au gisement maximal estimé à 19 GW¹⁰.

Par exemple, dans le scénario *Ampère*, ces capacités représenteraient environ 9 GW (sur un total de capacités installées photovoltaïques de 46 GW), pour une production annuelle de l'ordre de 10 TWh, dont près de 75% serait autoconsommée sur site.

10. Ce gisement technique correspond à une installation photovoltaïque maximum de 5 kWc sur chaque toiture des propriétaires de maisons individuelles bien exposées.

Figure 10.3 Évolution des capacités d’autoconsommation individuelle résidentielle – cas de base – 2025 et 2035



Les scénarios *Hertz* et *Watt* sont légèrement plus favorables au développement de l’autoconsommation et permettraient de faire émerger près de 12 à 13 GW de capacités photovoltaïques dans le cadre de l’autoconsommation résidentielle individuelle.

10.2.3 Le couplage entre autoproduction individuelle et stockage diffus est une possibilité qui dépend du coût des batteries

Le développement du stockage diffus peut accompagner celui de l’autoconsommation photovoltaïque en permettant de maximiser le taux d’énergie autoproduite/autoconsommée.

La décision d’investir ou non dans un moyen de stockage résulte *a priori* d’un arbitrage économique entre le coût d’installation d’une batterie et l’économie supplémentaire réalisée par le consommateur sur sa facture.

Avec les hypothèses de référence, le développement du stockage diffus dans le cadre des modèles

d’autoconsommation reste marginal à l’horizon 2030 et demeure limité au maximum à quelques gigawatts en 2035 malgré les perspectives de diminution des coûts des batteries. En effet, le développement diffus des batteries dépend non seulement du coût « catalogue » des batteries, mais également du coût d’installation individuel ainsi que des autres services que peuvent rendre les batteries. Dans le cas où ce coût d’installation demeure élevé et où ces batteries sont « réservées » à l’autoconsommation individuelle, le point de bascule n’est pas atteint et le stockage diffus demeure marginal.

Le stockage peut se développer plus fortement dans l’hypothèse d’une baisse plus prononcée du coût des batteries et/ou dans le cas où d’autres services apportés par les batteries au système sont valorisés. La variante étudiée (*cf.* 10.4.3) permet de saisir la sensibilité aux hypothèses sur le coût et le mode de valorisation du stockage, et de souligner l’intérêt d’une « mutualisation » des services rendus par les batteries – qui ne sont pas utilisées au maximum de leurs possibilités si elles sont exploitées pour un seul usage individuel.

10.3 Les effets redistributifs méritent d'être étudiés pour permettre un développement « accepté » de l'autoconsommation

10.3.1 Le développement de l'autoconsommation a un impact sur le financement des charges du système électrique et conduit à des transferts financiers entre catégories d'utilisateurs

L'autoconsommation occasionne des transferts financiers

Pour un consommateur individuel, l'économie d'une opération d'autoconsommation repose sur l'économie de la part variable de sa facture d'électricité. Celle-ci est pour un tiers constituée de taxes (TVA, TCFE, CSPE), et pour un autre tiers de la redevance d'accès au réseau (TURPE). Or l'économie de facture sur ces deux parts ne correspond pas à une économie de coûts pour la collectivité. En effet, un déficit dans la collecte des taxes sera compensé par les autres contributeurs.

L'effet le plus connu concerne le financement de la transition énergétique par la CSPE. Celle-ci n'est en effet pas acquittée sur les quantités d'énergie autoconsommées. Ceci peut soulever une question d'équité si les catégories sociales pouvant auto-produire leur consommation (propriétaires de maisons individuelles ayant accès aux financements de moyens de production photovoltaïque) correspondent aux plus aisés. Dans tous les cas, les effets associés doivent être connus pour correspondre à des choix publics assumés.

Le même type d'effet existe pour les redevances d'accès au réseau (transport et distribution). Celles-ci sont en effet aujourd'hui prélevées sur l'énergie soutirée, et ne sont donc pas acquittées sur les quantités autoconsommées. Or les coûts de réseau dépendent essentiellement des puissances maximales soutirées ou injectées et peu des énergies transitées, et le particulier se dotant d'une installation d'autoproduction

bénéficie toujours du service du réseau auquel il est raccordé : il n'y a donc à court terme aucune économie de réseau. À long terme, des économies pourraient exister en matière de dimensionnement si l'autoconsommation se traduit par une diminution des puissances maximales soutirées dans le cadre d'un accord avec le consommateur, mais ces gains semblent marginaux pour l'autoconsommation individuelle.

À ce stade de l'analyse, l'influence du développement de l'autoconsommation sur les pertes sur les réseaux a été prise en compte. En revanche, une première estimation opérée sur la puissance maximale de courbes de charge de soutirage net typique simulée d'autoconsommateurs (en intégrant l'éventuelle utilisation de batteries) conduit à douter que l'autoconsommation puisse engendrer un impact significatif sur le dimensionnement des réseaux. Un des objets des prolongements d'étude sera de représenter et de chiffrer de façon plus complète ces économies éventuelles, en prenant en compte de façon précise l'effet sur le dimensionnement des réseaux. Cet effet devra être évalué en fonction du service apporté par le réseau aux autoconsommateurs.

Une analyse à l'échelle de chaque consommateur individuel

Pour analyser les transferts financiers, la première étape consiste à étudier l'impact de l'installation d'équipements d'autoconsommation chez un consommateur particulier, sur les coûts et les revenus de l'ensemble des acteurs de la chaîne de valeur de l'électricité (en particulier fournisseurs, gestionnaires de réseaux, État et collectivités).

Une analyse pour le système dans son ensemble (« passage à l'échelle »)

L'étape suivante du raisonnement consiste à « passer à l'échelle » pour saisir le montant global

CHIFFRAGE DES TRANSFERTS FINANCIERS SUR L'EXEMPLE D'UN AUTOCONSOMMATEUR MOYEN DANS LE SCÉNARIO AMPÈRE À HORIZON 2035

Par exemple, les transferts financiers peuvent être illustrés pour un consommateur moyen habitant dans une zone d'ensoleillement moyen en France, équipé d'un ballon d'eau chaude sanitaire et qui consomme 4800 kWh/an. S'il s'équipe de 3,5 kW de panneaux photovoltaïques et d'une batterie de 2 kWh, il peut produire 4000 kWh par an, dont 70% sont autoconsommés et 30% sont injectés sur le réseau. Le bénéfice net de l'opération, c'est-à-dire les gains composés d'une part des économies sur la facture TTC (part autoconsommée) et d'autre part de la revente des surplus (part injectée), diminués de l'amortissement du panneau photovoltaïque et de la batterie, représente 160 €/an.

La baisse de facture de ce consommateur s'accompagne d'une baisse des recettes fiscales (TVA, TCFE, CSPE) pour l'État et les collectivités, en partie compensée par la TVA prélevée sur la vente des panneaux photovoltaïques. La perte nette pour les collecteurs de taxes est de 120 €/an. Elle doit être compensée par un rehaussement des taux associés à certaines taxes et sera *in fine* payée par l'ensemble des contribuables (selon le vecteur utilisé pour cette compensation, il pourra s'agir des consommateurs d'électricité ou non).

Dans le cadre de régulation considéré où le prix de vente de l'énergie à un autoconsommateur est

identique à celui des autres consommateurs, l'opération d'autoconsommation conduit *a priori* à un surcoût pour le fournisseur qui s'explique par deux effets principaux. D'une part, le fournisseur ne couvre plus une partie des coûts commerciaux qui sont aujourd'hui couverts par une composante proportionnelle l'énergie soutirée alors que ceux-ci sont essentiellement des coûts fixes pour le fournisseur. D'autre part, le profil de consommation de l'autoproduit est plus coûteux à approvisionner que le profil du consommateur résidentiel moyen : en effet, l'autoproduit soutirera statistiquement moins d'énergie l'été alors qu'il s'agit de la période où le fournisseur réalise ses marges les plus importantes auprès des consommateurs ayant un tarif base. Au global, l'opération d'autoconsommation conduit à une perte d'environ 70 €/an. Cette perte devra être compensée par les autres consommateurs.

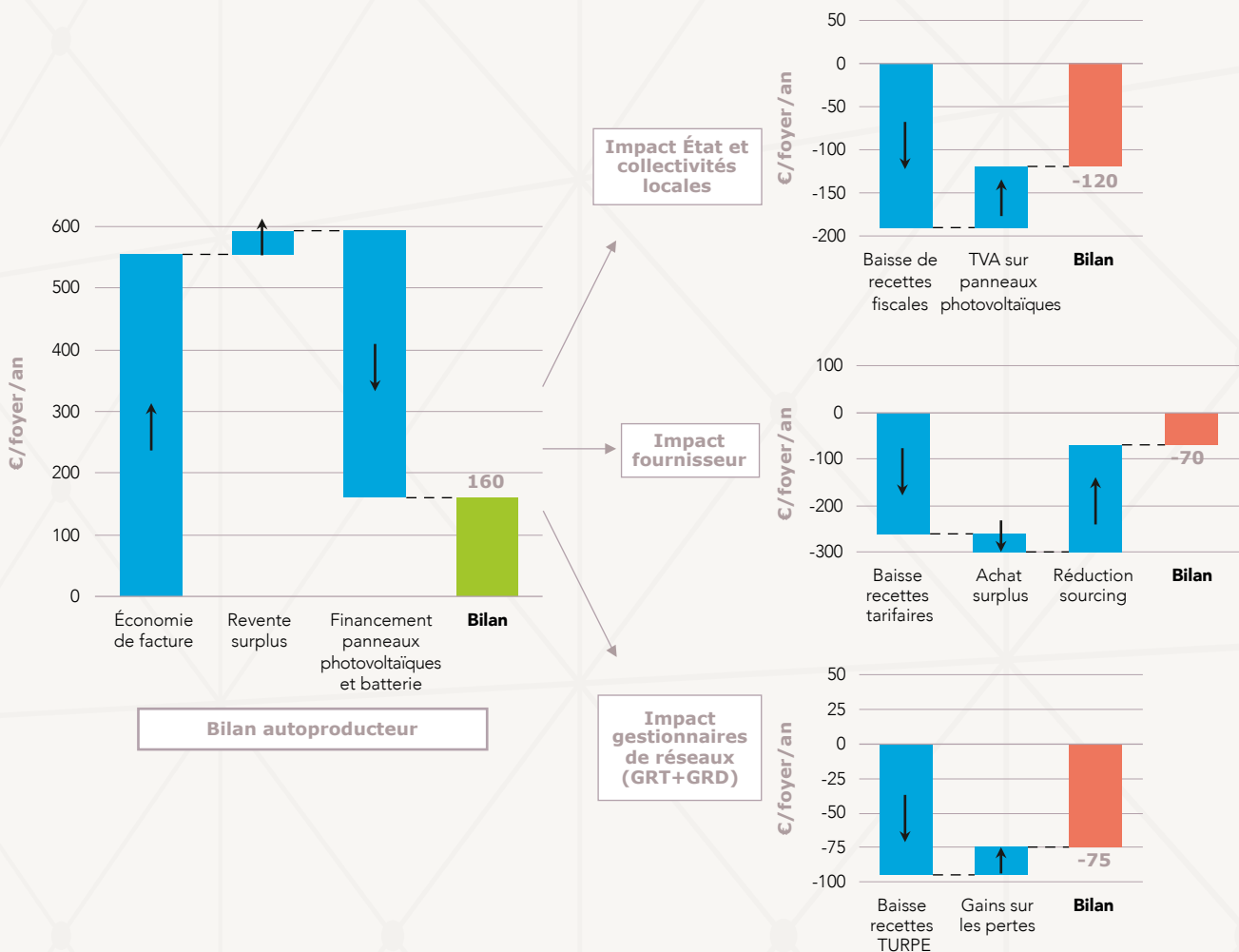
Le déficit de couverture du TURPE est de 95 €/an. Dans l'hypothèse où la production du client permet de baisser les pertes sur les réseaux¹¹, les coûts d'approvisionnement de ces pertes pourraient baisser d'environ 20 €/an. Au final, l'opération conduirait à un montant de 75 €/an qui seraient à couvrir par les autres utilisateurs du réseau.

des transferts de financement entre les différents utilisateurs du système électrique. Ce passage à l'échelle ne consiste pas à sommer les gains pour chaque consommateur, mais à considérer l'effet des décisions de l'un sur l'autre. Il constitue une

avancée méthodologique par rapport à de nombreuses études sur la place des nouvelles filières en général, et reprend la méthode d'analyse du rapport de juillet 2017 sur les réseaux électriques intelligents.

11. L'hypothèse majorante est faite que la réduction d'énergie transitée sur le réseau conduit à une réduction des pertes correspondant au taux de pertes moyen sur la consommation France (tous niveaux de tension confondus). Pour une évaluation plus précise, il faudrait calculer l'effet sur les flux sur l'ensemble du réseau.

Figure 10.4 Illustration des transferts financiers sur l'exemple d'un consommateur moyen dans le scénario *Ampère*



Toujours dans le scénario *Ampère*, les 3,8 millions de foyers concernés par l'installation de solutions d'autoconsommation réaliseraient une économie individuelle moyenne de l'ordre de 90 €/an. Ceci conduit en contrepartie à une augmentation de facture d'environ 17 €/an pour chacun des 30 millions de foyers ne devenant pas autoproduteurs.

Le surcoût résultant pour la collectivité s'élève à près de 150 M€/an : il traduit le surcoût associé

au développement de l'autoconsommation résidentielle par rapport à de la production « centralisée » (photovoltaïque au sol ou autre filière de production), diminué de l'économie sur les pertes.

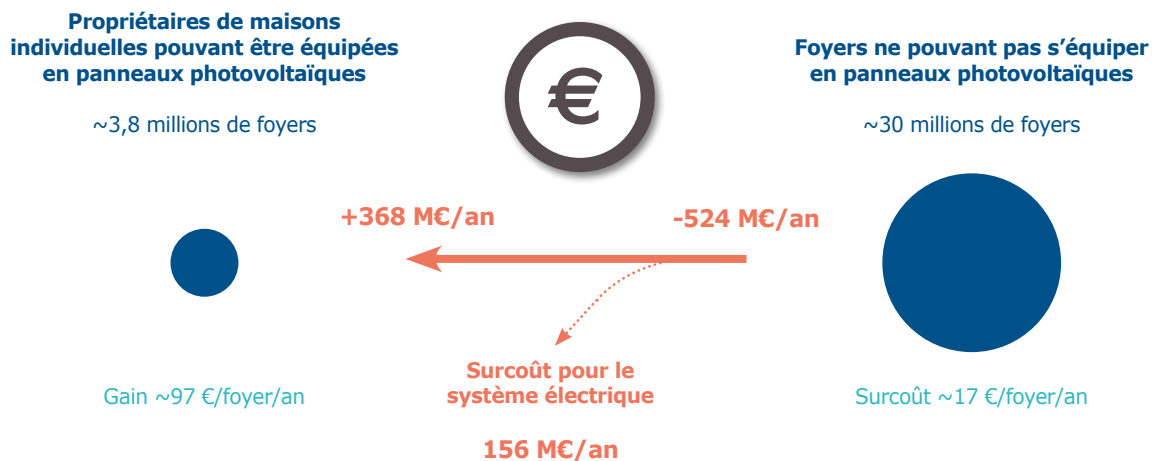
En effet, le développement de l'autoconsommation se fait au détriment du développement de filières de production centralisées, et limiterait la place économique des projets photovoltaïques au sol qui ont un

profil de production similaire. Or l'installation de panneaux solaires sur petites toitures est plus coûteuse que pour des projets de fermes photovoltaïques, du fait des économies d'échelle. Ces surcoûts d'installation étant généralement supérieurs aux économies sur les pertes, cela se traduit finalement par un surcoût pour la collectivité.

En revanche, dans le cas où le développement des énergies renouvelables, et notamment du photovoltaïque, reste déterminé par une trajectoire pilotée par des objectifs nationaux, deux types de

substitution sont possibles. Dans un premier cas, les capacités d'autoconsommation qui se développent naturellement peuvent être déduites des objectifs de développement du photovoltaïque, auquel cas l'autoconsommation remplace d'autres projets de production photovoltaïque sur grandes toitures ou au sol. Dans le deuxième cas, les capacités d'autoconsommation se développeraient en complément des trajectoires régulées de photovoltaïque au sol et leur développement se substitue donc à d'autres filières de production, renouvelable et/ou thermique.

Figure 10.5 Transferts financiers entre consommateurs résidentiels dans le scénario *Ampère* à horizon 2035



10.4 Un diagnostic général confirmé par l'analyse des variantes

10.4.1 De nombreuses variantes qui confirment l'ordre de grandeur

Les multiples variantes réalisées permettent d'enrichir l'analyse en montrant la sensibilité du développement de l'autoconsommation aux différents paramètres identifiés. Ces variantes permettent de confirmer l'ordre de grandeur d'un développement d'une puissance d'environ 10 GW, mais également de visualiser les paramètres ayant le plus d'influence sur le développement de l'autoproduction.

Ainsi, pour le scénario *Ampère*, la variante n°6 basée sur un engouement social pour l'autoconsommation conduit à une pénétration significativement plus importante (17,6 GW contre 9,3 GW dans le cas de base), ainsi qu'à un développement plus important du stockage diffus. De la même manière, la variante n°5 montre une sensibilité importante du développement des installations d'autoconsommation (et notamment des batteries) aux hypothèses sur les coûts et le mode de valorisation du stockage diffus.

Les variantes basées sur le cadre réglementaire ont, pour leur part, un impact plus limité sur le développement de l'autoconsommation.

10.4.2 Une diminution de la composante énergie du tarif limite significativement les transferts de charge entre catégories d'utilisateurs

Comme évoqué précédemment, un des moteurs du développement de l'autoproduction est l'économie réalisée par le consommateur sur la part variable de la facture d'électricité TTC, aujourd'hui constituée pour une part importante de taxes et du tarif d'utilisation du réseau. Ces composantes servent à couvrir des coûts (contribuer au budget de l'état, financer les réseaux) qui ne sont pas, pour l'essentiel, dépendants de l'énergie soutirée sur le réseau. Ainsi, lorsqu'un foyer réduit son soutirage d'énergie à travers la mise en place d'un dispositif d'autoconsommation, il réalise des économies plus importantes que la réduction des coûts qu'il engendre pour le système.

Figure 10.6 Capacité des installations d'autoconsommation individuelle à horizon 2035 dans le scénario *Ampère* selon les différentes variantes

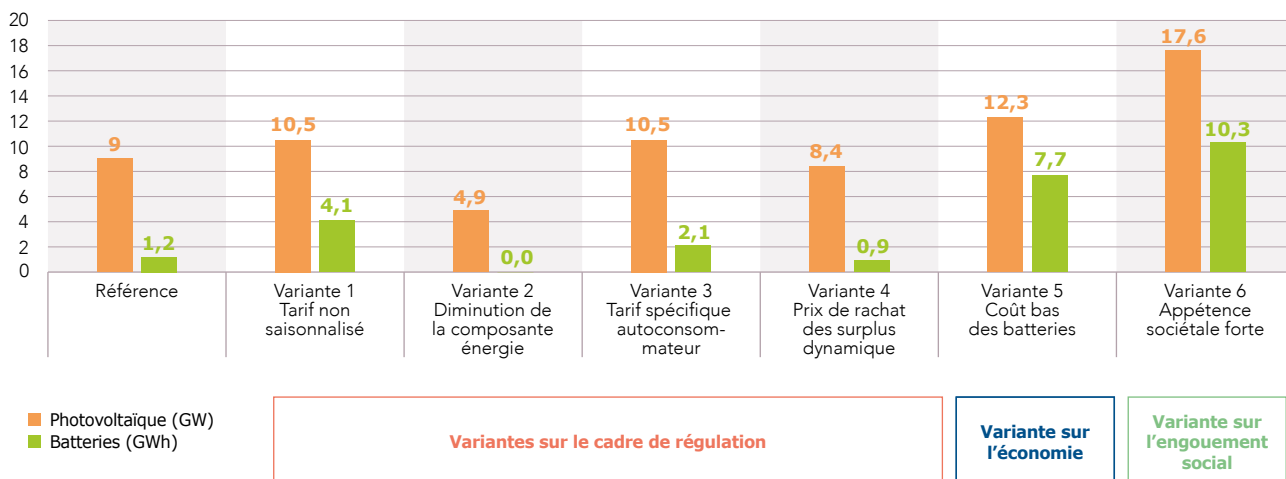


Figure 10.7 Impact d'une diminution de la composante énergie du tarif TTC sur le développement de l'autoconsommation individuelle résidentielle dans le scénario *Ampère* à horizon 2035

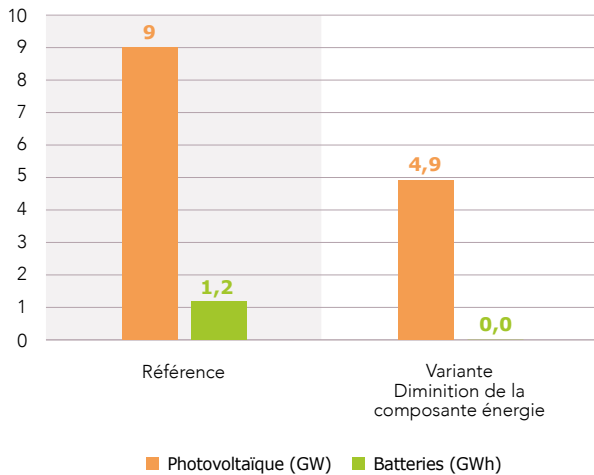
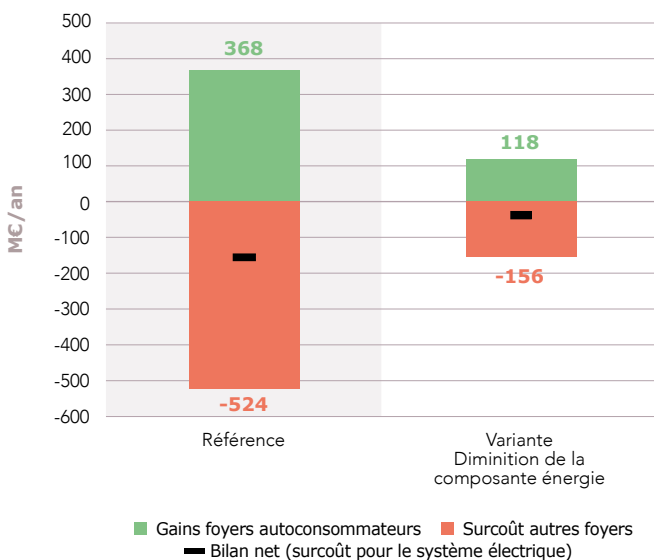


Figure 10.8 Impact d'une diminution de la composante énergie du tarif TTC sur les transferts financiers dans le scénario *Ampère* à horizon 2035



Cette structure tarifaire constitue donc un avantage pour les projets d'autoconsommation. Elle est ainsi parfois qualifiée de « subvention implicite » au développement de l'autoconsommation.

Une variante correspondant à un transfert de 30% de la part variable de la facture TTC vers la part fixe ou la part puissance a été étudiée. Un tel transfert pourrait correspondre par exemple à un changement de structure du TURPE et des taxes. Dans le scénario *Ampère*, la part variable du tarif de vente passe en moyenne à 122 €/MWh contre 175 €/MWh dans le cas de référence.

Cette variante conduit ainsi à réduire l'intérêt des opérations d'autoconsommation et limite son développement. Le développement des batteries est également affecté, celles-ci tirant leur valeur du différentiel entre le prix d'achat des surplus et la part variable TTC de l'énergie soutirée. La réduction de la part variable peut néanmoins limiter fortement les transferts financiers entre catégories d'utilisateurs résultant du développement de l'autoconsommation du fait de deux effets conjugués : (i) un moindre développement en volume d'autoconsommation et (ii) pour chaque kWh autoconsommé, une moindre réduction de la participation aux taxes et au financement du réseau.

10.4.3 La maîtrise des coûts d'installation des batteries et/ou la valorisation des services du stockage diffus au système électrique peuvent amplifier le développement de l'autoconsommation

Les hypothèses sur les coûts présentées dans ce chapitre ont mis en évidence l'influence du coût d'installation des batteries dans le modèle d'affaires de l'autoconsommation. Le coût unitaire d'installation (estimé à 1000 € TTC pour une batterie de 4 kWh), demeure ainsi prépondérant dans la décision d'investissement, et la rend dans l'essentiel des cas difficile à rentabiliser malgré la forte baisse attendue du coût unitaire des batteries. Dans le cas de référence, le déploiement du stockage reste ainsi limité à environ 1 GWh en 2035 dans le scénario *Ampère*.

Cependant, plusieurs effets peuvent jouer et modifier cette conclusion :

- ▶ d'une part, la décroissance des coûts des batteries diffuses (ou d'une autre technologie de stockage diffus permettant d'apporter un service équivalent) et notamment de la composante de coûts d'installation pourrait être plus forte qu'anticipée ;
- ▶ d'autre part, de nouveaux modèles d'exploitation permettraient de réaliser des services pour le système électrique. La batterie serait donc valorisée pour d'autres objectifs que le simple déplacement des surplus autoproduits¹².

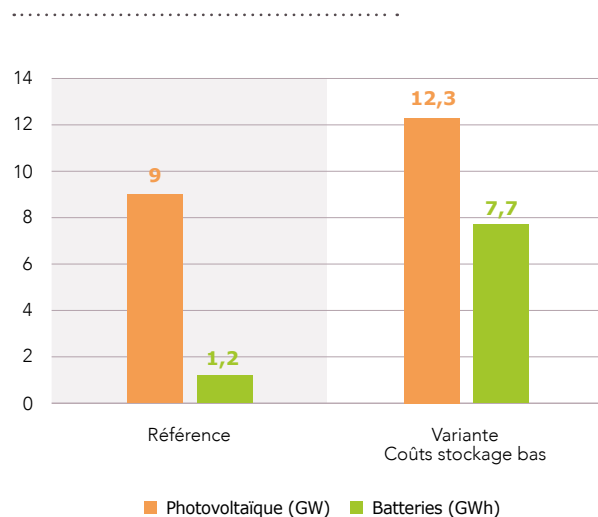
Une variante dans laquelle les coûts fixes des batteries diffuses ont été diminués de moitié par rapport à l'hypothèse de référence a été testée. Dans cette configuration, le développement des batteries résidentielles pourrait être massif et représenter près de 8 GWh de capacité de stockage.

Cette installation de batteries supplémentaires permet d'améliorer le taux d'autoconsommation, incitant les consommateurs à un dimensionnement plus important de leurs installations photovoltaïques. Ainsi, dans cette variante, l'autoconsommation individuelle peut représenter plus de 12 GWh de panneaux photovoltaïques installés, et une production annuelle de 13,5 TWh dont près de 80 % est autoconsommée, ceci tendant à réduire encore l'énergie soutirée et donc l'assiette des taxes et du TURPE.

10.4.4 L'appétence des consommateurs pour ce mode de production peut avoir un impact déterminant sur la pénétration de l'autoconsommation photovoltaïque individuelle

D'après certaines enquêtes, une partie des consommateurs français sont prêts à mettre en place des dispositifs d'autoproduction même si l'opération n'est pas financièrement optimale pour

Figure 10.9 Sensibilité du développement de l'autoconsommation individuelle résidentielle à l'hypothèse de coûts des batteries dans le scénario Ampère à horizon 2035

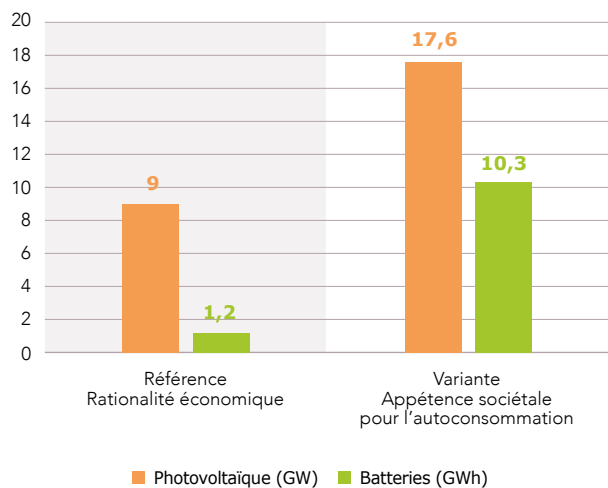


eux. Le développement de l'autoconsommation peut donc ne pas être uniquement motivé par l'intérêt financier pour les consommateurs et répond également à une appétence sociétale pour une production locale d'origine renouvelable, ainsi qu'à une forme d'assurance contre un risque d'augmentation des prix de l'électricité. L'hypothèse selon laquelle les décisions des particuliers sont uniquement motivées par un souci de nature économique, à l'exception de toute autre composante, est par nature limitée. En réalité, les facteurs influençant une décision individuelle sont à la fois bien plus larges (sensibilité aux enjeux environnementaux, souhait d'une forme d'autonomie), et leur caractère systématiquement optimal peut être discuté ne serait-ce qu'en ayant recours à des hypothèses économiques plus sophistiquées (coût d'accès au financement, asymétrie d'information, etc.).

Une variante de l'étude porte sur les perspectives de développement de l'autoconsommation si les ménages ne recherchent pas simplement à minimiser leur coût total d'approvisionnement

¹². À titre d'exemple, une batterie de 4 kWh est supposée coûter 1684 € TTC au consommateur (dont 1000 € de coût d'installation), soit un coût fixe annualisé sur 10 ans d'environ 230 €/an. Dans un scénario où il existe des besoins capacitaires importants, la valorisation de la contribution à la sécurité d'approvisionnement pourrait apporter jusqu'à 60 €/an et ainsi réduire la partie du coût fixe de la batterie qui doit être rentabilisée par l'autoconsommation. Il convient toutefois de vérifier que les services au système électrique et l'utilisation pour l'autoproduction sont compatibles, ou *a minima* comment ils pourraient être coordonnés.

Figure 10.10 Sensibilité du développement de l'autoconsommation individuelle résidentielle à l'hypothèse de rationalité des consommateurs dans le scénario *Ampère* à horizon 2035



en électricité mais plutôt à maximiser leur « autonomie énergétique ». L'étude conserve un fondement économique : elle est menée en considérant que cette recherche d'autonomie ne doit pas conduire à augmenter le coût de l'approvisionnement en électricité par rapport à la situation « sans autoproduction ».

Dans une telle variante, l'autoconsommation représente près de 18 Gwc de capacités photovoltaïques installées, et plus de 10 GWh de batteries. Si l'autoconsommation correspond à une réelle préférence collective, son potentiel de développement est donc élevé et conduit à en faire un élément important du mix électrique sur la période étudiée.

11. L'ANALYSE CROISÉE DES SCÉNARIOS : LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE DE 2030-2035 SE DÉCIDE MAINTENANT

Le Bilan prévisionnel dresse un panorama contrasté des futurs possibles pour le système électrique. La description détaillée des enjeux propres à chaque scénario constitue une étape importante du travail d'analyse menée ; elle doit néanmoins être complétée d'une analyse croisée permettant notamment d'identifier les options communes à tous les scénarios et d'évaluer les principaux points de bascule.

Tous les scénarios permettent de diversifier le mix. Différentes options pour atteindre 50% pour la part du nucléaire en 2025, 2030 ou 2035 sont proposées, tous les scénarios permettent d'atteindre au moins 40% pour la part des renouvelables, et un scénario permet d'étudier une configuration relevant d'une modification radicale du mix avec 70% d'énergies renouvelables.

Ces analyses montrent l'intérêt d'infléchir dès aujourd'hui la trajectoire de développement des énergies renouvelables de manière à accélérer la diversification du mix souhaitée par les pouvoirs publics, et d'adopter une approche pilotée de l'évolution du nucléaire. Elles mettent également en évidence que la substitution du nucléaire par des EnR constitue une solution pertinente dans le cadre des marchés européens de l'électricité.

Les choix publics visant à réduire la consommation d'électricité permettent également de dégager des marges de manœuvre pour la conduite de la transition énergétique.

Conformément aux objectifs fixés par l'Union européenne, la transition énergétique est favorisée dans un contexte d'interconnexion croissante entre la France et ses voisins pour permettre de tirer parti des complémentarités entre les différents pays européens (ensoleillement, zones de vent, etc.).

Dans ce contexte, et en complément des questions relatives aux objectifs publics, le Bilan prévisionnel met en avant l'importance des travaux liés à l'acceptabilité et à l'accélération du rythme de déploiement des énergies renouvelables et d'évolution des réseaux pour permettre effectivement la réalisation de la transition énergétique.

Il montre également que l'évolution du système électrique dépend de paramètres exogènes importants, comme le prix des combustibles ou les politiques

énergétiques des pays voisins. Notamment, le prix du carbone influe largement sur la rentabilité des énergies renouvelables (même dans le cadre de trajectoires de développement régulées).

Dans tous les scénarios, les déterminants de la sécurité d'approvisionnement se transforment sous l'effet du déploiement de l'éolien et du photovoltaïque. La sensibilité de la consommation de pointe à la température demeure le principal point de vigilance, mais d'autres paramètres se transforment et prennent de l'importance. Les scénarios sont caractérisés par un niveau de sécurité d'approvisionnement au moins égal à celui d'aujourd'hui, mais la signification de ce niveau évolue : pour une même durée moyenne de défaillance, les situations d'appels aux leviers exceptionnels se rencontrent plus souvent (plus de 40% des années, contre 25% en moyenne), et les situations de défaillances sont plus fréquentes, mais plus courtes.

Le Bilan prévisionnel présente de premiers éléments économiques associés aux scénarios. Tous nécessitent des investissements importants, notamment dans les énergies renouvelables. Différentes méthodes d'évaluation sont restituées de manière à partager les enjeux et la sensibilité associée aux estimations de coûts. Elles permettent également d'identifier des prolongements sur ce volet de travail.

Les bilans carbone présentés dans chaque scénario mettent l'accent sur des similarités (une faible production carbone pour le parc français) mais aussi des différences dans les trajectoires d'évolution. Les scénarios *Ampère* et *Volt* permettent une très forte réduction des émissions à l'échelle nationale mais surtout européenne.

Enfin, l'analyse détaillée des scénarios permet de mettre l'accent sur l'évolution des besoins de flexibilité du système électrique. Ceci est susceptible de fournir un espace économique à de nouvelles solutions, notamment pour gérer les périodes de forte disponibilité d'une production nucléaire et renouvelable à coûts marginaux très faibles sur le système.

En ce sens, **les scénarios du Bilan prévisionnel étudient bien une transformation en profondeur du système électrique et permettent d'engager le débat sur les moyens techniques et les coûts associés accompagnant cette mutation.**

11.1 Le Bilan prévisionnel 2017 met en perspective quatre échéances différentes, chacune associée à des enjeux spécifiques

11.1.1 Horizon 2017-2020 : un système électrique « équilibré » du point de vue du critère public de sécurité d'approvisionnement, mais sans marge de manœuvre

La situation est caractérisée par un équilibre autour du critère

La situation des trois prochaines années est celle que nous connaissons aujourd'hui en France : le parc de production est ajusté, le critère de sécurité d'approvisionnement respecté et l'exploitation du système électrique plus fréquemment sujette à des situations de vigilance. Cette configuration a été rencontrée pendant la vague de froid de janvier 2017, et elle est annoncée par RTE pour le passage de l'hiver 2017-2018.

La situation actuelle résulte des dynamiques à l'œuvre depuis plusieurs années. Les décisions à prendre aujourd'hui ne peuvent plus l'affecter que de manière marginale.

Au cours de la première décennie des années 2000, la forte croissance de la pointe de consommation électrique a constitué un véritable défi pour le système électrique français (*voir chapitre 1*). Elle aurait probablement conduit, sans action publique, à une situation très dégradée en matière de sécurité d'approvisionnement. Au cours des dernières années, des mesures ont été prises pour agir sur les déterminants de cette pointe et en ralentir la croissance (dans le cadre d'actions plus large sur l'efficacité énergétique), et pour piloter le niveau de sécurité d'approvisionnement en adéquation avec les préférences collectives. Ces décisions structurantes semblent porter leurs premiers fruits, avec une stabilisation de la pointe de consommation (à températures équivalentes).

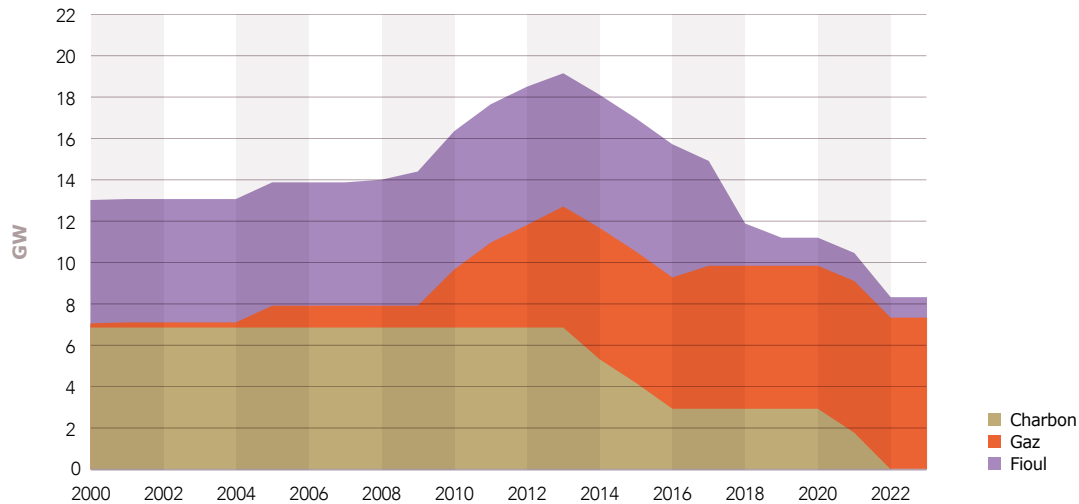
Au cours des dernières années, un ajustement structurel du parc de production a eu lieu

Durant cette période, le parc de production français a été rationalisé sous l'effet de l'application de réglementations environnementales et de décisions économiques. De nombreuses grandes installations fonctionnant au fioul (groupes de 600 MW) et au charbon ont été ou sont en cours de fermeture définitive, faisant passer la capacité installée de ces installations de 18,5 GW en 2012 à un peu moins de 12 GW aujourd'hui. À l'issue de la fermeture des grandes unités au charbon annoncée par les pouvoirs publics dans le cadre du Plan climat, il restera de l'ordre de 8 GW de grandes centrales thermiques en France (6,7 GW de cycles combinés au gaz, 0,6 GW de turbines à combustion fonctionnant au gaz et 1 GW de turbines à combustion fonctionnant au fioul).

Cet ajustement structurel correspond à un mouvement d'optimisation économique (les centrales au fioul étaient très faiblement sollicitées) et environnemental (les centrales au charbon sont parmi les plus émettrices de gaz à effet de serre). Il s'est accompagné d'un développement de cycles combinés au gaz, qui se poursuivra d'ici à 2020 avec la mise en service de la centrale de Landivisiau en Bretagne. Ces unités, plus récentes et moins émettrices, sont principalement exploitées par des nouveaux entrants sur le marché de la production, et ont donc vu le développement de la concurrence dans ce secteur en France.

Depuis 2012, date à laquelle le système électrique français a été confronté à son événement le plus dimensionnant du point de vue de l'équilibre offre-demande national, la capacité installée thermique s'est réduite de près de 7 GW (*cf. figure 11.1*). Ce phénomène explique en grande partie le niveau actuel de sécurité d'approvisionnement en France.

Figure 11.1 Évolution de la capacité thermique classique centralisée en France (analyse historique et projection)



Les études européennes confirment ce diagnostic

Les études européennes mentionnées au chapitre 3 (*Mid-term Adequacy Forecast* de ENTSO-E et étude d'adéquation du forum pentalatéral de l'énergie) rappellent qu'une telle espérance de défaillance est significativement plus élevée que celle de nos voisins (mis à part la Belgique et la Grande-Bretagne). La France peut ainsi être considérée comme exploitant son système électrique au plus proche de ses limites. Cette analyse est confirmée par une analyse de risque plus détaillée – au-delà d'une simple mesure de la durée de défaillance – telle que celle restituée à la fin du chapitre 4. Par exemple, dans la situation actuelle, 25% des configurations simulées conduisent à l'activation des moyens exceptionnels.

11.1.2 Horizon 2020-2022 : différentes options sur la sortie du charbon ou la fermeture des réacteurs nucléaires atteignant 40 ans de fonctionnement

Le premier véritable choix en matière de sécurité d'approvisionnement porte sur l'horizon 2020-2022.

À partir de 2020, la mise en service de nouveaux moyens de production (centrale de Landvisiau et premiers parcs éoliens en mer), de nouvelles interconnexions (avec l'Italie et le Royaume-Uni), ou encore les évolutions attendues sur la consommation, offrent des perspectives pour conduire un nouveau mouvement d'évolutions sur le parc de production français.

Entre 2020 et 2022, l'analyse met en évidence qu'il est alors possible de fermer l'ensemble des centrales au charbon ou de fermer les quatre réacteurs nucléaires arrivant à l'échéance des 40 ans de fonctionnement d'ici fin 2021¹ : Tricastin 1, Bugey 2, Tricastin 2, Bugey 4².

1. La fermeture du réacteur Dampierre 1 (février 2022) est intégrée à l'horizon d'étude mais affecterait essentiellement l'hiver 2022-2023

2. Les deux réacteurs de Fessenheim sont considérés comme fermés lors de la mise en service de l'EPR de Flamanville, conformément aux dispositions du décret n° 2017-508 du 8 avril 2017.

Les fermetures de l'ensemble des centrales au charbon et des quatre réacteurs nucléaires ne peuvent être combinées sans dégrader la sécurité d'approvisionnement ; un choix doit donc être fait.

Le nombre de réacteurs nucléaires arrivant à l'échéance des 40 ans de fonctionnement augmente significativement à partir de 2022 : un rythme de fermeture basé sur cette échéance ne peut donc être maintenu de manière durable sans dégrader la sécurité d'approvisionnement s'il n'est pas accompagné par la mise en service de nouveaux moyens. Ce point est développé dans les scénarios portant sur les années 2025 à 2035.

Le cas échéant, une attention particulière devra porter sur les conditions de prolongation des réacteurs nucléaires, et notamment sur la durée des travaux nécessitant leur arrêt. En effet, la prolongation des réacteurs nucléaires au-delà de 40 ans constitue une étape importante et doit faire l'objet d'un avis générique de l'Autorité de sûreté nucléaire ; cette dernière a annoncé récemment que les conclusions de cet avis seraient publiées en 2021. L'ampleur et la durée des travaux sont des éléments d'incertitude.

RTE a réalisé des analyses de sensibilité visant à mesurer l'impact sur la sécurité d'approvisionnement d'un arrêt des réacteurs nucléaires d'une durée d'un an, qui conduit à rendre les réacteurs nucléaires indisponibles pendant tout un hiver. Dans ces analyses, les centrales au charbon sont fermées entre 2021 et 2022.

Elles mettent en évidence que des travaux longs sur les réacteurs concernés conduisent à dégrader la sécurité d'approvisionnement. La conclusion demeure valable si certains réacteurs nucléaires sont fermés, en plus des centrales au charbon, et que seule une partie des réacteurs nucléaires est arrêtée pour réaliser des travaux longs en vue d'une prolongation.

Les analyses de sensibilité renforcent ainsi le message de vigilance sur la période 2018-2022 et sur la nécessité de réaliser des choix séquencés de manière cohérente pour maintenir le niveau de sécurité

d'approvisionnement, en parallèle aux actions qui seront menées sur l'évolution du parc de production d'électricité.

11.1.3 Horizon 2025 : des difficultés pour combiner l'objectif des 50 % de nucléaire dans la production d'électricité et la réduction des émissions de CO₂ du secteur électrique

À horizon 2025, le taux de 50% pour la part du nucléaire dans la production d'électricité en France constitue une cible particulièrement difficile à atteindre. Les évolutions à mettre en œuvre sur le parc pour y parvenir tiennent non pas de l'adaptation, mais du bouleversement structurel. Même avec une très forte accélération du déploiement des énergies renouvelables, elles nécessiteraient :

- ▶ le décalage de fermeture de la plupart des centrales au charbon au-delà de 2025, ce qui entraîne des effets importants sur les émissions de CO₂ du secteur électrique français ;
- ▶ la construction de nouveaux moyens thermiques, alors que leurs débouchés futurs seraient incertains vu la poursuite de la progression des énergies renouvelables au-delà de cette échéance ;
- ▶ la fermeture d'un nombre important de réacteurs nucléaires selon un rythme extrêmement rapide.

Toutes les variantes réalisées sur ce scénario confirment le diagnostic sur l'ordre de grandeur du nombre de réacteurs nucléaires à fermer pour atteindre l'objectif de 50% de production nucléaire dans la production d'électricité en 2025 : le nombre de réacteurs à fermer est compris entre 23 et 27. Dans tous les cas étudiés, des réacteurs n'ayant pas atteint 40 années de fonctionnement doivent être mis à l'arrêt.

La trajectoire de fermeture du nucléaire qui en résulte est particulièrement contraignante :

- ▶ elle exige en théorie, dans tous les cas, de suivre le calendrier des quatrièmes visites décennales pour l'essentiel des réacteurs et d'anticiper cette date pour certains d'entre eux ;
- ▶ avec des hypothèses plus prudentes sur la croissance de la production renouvelable et

thermique en France, une trajectoire encore plus marquée doit être adoptée, conduisant à fermer un plus grand nombre de réacteurs avant qu'ils n'aient été exploités de manière effective pendant 40 ans.

Par ailleurs, l'atteinte de l'objectif des 50% de nucléaire dans la production d'électricité en 2025 conduit systématiquement à une augmentation des émissions de CO₂ du système électrique français ; ces dernières augmentent pour atteindre des niveaux compris entre 38 et 55 millions de tonnes de CO₂ par an, soit 2 à 3 fois le niveau actuel. Cet effet est notamment dû au développement de nouvelles centrales au gaz et au maintien des centrales au charbon, dont la production augmente par rapport à aujourd'hui.

Des solutions qui permettent de mieux corréliser les trajectoires nucléaires et EnR (scénario *Ampère*) ou reposant sur un nombre réduit de nouveaux moyens thermiques (scénario *Hertz*) sont envisageables. Elles permettent d'envisager l'atteinte de l'objectif de diversification du mix autour de l'horizon 2030, dans des conditions maîtrisées. Les rythmes de déclassement pour le nucléaire sont alors importants, et des conditions spécifiques peuvent être associées à chacun de ces scénarios.

Notamment, ces rythmes reposent sur des trajectoires de développement des interconnexions soutenues, et sur le développement de flexibilités dans l'offre.

11.1.4 Horizon 2030-2035 : quatre scénarios qui dessinent différentes options de transition énergétique

L'horizon 2035 représente un bon compromis pour étudier la dynamique de transformation du système électrique sur le temps long, tout en évitant une vision purement prospective.

Il est communément admis que, dans le secteur électrique, il se produit un temps important entre le moment où se prennent les décisions – qu'elles émanent des pouvoirs publics ou des acteurs privés qui prennent la décision économique d'investir dans de nouvelles infrastructures – et celui où elles produisent leur effet.

Ainsi, contrairement aux horizons 2022-2025, **le système de 2035 sera le reflet des décisions qui seront prises aujourd'hui.**

11.2 La temporalité des décisions et leur dépendance mutuelle

11.2.1 Les contraintes temporelles doivent être intégrées à la prise de décision publique sur l'évolution du mix électrique

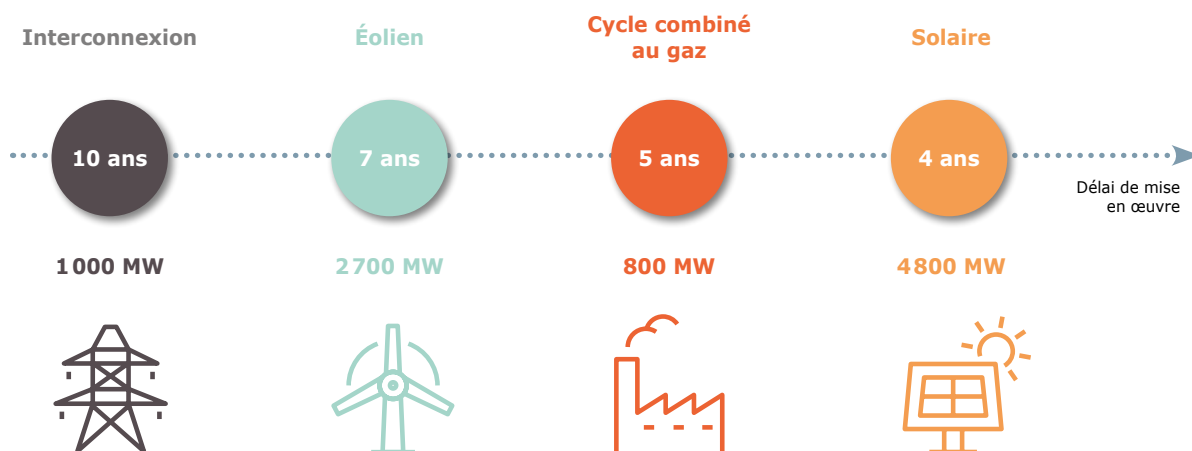
Des délais de mise en œuvre importants selon les infrastructures envisagées

L'évolution du parc de production, des habitudes de consommation, ou des réseaux électriques obéit à des constantes de temps longues. Le déploiement de nouvelles installations, quelles qu'elles soient, constitue aujourd'hui pour tous les acteurs du secteur électrique un défi, notamment en ce qui concerne la durée des procédures d'autorisation. Au-delà, l'importance des capitaux à mobiliser pour mener à bien la transition énergétique ou encore la nature hybride de la régulation du secteur (entre interventions publiques et environnement de marché libéralisé) participent de ces constantes de temps longues.

Les options de transition dans le secteur électrique sont conditionnées par ces constantes, et nécessitent d'être anticipées. En effet, l'exploitation du système électrique est pour sa part régie par des constantes de temps extrêmement courtes, l'équilibre entre l'offre et la demande devant être assuré chaque seconde.

Ceci est notamment vrai pour le nucléaire. La réduction de la part du nucléaire dans le mix constitue un objectif en matière de politique énergétique et se traduit dans tous les scénarios par la fermeture de réacteurs. Ceux-ci devront pour partie être remplacés par d'autres sources de production. On peut à titre d'exemple représenter simplement le volume de capacités à installer, selon les filières, pour remplacer la production annuelle d'un réacteur de 900 MW.

Figure 11.2 Moyens à installer pour remplacer la production annuelle d'un réacteur nucléaire de 900 MW



Sur la base d'une utilisation pleine puissance toute l'année en tenant compte de la disponibilité moyenne

Ces délais varient fortement selon les États

Les délais de mise en œuvre diffèrent fortement selon les États considérés. Ceci est notamment le cas pour les énergies renouvelables, qui font face à des contraintes différentes selon les pays. Ainsi l'éolien terrestre est-il régulièrement considéré comme donnant lieu à une conflictualité plus forte en France que dans d'autres pays.

Dans la figure ci-dessous, les rythmes maximal et moyen, depuis 2010, de développement de

l'éolien terrestre et du solaire dans plusieurs pays ont été représentés, et mis en perspective avec les rythmes impliqués par les trois trajectoires de déploiement des énergies renouvelables utilisées dans le Bilan prévisionnel.

Le rythme de réduction de la part de certains moyens doit également s'envisager sur le temps long

Des comparatifs internationaux existent également s'agissant des rythmes de réduction de la capacité de certaines filières. Ils permettent de mettre

Figure 11.3 Puissances annuelles moyennes et maximales de déploiement des EnR en Europe

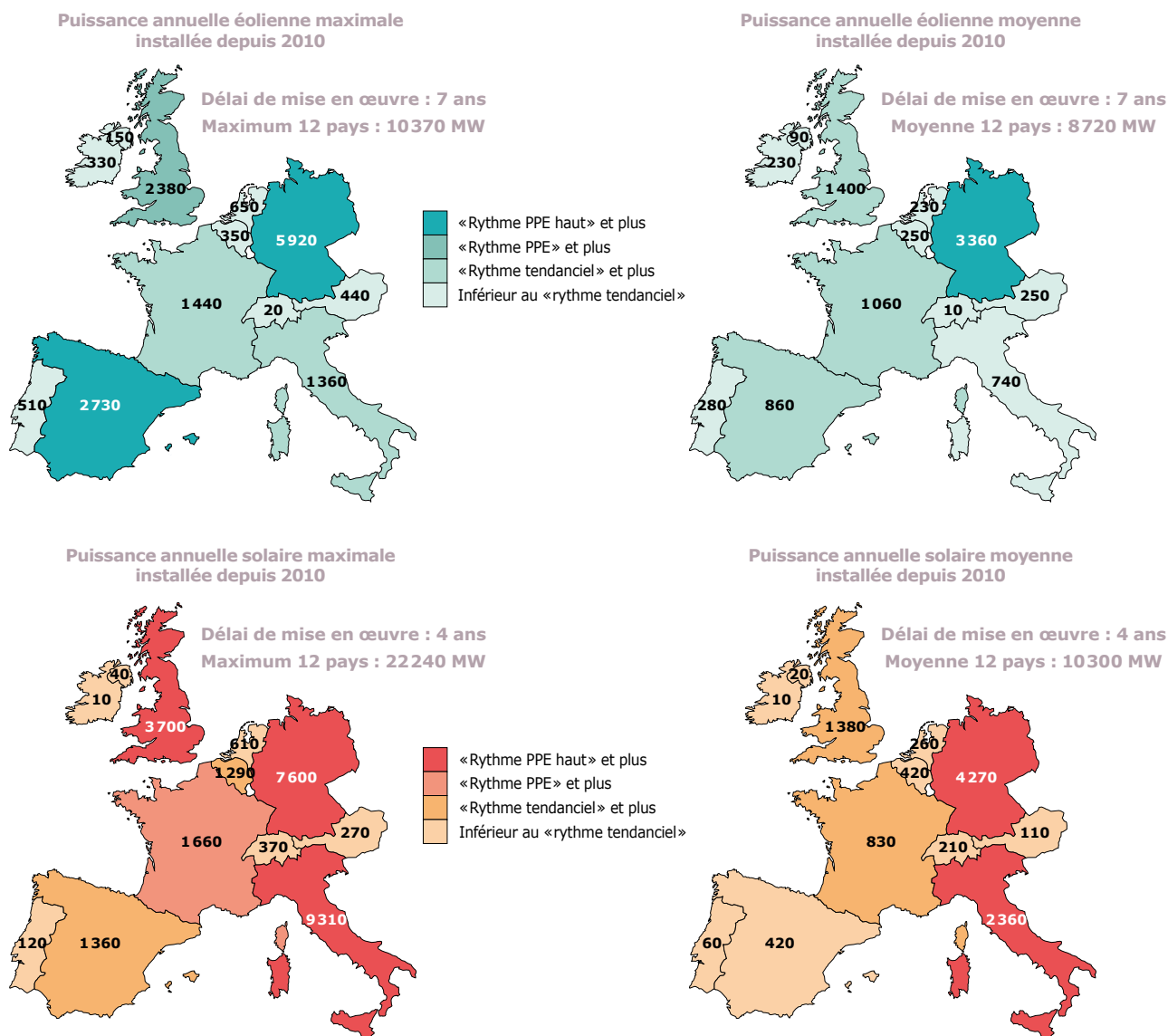
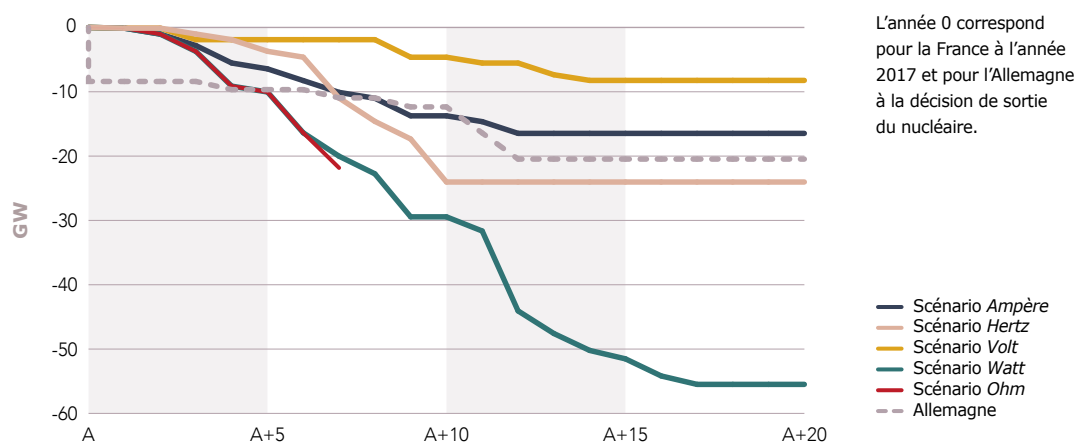


Figure 11.4 Rythme de réduction de la capacité nucléaire installée dans les différents scénarios et en Allemagne

en perspective les rythmes décrits et d'en tirer un certain nombre d'enseignements.

Dans la figure 11.4, les trajectoires de capacité installée pour le nucléaire dans les cinq scénarios sont comparées au rythme de sortie du nucléaire décidé par l'Allemagne en 2011. L'année 0 correspond pour la France à l'année 2017 et pour l'Allemagne à la décision de sortie du nucléaire.

Les différents scénarios basés sur un déclassement rapide de réacteurs nucléaires (à des degrés variés) conduisent à des évolutions sans précédent dans le mix électrique français (depuis la construction du parc nucléaire). Ils nécessitent un pilotage spécifique pour accompagner la fermeture des réacteurs nucléaires et le développement des autres filières tout en maintenant le niveau de sécurité d'alimentation des Français. Ce point a été souligné dans le rapport accompagnant la Programmation pluriannuelle de l'énergie d'octobre 2016.

Le comparatif avec les autres pays européens est éclairant : les rythmes des scénarios *Hertz*, *Watt* et *Ohm* sont plus rapides que la politique mise en place par l'Allemagne en 2011, alors que cette dernière disposait d'un parc charbon très conséquent, ce qui est toujours le cas aujourd'hui avec une capacité de centrales au charbon et au lignite d'environ 40 GW. Par ailleurs, l'Allemagne – comme les autres pays ayant fait le choix de sortir du

nucléaire – a mis en œuvre un pilotage spécifique de cette évolution.

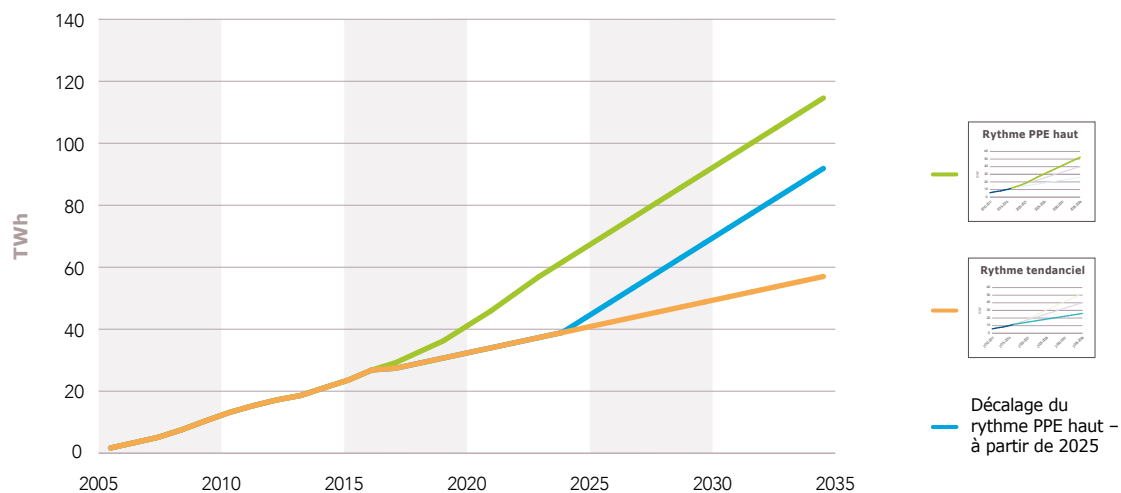
11.2.2 Les délais entre la décision et la mise en œuvre restreignent l'univers des possibles

La date d'inflexion des trajectoires de déploiement des EnR est cruciale dans l'analyse

Au-delà des délais propres à la mise en service de chaque nouvelle infrastructure, les analyses du Bilan prévisionnel permettent de mettre en lumière les jalons temporels associés à une prise de décision rapide ou au contraire à un report de certaines orientations. La figure 11.5 permet par exemple de visualiser les effets d'un retard dans le déploiement des énergies renouvelables – en supposant que le rythme maximal de déploiement est celui de la trajectoire « rythme PPE haut » présentée au chapitre 2.

L'inflexion du rythme de déploiement des énergies renouvelables en France est cruciale pour parvenir à une réelle diversification du mix de production électrique. Considéré par rapport à d'autres pays européens, le rythme des trajectoires médiane et haute, basées sur les objectifs de la Programmation pluriannuelle de l'énergie, semble accessible.

Figure 11.5 Impact d'un retard sur le développement de l'éolien terrestre



Ainsi, le périmètre des solutions possibles pour 2030 et 2035 se restreindra au fur et à mesure de l'approche de l'échéance. De manière générale, les options pour assurer la sécurité d'approvisionnement, quelles qu'elles soient, sont de moins en moins nombreuses à l'approche de l'échéance. Quelques années avant, elles ne se résument plus qu'à développer des flexibilités ou à retarder la fermeture de certains groupes thermiques.

Certains jalons doivent être respectés pour garder des options ouvertes

L'analyse du Bilan prévisionnel permet donc d'identifier des jalons spécifiques.

Par exemple, l'analyse des scénarios *Ampère* et *Hertz* indique qu'un retard dans le déploiement des énergies renouvelables aurait pour conséquence soit de devoir construire de nouveaux moyens thermiques pour atteindre les objectifs de diversification du mix de production, soit de reculer dans le temps les échéances associées.

11.3 L'analyse fait ressortir les options offertes par les paramètres qui relèvent de la prise de décision publique en France

Le Bilan prévisionnel identifie six paramètres clés dimensionnant l'évolution du mix de production. Les pouvoirs publics disposent de leviers directs sur quatre d'entre eux à l'échelle nationale.

11.3.1 Diminuer la consommation électrique entraîne de puissants effets sur le mix et la sécurité d'approvisionnement

Les marges de manœuvres offertes par la consommation peuvent être visualisées grâce aux variantes réalisées sur chaque scénario. En effet, chacun des scénarios a été testé, dans au moins une variante, en retenant la même trajectoire de consommation de manière à disposer d'une base de comparaison.

Toutes les analyses du Bilan prévisionnel permettent de confirmer que la consommation, et notamment la consommation de pointe, conditionne très largement l'éventail des possibles :

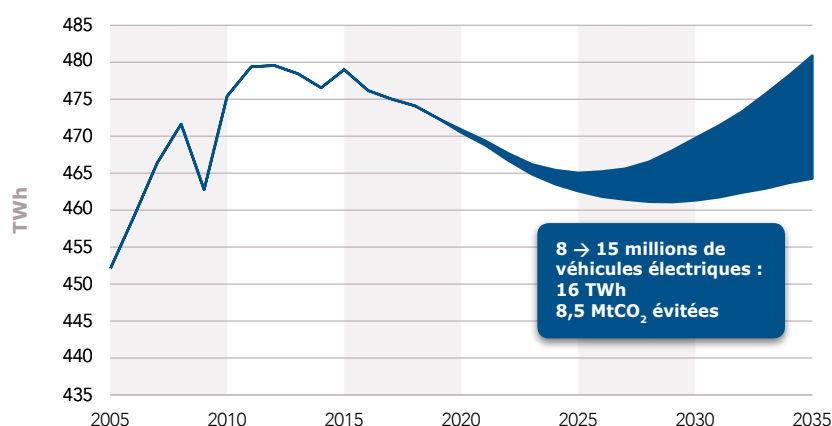
- ▶ dans l'analyse à l'horizon 2022, la pointe de consommation apparaît comme le paramètre le plus dimensionnant pour la sécurité d'alimentation française ;
- ▶ dans le scénario *Ampère*, la légère décroissance de la consommation prévue au point 2025 dans la trajectoire « haute » est structurante pour expliquer le résultat en matière de sécurité d'approvisionnement ;
- ▶ dans le scénario *Volt*, une évolution de la consommation française conduit à déplacer le point d'équilibre dans la capacité nucléaire, constituant l'une des variantes les plus significatives en matière d'évolution des résultats ;
- ▶ dans le scénario *Watt*, la trajectoire « intermédiaire 2 » est indispensable à l'équilibre général du scénario, qui conduit sinon à un déploiement considérable de moyens thermiques.

La consommation, et en particulier la consommation de pointe, conditionne très largement l'éventail des possibilités. Notamment, l'inflexion à

Figure 11.6 Opportunités offertes par une baisse de la consommation (exemple)

→ Exemple « générique » :

augmenter les transferts d'usage sans accroître la consommation totale d'électricité par rapport à la situation actuelle – illustration avec les véhicules électriques



la baisse de la consommation apparaît comme le complément nécessaire à la réduction de la capacité de production du nucléaire. Plus le rythme souhaité pour celle-ci est important, plus le rythme de diminution de la consommation électrique devra être rapide et contraignant – sauf à être capable de développer les énergies renouvelables à un rythme considérable.

Par ailleurs, la perspective de réduction de la consommation d'électricité dans les usages dits spécifiques de l'électricité, c'est-à-dire dans les équipements qui ne peuvent fonctionner avec aucune autre forme d'énergie, facilite le développement de nouveaux usages électriques. À titre d'exemple, la trajectoire haute de consommation élaborée par RTE affiche une stabilité entre la consommation actuelle et celle de 2035, mais en y intégrant un développement des véhicules électriques très ambitieux (15,6 millions de véhicules électriques). Elle illustre donc les marges de manœuvre concrètes offertes par les investissements dans l'efficacité énergétique : l'apparente stabilité reflète en pratique un effet de «vases communicants» entre des usages électriques historiques et de nouveaux usages.

En revanche, les investissements nécessaires pour mener à bien les politiques d'efficacité énergétique ne sont pas intégrés à l'analyse, et ne peuvent donc pas, sur la base de ces travaux, être arbitrés avec ceux associés à l'évolution du parc. Dans le cadre de la consultation publique menée au printemps sur les hypothèses et objectifs du Bilan prévisionnel, la possibilité d'intégrer à terme un bouclage macroéconomique plus détaillé a été évoquée. Ce thème fait partie, avec d'autres, des pistes de prolongements identifiés dans le présent rapport.

11.3.2 Le déploiement rapide des énergies renouvelables permet de diversifier le mix

Un rythme de déploiement élevé des énergies renouvelables permet d'accélérer la diversification du mix

Comme évoqué précédemment, la date d'inflexion du rythme de déploiement des énergies

renouvelables constitue un paramètre clé dans l'analyse des scénarios de transition énergétique. Dans le Bilan prévisionnel 2017, les trajectoires «rythme PPE haut» et «rythme PPE» sont utilisées par défaut dans les différents scénarios. En effet, les politiques énergétiques menées au niveau français, européen ou territorial, supposent une accélération de l'effort en faveur des énergies renouvelables, et les scénarios du Bilan prévisionnel sont donc construits autour de ce postulat.

Le jeu des variantes permet de représenter l'impact d'un changement de trajectoires sur l'atteinte des objectifs de diversification de la production d'électricité ou sur le résultat des différents scénarios :

- ▶ dans le scénario *Ampère*, le passage de la trajectoire «rythme PPE haut» à «rythme PPE» entraîne un décalage de cinq ans dans l'atteinte de l'objectif des 50 % ;
- ▶ dans le scénario *Volt*, la trajectoire haute sur les énergies renouvelables conduit à réduire la capacité nucléaire pertinente, qui passe à 50 GW (soit le bas de la fourchette identifiée) ;
- ▶ dans le scénario *Watt*, seule la trajectoire «rythme PPE haut», combinée à un effort important dans l'efficacité énergétique, permet de limiter le recours aux nouveaux moyens thermiques et ainsi de contrôler l'augmentation des émissions.

Les inflexions de la croissance des EnR contribuent fortement à la réduction de la part du nucléaire

Le critère de diversification du mix électrique est formulé par rapport à la production d'électricité (voir chapitre 5). Fermer des réacteurs nucléaires diminue certes la production nucléaire, mais également dans le même temps la production totale. C'est ce qui explique qu'il faille fermer un grand nombre de réacteurs pour atteindre la cible de 50 % à brève échéance.

A contrario, augmenter la production des énergies renouvelables conduit à accroître la production totale en France (la production d'origine thermique décroît, mais ceci ne suffit pas à compenser la production supplémentaire d'origine renouvelable), et donc à réduire la part du nucléaire.

La trajectoire basse, qui correspond au «rythme tendanciel», est utilisée principalement dans les analyses portant sur les échéances les plus courtes (chapitres 4 et 5, qui portent sur la période 2018-2025). En effet, des doutes demeurent sur le rythme effectif de déploiement de certaines filières (notamment l'éolien terrestre et l'éolien en mer) au cours des prochaines années.

Cette trajectoire est également utilisée dans le scénario *Hertz* : elle conduit alors à un décalage de cinq années dans l'atteinte de l'objectif sur la part du nucléaire mais ne permet plus alors de respecter le plafond d'émissions de gaz à effet de serre.

Un fort déploiement des EnR conduit à augmenter le volume d'export

Une autre conséquence du déploiement des énergies renouvelables porte sur les échanges avec les autres pays européens. En effet, du fait de leurs coûts marginaux nuls, l'éolien et le photovoltaïque conduisent à augmenter le niveau d'export. Sur le plan économique, les trajectoires pilotées de développement des EnR ont été considérées comme des entrants, de même que la pondération des différentes filières. Bien que les principes de modélisation retenus dans le Bilan prévisionnel permettent de procéder à des exercices de minimisation des

coûts du système, aucun des scénarios présentés n'a l'ambition de déterminer un «volume optimal» pour les différentes filières, tel que celui qui pourrait résulter d'un fonctionnement du marché sans objectif public sur les énergies renouvelables.

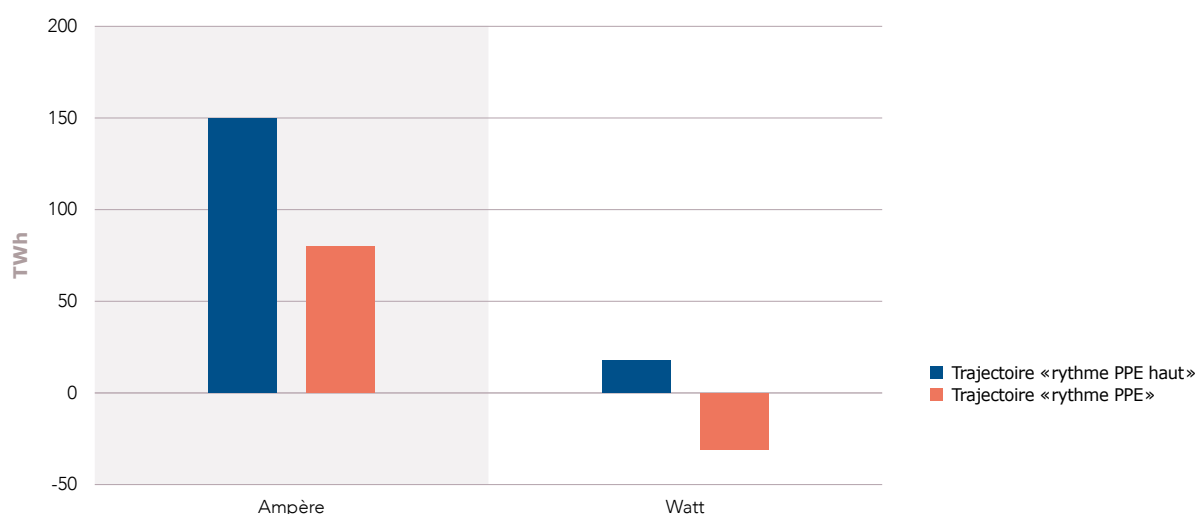
11.3.3 La réduction de la part du nucléaire conduit à des conséquences différentes en matière de diversification, d'économie ou d'émissions

Une trajectoire pilotée sur le nucléaire permet de diversifier le mix de production tout en garantissant la sécurité d'approvisionnement

Quel que soit le scénario retenu à l'horizon 2035, **le déclassement de réacteurs nucléaires entre 2020 et 2035 est envisageable.**

Sur le plan technique, il peut être réalisé en maintenant le niveau de sécurité d'approvisionnement pourvu que des jalons spécifiques soient respectés. Les trajectoires de déclassement peuvent être étalées (scénario *Volt*), exigeante (scénario *Ampère*), rapide (scénario *Hertz*) ou brutale (scénarios *Watt* et *Ohm*). Le comparatif

Figure 11.7 Bilan net des échanges à horizon 2035



avec l'Allemagne est éclairant : les rythmes des scénarios *Hertz*, *Watt* et *Ohm* sont plus rapides que la politique mise en place par l'Allemagne en 2011, alors même que la France part d'une situation bien plus proche des limites en matière de sécurité d'approvisionnement.

Une réduction modérée du nucléaire peut résulter d'arbitrages économiques

Sur le plan économique, l'analyse identifie :

- ▶ une limite haute au dimensionnement du parc. Cette limite apparaît, en 2035, inférieure au plafond légal de 63,2 GW si les énergies renouvelables sont développées (l'effet sur la balance commerciale s'inverse au-delà d'un certain seuil, qui dépend prioritairement du prix du CO₂ et du développement des moyens de production décarbonés en France et à l'étranger).
- ▶ un coût certain à fermer des réacteurs s'ils ne peuvent être remplacés par des énergies renouvelables (pour toutes les autres installations, la concurrence des énergies renouvelables à l'échelle européenne conduit à des débouchés plus faibles, surtout à partir de 2030, et donc à des problèmes de rentabilité).

Du point de vue du coût des scénarios, la prolongation de réacteurs nucléaires constitue, sur la base des informations publiques à date (figurant dans les rapports de la Cour des comptes), une option compétitive, y compris lorsque le prix du CO₂ est faible. Cette conclusion est développée dans la partie 11.7.

Le nucléaire constitue un puissant facteur de réduction des émissions à l'échelle française ou européenne

Au niveau français, l'analyse croisée des scénarios fait apparaître la part du nucléaire comme le facteur déterminant en matière de performance du secteur électrique sur le plan des émissions de gaz à effet de serre. C'est dans les scénarios *Volt* et *Ampère*, où la part du nucléaire est la plus élevée, que les meilleures performances sont enregistrées dans ce domaine. Ce constat est amplifié quand l'analyse est menée à une échelle plus large intégrant l'effet des imports et des exports.

Les scénarios prévoyant un retrait du nucléaire plus rapide que la croissance des énergies renouvelables

présentent de moins bonnes performances sur le plan des émissions. Ceci est lié au recours supplémentaire aux moyens thermiques, existants ou nouveaux.

Enfin, le pilotage de la capacité nucléaire permet de conserver une maîtrise sur le solde des échanges français. En effet, le nucléaire est quasi systématiquement compétitif sur les marchés européens de l'électricité, du fait de sa structure de coûts. Comme l'illustrent les scénarios *Ampère* et *Volt*, un déclassement étalé dans le temps maintient un socle exportateur important sur lequel s'ajoutent les productions renouvelables à coûts marginaux nuls pour atteindre des niveaux de l'ordre de 150 TWh. À l'inverse, le déclassement technique envisagé dans le scénario *Watt* peut mener à des situations où la France est importatrice nette d'électricité, notamment si les énergies renouvelables ne sont pas au rendez-vous.

11.3.4 Le développement des interconnexions est un complément nécessaire de la quasi-totalité des scénarios du Bilan prévisionnel 2017

Les différents scénarios sont assis sur trois trajectoires d'interconnexion. Tous les scénarios ont été testés avec la trajectoire médiane, dans leur cas de base ou comme variante. Deux d'entre eux (*Ampère* et *Volt*) ont également été testés avec la trajectoire haute, qui constitue même leur cas de base, dans la mesure où cette trajectoire est celle qui présente le plus de sens dans ces scénarios. Enfin, la trajectoire basse est utilisée, comme variante, dans les scénarios *Ohm* et *Hertz*.

La trajectoire médiane de développement des interconnexions, assise sur le Schéma décennal de développement du réseau, est justifiée pour la collectivité dans tous les scénarios étudiés dans le Bilan prévisionnel. Elle permet d'accompagner la transition énergétique en facilitant les échanges d'électricité ; en pratique, elle permet d'assurer une meilleure valorisation des capacités de production renouvelables développées au sein du système électrique français et d'assurer que la France est effectivement en

mesure d'importer de l'électricité lors des périodes de tension du système électrique.

Dans le cas des scénarios *Ampère* et *Volt*, la trajectoire haute, bâtie par rapport au plan décennal de développement européen (publié par ENTSO-E) mais assortie de dates prudentes, apparaît également justifiée pour la collectivité.

Dans tous les cas, les dépenses pour les interconnexions ne sont pas prépondérantes dans l'analyse économique des scénarios par rapport aux sommes à investir dans le parc ou dans l'efficacité énergétique.

Cette analyse sera complétée ultérieurement dans le cadre des prolongements identifiés sur les réseaux (*cf. partie 11.10*).

11.4 L'analyse identifie des facteurs qui dépendent de choix européens

Certains des paramètres influent largement sur la faisabilité, le coût ou les caractéristiques des différents scénarios sans pour autant faire l'objet de politiques publiques menées uniquement au niveau français.

C'est notamment le cas du coût des combustibles et du prix du carbone, qui résultent de la disponibilité des ressources et de grands équilibres mondiaux ou européens. Le prix du CO₂ est notamment supposé jouer un rôle directeur dans la décarbonation des économies en général et de la production d'électricité en particulier. Pour autant, contrairement aux anticipations formulées lors de l'adoption du paquet énergie-climat de 2008, le prix du CO₂ est demeuré faible, et plusieurs études semblent indiquer que, faute d'action volontariste menée au niveau européen, la transition énergétique pourrait s'effectuer jusqu'en 2030 sans perspective d'augmentation forte des prix du carbone. Néanmoins, plusieurs pays européens, dont la France, réfléchissent actuellement à la possibilité d'un prix plancher du CO₂, et certains (comme le Royaume-Uni) l'ont déjà mis en place. **L'évolution du prix du CO₂ constitue, dans tous les cas, une incertitude majeure pour la planification et le financement des scénarios de transition dans le secteur de l'électricité.** Le cadrage du Bilan prévisionnel est à cet effet très large, en envisageant des prix du CO₂ compris entre 5 € et plus de 100 € par tonne à l'horizon 2035.

Les options de transition énergétique décidées en France peuvent également dépendre, en partie, des choix réalisés par les pays voisins. Cet effet est traité dans le Bilan prévisionnel par le biais des différentes variantes sur l'évolution des énergies renouvelables en Europe, du charbon et du gaz en Allemagne, Espagne et Italie, ou encore du nucléaire au Royaume-Uni.

11.4.1 Le prix des combustibles et du CO₂ conditionne l'espace économique des différents scénarios

Le prix du CO₂ n'a pas d'influence directe sur les volumes échangés entre la France et ses voisins, mais sur la valeur des échanges

Dans les scénarios étudiés, **le prix des combustibles et du CO₂ n'a qu'une influence de second ordre sur le bilan physique des échanges d'électricité entre la France et ses voisins.** Ce paramètre influe principalement sur la compétitivité relative des filières gaz et charbon, et ne porte donc que sur une part faible du parc de production français à horizon 2025-2035. En effet, le positionnement des énergies renouvelables et du nucléaire dans la préséance économique de court terme est acquis même avec un prix du CO₂ très faible : toutes les configurations dans lesquelles ces productions sont abondantes par rapport à la consommation d'électricité conduisent donc à des bilans exportateurs.

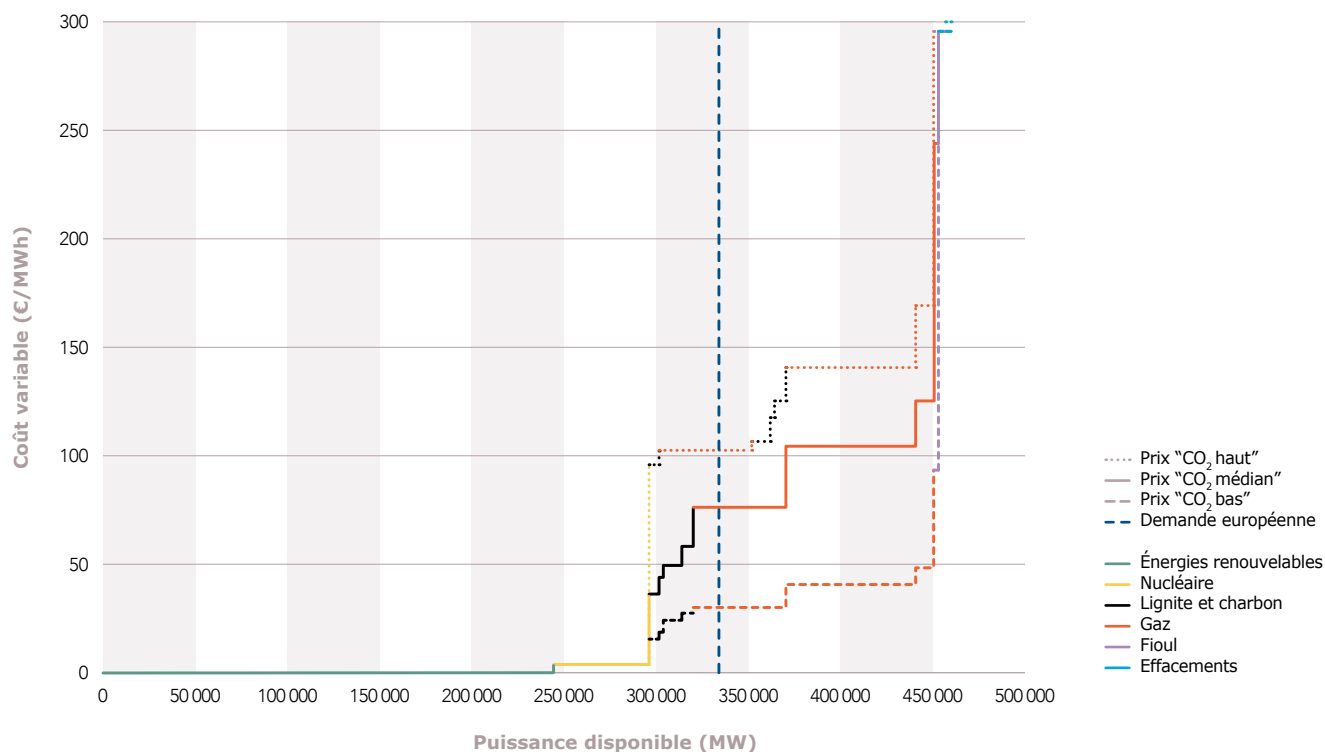
En revanche, **le prix du CO₂ a une influence sur la valeur économique de ces échanges d'électricité, et sur les conditions du financement du parc de production.** Les scénarios prévoient notamment tous des investissements importants dans les énergies renouvelables, qui sont facilités par une augmentation du prix du CO₂.

En pratique, les analyses du Bilan prévisionnel permettent de mettre en lumière plusieurs effets de bascule, qui portent sur les échanges d'électricité à l'échelle européenne et les émissions du système électrique européen en fonction des trajectoires retenues pour les prix du carbone.

Un premier effet de bascule entre 5 € et 30 € pour le prix du carbone

Le passage de la trajectoire basse à la trajectoire médiane pour le prix du carbone suffit à justifier une part importante pour

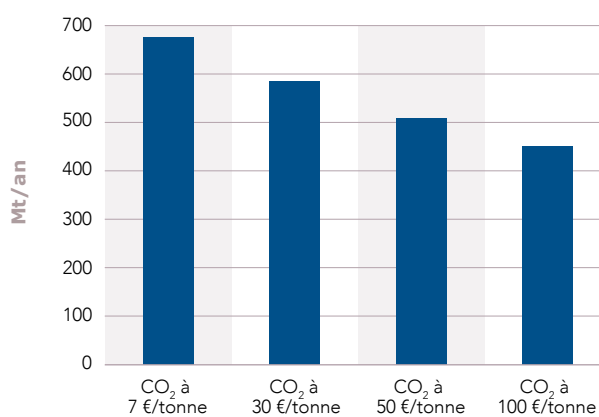
Figure 11.8 Évolution de l'ordre de préséance économique européen en 2035 en fonction des scénarios de prix des combustibles et du CO₂



des énergies non carbonées (notamment le nucléaire) sous l'angle économique au niveau européen. En effet, dans le scénario *Volt*, l'hypothèse sur le coût du CO₂ est celle qui conduit à l'effet le plus important sur la place économique du nucléaire : avec un prix du carbone stable par rapport à aujourd'hui, de l'ordre de 5 € par tonne, la place économique du nucléaire à l'horizon 2035 pourrait être réduite en deçà de 50 GW.

Un prix du CO₂ à 30 € par tonne permet déjà de justifier certains investissements dans les renouvelables sans soutien public. En effet, si le volume d'EnR et de production nucléaire est tel que des moyens thermiques sont également nécessaires (scénario *Hertz* ou scénario *Watt* « comparaison »³), la frontière de rentabilité hors subvention

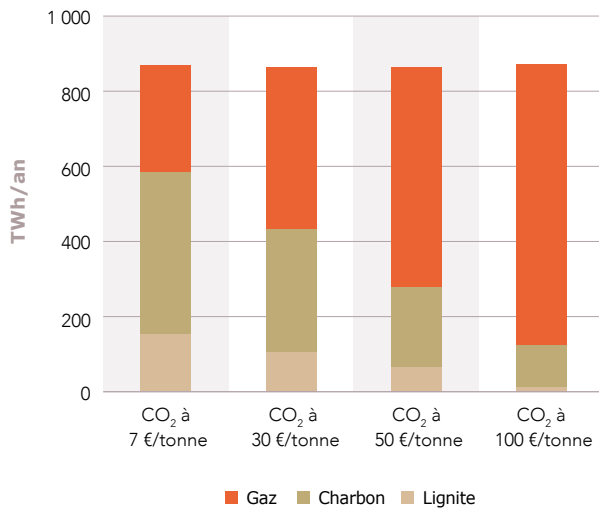
Figure 11.9 Émissions annuelles pour l'ensemble des pays modélisés (parc actuel)



Source : étude RTE-ADEME 2016, signal prix du CO₂

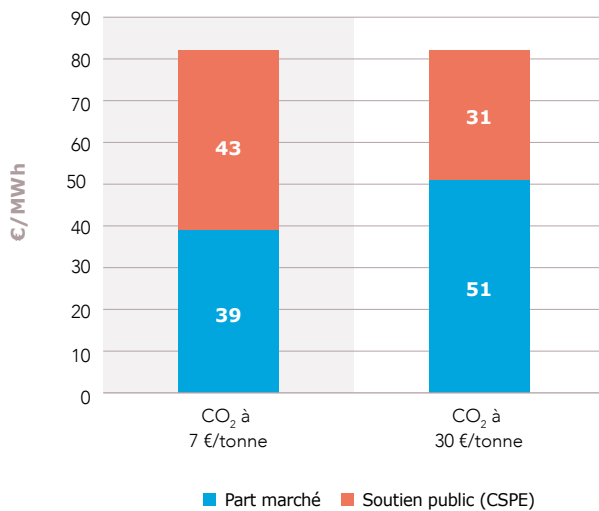
3. Chacun des scénarios du Bilan prévisionnel a fait l'objet d'une analyse spécifique sur la base des mêmes paramètres s'agissant de la consommation, du prix des combustibles et du CO₂, des interconnexions, et de la situation énergétique des pays voisins. Dans ces variantes dénommées « comparaison », les seuls paramètres qui varient sont la trajectoire de déploiement régulée des EnR et l'évolution de la capacité nucléaire installée. Le reste des filières évoluent en fonction de leur espace économique, selon les principes présentés au chapitre 2.

Figure 11.10 Production annuelle des centrales au lignite, au charbon et au gaz pour l'ensemble des pays modélisés (parc actuel)



Source : étude RTE-ADEME 2016, signal prix du CO₂

Figure 11.11 Structure de rémunération d'un parc éolien avec un complément de rémunération (soutien public)



Source : étude RTE-ADEME 2016, signal prix du CO₂

est très proche voire dépassée pour la production éolienne et photovoltaïque, même avec un prix du CO₂ à seulement 30 € par tonne. En revanche, ce niveau n'est pas suffisant pour permettre un développement soutenu des EnR hors soutien public en présence d'une capacité nucléaire importante (scénario *Ampère* « comparaison » ou scénario *Volt*).

Les résultats du Bilan prévisionnel montrent qu'une réduction significative des émissions au niveau européen pourrait être atteinte à partir de 30 € par tonne.

Ces conclusions confirment les enseignements de l'étude publiée par RTE et l'ADEME en 2016 sur l'impact de la tarification du carbone pour le système électrique en Europe. Cette étude, portant sur les coûts de production et l'évolution de la structure du parc à moyen terme, a notamment mis en avant :

- ▶ qu'une diminution significative des émissions au niveau des pays modélisés (de l'ordre de 100 millions de tonnes par an, soit 15%) est accessible avec un prix de 30 € par tonne de CO₂ ;
- ▶ qu'il en résulte un signal favorable au développement modéré des énergies renouvelables.

Un second effet entre 30 € et 100 € pour le prix du CO₂

Le développement conséquent de certaines filières renouvelables semble nécessiter un prix plus important :

- ▶ dans le scénario *Watt*, la trajectoire haute de développement des EnR peut être atteinte voire dépassée sur la seule base des prix de marché en intégrant un prix du CO₂ très élevé, mais dans une situation de besoin capacitaire important qui entraîne une forte influence sur les revenus captés par chaque filière ;
- ▶ dans le scénario *Ampère*, un prix du CO₂ supérieur à 100 € permet de couvrir les coûts complets des EnR pour la trajectoire médiane « rythme PPE » et d'approcher ceux de la trajectoire haute « rythme PPE haut ».

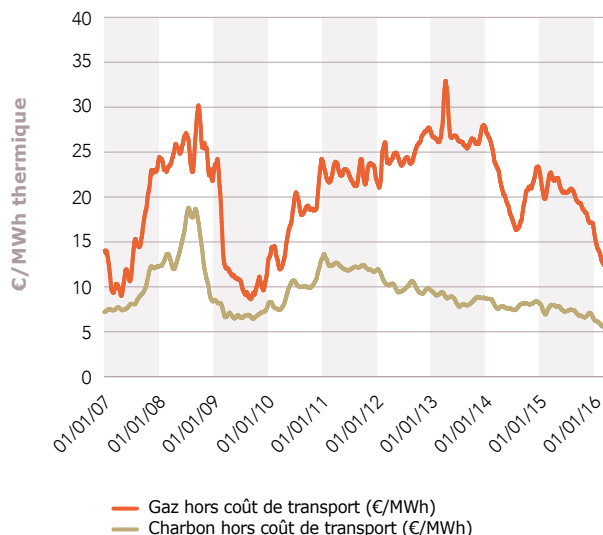
Un prix minimal de 30 € par tonne contribue à aligner l'ordre de préséance économique sur l'ordre de préséance environnementale pour les moyens thermiques.

L'interaction entre les prix de combustibles et celui du CO₂ a un impact direct sur la compétitivité relative des filières gaz et charbon.

Sur la base des prix de combustibles 2010-2016 (cf. figure 11.12), l'étude publiée par RTE et l'ADEME en 2016 montre qu'un prix du CO₂ entre 30 et 100 euros par tonne constitue un point de bascule pour la compétitivité des centrales au charbon et au lignite, en fonction du prix des combustibles et de l'âge des cycles combinés (avec un coût variable d'autant plus élevé qu'ils sont plus anciens). La figure 11.13 illustre cet effet. L'enveloppe basse correspond à des prix de gaz relativement compétitifs face au charbon (début de période). L'enveloppe haute correspond à des prix de gaz bien moins compétitifs face au charbon tels qu'en 2013.

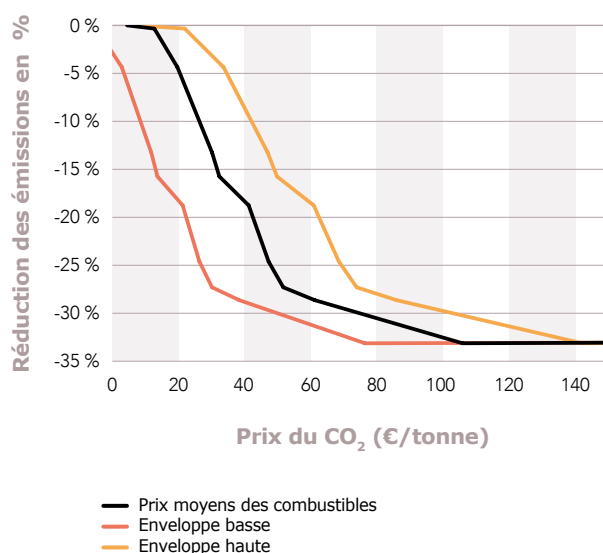
Les études menées dans le cadre du Bilan prévisionnel mettent en lumière que le prix du CO₂ nécessaire pour obtenir une substitution au moins partielle entre le gaz et le charbon dépend du prix de ces combustibles. Ainsi, un prix de 30 € par tonne est suffisant pour garantir une substitution charbon/gaz pour les centrales au gaz les plus performantes en considérant les prix actuel des combustibles, mais pas dans le scénario médian (scénario « *Current policies* » de l'Agence internationale de l'énergie). En revanche, dans le scénario haut de prix des combustibles retenu dans le Bilan prévisionnel (scénario « 450 ppm » de l'AIE), un prix de plus 100 € par tonne rend la production d'électricité à base de nouveaux cycles combinés au gaz plus compétitive qu'à base de charbon. Dans le même temps dans ce scénario, la compétitivité des centrales au charbon ou au lignite face aux centrales au gaz les plus anciennes se réduit considérablement.

Figure 11.12 Évolution des prix du MWh thermique (PCI) du charbon et du gaz en Europe depuis 2007



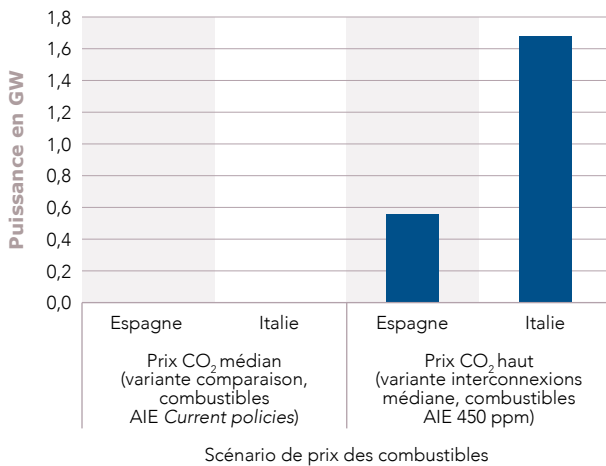
Source : étude RTE-ADEME 2016, signal prix du CO₂

Figure 11.13 Évolution des émissions pour l'ensemble des pays modélisés (structure de parc actuelle et constante), comparativement à une situation de prix de CO₂ à 7 €/tonne



Source : étude RTE-ADEME 2016, signal prix du CO₂

Figure 11.14 Centrales au charbon déclassées pour cause économique – variantes du scénario Ampère, horizon 2035



L'influence d'un prix de CO₂ très élevé sur la compétitivité des filières thermiques peut être perçue en comparant certaines variantes. En faisant varier le prix des combustibles, celles-ci font évoluer la compétitivité relative des centrales au gaz vis-à-vis de celles au charbon ou au lignite qui

demeurent en activité durant la période d'étude (Allemagne, Espagne et Italie pour le charbon, Allemagne pour le lignite). Les effets qui en découlent (par exemple sur le scénario Ampère) sont intuitifs, mais désormais quantifiés :

- ▶ l'augmentation du prix du carbone conduit à des déclassements plus importants de capacités thermiques (alors que ceux-ci demeurent compétitifs dans le scénario médian) – cf. figure 11.14 ;
- ▶ les durées de fonctionnement des installations charbon/gaz qui demeurent sont fortement diminuées, au profit des centrales au gaz – cf. figure 11.15 ;
- ▶ les émissions de CO₂ diminuent de l'ordre de 50 millions de tonnes sur le périmètre de l'Europe de l'Ouest.

Ces effets sont relativement neutres sur le bilan physique des échanges électriques de la France. En effet, le parc français est composé de nucléaire et d'énergies renouvelables en majorité dans tous les scénarios. À la marge, une évolution du prix du carbone a un effet sur les échanges (i) avec la Grande-Bretagne (qui, en fin de période, est dépourvue de centrales au charbon mais conserve un parc important au gaz) et (ii) avec l'Allemagne

Figure 11.15 Durées de fonctionnement des centrales thermiques dans certains pays européens selon la trajectoire de prix de combustibles et de CO₂

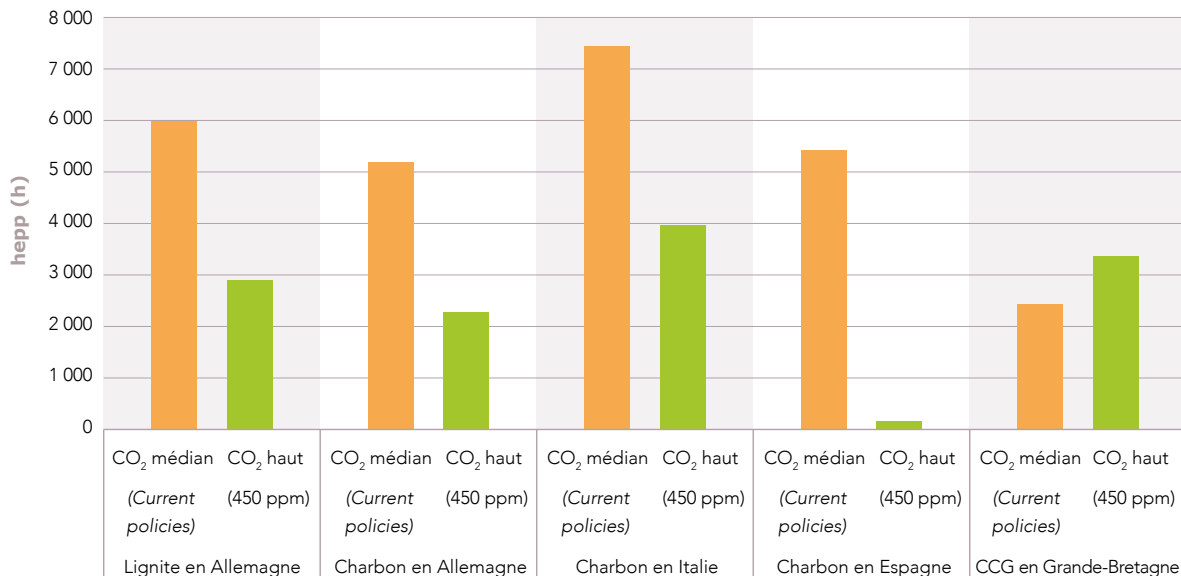
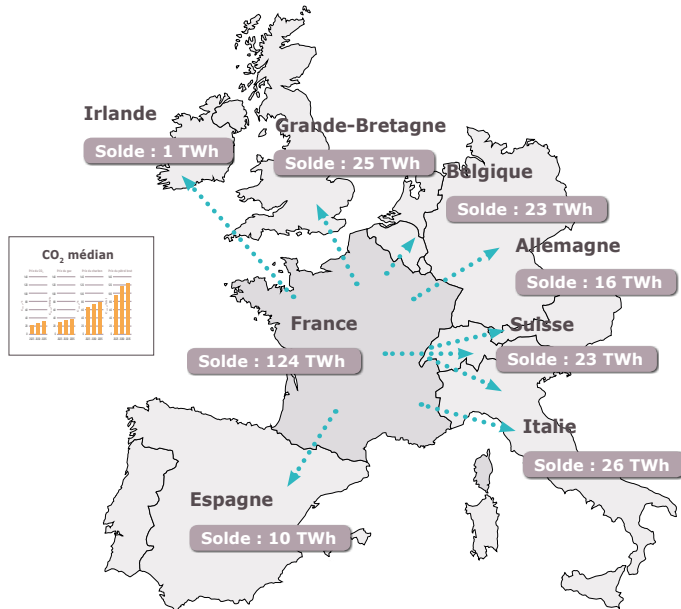


Figure 11.16 Scénario Ampère, variante comparaison (CO₂ médian) – horizon 2035

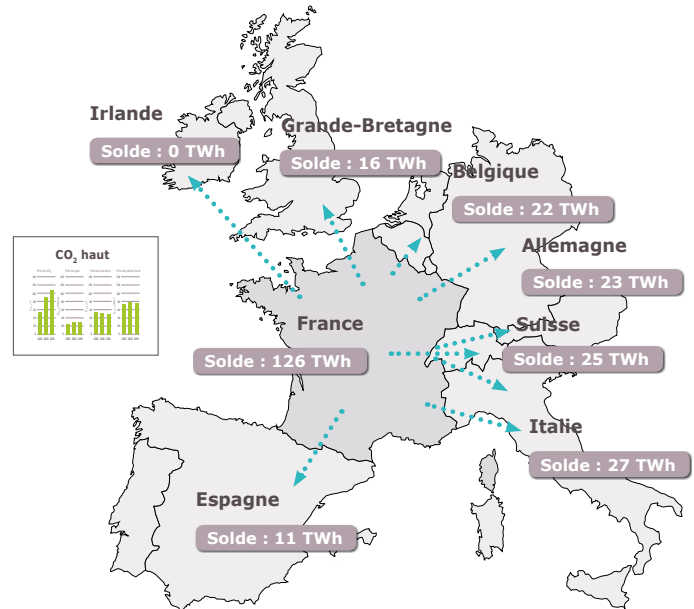


(qui, dans le cas de base, conserve 20 GW de capacités de production au charbon ou au lignite). Ainsi, l'effet principal d'une augmentation du prix du carbone se traduit par une meilleure compétitivité du parc britannique au détriment des centrales allemandes, et donc par des transits supplémentaires en France.

11.4.2 Les politiques énergétiques des pays voisins de la France ont un impact sur les marchés de l'électricité et les débouchés économiques du parc de production français

L'importance d'une modélisation précise des dynamiques européennes a été présentée au chapitre 3. En effet, de plus en plus, le système électrique fonctionne selon une logique supranationale, qui conduit à démarrer les moyens les plus compétitifs à court terme pour alimenter la consommation européenne, dans le respect des contraintes de transit entre les zones. L'interconnexion croissante entre pays accompagne ce mouvement d'optimisation.

Figure 11.17 Scénario Ampère, variante interconnexions médianes (CO₂ haut) – horizon 2035



Dans ce contexte, les choix énergétiques des États s'inscrivent nécessairement dans un environnement plus large. La coordination entre États peut conduire à favoriser l'équilibrage du mix à l'échelle européenne, par exemple quand les choix des pays tendent au déploiement de filières complémentaires, ou à des modes de consommation décorrélés. En revanche, des choix similaires peuvent conduire à un surdéveloppement de certaines filières.

Les scénarios Ampères et Volt se traduisent par des soldes exportateurs très supérieurs à aujourd'hui

Aujourd'hui, la France occupe une situation singulière en Europe du fait de la structure de son parc de production. D'une part, la prévalence du nucléaire signifie qu'une partie importante du mix est caractérisée par des coûts variables faibles, ce qui conduit à une situation fortement exportatrice (hors des périodes de forte consommation et/ou d'indisponibilité des installations de production en France). D'autre part, la France n'est pas en situation de surcapacité, contrairement à plusieurs pays européens, lors des pointes de consommation.

Deux des options explorées dans les scénarios conduisent à accentuer cette caractéristique : dans les scénarios *Ampère* et *Volt*, les volumes d'électricité produits par les énergies renouvelables et le nucléaire en France augmentent. L'analyse montre que des débouchés existent en Europe l'essentiel du temps pour ces volumes, et que des soldes exportateurs très supérieurs à aujourd'hui peuvent être atteints.

Ces débouchés ne sont pourtant pas infinis. Entre 2030 et 2035, le potentiel exportateur peut se heurter à des limites en fonction du rythme de pénétration des énergies renouvelables dans les pays voisins, ou du nucléaire dans le cas de la Grande-Bretagne. Ces limites apparaissent essentiellement l'été, et pour les configurations les plus exportatrices. Dans ce type de scénarios, les choix énergétiques des pays voisins de la France bornent les projections possibles sur le volume d'export.

Pour autant, la structure du parc et la nature des options envisagées – qui consistent essentiellement à faire baisser le poids dans le mix d'une production à coût variable faible (le nucléaire) au profit d'une production à coût variable nul (l'éolien et le solaire) – conduisent à une faible dépendance de ces choix vis-à-vis de ceux des pays voisins. Dans un certain nombre de pays européens, la nature des transitions à mettre en œuvre diffère :

- ▶ de nombreux groupes thermiques fonctionnant au gaz ou au charbon sont encore en activité, et leur remplacement par des énergies renouvelables conduit à une modification de l'économie de leur mix ;
- ▶ des situations de surcapacité existent fréquemment, comme en témoignent les études européennes (MAF ou PLEF) qui déterminent des durées de défaillance à l'étranger significativement plus faibles qu'en France.

Les scénarios comprenant une forte diminution de la part nucléaire conduisent à une dépendance accrue aux pays voisins

Les autres scénarios conduisent à une diminution rapide de la production nucléaire (scénarios *Hertz*, *Watt* et *Ohm*), qui ne peut être totalement « compensée » par une production d'origine renouvelable. **Dans ce type de scénarios, les choix énergétiques des pays voisins de la France ont un impact direct sur la rentabilité du parc de production français.**

La diminution très rapide de la part du nucléaire pourrait, dans un premier temps, être facilitée par les surcapacités existantes en Europe. Elle serait, dans un second temps, conditionnée à la mise en service de nouvelles installations au gaz en France. Néanmoins, leur

Figure 11.18 Échanges d'électricité en fonction de l'évolution du parc nucléaire en Grande-Bretagne – scénario *Volt*

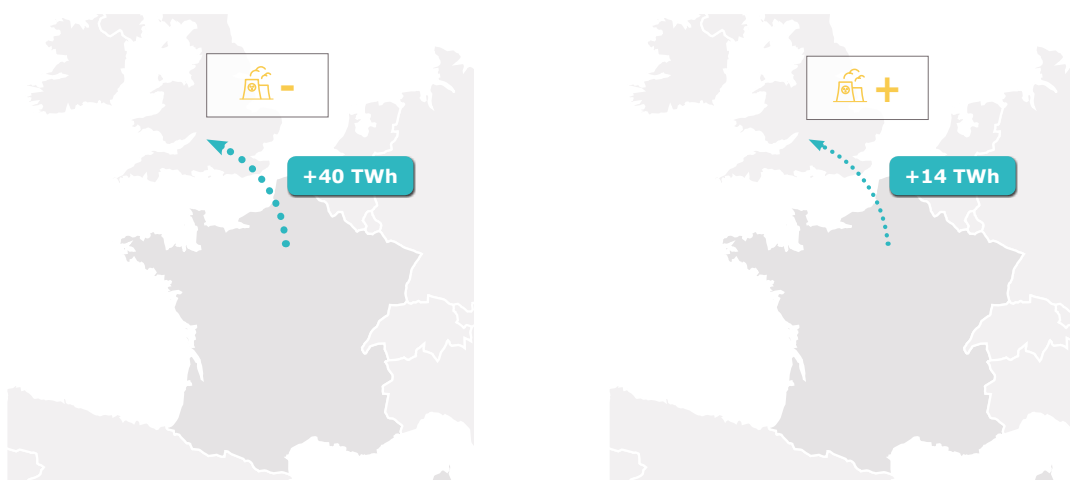
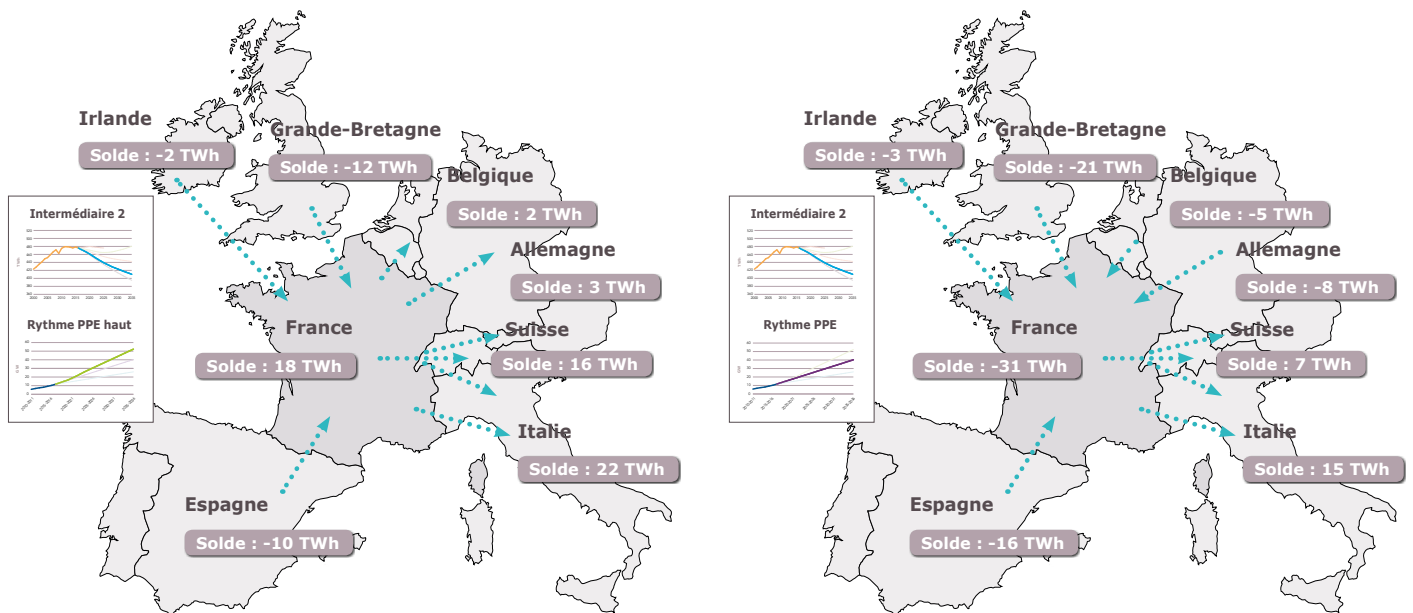


Figure 11.19 Comparaison des échanges d'électricité entre la France et les pays qui y sont interconnectés en fonction du développement des énergies renouvelables en France – scénario Watt



rentabilité en France sur le long terme n'est pas garantie dans le cadre d'une dynamique de développement très poussé des énergies renouvelables en Europe.

Dans ces scénarios, l'évolution des politiques énergétiques des pays européens a donc des impacts importants sur les besoins d'investissements en France. Les variantes permettent d'appréhender des premiers ordres de grandeur et pourront faire l'objet d'approfondissements dans le cadre de la concertation.

Les scénarios *Hertz*, *Watt* et *Ohm* conduisent à une diminution des exports, voire dans certaines variantes à des situations où la France devient importatrice nette malgré la mise en service de nouvelles installations au gaz dans le système électrique français. Cet effet est notamment dû au fort développement des énergies renouvelables en Europe, qui conditionne très largement la rentabilité du parc de production français.

Accompagner la diminution de la production nucléaire (quel que soit le rythme choisi) par

une progression de la production d'origine renouvelable conduit à maintenir le volume d'export. Ceci revient à faire baisser le poids dans le mix d'une production à coût variable faible (le nucléaire) au profit d'une production à coût variable nul (l'éolien et le solaire) – un mouvement qui ne dépend pas des décisions prises dans les autres pays.

Les actions prises en France ont un impact sur nos voisins

L'évolution du parc électrique en France, et notamment le rythme de déclassement du parc nucléaire, entraîne des conséquences sur les équilibres électriques dans les pays voisins. À titre d'exemple, le scénario *Watt* réalisé avec une consommation suivant la trajectoire haute et/ou un rythme de déploiement des EnR suivant la trajectoire «rythme PPE» plutôt que «rythme PPE haut» entraîne une inversion complète des flux d'électricité à l'échelle de la zone.

A contrario, une décrue lente du parc nucléaire français, combinée à un fort développement des énergies renouvelables, conduit à augmenter les

problèmes de rentabilité pour les moyens thermiques dans tous les pays européens, et notamment pour ceux dont les durées de fonctionnement sont déjà réduites.

Le rythme de développement des énergies renouvelables et d'évolution de la capacité nucléaire dans les pays voisins de la France est un facteur important dans l'analyse des résultats

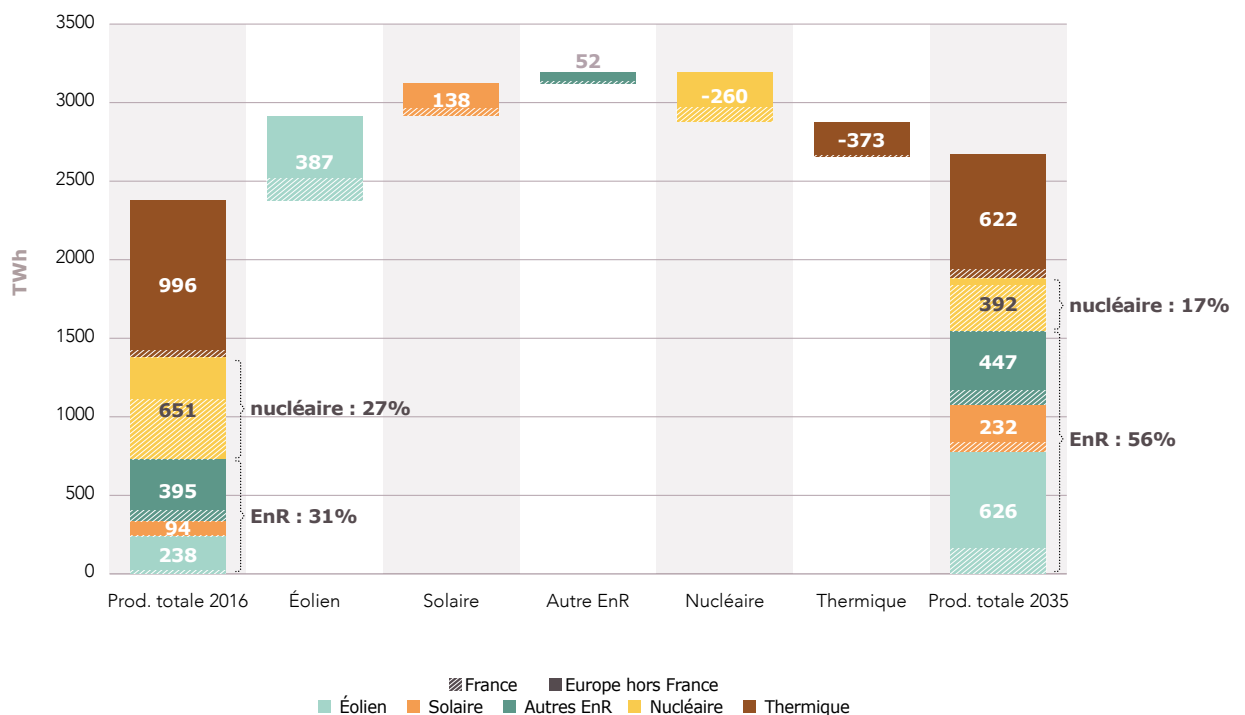
Le rythme de développement des EnR dans les pays voisins de la France est une variable importante dans les simulations.

Le choix de corrélérer, dans l'essentiel des simulations, les rythmes de déploiement des énergies renouvelables en France et dans les autres pays permet de tester une situation volontairement contrainte, que ce soit pour exporter lorsque le niveau des EnR est élevé (notamment lorsqu'une partie du parc

nucléaire est maintenu en France ou développé en Grande-Bretagne) ou pour passer les pointes de consommation lorsque la production des EnR est plus faible. Les variantes comprenant un plus faible déploiement des énergies renouvelables à l'étranger permettent de s'assurer qu'un scénario avec des exports et des contraintes associées élevés ne conduit pas également à expérimenter des situations tendues pour passer les pointes de consommation en France. Inversement, les variantes avec un déploiement soutenu des EnR dans le reste de l'Europe permettent de tester un scénario présentant des situations marquées par l'apparition de contraintes d'évacuation pour l'énergie produite en France. En conséquence, les options françaises dépendent en partie des choix de nos voisins.

Pour autant, l'analyse montre que, dans l'essentiel des cas, des situations fortement exportatrices sont envisageables.

Figure 11.20 Évolution du mix électrique dans l'ouest de l'Europe – scénario Volt



Ceci est également lié aux programmes de réduction du nucléaire engagés dans de nombreux pays. La figure 11.20 illustre, dans le scénario *Volt*, l'importance de cette réduction du nucléaire en Europe (qui fait plus que compenser, sur le plan énergétique, la production supplémentaire des nouveaux panneaux solaires).

Dans ce contexte, l'une des variantes testées ayant le plus d'impact porte sur le développement

du nucléaire au Royaume-Uni. Les scénarios britanniques prévoient que la capacité nucléaire puisse s'échelonner entre 4,5 et 18 GW. Du fait des facteurs de charge associés, cette modification est structurante sur les échanges. À titre d'illustration, cette production nucléaire supplémentaire produit 86 TWh et représente l'équivalent de 90 GW de capacité photovoltaïque supplémentaire en Allemagne (avec un facteur de charge supposé de 11%).

11.5 La sécurité d'alimentation est assurée dans tous les scénarios

11.5.1 Dans tous les cas de figure, des options identifiées pour assurer la sécurité d'approvisionnement

Dans les scénarios du Bilan prévisionnel, les objectifs en matière de sécurité d'approvisionnement sont intégrés à la construction même des scénarios. Il ne s'agit donc pas de vérifier si le critère des trois heures est respecté mais de procéder à une optimisation économique sous une contrainte en matière de sécurité d'approvisionnement, matérialisée par le respect du critère sous sa forme actuelle.

Par conséquent, tous les scénarios sont caractérisés par une espérance de défaillance inférieure ou égale à trois heures par an, sur chacune des coupes temporelles réalisées.

Selon les scénarios, le respect du critère est pourtant plus ou moins contraignant. Sur le plan technique, il en résulte un besoin en capacités complémentaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement dans certains scénarios. Cela peut dans un second temps se traduire de manière économique après sélection des solutions les moins coûteuses pour répondre au besoin.

Enfin, comme évoqué au chapitre 4, le critère de sécurité d'approvisionnement, formulé en nombre d'heures moyen de défaillance, ne dit rien de la probabilité réelle d'appel aux moyens exceptionnels, de la profondeur de tels événements, de leur fréquence et de leur durée. Il s'agit donc d'un indicateur relativement fruste pour décrire le profil de risque associé aux différents choix publics. Les éléments qui suivent ont vocation à compléter cette analyse, en listant les facteurs d'exposition au risque et en déclinant des faits stylisés sur l'évolution de la sécurité d'approvisionnement dans les différents scénarios.

11.5.2 La sensibilité de la consommation de pointe à la température demeure le principal facteur de risque pour le système électrique

Les appels de puissance lors des périodes de grand froid constituent aujourd'hui le risque principal en matière de sécurité d'approvisionnement

L'une des spécificités du système électrique français est sa forte thermosensibilité. Celle-ci résulte du développement du chauffage électrique dans les années 1990 et 2000 (*voir chapitre 1*). Lorsque la température est inférieure à 15 degrés, une baisse d'un degré accroît la consommation d'environ 2400 MW.

Dans les autres pays européens, le recours au chauffage électrique est moins développé qu'en France, et la sensibilité de la consommation électrique à la température est donc inférieure. Lors des pointes de consommation du soir (à 19 heures), la France représente 40% de la thermosensibilité de l'ensemble des pays modélisés dans le Bilan prévisionnel.

La prise en compte de cette spécificité est essentielle pour l'analyse du risque de défaillance. Actuellement, les vagues de froid concentrent le risque de coupure du fait des niveaux très élevés atteints par la consommation électrique durant ces périodes, comme l'illustrent les épisodes de février 2012 (102 GW à la pointe) ou, de manière moins aiguë, de janvier 2017 (94 GW à la pointe). Il s'agit du premier déterminant de la défaillance, avant les indisponibilités des groupes de production.

Autrement dit, un épisode de froid intense correspond à un risque de défaillance élevé quelle que soit la disponibilité des moyens de production. En revanche, une disponibilité dégradée des moyens de production peut ne pas poser de problème en cas d'hiver doux.

Figure 11.21 Production hebdomadaire – année 2019 – vague de froid extrême – disponibilité moyenne du parc nucléaire

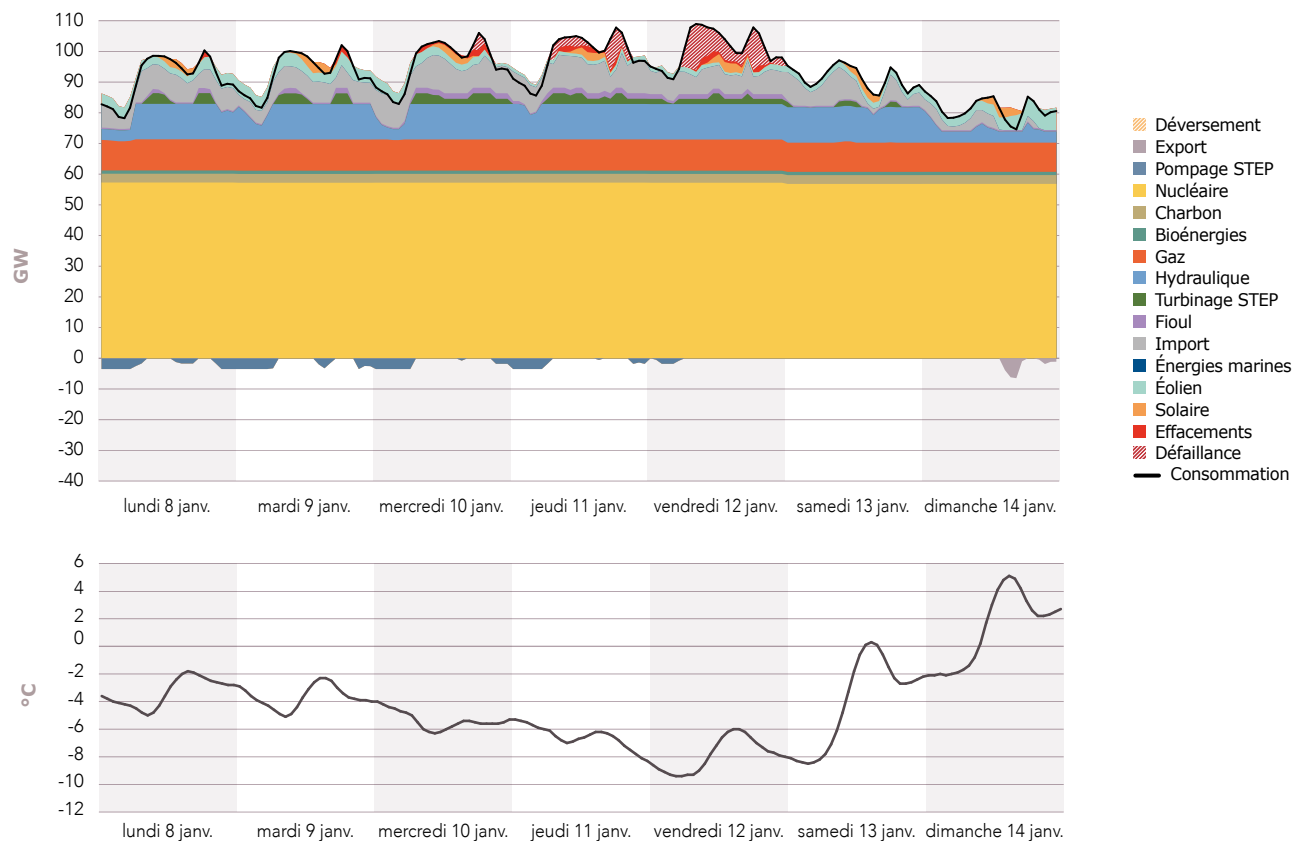
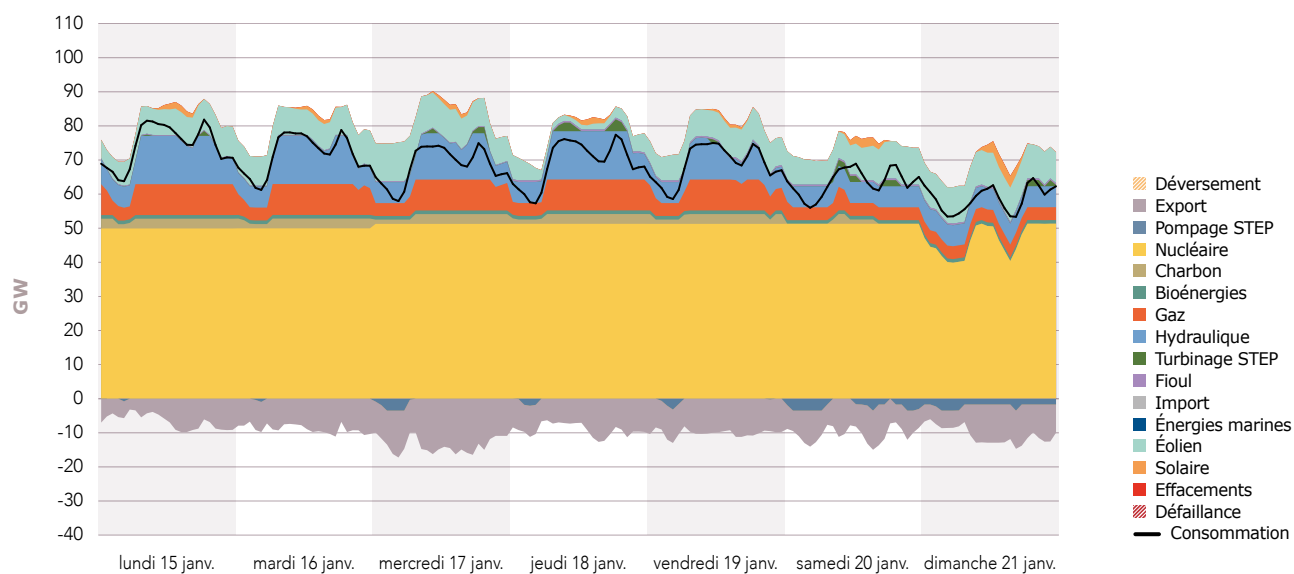


Figure 11.22 Production hebdomadaire – année 2019 – conditions climatiques moyennes – disponibilité du parc nucléaire réduite



Les analyses de résilience du système à des situations de grand froid, présentées aux chapitres 6 à 9 dans un encadré spécifique, permettent d'illustrer ce phénomène. Ces analyses peuvent être comparées à la figure 11.21, qui représente la production hebdomadaire durant la même semaine type (la chronique de température moyenne France évolue alors environ 10 degrés sous les normales saisonnières pendant une longue période ce qui constitue une situation exceptionnelle), en intégrant le parc de production et la consommation prévus pour l'hiver 2018-2019. Une telle situation se traduirait, aujourd'hui, par des épisodes de défaillance prolongés.

À l'inverse, la figure 11.22 illustre une situation de disponibilité réduite (sept réacteurs indisponibles par rapport à la moyenne hivernale), mais hors aléa climatique : aucune défaillance ne survient car les conditions de température sont habituelles pour la saison.

Les vagues de froid demeurent le principal facteur de risque à l'horizon 2035

Les analyses menées dans chacun des scénarios montrent que la vague de froid reste le premier déterminant de la défaillance à l'horizon 2035. Aussi, les situations à risque restent concentrées sur les mois d'hiver, entre novembre et mars. La figure 11.23 rappelle le profil mensuel de la défaillance des quatre scénarios par rapport à aujourd'hui.

Ces conclusions sont valables dans un contexte climatique modélisé par Météo-France, intégrant la dérive climatique constatée à ce jour mais pas les évolutions à venir du climat. Celles-ci devront faire l'objet de travaux complémentaires dans le cadre d'une étude plus générale sur la résilience des scénarios au changement climatique. Notamment, avec un réchauffement plus marqué que celui modélisé d'ici à 2035 induisant des épisodes de chaleurs intenses en été, des épisodes de défaillance pourraient se produire en dehors de l'hiver. Par exemple, ces épisodes pourraient être liés à des limitations de puissances des unités de production du fait d'une raréfaction des sources froides (fleuves, rivières, etc.) ou de limitation des rejets dans le cadre de réglementations environnementales plus strictes. Cette étude est identifiée parmi les prolongements prioritaires du Bilan prévisionnel (cf. partie 11.10).

La sensibilité du système électrique aux consommations extrêmes se réduit
La prépondérance persistante des épisodes de grand froid dans les profils d'exposition au risque ne doit pas masquer une diminution de l'importance relative de ce facteur par rapport aux autres aléas possibles.

Dans chacun des scénarios, on observe ainsi que la survenue de températures extrêmes conduit à des probabilités de coupure moindres. La figure 11.24

Figure 11.23 Répartition mensuelle du risque de défaillance

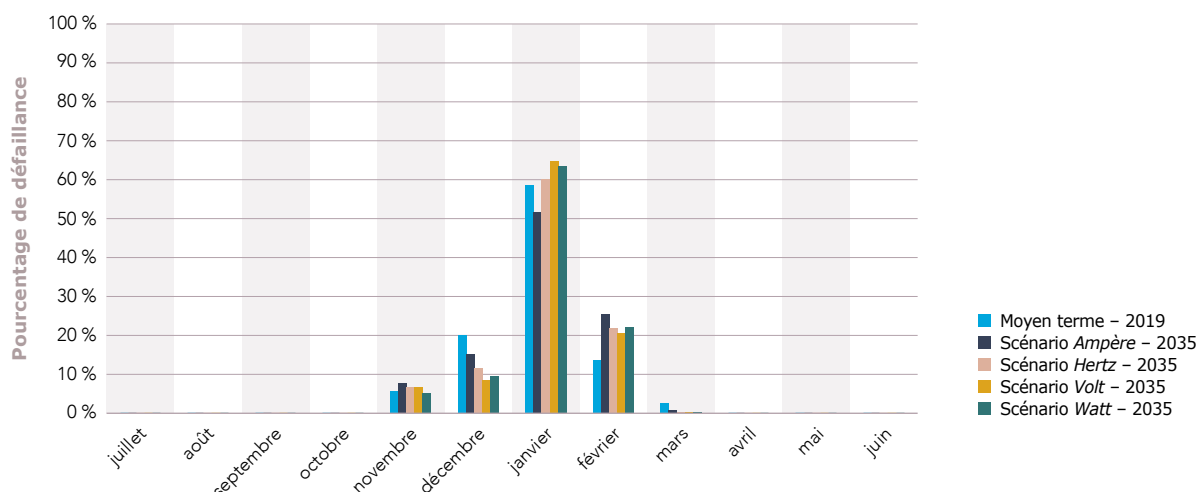
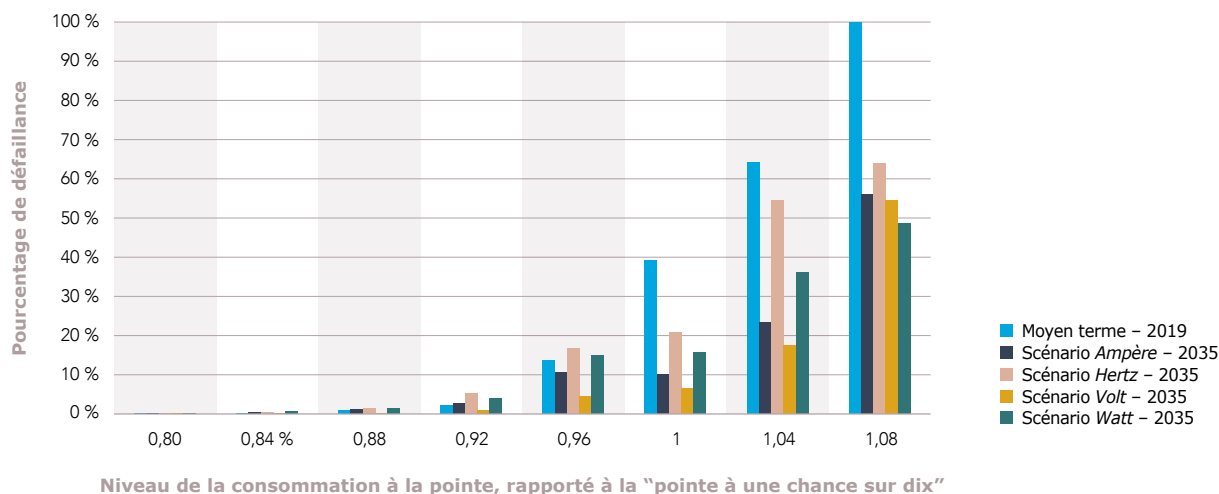


Figure 11.24 Risque de défaillance en fonction du niveau de consommation

permet d'illustrer cet effet, en présentant les probabilités de défaillance obtenues en fonction des températures (celles-ci étant rapportées à la « pointe à une chance sur dix » de consommation, qui représente le niveau de puissance qui a une chance sur dix d'être dépassé au moins une heure au cours d'un hiver). Alors que le risque d'être en défaillance aux abords de la pointe de consommation à une chance sur dix est aujourd'hui d'environ 40 %, celui-ci se réduit à moins de 20 % pour les différents scénarios à l'horizon 2035.

Les enjeux de maîtrise de la pointe de consommation sont toujours prégnants

Dans un contexte de persistance de la sensibilité de la consommation à la température, tous les efforts menés dans le sens d'une plus grande efficacité énergétique et d'une réduction de la pointe de consommation entraînent des effets bénéfiques sur la sécurité d'approvisionnement. Ces marges supplémentaires peuvent être utilisées pour réajuster le parc de production ou pour limiter le besoin de nouveaux moyens de production.

À titre d'exemple, l'écart de puissance nécessaire pour assurer le critère de sécurité d'approvisionnement entre le scénario *Watt* (trajectoire de consommation «intermédiaire 2») et la variante de ce même scénario portant sur la trajectoire haute de consommation est de l'ordre de 12 GW.

Cet écart est du même ordre que l'écart de l'indicateur de « pointe à une chance sur dix » qui passe de 86,6 GW à 98,4 GW entre les deux trajectoires de consommation.

Ces enjeux de maîtrise de la consommation s'inscrivent dans un paysage changeant, et prennent tout leur sens avec le développement programmé des véhicules électriques et hybrides rechargeables (VE/VHR). Au-delà de l'énergie consommée, ceux-ci constituent un enjeu pour la maîtrise de la pointe de consommation et donc le dimensionnement du système électrique.

S'il repose sur un pilotage des modes de recharge, le développement de l'électromobilité peut se dérouler selon un calendrier et des niveaux de puissance appelée qui sont gérables pour le système électrique.

Bien évidemment, dans le cas contraire, des conséquences pénalisantes sont susceptibles d'apparaître : ainsi, dans le scénario *Ampère*, la pointe de 19h est plus élevée de 8 GW si la recharge des 15,6 millions de véhicules VE/VHR n'est pas pilotée. Cet exemple illustre l'intérêt d'inciter au rechargement des véhicules électriques en dehors des périodes de pics de consommation. Cet effet peut être obtenu en combinant des actions réglementaires ou économiques, à l'instar des mesures

adoptées par le passé pour l'eau chaude sanitaire électrique, aujourd'hui majoritairement pilotée par une incitation tarifaire à consommer en heures creuses nocturnes ou méridiennes.

Dans les scénarios du Bilan prévisionnel, le poids de la consommation sur le risque de sécurité d'approvisionnement a donc tendance à légèrement diminuer si les actions d'efficacité énergétique et de pilotage de la charge sont menées à bien. Les trajectoires de consommation intègrent les conséquences de ces actions comme l'illustre la légère baisse du gradient de consommation en fonction de la température anticipée à l'horizon 2035 (de l'ordre de 3 à 10 % selon les trajectoires).

11.5.3 L'influence du nucléaire sur la sécurité d'approvisionnement : des analyses qui mettent l'accent sur les conditions techniques de prolongation des réacteurs

Bien que la variabilité de la consommation demeure le premier déterminant de la défaillance, d'autres facteurs de risque existent, notamment en cas d'indisponibilités prononcées des moyens de production existants.

En cas de tension sur le système lors de températures froides, une mauvaise disponibilité du parc de production peut conduire à des situations de défaillance, se traduisant par l'utilisation de moyens exceptionnels ou des coupures. Les situations de tension dépendent souvent de combinaisons complexes de facteurs. Aussi, une modélisation probabiliste horaire à l'échelle européenne, comme celle retenue dans le cadre du Bilan prévisionnel, est nécessaire pour estimer correctement ce risque.

Les scénarios du Bilan prévisionnel explorent des univers très différents d'aujourd'hui. Parmi les multiples facteurs qui caractérisent les scénarios, l'augmentation significative de la production renouvelable intermittente, la diminution du parc de production nucléaire et l'évolution tendancielle de la consommation constituent les plus notables.

La disponibilité du parc nucléaire est un facteur clé pour la sécurité d'approvisionnement

La disponibilité de la capacité nucléaire est aujourd'hui un facteur déterminant de la sécurité d'approvisionnement. Avec 63 GW de puissance installée, le parc nucléaire représente environ la moitié de la capacité totale installée en France et un peu plus des deux tiers de la capacité pilotable.

Des indisponibilités durables du parc nucléaire peuvent engendrer un impact plus important que pour d'autres installations de production, notamment les centrales thermiques.

Ceci est dû, en premier lieu, à la taille unitaire des réacteurs nucléaires : elle est actuellement comprise entre 900 MW et 1 500 MW, soit plus de deux fois la capacité d'un cycle combiné au gaz. De ce fait, l'indisponibilité d'une installation conduit proportionnellement à des effets plus importants. En supposant un même taux générique d'indisponibilité pour les filières nucléaire et gaz, il apparaît beaucoup moins probable qu'une indisponibilité d'une puissance de 900 MW résulte d'aléas simultanés sur deux cycles combinés au gaz (totalisant 900 MW) plutôt que d'un seul réacteur nucléaire de ce palier.

Le second effet est attribuable aux modes communs ou encore effets de série. La filière nucléaire s'est construite par paliers (900 MW, 1 300 MW, 1 500 MW, bientôt complétés par un quatrième avec la mise en service de l'EPR de 1 650 MW). La standardisation des installations a joué un rôle crucial dans la compétitivité du programme électronucléaire français, en permettant des économies d'échelle très importantes. Ce gage d'efficacité économique est, en revanche, susceptible d'engendrer des modes communs puisque les caractéristiques techniques de tous les réacteurs d'un même palier sont identiques. Des « indisponibilités génériques », qui affecteraient plusieurs réacteurs en même temps pour une raison similaire, sont donc possibles. L'indisponibilité d'un nombre important de réacteurs lors de l'hiver 2016-2017 du fait d'un contrôle générique de l'ASN sur des générateurs de vapeur en témoigne. Ces effets de série sont moins prégnants pour les groupes thermiques, dont les constructeurs et les

pièces sont variés et dont les enjeux de sécurité sont moindres.

Une dépendance à la disponibilité du parc nucléaire qui diminue

En se basant sur des taux de disponibilité standard pour le nucléaire sur la période 2020-2035, les différents scénarios établis dans le cadre du Bilan prévisionnel traduisent une diversification des risques : la sécurité d'approvisionnement est, en proportion, moins dépendante du nucléaire, et davantage de la disponibilité des énergies renouvelables comme l'éolien ou le photovoltaïque.

Cet effet doit pourtant être nuancé : dans les scénarios *Ampère* et *Hertz* par exemple, le nucléaire demeure la partie essentielle des moyens pilotables en France. Dès lors, des indisponibilités longues, « hors dimensionnement », sont toujours susceptibles d'entraîner des conséquences majeures en matière de sécurité d'approvisionnement. **Ainsi, il n'apparaît pas établi à ce jour d'affirmer qu'une réduction de la part de nucléaire entraîne automatiquement une « désensibilisation » par rapport au risque que constitueraient des indisponibilités longues et prolongées du nucléaire.**

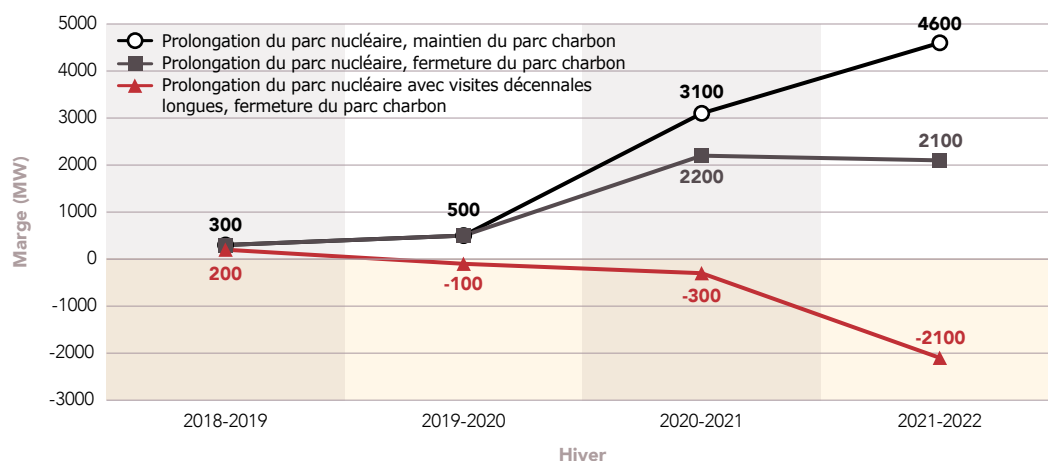
S'agissant du scénario *Volt*, celui-ci présente un profil de risque très spécifique avec une faible probabilité de défaillance. Dans ce contexte, et de manière paradoxale, des indisponibilités longues de réacteurs nucléaires sont moins pénalisantes.

La disponibilité du nucléaire demeure un facteur clé pour la sécurité d'approvisionnement

Dans la majorité des scénarios étudiés, le nucléaire continue de représenter une part significative du mix de production en France. Sa performance (disponibilité, durée et fréquence des arrêts) demeure donc un facteur important pour l'approvisionnement en électricité. **Le système électrique demeure sensible à des épisodes d'indisponibilités longues et simultanées de plusieurs réacteurs nucléaires durant l'hiver.**

Pour être prolongés au-delà de 40 ans de fonctionnement, les réacteurs concernés devront être arrêtés et faire l'objet de travaux leur permettant de passer leur quatrième visite décennale et de disposer d'une nouvelle autorisation d'exploitation. **Une attention particulière devra porter sur la durée de ces arrêts.** Les analyses de sensibilité réalisées par RTE sur la période 2018-2022 ont mis en évidence l'impact en matière de sécurité

Figure 11.25 Évaluation de l'impact sur la sécurité d'approvisionnement d'un arrêt de 12 mois pour la prolongation des réacteurs nucléaires



Le critère de sécurité d'approvisionnement est respecté lorsque les courbes se situent dans la partie supérieure ou égale à 0

d’approvisionnement d’un arrêt de douze mois, conduisant à l’indisponibilité de ces réacteurs nucléaires pendant l’hiver. Cette analyse constitue un apport essentiel de l’édition 2017 du Bilan prévisionnel. Ses conclusions peuvent être étendues, au-delà de 2022, à tous les scénarios nécessitant la prolongation de réacteurs nucléaires (tous à l’exception de *Watt et*, dans une moindre mesure, *Ohm*).

L’Autorité de sûreté nucléaire remettra en 2021 des orientations génériques sur la prolongation des réacteurs nucléaires du palier 900 MW, qui permettront d’affiner le diagnostic. **D’ici là, le diagnostic en matière de sécurité d’approvisionnement demeure soumis à certaines incertitudes.**

11.5.4 Une sécurité d’approvisionnement qui repose davantage sur l’éolien et le photovoltaïque

Il est aujourd’hui largement reconnu que la pénétration croissante des renouvelables modifie la façon dont l’équilibre offre-demande peut être assuré. La plus grande partie de ce nouveau parc de production est composée de panneaux photovoltaïques et d’éoliennes dont la production est intermittente.

Assurer le respect du critère de sécurité d’approvisionnement dans ce nouveau contexte revient à s’assurer que les probabilités d’indisponibilités des moyens thermiques, nucléaires et renouvelables engendrent moins de 3h de défaillance en moyenne par an.

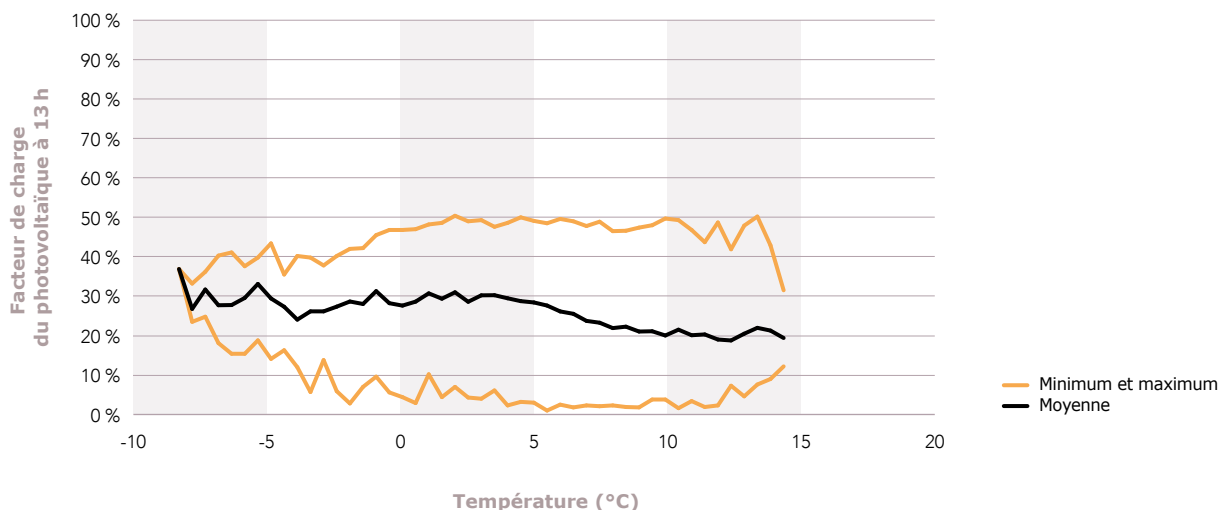
Le photovoltaïque

À première vue, les installations photovoltaïques ne sont pas susceptibles de présenter un fort intérêt en matière de sécurité d’approvisionnement. D’une part, la production solaire est moins abondante en hiver qu’en été, car les journées y sont plus courtes et la couverture nuageuse plus importante. D’autre part, la production nocturne est nulle, ce qui signifie que le photovoltaïque ne peut pas contribuer à la couverture de la pointe du soir en hiver.

Pourtant, une analyse approfondie permet de nuancer cette vision et de représenter les conséquences de la croissance rapide des installations photovoltaïques sur les conditions de maintien de l’équilibre production-consommation en France.

En premier lieu, la production solaire peut être importante sur les heures méridiennes avec des facteurs de charges dépassant 30% en moyenne à 13h l’hiver. Ce profil de production permet de

Figure 11.26 Lien entre température et facteur de charge photovoltaïque à 13h en hiver



réduire les tensions sur le système en journée, et engendre une contribution importante des installations photovoltaïques lors des pointes du matin. Les situations de défaillance rencontrées en cas de vague de froid se présentent ainsi de manière différente en 2035 : **alors qu'elles se traduisent aujourd'hui par des coupures longues, y compris en journée, la défaillance durant les heures méridiennes devient de plus en plus rare à l'avenir.**

Deuxièmement, ces surcroûts de production en milieu de journée peuvent être mis à profit du système de manière plus large, en permettant aux capacités de stockage d'emmagasiner de l'énergie qui peut ensuite être restituée lors de la pointe du soir. Cet effet peut être atteint en mobilisant les capacités de stockage actuelles (STEP hydrauliques), voire amplifié dans le cas où d'autres moyens de stockage se développeraient (stockages stationnaires propres au système électrique avec des batteries dédiées, mobilisation des stockages des véhicules dans le cadre d'une intégration massive du véhicule électrique et d'un succès des modèles d'affaires basés sur la communication bidirectionnelle, ou V2G - *vehicle-to-grid*).

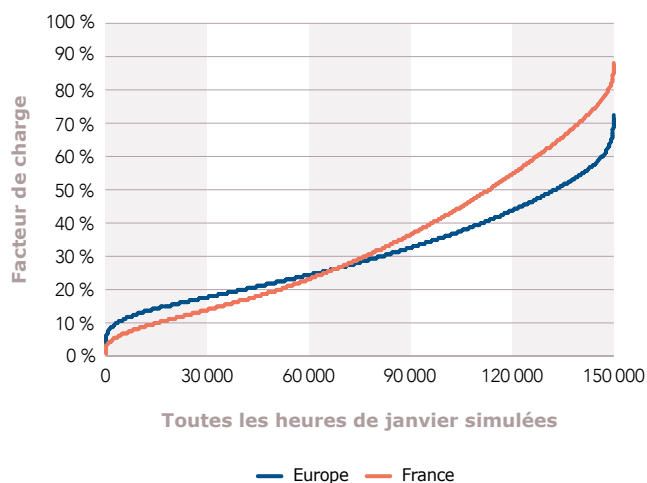
Ces deux éléments peuvent conduire à des effets loin d'être anecdotiques pour l'équilibre du système. Ils sont renforcés par l'existence d'une légère corrélation entre températures froides et production photovoltaïque. En effet, comme l'illustre la figure 11.26, les scénarios climatiques de Météo-France suggèrent que les situations de très grand froid seraient accompagnées d'un ensoleillement à 13h relativement plus élevé. Ce thème devra faire l'objet de travaux complémentaires dans le cadre de l'analyse générale de la résilience des scénarios.

L'éolien

L'éolien présente des caractéristiques très différentes.

D'une part, la production éolienne est, en moyenne, plus abondante en hiver qu'en été. D'autre part, elle n'est pas restreinte à la journée, ce qui fait que la couverture de la consommation lors des pointes du soir peut être assurée en partie par l'éolien.

Figure 11.27 Monotone de facteur de charge de l'éolien terrestre français



En revanche, la production éolienne est caractérisée par une variabilité d'une journée sur l'autre plus importante que la production solaire. Il n'est donc pas possible de garantir que la production éolienne soit disponible aux instants où elle serait indispensable pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande. Dans certains cas, des situations de défaillance correspondront à des épisodes de faible production éolienne. Dans d'autres, des situations de forte production éolienne permettront au contraire de remédier à l'indisponibilité d'autres installations de production.

L'analyse probabiliste du Bilan prévisionnel permet de s'assurer que ces situations se compensent pour maintenir un critère de sécurité d'approvisionnement à trois heures de défaillance par an en moyenne, similaire à aujourd'hui. Comme l'illustre la distribution du facteur de charge éolien hivernal à la figure 11.27, la production des éoliennes terrestres en France n'est jamais tout à fait nulle du fait de la taille du pays et de l'existence de différents régimes de vent, en partie décorrélés. Dans 90% des situations, le facteur de charge dépasse 10% : ceci représente une production minimale de 5200 MW pour les scénarios *Ampère* et *Watt* en 2035.

Enfin, le développement des éoliennes en mer va permettre d'augmenter la production de la filière en hiver grâce à des facteurs de charge plus élevés et plus stables que ceux des éoliennes terrestres.

Les autres énergies renouvelables ne présentent pas les mêmes caractéristiques d'intermittence

Toutes les productions renouvelables ne sont pas intermittentes. Les bioénergies, par exemple, produisent plutôt en bande avec peu de variabilité du fait d'un grand nombre d'unités réparties sur le territoire et de l'absence de mode commun. La capacité installée est de l'ordre de 1000 MW aujourd'hui et est doublée dans les scénarios *Ampère* et *Watt*.

Le taux de couverture de la pointe par les énergies renouvelables est appelé à augmenter

Les énergies renouvelables participent déjà à une partie de la sécurité d'approvisionnement du pays. Par exemple, lors de l'épisode de vague de froid de janvier 2017, les énergies renouvelables produisaient environ 4300 MW hors hydraulique et assuraient 4,5% des besoins à l'heure de consommation la plus élevée. Le vendredi 20 janvier 2017 à 8h, l'éolien a produit 3000 MW, le photovoltaïque un peu moins de 200 MW et les bioénergies 1100 MW⁴.

Figure 11.28 Contribution moyenne à la pointe sur une semaine de janvier à 19h – 2035 – scénario *Ampère*

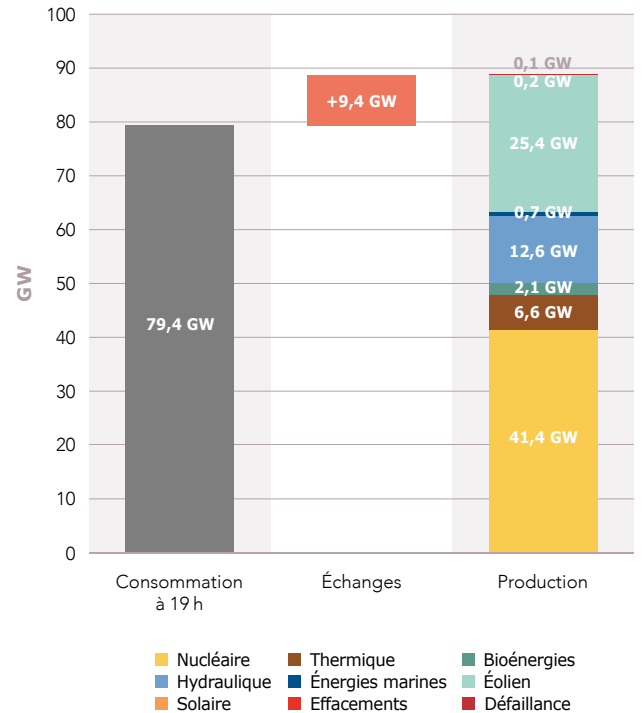
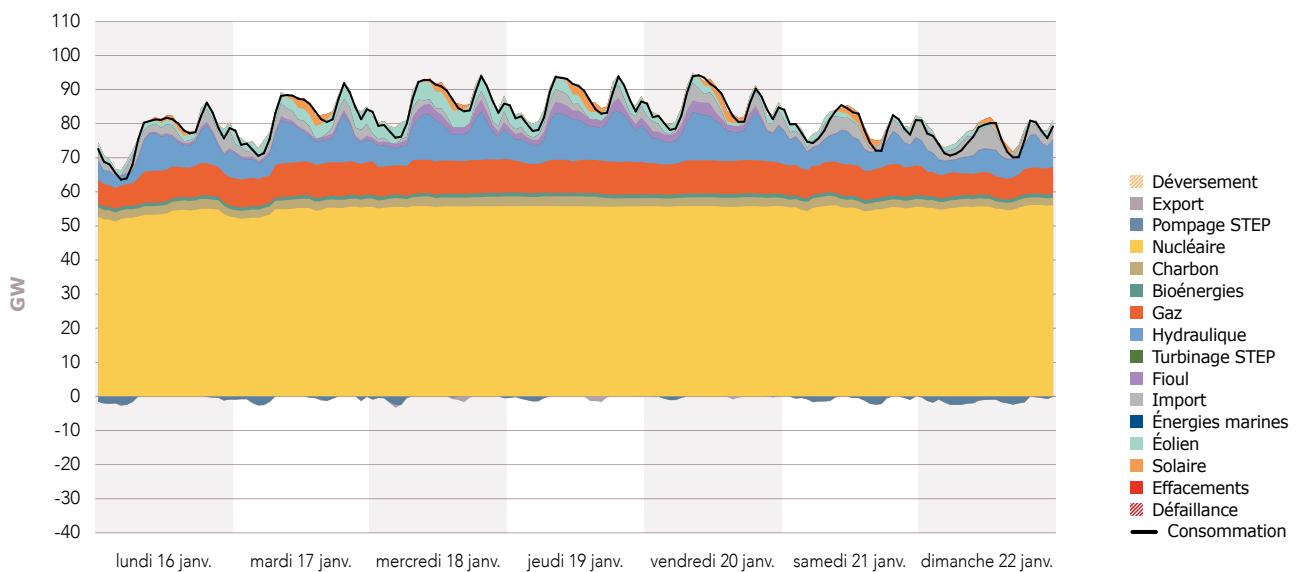


Figure 11.29 Production d'électricité effective de la semaine du 16 au 22 janvier 2017



4. Source : Eco2mix, RTE

Avec l'augmentation des parcs de production renouvelable, leur contribution lors des pointes est appelée à s'accroître. Les illustrations du mix de production à 19h du scénario *Ampère* les mettent en valeur. Dans ces situations d'un jour ouvré de janvier, l'éolien produit en moyenne 25 GW soit pratiquement 30% de la demande, avec environ 10 GW d'export.

11.5.5 La nature du risque est modifiée sous l'effet des nouvelles structures de l'offre de production

Les analyses révèlent une tendance à l'évolution des caractéristiques du risque, sous l'effet de l'amélioration de l'efficacité énergétique, du développement des nouveaux usages ou encore de la modification de la structure de l'offre de production.

La fréquence d'appel aux moyens exceptionnels augmente

La première évolution notable concerne la fréquence de la défaillance (soit la probabilité de rencontrer au moins une heure de tension nécessitant l'activation de moyens exceptionnels). L'indicateur de fréquence utilisé correspond à la part des 1000 configurations d'aléas simulées qui comporte au moins une heure de défaillance. Pour l'hiver 2018-2019, dont la situation d'équilibre

offre-demande est très proche de 3 h de défaillance par an en moyenne, environ 25% des situations simulées conduisent à l'activation des moyens exceptionnels (voir chapitre 4). **Un système électrique équilibré par rapport au critère de sécurité d'approvisionnement équivaut donc, aujourd'hui, à une chance sur quatre de faire appel aux moyens exceptionnels.**

À l'horizon 2035, cette fréquence est amenée à croître dans tous les scénarios bien que le risque en nombre d'heures de défaillance moyen reste sensiblement identique à aujourd'hui (mis à part dans le scénario *Volt* dont le risque est estimé à 0,7 h/an).

Dans les scénarios *Ampère*, *Hertz* et *Watt*, la probabilité annuelle d'appel aux moyens exceptionnels s'élève à 40%, dans le respect du critère des trois heures (cf. figure 11.30).

Les situations de « défaillance longue » se réduisent

En revanche, cette évolution ne découle pas d'une augmentation du niveau du risque, mais d'une modification de sa nature. En d'autres termes, pour un même nombre d'heures de défaillance (trois heures par an), un nombre plus important de situations de défaillance sont rencontrées, mais ces situations durent moins longtemps – et tout porte à croire qu'elles sont également moins

Figure 11.30 Monotones des heures de défaillance pour les 1000 configurations simulées dans les différents scénarios

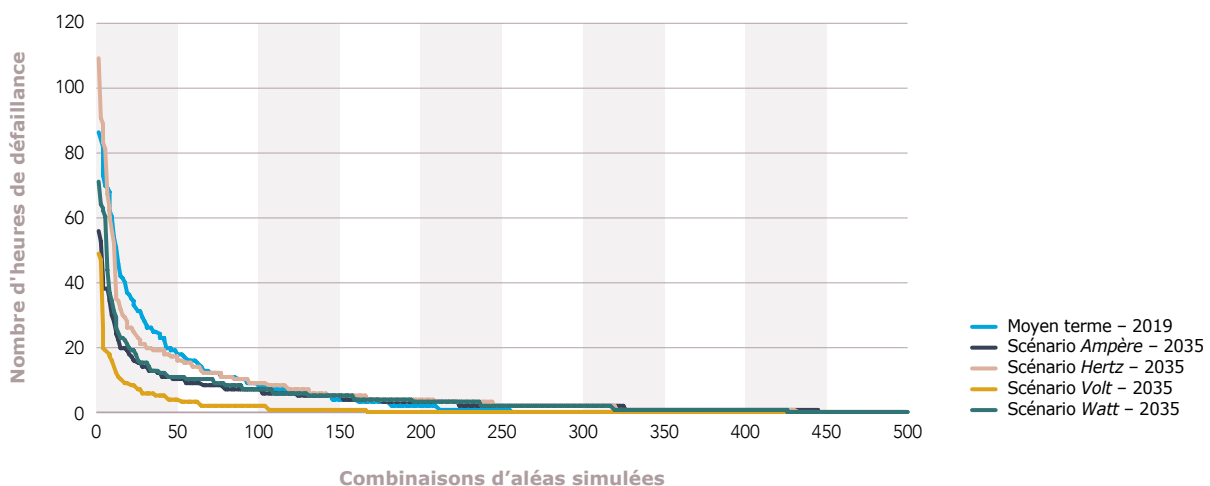
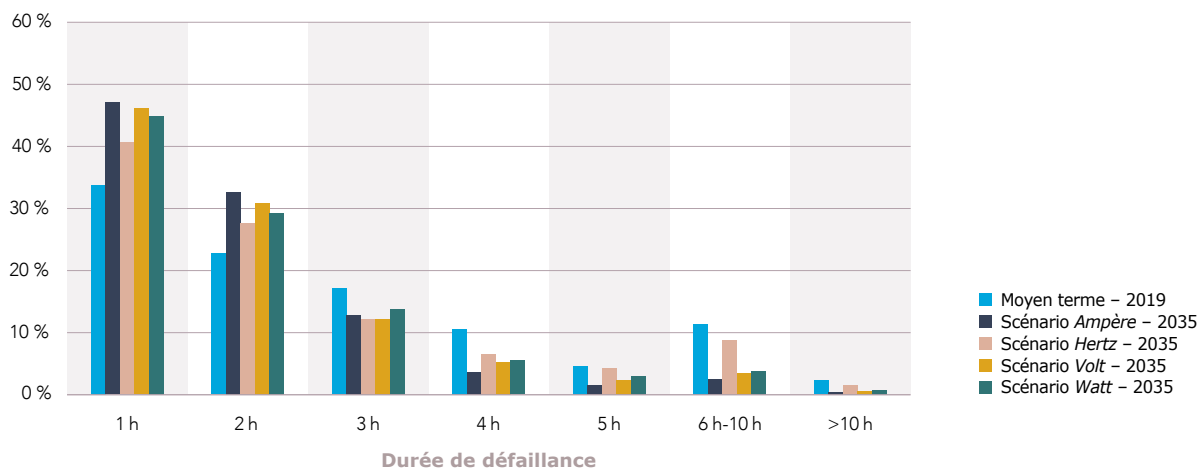


Figure 11.31 Répartition des durées continues de défaillance



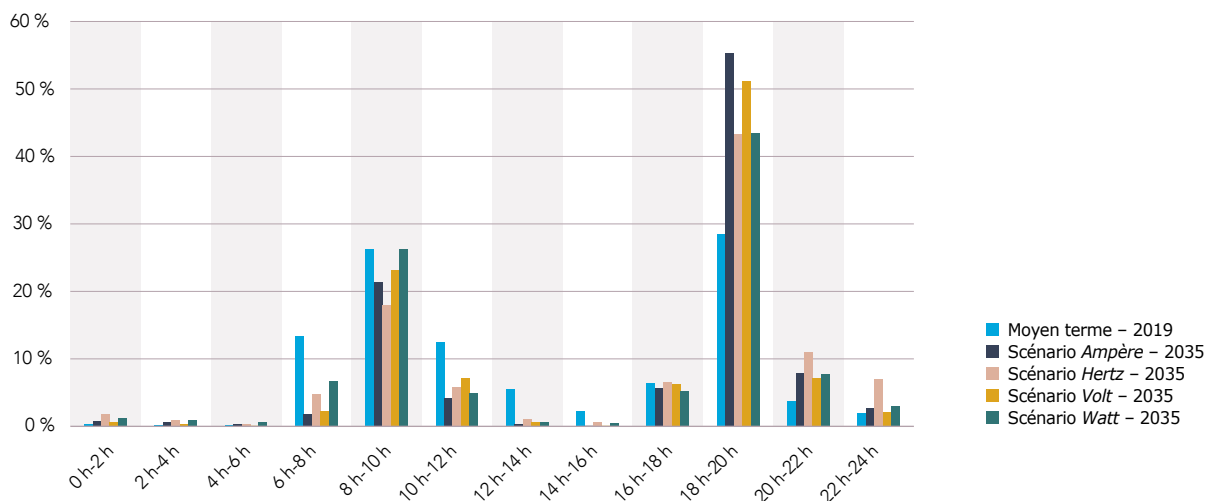
« profondes », c'est-à-dire qu'elles concernent des volumes moindres. En 2019, lorsque les situations de tension apparaissent, 12 heures en moyenne sont défectueuses sur l'hiver. En 2035, cette valeur est globalement divisée par deux pour atteindre seulement 6h.

La défaillance est donc plus fréquente mais également plus courte qu'actuellement. Cet aspect peut être illustré par la répartition des heures de défaillance continues dans les différents scénarios.

En 2019, les défaillances d'une durée d'une heure représentent environ 35% des cas, cette valeur augmente à environ 45% en 2035. Au contraire, la part des défaillances longues constituées d'au moins trois heures consécutives tend à diminuer.

Cette modification du profil de risque est associée à la légère baisse du poids de la consommation dans la défaillance et, par conséquent, à la hausse du nombre de situations résultant d'une combinaison de plusieurs facteurs différents.

Figure 11.32 Répartition journalière du risque de défaillance



Le profil journalier d'exposition au risque évolue

Enfin, comme évoqué plus haut, le développement de la production solaire doit progressivement conduire à l'amenuisement voire à la disparition des situations de tension durant les heures méridiennes. Dans le même temps, des situations de tension sont susceptibles d'apparaître durant la nuit. La pointe du matin devient relativement moins risquée, au contraire de la pointe du soir vers laquelle se concentre le risque du fait de l'absence de production photovoltaïque et des nouveaux usages, dont le véhicule électrique.

11.5.6 Le développement des interconnexions renforce la sécurité d'approvisionnement de la France

Les interconnexions permettent de réduire le besoin en moyens de secours

Les interconnexions contribuent déjà à la sécurité d'approvisionnement de la France. L'étude menée à «France isolée», c'est-à-dire comme si la France n'était pas interconnectée avec ses pays voisins, indique que la durée de défaillance s'établirait aujourd'hui en moyenne aux

alentours de 64 heures par an. Sans les ouvrages transfrontaliers, il serait donc nécessaire de se doter de plusieurs gigawatts de capacités supplémentaires pour assurer l'équilibre offre-demande dans le respect du critère de sécurité d'approvisionnement.

Ces évaluations mettent en lumière également certaines différences entre les scénarios du Bilan prévisionnel – qui sont basés sur une modélisation intégrant la France et son environnement extérieur – et des analyses menées en «France isolée». Ces dernières, en négligeant l'apport des interconnexions, aboutissent nécessairement à surévaluer les besoins en capacités de secours nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement, ce qui peut conduire à une évaluation trop importante, toutes choses étant égales par ailleurs, des scénarios de transition énergétique.

Tous les scénarios du Bilan prévisionnel anticipent un développement des interconnexions. Ce développement permet de renforcer la sécurité d'approvisionnement en Europe en mutualisant les moyens de production. Cet apport peut-être significatif dans certaines situations. Dans le cas d'un pays voisin en situation de surcapacité et relié au système français par une interconnexion susceptible d'être saturée lors des situations de tension en France,

Figure 11.33 Import à la défaillance française entre 2019 et 2035 – scénario Watt

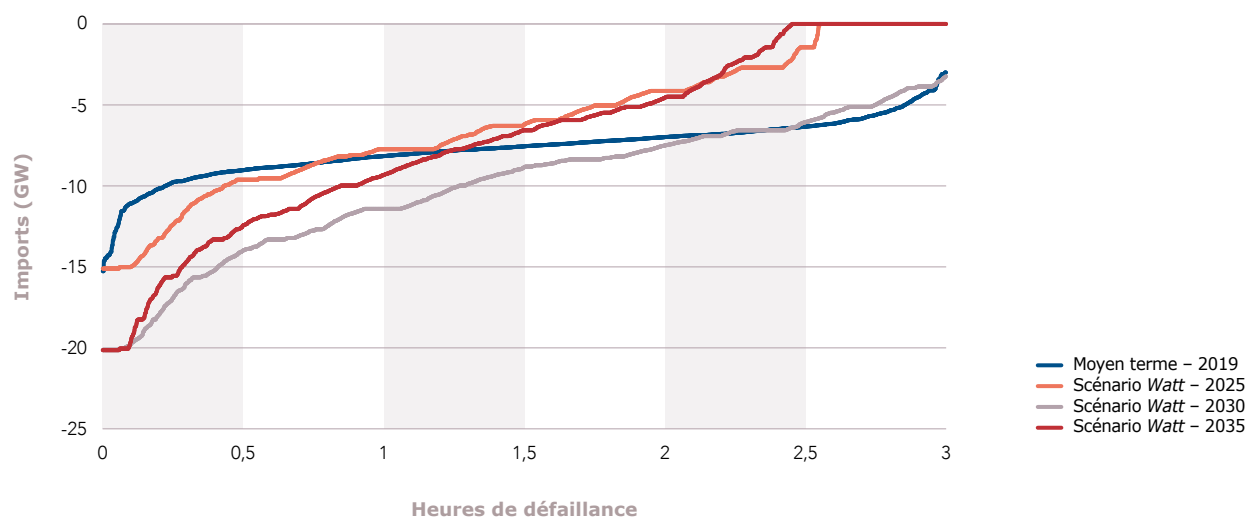
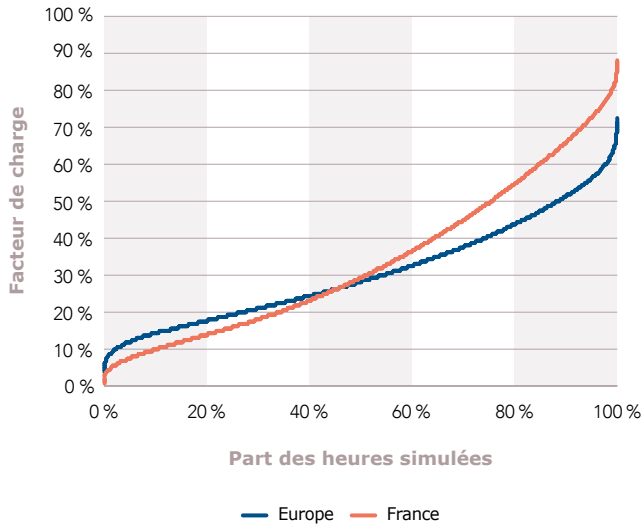


Figure 11.34 Facteurs de charge de l'éolien terrestre à l'échelle européenne et française sur le mois de janvier



le renforcement d'un mégawatt supplémentaire de cette interconnexion permet d'augmenter les marges en France d'un mégawatt également.

Pour les horizons futurs, afin de ne pas surestimer leur contribution à la sécurité d'approvisionnement, les parcs électriques des pays voisins ont été projetés sans conserver ou faire apparaître de surcapacité. Il s'agit d'une situation moins favorable – pour la sécurité d'approvisionnement – que la situation actuelle, notamment pour les pays du sud de l'Europe et pour l'Allemagne dont les durées de défaillance sont actuellement quasi nulles d'après les études européennes (MAF et PLEF).

La modélisation européenne du Bilan prévisionnel permet de s'assurer que lorsque de l'énergie est importée d'un autre pays lors d'une période de tension en France, celle-ci est réellement disponible de l'autre côté de la frontière. Ainsi, des situations où la France ne peut pas importer en situation de défaillance peuvent se produire, comme illustré dans la figure 11.33 présentant l'import à la défaillance du scénario *Watt*. Cette même figure illustre que la contribution moyenne des pays étrangers lors des situations de défaillance en France est globalement similaire à celle d'aujourd'hui (autour de 7 GW) bien que les capacités d'interconnexion soient supérieures.

Dans le cas où les pays voisins de la France conserveraient le même dimensionnement de leur parc de production, des marges supplémentaires se dégageraient limitant le besoin de nouveaux moyens de production en France, en contrepartie d'une dépendance plus forte de la sécurité d'approvisionnement.

Les interconnexions permettent un meilleur foisonnement des productions intermittentes

Le développement des interconnexions permet également de bénéficier du foisonnement de la production éolienne et diminue l'incertitude sur la production du parc installé. Cet effet peut être visualisé en comparant le facteur de charge de l'éolien terrestre aux périmètres français et européen. Alors que le premier décile (dixième pour cent des heures caractérisées par la plus faible production éolienne) correspond à un facteur de charge de 10% en France, à l'échelle européenne, il s'élève à près de 14%. Cet aplatissement de la monotone indique que la production à un périmètre géographique plus large est plus stable et moins incertaine. Le développement des ouvrages transfrontaliers permet de bénéficier de ce foisonnement.

11.5.7 Les prolongements identifiés en matière de sécurité d'approvisionnement

En comparaison avec d'autres études européennes sur la sécurité d'approvisionnement du secteur électrique, le Bilan prévisionnel est, depuis l'origine, basé sur une vision probabiliste, intégrant l'ensemble de l'Europe, et reposant sur une modélisation fine de la consommation. La base climatique utilisée, fournie par Météo-France, est également sophistiquée, et intègre la dérive climatique constatée à ce jour et non une vision moyenne des 50 dernières années comme dans certaines études européennes.

L'étape suivante consistera à réaliser une étude générale de la résilience des scénarios au changement climatique. Cette étude nécessite un approfondissement du travail sur la base climatique, intégrant une modélisation fine de l'évolution du climat jusqu'en 2035. Les travaux associés se dérouleront sur plusieurs années.

11.6 Une évolution du mix marquée par une forte diversification

11.6.1 Une diversification réelle du mix électrique français est possible avant 2035

Des analyses qui permettent de rendre compte du mouvement de diversification du mix

Les scénarios présentés dans le Bilan prévisionnel envisagent des avenir très contrastés.

Leur comparaison en matière de production d'électricité en France et de composition du parc de production en capacité installée met en évidence que, dans tous les cas de figure, la diversification du mix électrique est réelle par rapport à la situation actuelle.

Les nouveaux scénarios sont chacun basés sur des principes de construction différents et étudient des avenir contrastés. Ils ont comme point commun d'être tous consacrés à l'étude de la transition énergétique en respectant les directions fixées par les pouvoirs publics :

- ▶ tous les scénarios conduisent à une réduction de la part du nucléaire, et quatre scénarios sur cinq permettent d'atteindre 50% pour la part du nucléaire entre 2025 et 2035 ;

- ▶ les quatre scénarios portant sur la période 2025-2035 permettant d'atteindre au moins 40% pour la part des énergies renouvelables sur cette période ;
- ▶ deux scénarios portent la part des énergies renouvelables à 50% de la production (en 2030 ou 2035) ;
- ▶ un scénario permet d'étudier une configuration où 70% de la production d'électricité est assurée par les énergies renouvelables en 2035.

À l'horizon 2035, alors que le nucléaire reste la filière la plus importante dans les scénarios *Ampère*, *Hertz* et *Volt* (part dans le mix respective de 46, 47 et 56%), l'éolien constitue la source majoritaire de production dans le scénario *Watt*, avec une part de 37% (26% en ne considérant que l'éolien terrestre).

Des comparaisons qui permettent de restituer l'effet de la logique de construction sur les EnR et le nucléaire

Chacun des scénarios du Bilan prévisionnel a fait l'objet d'une analyse spécifique sur la base des mêmes paramètres s'agissant de la consommation, du prix des combustibles et du CO₂, des interconnexions, et de la situation énergétique des pays voisins (« variante comparaison »). Dans ces simulations,

Figure 11.35 Production annuelle moyenne du parc français

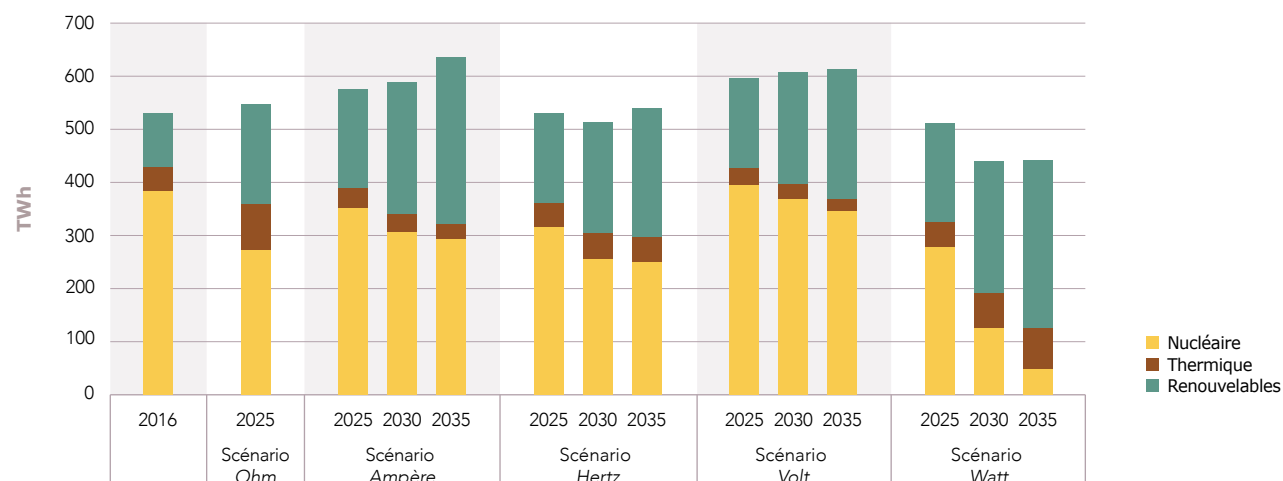


Figure 11.36 Répartition des filières de production dans les scénarios *Ampère*, *Hertz*, *Volt* et *Watt* à l'horizon 2035

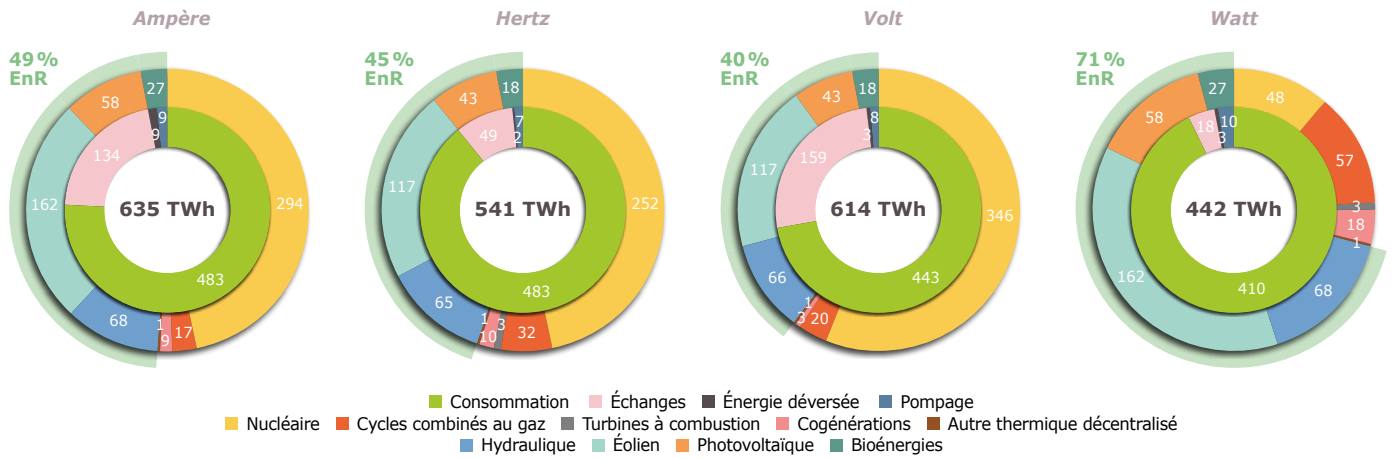
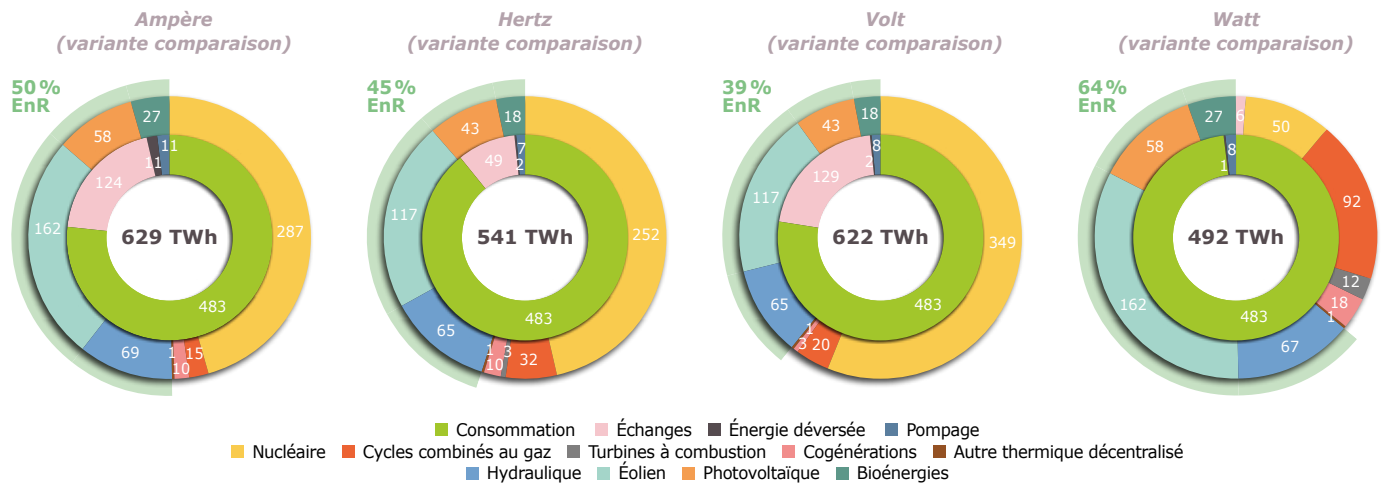


Figure 11.37 Répartition des filières de production pour les variantes « comparaison » des scénarios *Ampère*, *Hertz*, *Volt* et *Watt* à horizon 2035



les seuls paramètres qui varient sont la trajectoire de déploiement régulée des EnR et l'évolution de la capacité nucléaire installée. Les autres types de capacités évoluent en fonction de leur espace économique, selon les principes présentés au chapitre 2.

Ces analyses permettent d'identifier l'effet propre des principes d'évolution des énergies renouvelables et du nucléaire retenus dans chaque scénario.

Pour les variantes comparaison des trois scénarios *Ampère*, *Hertz* et *Volt*, les mix de production modélisés demeurent comparables à ceux des cas

de base. De légères différences existent, du fait de l'ajustement des interconnexions (qui peut priver la production renouvelable et nucléaire française de débouchés dans certaines configurations), des prix de combustibles et du CO₂ (qui ont un impact sur la production des centrales au gaz), ou encore des parcs électriques européens.

Sous l'effet d'une hausse de consommation, le solde exportateur de la variante comparaison du scénario *Volt* se réduit d'une trentaine de TWh mais demeure important, comparable à celui du scénario *Ampère* ou de sa variante comparaison.

Pour le scénario *Watt*, la hausse de consommation de la « variante comparaison » conduit à augmenter la production thermique d'une quarantaine de TWh et à un solde net importateur. La production d'EnR demeure stable mais sa part se réduit mécaniquement par effet de dilution pour s'établir à environ 64% du mix de production.

11.6.2 Deux visions différentes sur l'influence croisée des trajectoires nucléaire et renouvelable

Les dates d'atteinte de l'objectif des 50% dépendent du rythme d'inflexion des énergies renouvelables

Les différentes analyses menées sur les scénarios *Ohm*, *Ampère* et *Hertz* permettent d'illustrer le lien

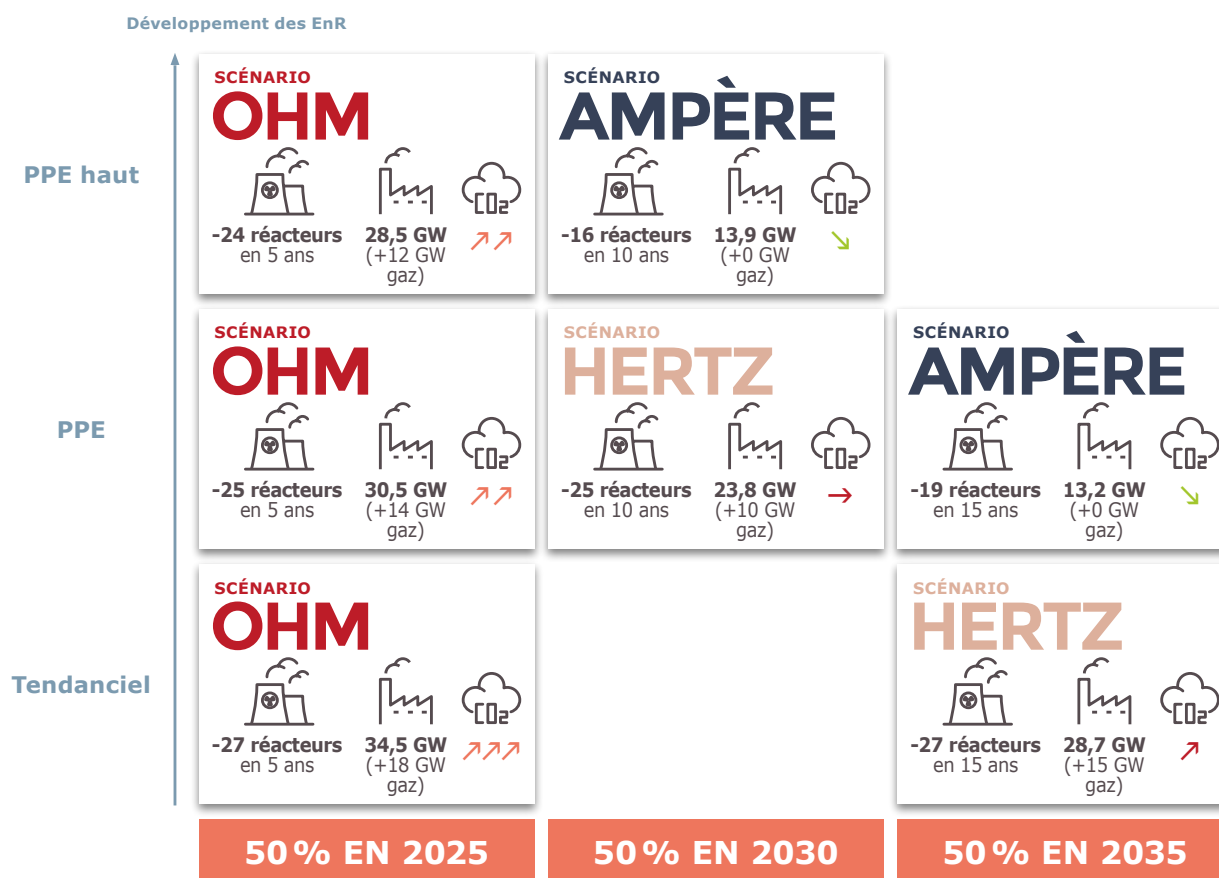
entre le nombre de réacteurs à fermer, le volume d'énergies renouvelables à développer et la date d'atteinte de l'objectif des 50%.

Cette représentation permet d'illustrer qu'une inflexion rapide de la production renouvelable permet de gagner beaucoup de marges de manœuvre sur le rythme de déclassement.

Une approche moins linéaire de la trajectoire de déploiement des EnR n'a pas été étudiée dans le cadre du Bilan prévisionnel

D'autres options de transition énergétique consisteraient à se baser sur des trajectoires renouvelables moins linéaires. Le raisonnement sous-jacent est alors qu'il convient dans un premier temps de prolonger une grande partie ou la totalité du parc

Figure 11.38 Évolutions comparées des trajectoires nucléaires et renouvelables



Basé sur une trajectoire de consommation haute

existant (option semblant actuellement la plus compétitive), puis à accélérer dans un second temps le développement des énergies renouvelables.

Cette option n'a pas été étudiée dans les scénarios, le cadrage retenu à l'issue de la consultation publique ayant consisté à considérer des trajectoires linéaires dessinant un cône large.

11.6.3 Dans certains scénarios, un espace économique supplémentaire pour les EnR

Certaines filières EnR peuvent se développer au-delà des objectifs publics dans certaines configurations

Les cas de base des scénarios présentés dans le Bilan prévisionnel sont basés sur des trajectoires pilotées pour les énergies renouvelables. Certaines variantes ont été réalisées en simulant un développement économique des EnR au-delà de ces trajectoires, c'est-à-dire sur une seule base marchande.

Comme indiqué précédemment, de tels effets sont susceptibles d'intervenir notamment avec un prix du CO₂ élevé, de l'ordre de 100 € par tonne. Ils peuvent concerner l'éolien terrestre ou le photovoltaïque.

Le scénario *Watt* est le plus favorable à un tel développement, car il associe cette hypothèse de prix du CO₂ à un fort besoin capacitaire. Les analyses suggèrent, d'une part, que le passage de la trajectoire «rythme PPE» à «rythme PPE haut» est justifié sous l'angle économique pour l'éolien terrestre, et, d'autre part, que le développement de fermes solaires pourrait être supérieur à la trajectoire «rythme PPE haut» dans un tel scénario.

Les résultats associés sont à considérer avec prudence. La pénétration plus importante d'une filière donnée pourrait, par exemple, s'effectuer de manière majoritaire au détriment d'une autre filière renouvelable. Ainsi, la pénétration «économique» de l'autoconsommation individuelle à base de photovoltaïque sur toiture, présentée au chapitre 10, pourrait avoir comme conséquence une diminution des capacités installées en centrales solaires au sol. De manière générale, un bouclage économique de l'ensemble de ces

variables, intégrant l'autoconsommation ainsi que la flexibilité, devrait être réalisé pour conforter ces premières estimations.

Un développement économique de l'autoconsommation est très probable

La diminution des coûts des installations de production photovoltaïque annonce un développement de l'autoconsommation dans le secteur résidentiel : pour un consommateur d'électricité, le coût complet de l'énergie produite par ses panneaux photovoltaïques deviendra inférieur au coût TTC de son approvisionnement sur le réseau.

Dans les quatre scénarios testés, les capacités installées en autoconsommation individuelle pourraient ainsi atteindre de l'ordre 10 GWc de panneaux photovoltaïques et de 1 à 3 GWh de batteries domestiques à horizon 2035.

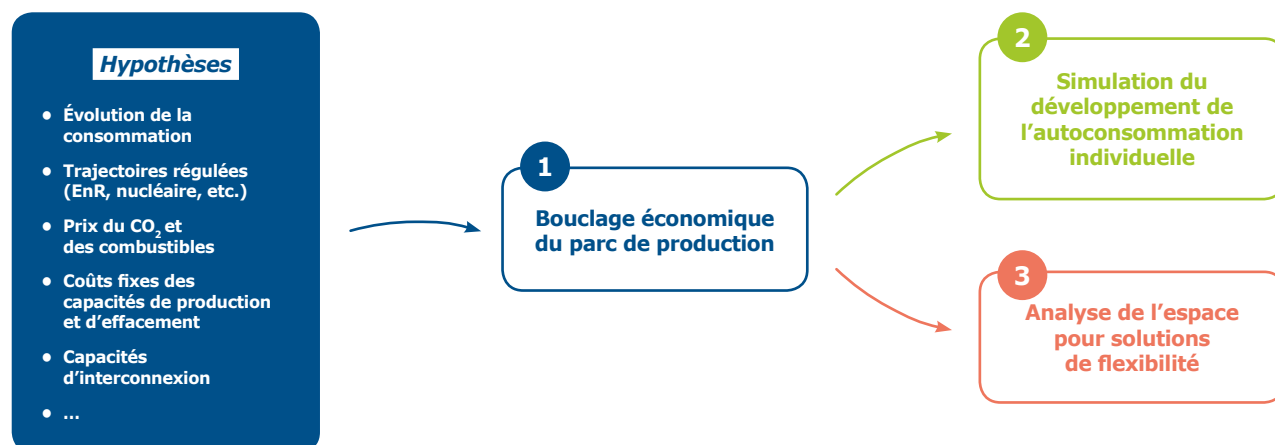
Ce développement de l'autoconsommation pourrait par ailleurs relever de motivations qui ne sont pas uniquement financières, mais qui pourraient par exemple traduire une appétence particulière des consommateurs pour le développement des énergies vertes ou pour la maîtrise de leur consommation d'électricité. Dans le cas où il existe un engouement sociétal particulièrement fort pour l'autoconsommation, les capacités associées pourraient alors être doublées et atteindre plus de 18 GWc de panneaux photovoltaïques et 10 GWh de batteries. Les modalités du cadre de régulation entourant l'autoconsommation (structure du tarif de vente de l'électricité y compris les taxes, tarif de rachat des surplus, etc.) pourraient également affecter le développement de l'autoconsommation, dans une moindre mesure.

À long terme, l'énergie autoconsommée pourrait finalement représenter des volumes significatifs, de l'ordre de 10 à 20 TWh.

L'analyse doit conduire à un bouclage général, intégrant l'autoconsommation et le développement des flexibilités

L'analyse du développement de l'autoconsommation individuelle est basée sur la simulation des décisions des consommateurs individuels en fonction des incitations économiques qui leur sont renvoyées par les prix de l'électricité et la structure du tarif de vente. Ces signaux économiques diffèrent

Figure 11.39 Approche mise en œuvre pour évaluer le développement de l'autoconsommation dans le Bilan prévisionnel 2017



de ceux qui sont adressés aux acteurs de marché centralisés.

La simulation de l'évolution du système électrique devrait théoriquement représenter conjointement les décisions des entreprises et des consommateurs individuels. Au-delà des difficultés calculatoires, une telle simulation complexifie l'analyse économique au risque de troubler l'interprétation des résultats.

L'approche mise en œuvre consiste donc à découper les étapes en simulant dans un premier temps le développement du parc de production « centralisé », puis d'analyser dans un second temps le développement spécifique de l'autoconsommation individuelle ainsi que la valeur de la flexibilité.

Cette approche sera approfondie et complétée par une approche plus globale permettant de tenir compte des impacts réciproques des décisions de l'ensemble des acteurs du système électrique.

11.6.4 Des avenir très contrastés pour le parc thermique

Le Bilan prévisionnel propose des scénarios contrastés en matière d'évolution du parc thermique.

Dans tous les scénarios sauf *Ohm*, les centrales au charbon peuvent être arrêtées d'ici à 2022

Parmi les différentes configurations étudiées, seul le scénario *Ohm*, basé sur un rythme de fermeture extrêmement rapide pour le nucléaire, peut nécessiter un report de la date de fermeture des centrales au charbon.

Un point de vigilance a également été émis sur la durée des visites décennales préalables à la prolongation des réacteurs.

Dans tous les scénarios, le socle de centrales au gaz est conservé

Quel que soit le scénario envisagé, l'ensemble des cycles combinés au gaz existants ou programmés (Landvisiau) sont maintenus. Cette conclusion constitue un résultat de l'analyse, et non pas une hypothèse. Ceci signifie que les revenus simulés pour les centrales au gaz sont de nature à couvrir leurs coûts opérationnels fixes et leurs coûts variables de fonctionnement.

Ces centrales participent à la sécurité d'approvisionnement sur ses différentes composantes (cf. paragraphes 11.5 et 11.9).

Des scénarios de transition sans nouveau moyen thermique sont possibles

L'analyse du Bilan prévisionnel montre que les scénarios *Ampère* et *Volt* peuvent être menés à bien sans recours à de nouveaux moyens thermiques.

L'analyse spécifique sur le scénario *Ampère* indique néanmoins que, dans le cas où les interconnexions sont moins développées ou la consommation un peu plus élevée, le recours à un volume important de nouvelles flexibilités devient nécessaire. **Ainsi, les volumes combinés de réduction du nucléaire et de pénétration des énergies renouvelables précisés dans le scénario *Ampère* constituent, à**

date, la limite au-delà de laquelle de nouveaux moyens thermiques pourront être nécessaires.

Dans les scénarios *Hertz* et *Watt*, les volumes de nouvelles centrales au gaz se répartissent entre cycles combinés (moyens fonctionnant en semi-base et trouvant leur équilibre économique sur les marchés européens durant la période considérée) et turbines à combustion (moyens de pointe relevant de la catégorie des « moyens de secours »). L'espace économique de nouveaux cycles combinés est sensible aux hypothèses de prix du CO₂ et à l'évolution de la capacité installée à l'étranger (développement des filières renouvelables et thermiques et déclassement des plus vieilles centrales thermiques).

11.7 L'économie des scénarios : des premiers éléments pour prendre en compte les coûts et bénéfices des différentes options

La quantification économique des scénarios répond à une forte attente, exprimée par de nombreux répondants à la consultation publique. Elle a pour objectif d'éclairer le débat public sur les choix de transition énergétique, en identifiant les tendances en matière d'évolution et de structure des coûts.

Cet exercice pose des questions de méthode. Aussi, il est nécessaire de lister dans un premier temps les différentes approches envisageables pour procéder à une évaluation économique des scénarios, ainsi que leurs avantages et inconvénients. Selon l'approche utilisée, l'appréciation sur les coûts peut varier en première lecture, pour une même réalité économique.

Les analyses présentées ci-dessous constituent de premiers éléments de quantification. Ceux-ci permettent de dessiner des tendances, mais ne portent pas sur l'ensemble du spectre possible d'évaluation et devront être ultérieurement enrichis. Les pistes d'approfondissement sont listées en conclusion de la section.

11.7.1 L'évaluation économique des scénarios de transition énergétique pose des questions de méthode

De manière générale, l'économie d'un scénario donné peut s'appréhender de façon différente selon la métrique utilisée. Les différences méthodologiques portent notamment sur :

- ▶ le périmètre des coûts pris en compte (tous les coûts du système électrique ou seulement certains ? avec ou sans intégration des externalités ? etc.) ;
- ▶ le point de vue adopté (calcule-t-on le prix acquitté par le consommateur ou le coût d'ensemble pour la collectivité ?) ;

- ▶ le mode de comptabilisation des coûts (dépenses, coûts annualisés, coûts futurs ou coûts passés, coûts intégrant la balance commerciale ou non).

Les choix méthodologiques réalisés jouent un rôle important dans l'analyse des résultats. Pour cette raison, les différentes options et choix retenus par RTE sont détaillés par la suite.

Le périmètre des coûts

Le Bilan prévisionnel dresse des scénarios d'évolution du système électrique sur la production, la consommation et les interconnexions.

Un premier périmètre d'évaluation économique consiste à considérer uniquement l'évolution des coûts de production. **Cette évolution des coûts de production est prise en compte dans le Bilan prévisionnel.**

Cependant, ce périmètre conduit à ne pas considérer certains coûts ou bénéfices résultant des évolutions du mix électrique en dehors du seul périmètre de l'activité de production d'électricité.

Le coût des réseaux

Les trajectoires de production, de consommation et d'interconnexion conditionnent les évolutions des infrastructures de réseau (transport et distribution). Leurs évolutions sont différentes selon les scénarios du Bilan prévisionnel : les trajectoires du parc nucléaire (en 2035, 55 GW dans le scénario *Volt*, contre 8 GW dans le scénario *Watt*) et sur les énergies renouvelables sont très différenciées. Dans le système électrique, le coût annuel des réseaux représente aujourd'hui une composante significative, de l'ordre de 12 milliards d'euros⁵.

5. D'après les montants de coûts des réseaux (hors coût des pertes) présentés dans les délibérations de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTB et HTA/BT.

La comparaison des coûts des différents scénarios nécessite donc théoriquement de prendre en compte également les évolutions de la composante «réseaux». Néanmoins, l'évaluation de ce poste nécessite des travaux supplémentaires, reposant sur des hypothèses spécifiques (sur la répartition géographique des futures sources de production) et une modélisation *ad hoc*. **Elle a donc été révisée sur les interconnexions mais sans intégrer les autres éléments de coûts relatifs aux réseaux. Ce volet fera l'objet d'un travail complémentaire de RTE.**

La balance commerciale des échanges d'électricité

Le fonctionnement du système électrique français repose sur les échanges d'électricité (imports et exports) avec les pays voisins. Une approche possible consiste à évaluer les coûts d'ensemble du système électrique européen ; cette approche a néanmoins pour inconvénient de ne pas dégager d'enseignement économique sur les choix de transition énergétique pouvant être opérés au niveau national, alors que la responsabilité de l'évolution du mix de production relève des États.

Pour évaluer les coûts du système électrique français, la prise en compte du coût des imports et des recettes associées aux exports – en fonction des prix auxquels ces échanges ont lieu, et qui diffèrent heure par heure – est ainsi nécessaire⁶. **Ce poste est inclus dans le cadre du Bilan prévisionnel⁷.**

Les mesures de maîtrise de la demande

Les efforts de maîtrise de la demande représentent des dépenses potentiellement significatives au regard des coûts de production⁸. Dès lors que les scénarios reposent sur des trajectoires de consommation différentes, sous-tendues par une gradation dans la prise en compte de l'efficacité énergétique

et notamment par des hypothèses distinctes sur certaines politiques publiques de soutien à l'efficacité énergétique, la prise en compte des coûts associés à ces mesures fait sens pour évaluer le coût des scénarios.

Cette composante n'est pas considérée dans la plupart des études publiques⁹.

Dans le cadre du Bilan prévisionnel, à l'issue de la consultation publique, il n'a pas été réalisé de chiffrage détaillé de ces effets.

Les coûts de commercialisation

Les coûts de commercialisation constituent une composante non négligeable des coûts du système électrique et sont, *in fine*, portés par les consommateurs. Selon l'analyse menée par la CRE¹⁰, les coûts de commercialisation d'EDF au périmètre «électricité en France» représentent plus de 2 milliards d'euros par an, dont une grande partie est attribuable aux seuls consommateurs au tarif réglementé de vente (tarif bleu résidentiel ou professionnel). Ainsi, les coûts de commercialisation représentent environ 7% de la facture d'un consommateur résidentiel au tarif réglementé de vente.

Parmi les coûts de commercialisation figure aujourd'hui le coût de l'obligation des fournisseurs dans le cadre du dispositif des certificats d'économie d'énergie incitant à la maîtrise de la demande. Comme indiqué pour les mesures de maîtrise de la demande, cette obligation étant à la hausse, ce poste de coût est appelé à croître de manière potentiellement différenciée selon les scénarios si cet instrument continue d'être utilisé dans le futur.

En conséquence, hors du coût des certificats d'économie d'énergie, les coûts de commercialisation sont susceptibles d'évoluer mais ne varient pas *a priori* de façon significative d'un

6. Par construction du marché spot européen, les échanges d'énergie entre la France et un pays voisins se font au prix de marché de chaque pays (si la zone France est en situation exportatrice, ces exports sont valorisés au «prix France» et les imports du pays voisins au prix de marché de sa zone) et la rente de congestion (résultant du différentiel entre le prix entre la France et le pays voisin) est reversée pour moitié aux consommateurs Français (au travers des tarifs d'utilisation du réseau).

7. La balance commerciale présentée dans les analyses correspond à la balance commerciale des échanges d'électricité. Elle ne doit pas être interprétée comme étant la balance commerciale globale du système électrique. En effet, elle ne contient par exemple ni les imports de matériels (par exemple des panneaux solaires) qui sont bien sûr considérés dans l'analyse économique mais comptabilisés dans les dépenses d'investissements, ni encore les imports ou les exports de combustible.

8. Les mesures dévoilées le 24 novembre 2017 par le ministre de la transition écologique et solidaire prévoient une mobilisation de 14 milliards d'euros sur la durée du quinquennat pour la rénovation thermique des bâtiments.

9. C'est notamment le cas de l'étude ADEME, Vers un mix électrique 100% renouvelable

10. Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 6 juillet 2017 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité

scénario à l'autre. Les coûts de commercialisation n'ont pas été intégrés dans l'analyse.

Les transferts d'usages et les effets sur les autres secteurs énergétiques

Les scénarios établis dans le cadre du Bilan prévisionnel sont dédiés à l'analyse du système électrique, mais s'inscrivent dans un contexte énergétique plus large, marqué par des évolutions de la part relative des différents vecteurs (gaz, produits pétroliers), au travers notamment des transferts d'usages (mobilité, chauffage). Il est donc théoriquement pertinent d'intégrer, dans l'analyse économique des scénarios, les effets induits sur ces autres secteurs énergétiques (coûts et bénéfices associés).

À titre d'exemple, un scénario basé sur des transferts d'usage importants vers l'électricité – par exemple dans le cadre d'une volonté de décarboner le secteur des transports en favorisant la mobilité électrique – conduirait à augmenter les coûts attribués au système électrique mais aussi à réduire ceux correspondant à l'approvisionnement en produits pétroliers. Une comptabilisation complète implique donc d'intégrer l'effet associé sur les autres secteurs énergétiques, ainsi que les éventuelles dépenses d'équipement supplémentaires dans le secteur électrique (pompes à chaleur, véhicules électriques, etc.), en matière de coût et de balance commerciale.

Ces effets n'ont pas été évalués à ce stade dans le cadre du Bilan prévisionnel, mais ont fait l'objet de demandes d'approfondissement de la part de plusieurs acteurs.

Les externalités

L'analyse de scénarios de transition énergétique met fréquemment en lumière la question des externalités. En effet, les dépenses à engager pour assurer la transition énergétique sont importantes. Cependant, les externalités environnementales et le coût de l'inaction tendent à réduire le niveau de ces dépenses, lorsque ces éléments sont intégrés à l'analyse.

L'impact sur le changement climatique constitue la principale des externalités. Elle est implicitement prise en compte dans l'analyse si le prix du CO₂ considéré reflète efficacement le dommage pour la collectivité associé aux émissions de gaz à effet de serre du système électrique.

La sécurité d'alimentation des consommateurs en électricité constitue également un bien collectif – c'est la raison pour laquelle son niveau est fixé de façon publique, et la justification des mécanismes mis en place pour garantir que ce niveau est bien atteint (comme le mécanisme de capacité).

Le périmètre des externalités pouvant être prises en compte est potentiellement très large (conséquences sociales des différents choix énergétiques, conditions d'approvisionnement dans les combustibles – pétrole, gaz, uranium – ou les matériaux nécessaires – lithium, nickel, silicium – problématique des terres rares, etc.). Cette étude n'entre pas dans le champ du Bilan prévisionnel. Par ailleurs, un prisme uniquement économique n'est pas suffisant pour rendre compte de problématiques qui relèvent du débat de société.

L'approche retenue consiste à ne pas prendre en compte les externalités au-delà du prix du CO₂.

Le point de vue considéré

Un motif traditionnel d'incompréhension en matière de chiffrage tient au point de vue considéré pour l'évaluation des coûts : ces derniers peuvent s'envisager sous l'angle de la collectivité, des seuls acteurs du système électrique, ou encore des seuls consommateurs.

Les coûts au périmètre de la collectivité n'incluent pas ce qui relève des transferts économiques entre les acteurs du système électrique et le reste de l'économie. En particulier, les taxes portant sur certaines activités (par exemple sur la production) ne sont alors pas comptabilisées.

En revanche, si l'analyse des coûts s'effectue au périmètre des acteurs du système électrique, les taxes sont bien intégrées au périmètre de l'étude.

Une approche souvent utilisée est de retenir le coût pour les seuls consommateurs. Une telle approche présente toutefois comme limite de ne pas représenter le coût pour la collectivité qui doit être le critère privilégié s'agissant d'éclairer la décision publique. En effet, le prix payé par le consommateur ne reflète pas nécessairement la totalité des

coûts de production¹¹. Par ailleurs, la facture des consommateurs comporte une composante importante de taxes (dont la TVA) qui constituent des transferts qui doivent être écartés pour apprécier le bon choix pour la collectivité.

L'approche retenue consiste à évaluer les coûts portés par l'ensemble des acteurs du système électrique, en prenant en compte les taxes auxquels ils sont soumis (notamment celles sur la production) mais pas celles portées par les consommateurs. La TVA, notamment, n'est pas intégrée au périmètre d'évaluation.

Le périmètre d'évaluation

Les scénarios *Ampère*, *Hertz*, *Volt* et *Watt*, portent sur la période 2021-2035.

La première approche possible consiste à comptabiliser les dépenses (investissements, dépenses d'exploitation fixes et variables – dont dépenses de combustibles) engagées sur cette période. Cela permet de mesurer l'effort financier à consentir pendant la période d'étude et l'importance des capitaux à mobiliser. En ce sens, il s'agit d'un angle pertinent pour évaluer les scénarios. Cette métrique est utilisée aux chapitres 6 à 9.

En revanche, cette approche n'est pas suffisante pour comparer correctement les scénarios car elle ne prend pas en compte l'effet de ces dépenses au-delà de la période considérée. Or les effets des choix d'investissement peuvent se révéler sur le long terme, au-delà de 2035.

Elle ne permet pas non plus de refléter le niveau de coût du système électrique car elle n'intègre pas l'effet des dépenses encourues par le passé, qui ont certes été déjà consenties mais qui ont conduit à des engagements financiers pour les consommateurs d'électricité (soutien à certaines filières) ou certains acteurs du système électrique (investissements financés par le marché).

Les analyses menées dans la suite du Bilan prévisionnel complètent l'approche consistant à comptabiliser les dépenses (présentée dans les chapitres 6 à 9, relatives à la présentation des scénarios) par une approche prenant en compte les effets temporels, en rapportant les dépenses à la durée de vie des installations et en intégrant les engagements financiers souscrits par le passé.

La gestion sur le temps long des filières, des emplois et des compétences

Les scénarios du Bilan prévisionnel sont basés sur une approche microéconomique, qui consiste à optimiser le fonctionnement du système électrique et les investissements dans le respect des objectifs publics. Les trajectoires qui en résultent n'intègrent pas de réflexion économique sur les emplois induits localement (qui peuvent différer selon les filières) ou la gestion sur le temps long de certaines filières (par exemple le nucléaire, avec la question du lissage du renouvellement du parc).

L'intégration de cette dimension pourrait conduire à des évolutions dans le diagnostic sur les différents scénarios et les calendriers associés. **Les scénarios du Bilan prévisionnels s'entendent sans préjudice de ces paramètres d'ordre différent.**

11.7.2 Le Bilan prévisionnel propose un cadre méthodologique dédié à l'évaluation économique des scénarios

Sur la base de la méthodologie générale présentée ci-dessus, un cadre méthodologique spécifique a été défini pour évaluer les coûts de productions et d'interconnexion des différents scénarios. Ce cadre doit permettre de répondre aux questionnements suivants :

- ▶ quelles hypothèses retenir pour comparer ou rendre comparables les différents scénarios, alors que ceux-ci ont été développés selon un cadrage différent ?
- ▶ quelle approche retenir pour effectuer une comparaison ne se limitant pas à une comptabilisation

¹¹. Le niveau de prix de marché n'est pas nécessairement le reflet des coûts de production à couvrir. Ceci n'est théoriquement vrai que si le parc est parfaitement adapté, ce qui n'est jamais véritablement le cas du fait de l'existence d'inertie sur l'évolution du mix (délais de construction, durée de vie) et car des déterminants importants du mix sont construits comme résultant d'un pilotage public et non d'une optimisation économique des acteurs. Ceci signifie que ce que paye le consommateur peut ne pas couvrir les coûts du système électrique, générant des pertes ou au contraire conduire à des bénéfices supérieurs à la rémunération du capital pour les producteurs.

des dépenses, puisque certains investissements engendrent des conséquences très différentes sur le temps long ?

- ▶ quels éléments donner pour comparer les scénarios à horizon 2035 avec la situation actuelle alors que les contextes sont par nature très différents ?
- ▶ comment restituer les incertitudes sur les coûts des différentes formes de production (des mouvements de très forte diminution des coûts étant annoncés sur certaines filières renouvelables ou les coûts de prolongation du parc nucléaire anticipés par l'opérateur étant discutés par d'autres parties prenantes) ?

Le cadrage retenu pour les variantes « comparaison » des différents scénarios

Les scénarios du Bilan prévisionnel sont chacun construits par rapport à une logique spécifique et avec un jeu de paramètres donné :

- ▶ la consommation électrique et l'ensemble des hypothèses sous-jacentes (croissance économique et démographique, efficacité énergétique et dynamique d'électrification) ;
- ▶ le développement des énergies renouvelables ;
- ▶ le pilotage du nucléaire ;
- ▶ les interconnexions ;
- ▶ le prix des combustibles ;
- ▶ les politiques énergétiques des pays voisins.

Les « plages de validité » de certains scénarios sont susceptibles d'être différentes (par exemple, certains investissements pourront plus facilement être justifiés selon le prix du CO₂). La comparaison des scénarios selon leur cas de base conduit alors à des biais évidents puisque les paramètres d'entrée ne sont pas les mêmes.

De ce fait, afin de permettre une comparaison des scénarios portant uniquement sur les enjeux économiques liés aux orientations publiques sur le nucléaire et le développement des énergies renouvelables, une variante spécifique de chaque scénario (variante « comparaison ») a été réalisée. Ces variantes retiennent un même jeu d'hypothèses sur les paramètres suivants :

- ▶ pour ce qui concerne le coût des combustibles et du CO₂, l'analyse se base sur la trajectoire médiane présentée au chapitre 2 (prix de l'ordre de 30 euros par tonne en fin de période). Cette

trajectoire n'est pas la plus efficace en matière de réduction des émissions, mais le débat européen sur la politique de décarbonation et l'avenir du système d'échange de quotas ne semble pas s'inscrire dans une perspective d'augmentation du prix du CO₂ à ces niveaux ;

- ▶ s'agissant de la consommation d'électricité en France (et dans les pays voisins), la trajectoire conduisant à une stabilité de la consommation à horizon 2035 est retenue à l'issue de la première restitution des résultats aux parties prenantes. Cette trajectoire est la plus haute du Bilan prévisionnel 2017, mais il n'existe pas de consensus sur l'évolution de la consommation future d'électricité ;
- ▶ pour ce qui concerne les capacités d'interconnexion, la trajectoire médiane est utilisée.

L'approche permet de comparer les dépenses futures devant être réalisées par l'ensemble des acteurs du système électrique. Cependant, il est important de souligner que ses enseignements ne sont valables que dans les limites du cadrage retenu. Celui-ci décrit un « monde » caractérisé par un prix du CO₂ en augmentation mais sans atteindre sa valeur tutélaire, une stabilité de la consommation d'électricité, et des interconnexions développées à un rythme médian.

A contrario, ce cadrage conduit à évaluer certains scénarios dans un contexte qui leur est défavorable : c'est le cas dans le scénario *Watt*, dont le cas de base repose sur une forte diminution de la consommation d'électricité.

Pour rendre compte du fait que certains scénarios présentent de meilleures propriétés dans un contexte donné, d'autres bases de comparaison pourraient être utilisées (par exemple en considérant une consommation plus basse ou un prix du CO₂ différent). Une telle présentation ne pourrait avoir lieu qu'au titre des prolongements de l'analyse actuelle.

La méthode utilisée pour tenir compte de l'effet sur le long terme des investissements consentis durant la période d'étude

Comme évoqué plus haut, se restreindre à comptabiliser les dépenses sur une période donnée pour

procéder à une évaluation croisée des différents scénarios n'est pas suffisant. En effet, les investissements effectués sur la période considérée produisent des effets à l'issue de celle-ci. Ceci est particulièrement le cas dans les scénarios de transition énergétique, marqués par le développement d'installations de production dont les coûts variables de fonctionnement sont quasi nuls et les durées de vie relativement longues. **Ainsi, plus les dépenses dans les énergies renouvelables sont importantes sur la période considérée, plus les bénéfices futurs (postérieurs à la fin de la période considérée) sont élevés car ces dépenses donnent accès à des volumes d'énergie « quasi gratuite », c'est-à-dire avec très peu de coût à engager une fois les investissements réalisés.**

Plusieurs approches peuvent être envisagées pour remédier à ce défaut :

- ▶ la prise en compte d'une *valeur de fin de période* pour chaque type de capacité, permettant de refléter leur valeur entre 2035 et la fin de vie des installations (ceci revient à comptabiliser l'ensemble des dépenses associées à la construction d'un parc éolien en 2030 par exemple, mais à considérer que ce parc a une valeur importante en 2035 du fait de l'énergie qu'il pourra produire au-delà de cette date) ;
- ▶ la comptabilisation des *coûts annualisés* pendant la période considérée, afin de rapporter les coûts de capital à la durée de la période étudiée (pour un parc éolien mis en service en 2030, ceci revient à procéder à un abattement de son coût d'investissement, en l'occurrence en considérant cinq années par rapport à une durée de vie de 25 ans).

La prise en compte des effets temporels dans l'analyse menée par RTE consiste à comptabiliser les coûts annualisés pendant la période considérée. Cette approche permet d'éviter la délicate évaluation d'une valeur de fin de période, qui nécessiterait l'utilisation d'hypothèses *ad hoc* sur l'évolution du système électrique après 2035.

La méthode proposée pour permettre une évaluation de la tendance d'évolution des coûts par rapport à la situation actuelle

La prise en compte des dépenses antérieures à la période n'est pas nécessaire pour apporter un éclairage économique sur les choix possibles de transition énergétique : par définition, les dépenses passées ne sont plus « réversibles », mais communes à tous les futurs possibles. Seules les dépenses qui ne sont pas encore engagées peuvent être impactées par les choix publics en matière de transition énergétique.

En revanche, la prise en compte des dépenses antérieures à la période permet d'apporter des éclairages sur l'évolution des coûts du système électrique entre aujourd'hui et demain.

Pour évaluer le coût du système électrique sur une période donnée, il est pertinent d'y intégrer les dépenses d'investissement antérieures conduisant à la présence des actifs dans le système électrique.

La prise en compte des coûts passés peut alternativement reposer sur :

- ▶ le calcul d'annuités de coûts sur la base des investissements initiaux, des durées de vie et du coût (estimé) du capital ;
- ▶ l'amortissement comptable des actifs (comme la CRE l'a mis en œuvre dans son analyse des coûts de production d'EDF visant à proposer le niveau des tarifs réglementés de vente en 2013)¹².

L'approche comptable présente l'intérêt de se baser sur les états comptables des producteurs d'électricité. Elle engendre la difficulté d'identifier, dans les comptes de ces entreprises, ce qui relève de leur activité de production d'électricité par rapport aux autres activités et, parmi leur activité de production, la part associée à chaque filière. Enfin, elle soulève une difficulté de cohérence entre les durées de vie utilisées dans les règles d'amortissement et celles considérées dans les scénarios étudiés. C'est notamment le cas pour le palier 900 MW de la filière nucléaire dont l'amortissement s'effectue désormais sur 50 ans, alors que dans certains scénarios considérés dans le Bilan prévisionnel, certains réacteurs s'arrêtent à 40 ans.

12. CRE, 2014. Les tarifs réglementés de vente d'électricité : Analyse des coûts de production et de commercialisation d'EDF / Tarification par empilement des coûts.

ILLUSTRATION DES EFFETS DU CHOIX DE RESTITUTION DE L'ÉCONOMIE DES SCÉNARIOS

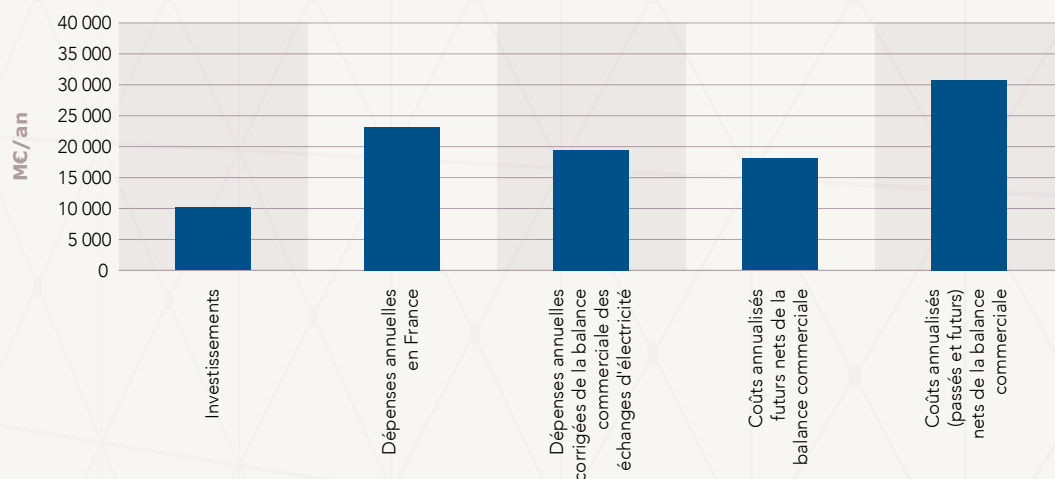
Les différentes approches de restitution d'indicateurs économiques sur les scénarios fournissent des visions différenciées sur le coût des scénarios. Le graphique ci-dessous illustre, sur le scénario Ampère, les écarts entre les différentes approches :

- ▶ Approche « *investissements* » : cet indicateur permet de restituer les dépenses d'investissement (CAPEX) à mettre en œuvre par les acteurs du système électrique pour faire évoluer le mix de capacité en développant de nouveaux moyens et en prolongeant la durée de vie des moyens existants ;
- ▶ Approche « *dépenses futures en France de l'ensemble des acteurs du système électrique* » : cet indicateur permet de restituer l'effort à consentir par les acteurs du système électrique en matière de dépenses d'investissement et d'exploitation pour développer, maintenir et faire fonctionner de nouvelles infrastructures (production et effacement), maintenir et faire fonctionner les capacités existantes, et prolonger leur durée de vie le cas échéant ;

- ▶ Approche « *dépenses futures intégrant la balance commerciale des échanges d'électricité* » : cet indicateur permet de prendre en compte l'effort des acteurs du système électrique français net de la valeur des échanges (coûts des imports et recettes des exports)
- ▶ Approche « *coûts annualisés futurs du système électrique* » : cet indicateur permet une évaluation équitable des scénarios, sans biais lié aux différences de parc en fin de période, mais il ne permet pas d'évaluer l'évolution des coûts du système électrique par rapport à aujourd'hui ;
- ▶ Approche « *coûts annualisés futurs et passés du système électrique* » : cet indicateur permet à la fois de comparer équitablement les scénarios et de dégager une tendance sur l'évolution des coûts par rapport au système actuel.

Ces trois dernières approches, intégrant les effets de la balance commerciale des échanges d'électricité, permettent de comparer les surplus au périmètre de l'ensemble des acteurs du système électrique français.

Figure 11.40 Analyse du scénario *Ampère* (variante comparaison) selon différentes métriques d'analyse et différentes hypothèses de coûts (moyenne sur la période 2021-2025, variante n° 1)



L'une des métriques utilisées par la suite consiste donc à privilégier les annuités d'investissement, ou « coûts annualisés futurs et passés du système électrique ». **Cette méthode est adaptée à la comparaison de scénarios marqués par des différences importantes dans le nombre de réacteurs prolongés au-delà de 40 ans de fonctionnement. Pour la prise en compte des « coûts du passés », elle est en revanche sensible aux hypothèses retenues sur les montants d'investissements historiques, les coûts du capital et la période d'amortissement économique.**

Le coût des énergies renouvelables

Les chroniques de coûts scénario par scénario, présentées aux chapitres 6 à 9, sont issues de la consultation publique menée au printemps 2017 (*variante n°1 présentée ci-après*).

De manière à enrichir l'analyse, plusieurs variantes ont été élaborées sur la base des données de coût issues de la consultation. **Cet enrichissement permet de procéder à une analyse économique en intégrant plusieurs trajectoires de coûts, et ainsi de présenter des « sensibilités » pour l'évaluation des scénarios.**

La construction de ces variantes a tenu compte des éléments suivants :

- ▶ en premier lieu, l'analyse montre que la quantification des scénarios reposant sur la trajectoire « rythme PPE haut » pour les énergies renouvelables peut être particulièrement sensible aux hypothèses sur le coût unitaire et les volumes déployés à horizon 2035 de certaines filières considérées lors de la consultation publique comme les moins matures (faible retour d'expérience ou forte hétérogénéité des coûts rendus publics en Europe, par exemple). Ceci est notamment le cas pour les énergies marines ou l'éolien en mer¹³ ;
- ▶ deuxièmement, des diminutions spectaculaires des coûts de certaines filières ont été annoncées depuis la consultation publique, et les résultats récents de plusieurs appels d'offres en Europe laissent à penser que le coût du solaire ou de l'éolien pourrait diminuer plus rapidement

que ne le laissent présager les valeurs retenues à l'issue de la consultation publique ;

- ▶ troisièmement, des réaménagements internes entre technologies, pour un même volume de déploiement des énergies renouvelables, pourraient conduire à optimiser le coût global de ces trajectoires (par exemple avec une croissance de la part relative du photovoltaïque dans l'ensemble).

Ces éléments conduisent à présenter plusieurs références de coûts s'agissant des énergies renouvelables :

- ▶ Variante n°1 (« CP ajustée ») : les références de coûts pour les renouvelables sont celles de la consultation publique, mais le « surcoût » (par rapport à l'éolien terrestre) associé à l'éolien en mer et aux énergies marines est neutralisé¹⁴. Ce retraitement a essentiellement un impact pour les scénarios construits selon la trajectoire « rythme PPE haut » ;
- ▶ Variante n°2 (« CP brute ») : les références de coûts sont celles de la consultation publique, y compris celles pour l'éolien en mer et les énergies marines ;
- ▶ Variante n°3 (« diminution forte coûts EnR ») : la trajectoire de diminution du coût des EnR est accentuée de 20 % en 2035. Ceci permet d'intégrer de façon agrégée et approchée les résultats d'appels d'offres récents montrant qu'une baisse des coûts plus importante que celle concertée pourrait finalement se matérialiser *in fine*. En 2035, cela signifie que le coût complet de l'éolien terrestre serait de 55 €/MWh, et celui du photovoltaïque au sol de 36 €/MWh.

S'agissant de la reconstitution des coûts annuels, les annuités pour les capacités existantes (somme des investissements annualisés et des dépenses d'exploitation) sont reconstituées sur la base des charges de l'obligation d'achat publiées par la CRE.

La fin de la période d'étude retenue dans le Bilan prévisionnel voit l'atteinte, par les premiers parcs éoliens et photovoltaïques installés en France, de leur fin de vie technique (selon les hypothèses concertées sur la durée de vie des installations

13. Les appels d'offres récents aux Pays-Bas (55 €/MWh), Danemark (50 €/MWh), Allemagne (prix de marché) et au Royaume-Uni (57 £/MWh) ont permis de faire le constat que les coûts de la filière étaient en forte baisse, très en deçà des hypothèses établies lors de la consultation publique.

14. En pratique, l'ajustement concerne majoritairement l'éolien en mer.

existantes). Il existe aujourd'hui une incertitude sur les conditions de renouvellement de ces installations, et notamment sur le coût du «*repowering*» de ces installations dans la filière éolienne. Ce coût spécifique n'est pas pris en compte dans l'évaluation économique, mais n'influe pas sur leur comparaison. Il pourra faire l'objet de précisions ultérieures.

Les coûts du nucléaire

La modélisation économique des scénarios repose sur des références de coût et des méthodes d'affectation pour le nucléaire. Les résultats des analyses étant inséparables de ces cadrages, ceux-ci sont précisés en détail par la suite. La méthode utilisée consiste (i) à retenir des méthodes d'affectation permettant de comparer des scénarios caractérisés par des différences dans la durée d'exploitation des réacteurs, (ii) à se baser sur des sources publiques pour établir le cas de base et (iii) à vérifier la robustesse des conclusions par des analyses de sensibilité. Le Bilan prévisionnel ne constitue pas, pour autant, une contribution portant spécifiquement sur les coûts du nucléaire : ceux-ci constituent des éléments exogènes aux simulations.

Les coûts passés sont évalués sur la base de dépenses historiques et non d'une vision comptable. Les annuités de coût nucléaire sont reconstituées à partir des éléments des rapports de la Cour des comptes sur les dates de construction des moyens actuellement existants, les dépenses d'investissement initial (intégrant les provisions liées aux charges de démantèlement et de gestion des déchets¹⁵), les dépenses de maintenance «*de jouvence*» et d'une hypothèse sur le coût historique du capital¹⁶. Ces coûts initiaux font l'objet d'un amortissement économique sur une durée de 40 ans, et la prolongation est représentée

comme une décision d'investissement¹⁷. La méthode consistant à amortir économiquement les coûts initiaux sur 40 ans diffère de la règle d'amortissement comptable considérée par l'opérateur pour les réacteurs du palier 900 MW (amortissement sur 50 ans), pour les raisons exposées plus haut : l'application d'un amortissement sur une période de 50 ans rend plus délicate la comparaison de scénarios se distinguant par le nombre de réacteurs prolongés au-delà de 40 ans.

Les dépenses futures d'investissement dans le parc existant sont estimées sur la base d'un coût normatif d'une visite décennale (qu'il s'agisse d'une deuxième, troisième, quatrième ou cinquième visite décennale) et le coût attribué à ces visites décennales est calé sur la base des coûts du projet «*grand carénage*» tels qu'ils sont restitués dans les rapports de la Cour des comptes et des dernières communications d'EDF sur ce sujet¹⁸. En effet, il ressort de ces documents que le grand carénage consiste en un investissement global comprenant des dépenses réparties sur tous les réacteurs, pour la maintenance courante du parc nucléaire, les changements de gros composants et les dépenses d'amélioration de la sûreté («*post-Fukushima*» et d'incrément de sûreté «*troisième génération*», devant porter la sûreté du parc existant au niveau de la sûreté d'un réacteur EPR). Cette représentation ne conduit pas à identifier un «*surcoût*» spécifique pour les quatrième visites décennales. Les éléments communiqués récemment par l'opérateur indiquent que le pic d'investissement concernerait plutôt la période actuelle (indépendamment de l'âge des réacteurs) du fait de l'intégration du retour d'expérience à l'issue de l'accident de Fukushima ainsi que l'incrément de sûreté «*troisième génération*».

15. Les coûts futurs de démantèlement, de gestion du combustible usé et de gestion à long terme des déchets sont estimés sur la base des éléments présents dans le rapport de la Cour des comptes de 2012 sur les coûts de la filière électronucléaire. Ils représentent l'équivalent de 15% des coûts d'investissement initiaux.

16. En particulier, le coût d'accès au capital auquel EDF a eu accès, estimé à 4,5% par la Cour des comptes est considéré. Il reflète les conditions historiques d'accès au capital d'EDF, qui disposait alors de la garantie de l'État.

17. En 2016, EDF a pris la décision d'amortir comptablement les centrales nucléaires de 900 MW sur 50 ans. Dans le même temps, le prolongement effectif de la durée de vie de ces centrales reste conditionné à leurs visites décennales et aux éventuelles autorisations de prolongation afférentes.

18. L'affectation des coûts aux visites décennales résulte en réalité d'une simplification, qui consiste à considérer que la totalité des dépenses du «*grand carénage*» est liée à des visites décennales, et que ces dépenses se répartissent de manière homogène entre ces visites pour tous les réacteurs qui y sont confrontés durant la période d'étude. Il s'agit d'une hypothèse forte, qui conduit d'une part à comptabiliser les dépenses de prolongation du nucléaire de manière concentrée lors des visites décennales à proprement parler (alors que ces dépenses sont en réalité lissées sur une période plus importante), et d'autre part à considérer que les quatrième visites décennales emportent des coûts similaires aux précédentes. La première simplification (affecter le coût au moment des visites décennales) est de second ordre, puisque les scénarios du Bilan prévisionnel ne conduisent pas à des déclassements avant l'échéance d'une visite décennale. Le principe d'équipartition du poids de chaque visite décennale pourrait, par contre, conduire à sous-estimer le poids relatif des quatrième visites décennales dans l'équation économique des scénarios, si ces quatrième visites décennales sont effectivement plus coûteuses. Cette limite ne pourrait être levée qu'en disposant d'hypothèses plus précises sur la nature des investissements dans le projet «*grand carénage*», permettant d'identifier la part des investissements qui relève spécifiquement de la prolongation des tranches nucléaires. De tels éléments ne sont pas publics et n'ont pas fait l'objet de contribution lors de la consultation publique organisée par RTE. Les variantes n°4 et 5 permettent de traiter cette incertitude en montrant l'influence d'une évolution du montant des dépenses d'investissement sur le nucléaire ou de leur répartition.

Ceci donne lieu à l'établissement d'une première référence de coût pour le nucléaire, utilisée dans les variantes n°s 1 à 3 :

- ▶ Variante n°1 («CP ajustée») : les références de coûts pour le nucléaire sont issues des rapports de la Cour des comptes et des communications financières d'EDF. Les dépenses d'investissement comptabilisées sont d'environ 45 milliards d'euros (constants) sur 2014-2025, ce qui conduit à affecter, par exemple, un coût d'investissement de 600 k€/MW pour la prolongation d'un réacteur pour une durée de 10 ans (soit le coût d'une visite décennale).

Cette hypothèse est structurante dans l'analyse. En effet, malgré la documentation publique relevant de la Cour des comptes ou de la Commission de régulation de l'énergie et les communications d'EDF, certains participants à la consultation publique ont fait état d'incertitudes sur les coûts futurs du nucléaire et leur décomposition (entre ceux qui relèvent des efforts nécessaires pour la prolongation des tranches, et ceux qui relèvent d'autres nécessités – par exemple, adapter le parc à de nouvelles exigences de sûreté «post-Fukushima»). Par ailleurs, dans ses rapports de 2014 et 2016, la Cour des comptes indique que, compte tenu de leur ampleur, une grande partie des investissements de maintenance et de rénovation et une partie des investissements post-Fukushima prévus dans le cadre du grand carénage ne s'entendent que dans la perspective d'une prolongation de la durée de vie des centrales¹⁹. Les analyses sur ce point pourront faire l'objet d'actualisations ultérieures, sur la base d'éléments plus précis qui pourraient être rendus publics sur la nature des coûts du projet «grand carénage» et les quatrièmes visites décennales.

À ce stade, afin de tester la robustesse des conclusions présentées et préciser les enjeux autour des hypothèses sur les coûts de la prolongation des réacteurs, des variantes portant respectivement sur le montant global de l'investissement total à réaliser dans le nucléaire existant et sur le montant de prolongation des réacteurs nucléaires au-delà de

40 ans ont été ajoutées. Ces variantes ne résultent pas d'informations spécifiques sur l'évolution des coûts du nucléaire, mais relèvent explicitement d'une approche de type «*stress test*».

- ▶ Variante n°4 («coût élevé du nucléaire») : le coût d'ensemble des investissements à consentir sur le parc nucléaire est supposé de 50 % supérieur aux estimations actuelles. Il s'établit donc à 67,5 milliards d'euros sur la période 2014-2025 en considérant tous les réacteurs prolongés à l'exception de Fessenheim, sans que cela ne conduise à revoir la répartition du coût global entre les différentes visites décennales ;
- ▶ Variante n°5 («surcoût des VD4») : pour les réacteurs prolongés au-delà de 40 années de fonctionnement, un coût spécifique «de prolongation» est imputé lors de la quatrième visite décennale du fait de sa nature spécifique (le même coût spécifique est considéré lors d'une éventuelle cinquième visite décennale). La décision de prolongation est alors évaluée à hauteur de 1 200 k€/MW, contre 600 k€/MW dans l'hypothèse de référence, tandis que le coût unitaire des deuxième et troisième visites décennales reste pris en compte à hauteur 600 k€/MW.

11.7.3 Des messages communs sur les scénarios : la nécessité d'un investissement structurel dans le parc de production

La transition énergétique nécessite une phase d'investissement, en cohérence avec une ambition visant à modifier de manière structurelle le système électrique

De manière générale, **les scénarios du Bilan prévisionnel conduisent à une augmentation des investissements par rapport à la dernière décennie**. Le système électrique fonctionne en effet par cycles, et celui qui s'est amorcé depuis le Grenelle de l'environnement, la loi de transition énergétique et l'adoption de la première programmation pluriannuelle de l'énergie, conduit

¹⁹. Elle précise que «sauf "obligation" de faire fonctionner les centrales jusqu'à 40 ans, une grande partie de ces investissements ne seraient pas réalisés : ils pourraient soit être remplacés, pour certains, par des investissements moins coûteux, mais à durée de vie plus courte (et probablement moins productifs), soit provoquer l'arrêt des réacteurs en cas de panne».

RÉCAPITULATIF DES CHOIX MÉTHODOLOGIQUES RETENUS POUR DÉFINIR L'ÉCONOMIE DES SCÉNARIOS

Périmètre des coûts

- ▶ Coûts de production : coûts d'investissement et de capital, coûts d'exploitation fixes, coûts de combustible et de CO₂ (sur la base des hypothèses concertées et présentées dans le chapitre 2) ;
- ▶ Coûts du réseau d'interconnexion : coûts d'investissement et de capital ;
- ▶ Coûts des imports et recettes d'exports résultant des échanges électriques.

Externalités prises en compte

- ▶ Prix du CO₂ (au prix de marché, et non une valeur tutélaire).

Périmètre d'évaluation

- ▶ Coûts portés par les acteurs du système électrique, hors des taxes payées par les consommateurs sur leur facture

Indicateurs retenus pour calculer et comparer les coûts des scénarios

Plusieurs indicateurs sont utilisés pour l'analyse des scénarios :

- ▶ Dépenses annuelles futures du système électrique
Cet indicateur permet de mesurer l'effort financier à consentir pour faire évoluer le mix de production.
La partie relative aux investissements peut être isolée de manière à identifier la part des dépenses correspondant à la mise en service de nouvelles installations ou à la prolongation des unités existantes.
Par ailleurs, les dépenses annuelles futures peuvent inclure ou non la valeur des échanges, c'est-à-dire l'effet net des coûts des imports et des recettes des exports.
- ▶ Coûts annualisés futurs et passés du système électrique
Cet indicateur permet à la fois de comparer équitablement les scénarios et de dégager une tendance sur l'évolution des coûts par rapport au système actuel.
Les coûts annualisés futurs peuvent être isolés.

Méthode de calcul des coûts passés et futurs

- ▶ Coûts passés évalués sur la base des dépenses historiques reconstituées pour les différentes filières, et en s'appuyant sur les dates de construction, la durée de vie des centrales et les coûts historiques d'investissement
- ▶ Coûts futurs évalués sur la base des volumes d'investissement par filière, des coûts (fixes et variables) associés à chacune de ces filières
- ▶ Cinq variantes de coûts permettant de refléter les incertitudes sur les coûts d'investissement dans les énergies renouvelables et dans le nucléaire.

Choix d'une variante comparaison basée sur les paramètres communs suivants

- ▶ Consommation : stabilité en 2035
- ▶ Prix du CO₂ et des combustibles : AIE-*Current Policies* (CO₂ médian)
- ▶ Développement des interconnexions : SDDR 2016 – dates prudentes (médiane)

mécaniquement à des transformations structurales dans le parc de production.

Les investissements dans le système de production et les interconnexions seraient compris entre 7 et 14 milliards d'euros par an, en comptabilisant uniquement les « investissements bruts » (c'est-à-dire les montants devant être déboursés pour construire et mettre en service de nouvelles installations, ou pour prolonger des installations existantes comme des réacteurs nucléaires).

L'importance des investissements est une caractéristique commune des scénarios. Naturellement, les scénarios *Ampère* et *Watt*, établis sur la base de la trajectoire la plus importante pour les énergies renouvelables (« rythme PPE haut ») sont caractérisés par des investissements plus soutenus. C'est particulièrement le cas pour le scénario *Ampère* qui cumule l'ambition de développement des EnR avec la prolongation d'une partie significative du parc électronucléaire. À l'opposé, le scénario *Hertz* conduit à des investissements initiaux plus réduits (davantage d'investissement dans des capacités

de semi-base ou de pointe, qui présentent des coûts initiaux moins élevés mais conduisent dans un second temps à des coûts variables plus importants).

À cet égard, la comparaison avec d'autres pays européens ayant fait le choix d'une transition énergétique ambitieuse est éclairante. À titre d'exemple, sur la période 2007-2016, l'Allemagne a dépensé en moyenne 16 milliards d'euros par an en investissement²⁰ pour le développement de 70 GW de nouvelles capacités d'énergies renouvelables électriques²¹, avec un pic d'investissement annuel qui a atteint près de 25 milliards d'euros sur la seule année 2010. Ces investissements ont été accompagnés du déclassement du parc de production nucléaire allemand (pour un volume du même ordre que dans le scénario *Ampère*) et du maintien du parc thermique afin de maîtriser les coûts de la transition énergétique. Ce choix reflète la politique énergétique allemande des dernières années : donner la priorité à la sortie du nucléaire. Néanmoins, il met aussi en évidence que toute transition énergétique (i) conduit à un renouvellement du parc de

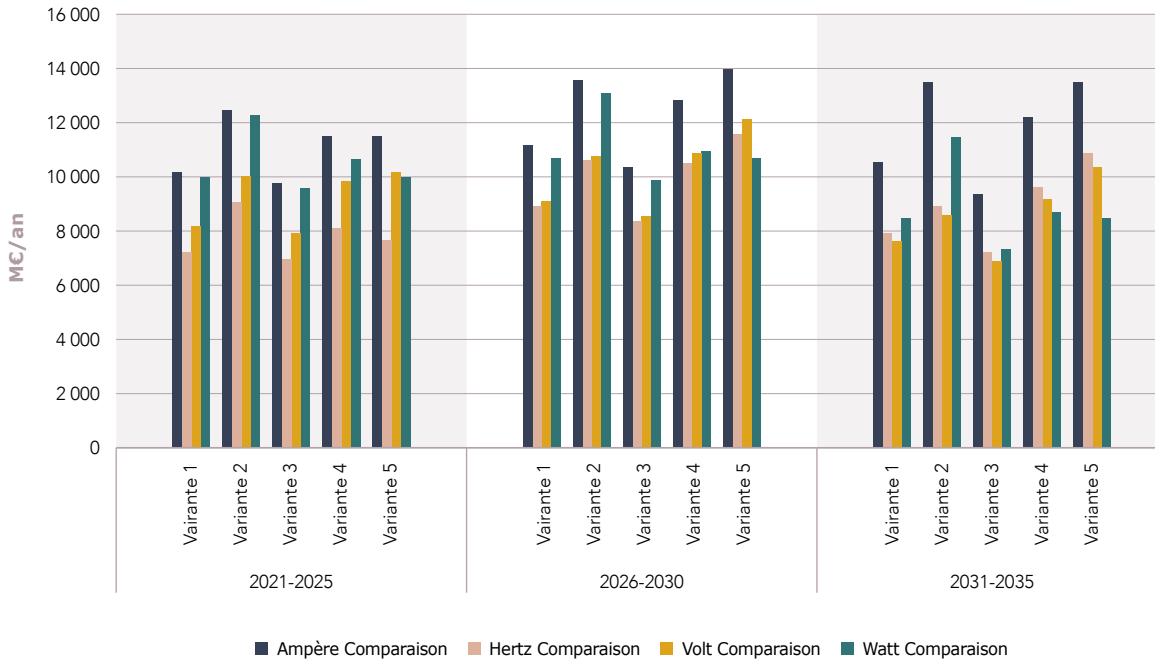
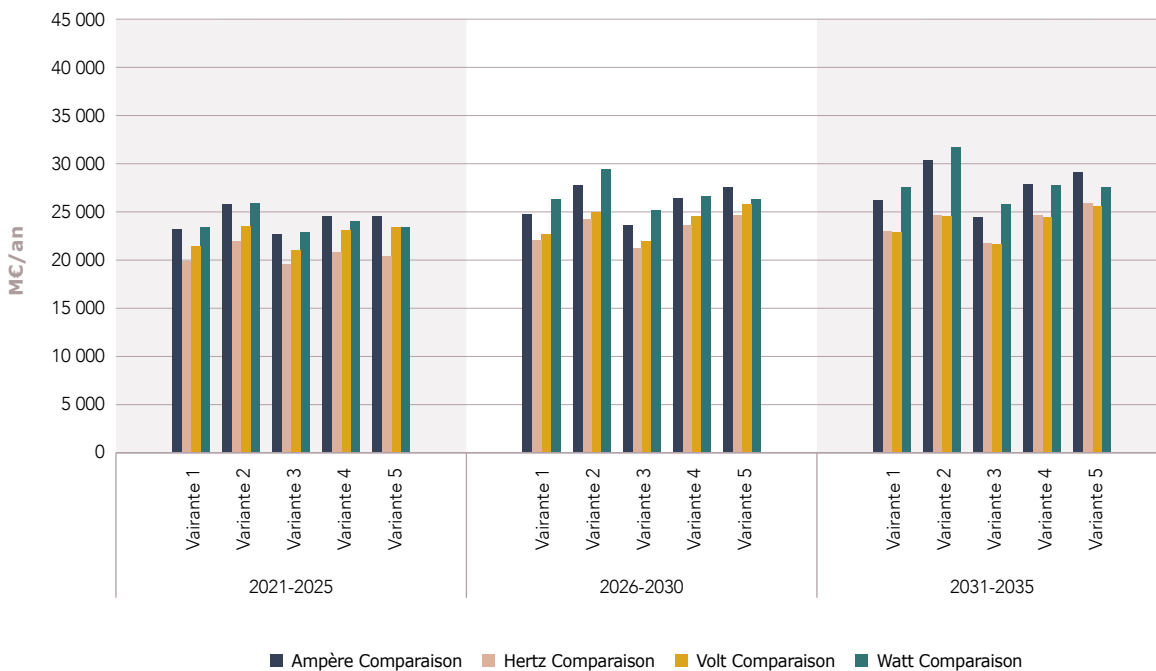
Tableau 11.1 Description des différentes variantes sur les hypothèses de coûts

		Coûts des EnR		Coûts du nucléaire	
		Éolien en mer et énergies marines	Autres EnR	Coût des VD2 et VD3	Coût des VD4 et VD5
Variante n° 1	« CP ajustée »	Diminution forte du coût de l'éolien en mer et énergies marines ou substitution par de l'éolien terrestre ou du photovoltaïque	Coûts de la consultation publique	Coût normatif sur la base des coûts du « grand carénage » (600 €/kW)	
Variante n° 2	« CP brute »	Coûts bruts de la consultation publique	Coûts de la consultation publique	Coût normatif sur la base des coûts du « grand carénage » (600 €/kW)	
Variante n° 3	« Diminution forte du coût des EnR »	Diminution forte du coût de l'éolien en mer et énergies marines	Coûts à horizon 2035 inférieurs de 20% aux coûts de la consultation	Coût normatif sur la base des coûts du « grand carénage » (600 €/kW)	
Variante n° 4	« Coût élevé du nucléaire »	Diminution forte du coût de l'éolien en mer et énergies marines	Coûts de la consultation publique	Coût normatif en considérant une augmentation de 50% du « grand carénage » (900 €/kW)	
Variante n° 5	« surcoût des VD4 »	Diminution forte du coût de l'éolien en mer et énergies marines	Coûts de la consultation publique	Coût normatif inchangé (600 €/kW)	Doublement du coût les VD4 et VD5 (1200 €/kW)

20. Source : BMWi, August 2017, Development of Renewable Energy Sources in Germany 2016

21. Dont environ 27 GW d'éolien, 36 GW de photovoltaïque et 4 GW de centrales de la filière biomasse

Figure 11.41 Dépenses d'investissements

Figure 11.42 Dépenses annuelles en France (i.e. investissement, exploitation, combustible et CO₂), hors balance commerciale des échanges d'électricité

production et donc à des investissements importants et (ii) peut être facilitée en s'appuyant sur une partie du parc de production existant.

Ces investissements se traduisent dans les chroniques de dépenses associées à chaque scénario, qui sont orientées à la hausse

La comptabilisation de toutes les dépenses associées aux scénarios conduit à prendre en compte les autres postes de coût (charges opérationnelles fixes, coûts variables de fonctionnement y compris le coût du CO₂).

Les scénarios poussés de diversification du système électrique sont caractérisés par des dépenses soutenues (cf. figure 11.42). Ceci est vrai pour tous les scénarios.

À l'horizon 2035, l'impact de la balance commerciale est important, de l'ordre de 7 milliards pour le scénario *Ampère*, 4 milliards pour le scénario *Hertz*, 9 milliards pour le scénario *Volt* et proche de zéro pour le scénario *Watt* (dans leur variante de comparaison). En conséquence, la prise en compte

de la balance commerciale modifie substantiellement l'interclassement des scénarios du point de vue des dépenses (cf. figure 11.43).

Avec les hypothèses de référence, les scénarios *Hertz* et *Ampère* présentent des caractéristiques très proches sur ce poste (*Ampère* est légèrement plus onéreux sur les cinq premières années, et légèrement plus compétitif sur les cinq dernières années). Le volume des énergies renouvelables est le principal facteur de distinction entre ces deux scénarios.

La représentation des coûts de façon annualisée et intégrant les coûts passés conduit à disposer d'un diagnostic nuancé sur l'évolution des coûts

L'investissement initial dans les énergies renouvelables conduit aussi à pouvoir tirer profit dans la durée du renouvellement du parc de production. Cet impact est reflété dans l'analyse sur les coûts annualisés. En effet, cette logique de présentation des coûts des scénarios permet de prendre en compte les gains liés aux effets au-delà de 2035 des différents scénarios.

Figure 11.43 Dépenses annuelles nettes de la balance commerciale des échanges d'électricité

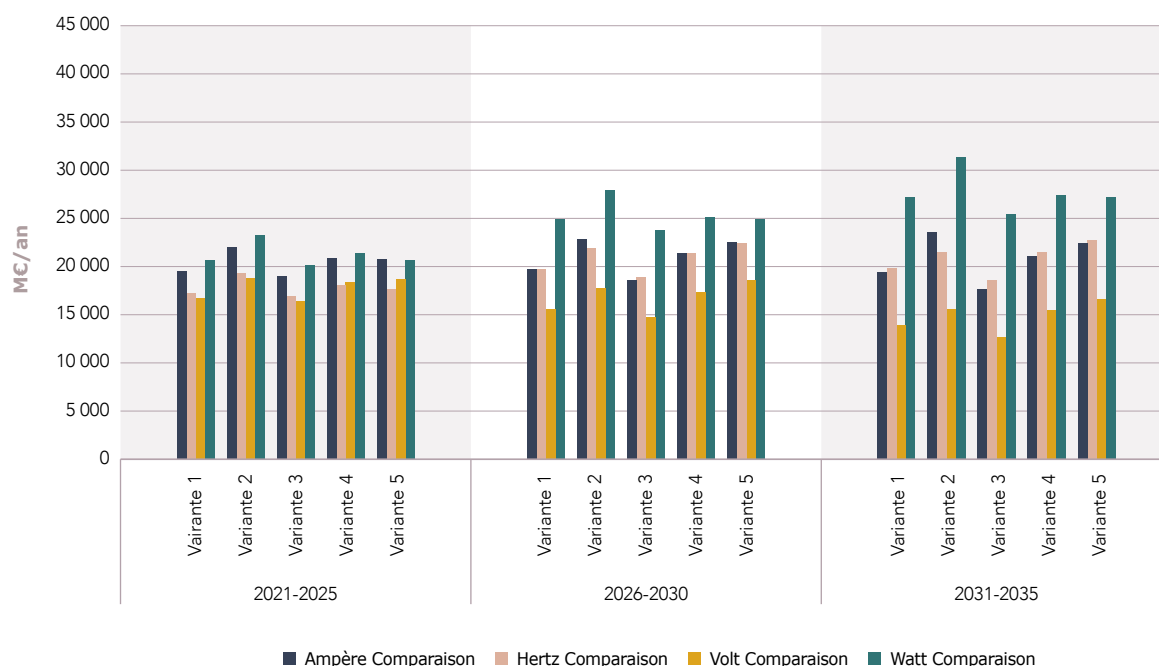
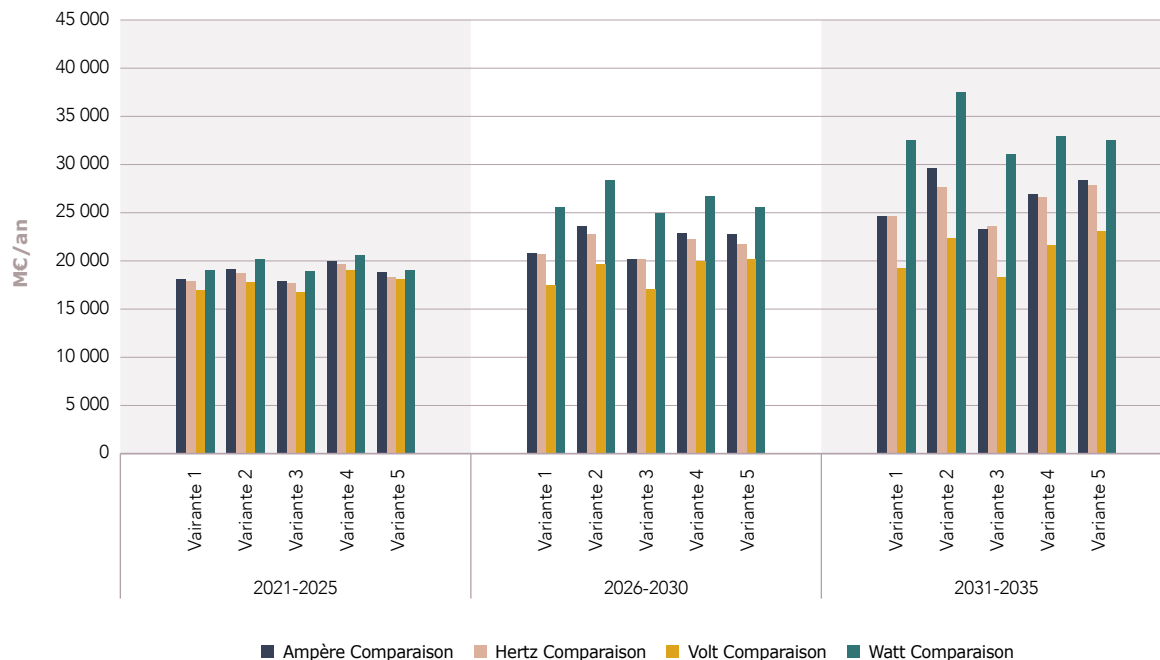


Figure 11.44 Coûts annualisés futurs, nets de la balance commerciale des échanges d'électricité

Les analyses mobilisant les coûts annualisés «futurs» (cf. figure 11.44), c'est-à-dire postérieurs à 2017, permettent de préciser le diagnostic ébauché jusqu'alors :

- ▶ la proximité entre les coûts attribués aux scénarios *Ampère* et *Hertz* se confirme ;
- ▶ le scénario *Volt* présente des caractéristiques de coût fortement liées à la prise en compte de la balance commerciale, mais cet effet est également valable pour le scénario *Ampère* ;
- ▶ dans le scénario *Watt*, l'investissement complémentaire en moyens thermiques – qui est renforcé dans la variante «comparaison» du scénario – est un facteur déterminant d'explication des résultats. Cela confirme l'une des conclusions du chapitre 9, à savoir qu'un tel scénario doit nécessairement être accompagné de mesures très volontaristes sur la consommation d'électricité.

L'analyse sur la base des «coûts annualisés complets» (cf. figure 11.45, page 394), intégrant les coûts passés (antérieurs à 2017) et futurs (postérieurs à 2017), met en avant une augmentation modérée ou une stabilité des coûts pour les scénarios *Ampère*, *Hertz* et *Volt*. Pour ce dernier scénario, des configurations où les coûts baissent

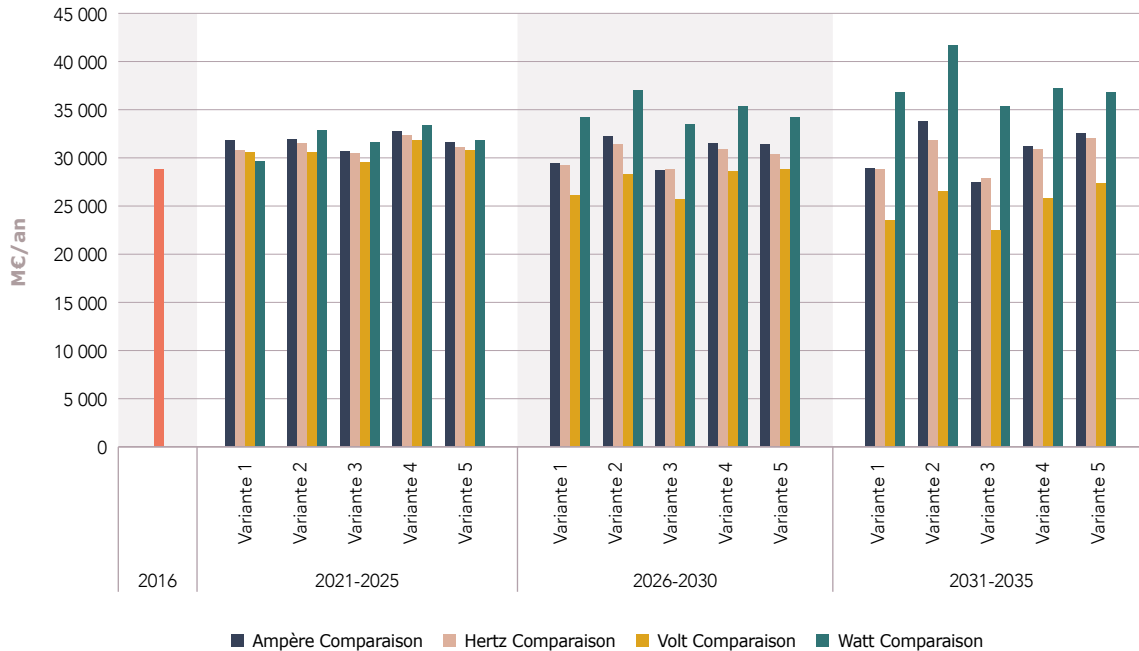
de façon modérée, sont également identifiées. Les différentes variantes peuvent conduire à positionner différemment certains scénarios les uns par rapport aux autres.

Une autre métrique, qui consisterait à analyser le coût moyen de production d'électricité sans tenir compte de la balance commerciale, conduirait à une variation entre 2017 et la moyenne 2017-2035 du coût moyen de production de 4 €/MWh à 6 €/MWh (selon qu'on considère la variante n°1 ou n°2) dans *Ampère*, et une variation entre 0 et 2 €/MWh dans *Volt*.

S'agissant de la tendance : celle-ci est dans un premier temps haussière (période 2020-2025), puis baissière sur 2025-2035 pour *Ampère*, *Hertz* et *Volt*.

Ce résultat doit être considéré avec précaution car les coûts passés ont fait l'objet d'une reconstitution, nécessairement tributaire de certaines hypothèses. Pour autant, le niveau de coûts annualisés obtenu sur 2016 (n'intégrant par définition que des coûts annualisés «passés») est cohérent avec d'autres analyses. Le niveau d'un coût actuel de la production entre 25 et 30 milliards d'euros par an est en ligne avec l'analyse menée par la CRE en 2013 sur

Figure 11.45 Coûts annualisés nets de la balance commerciale des échanges d'électricité



les coûts de production d'EDF de l'année 2012²². De manière générale, les coûts de production analysés dans la présente section pourraient être du même ordre de grandeur sur la période 2030-2035. Leur évolution serait caractérisée par un mouvement d'augmentation dans un premier temps, suivi d'une diminution durant la seconde partie de la période étudiée. Ce résultat devra être complété par une analyse du poste «réseau».

11.7.4 Une analyse qui fait ressortir des tendances communes à tous les scénarios sur le plan économique

Le coût associé aux énergies renouvelables augmente moins rapidement que leur volume

Dans tous les scénarios, le développement des énergies renouvelables est ambitieux. Pour l'éolien,

le rythme de développement est *a minima* multiplié par 3 et pour le solaire par 5 par rapport au rythme actuel. Cet accroissement conduit logiquement à une augmentation des investissements dans ces filières par rapport à la situation actuelle :

- ▶ l'investissement annuel à consentir dans les énergies renouvelables évolue entre 6 et 8,6 milliards d'euros par an dans les scénarios (selon la variante n° 1 pour les coûts, c'est-à-dire hors prise en compte des filières moins matures) ;
- ▶ le coût annualisé des énergies renouvelables (CAPEX, OPEX de fonctionnement et, pour les filières bioénergies, coûts de combustible) s'établit entre 10,7 et 15 milliards d'euros par an avec les mêmes hypothèses.

La baisse des coûts unitaires reflétée dans les hypothèses du Bilan prévisionnel permet de maîtriser les coûts du système. **Ainsi, le coût associé au développement des énergies renouvelables**

22. Une fois certaines différences d'hypothèses neutralisées (correction du périmètre d'analyse pour le passé d'un périmètre «EDF» à un périmètre «France», non prise en compte des coûts de commercialisation, prise en compte des recettes d'export), les niveaux sont très proches, malgré certaines différences méthodologiques (notamment prise en compte des investissements passés de façon comptable). La durée d'amortissement considérée pour le parc nucléaire a un impact sur la répartition des coûts annualisés entre les différents horizons. Par exemple, un amortissement sur 50 ans (par rapport à l'hypothèse considérée d'un amortissement sur 40 ans) conduit à des coûts annualisés plus faibles sur le début de l'horizon (impliquant une baisse de l'ordre de 1 €/MWh) et plus importants sur la fin de l'horizon (impliquant une hausse de l'ordre de 1 €/MWh).

n'est pas proportionnel à l'accroissement du volume d'énergies renouvelables : le volume croît beaucoup plus vite que les coûts.

À titre d'exemple, cette évolution est particulièrement marquée pour la filière solaire. La baisse des coûts observée depuis les premiers déploiements significatifs au début des années 2010 compense en grande partie l'évolution des volumes installés. Il est donc attendu que les coûts annualisés de la filière photovoltaïque n'augmentent que transitoirement entre 2025 et 2030 et reviennent en 2035 à des niveaux proches des niveaux actuels, alors même que leur volume aura considérablement augmenté (multiplié par cinq à huit dans les trajectoires « rythme PPE » et « rythme PPE haut »).

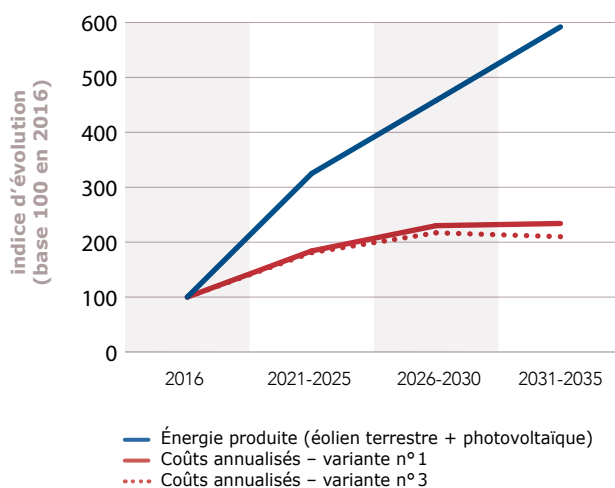
Les variantes sur les énergies renouvelables permettent d'établir la sensibilité des coûts aux choix d'investissement dans les différentes filières

Les trajectoires d'évolution des énergies renouvelables présentées au chapitre 2 n'ont pas fait l'objet d'une « optimisation interne » sur la place relative des différentes filières. Elles reposent en effet sur la prolongation des tendances de la PPE actuelle, de manière à disposer de trajectoires contrastées.

Les éléments présentés aux chapitres 6 à 9, puis dans le chapitre 10 sur l'autoconsommation individuelle, montrent qu'une évolution de la part relative des différentes filières peut conduire à des impacts importants sur les coûts. En intégrant les incertitudes sur les coûts des filières les moins matures, ou les informations nouvelles acquises depuis la consultation publique du printemps 2017, **il apparaît que différents bouquets d'énergies renouvelables peuvent conduire à des coûts totaux annualisés fortement différenciés. À titre d'exemple, une place plus importante pour le photovoltaïque pourrait être envisagée sur la base des premières analyses.**

Les trois premières trajectoires de coût examinées dans l'analyse du Bilan prévisionnel permettent de disposer d'une idée des marges d'optimisation qui résident dans l'évolution du coût unitaire des filières EnR et dans les différentes pondérations possibles entre les filières renouvelables :

Figure 11.46 Évolution comparée des coûts annualisés et des volumes d'énergie produits par les filières éolienne terrestre et photovoltaïque (base 100 en 2016)



- ▶ l'effet du passage de la variante n°1 à la variante n°2 est significatif. Cela souligne que les investissements dans certaines filières émergentes peuvent peser de manière substantielle sur l'analyse économique même pour des volumes restreints. En ce sens, ce constat prolonge le précédent sur les « coûts du passé », une partie des futurs développements de ces filières reposent sur des engagements déjà pris (appels d'offres 1 et 2 sur l'éolien en mer) ;
- ▶ l'effet d'un nouvel abaissement des coûts (variante n°3) est moins important. Cela traduit le fait que le « poids » de l'investissement dans de nouvelles capacités éoliennes et photovoltaïques à l'horizon 2025-2030 et 2030-2035 est réduit dans les scénarios, du fait des diminutions de coûts déjà intégrées. Dès lors, un accroissement de leur compétitivité à cet horizon entraîne un impact plus limité sur le coût d'ensemble du système.

La sensibilité des résultats à ces variantes est plus élevée sur les scénarios *Ampère* et *Watt*, qui dans leur cas de base prévoient un développement très poussé des énergies renouvelables. Pour autant, dans tous les scénarios, le choix de telle ou telle variante conduit à des impacts de plusieurs milliards d'euros par an (jusqu'à environ 5 milliards). Les variations de coût moyen de production d'électricité correspondantes sont de l'ordre de la dizaine d'euros par MWh produit.

Dit autrement, **l'analyse économique établit qu'il existe des marges de manœuvre pour contrôler le coût de la montée en puissance des énergies renouvelables. Sur la base des scénarios étudiés, qui n'ont pas vocation à présenter des trajectoires renouvelables optimisées, des déclinaisons et aménagements sont donc possibles pour modérer les coûts.**

Les « coûts du passé » sont à prendre en compte dans l'analyse économique

Les analyses menées sur les scénarios concourent au diagnostic sur le caractère substantiel, dans les dépenses futures, des engagements nés du passé. L'effet des engagements souscrits jusqu'en 2017 est en effet visible dans les coûts annualisés du système. Ceci est dû non seulement au prix unitaire des installations, mais également au coût du capital qui représente de l'ordre de la moitié du coût annualisé des nouvelles installations.

Ceci confirme que le coût des scénarios de transition énergétique peut être largement attribuable à la phase de transition entre les premiers déploiements et un déploiement compétitif des énergies renouvelables.

Plus précisément, ces coûts doivent être subdivisés en deux catégories.

En premier lieu, certains coûts futurs (non encore supportés par les acteurs du système électrique) sont issus des choix du passé. C'est le cas du démantèlement des installations et du traitement des déchets, pour l'ensemble des technologies de production, et notamment pour le nucléaire. C'est également le cas des coûts des premiers parcs d'éoliennes en mer prévus par les appels d'offres réalisés depuis 2011.

En second lieu, certains coûts correspondent à des investissements déjà réalisés, mais toujours en cours d'amortissement. En effet, même si les installations de production correspondantes ont déjà été mises en service ou sont en passe de l'être, leurs coûts n'ont pas encore été répercutés dans leur intégralité au consommateur.

S'agissant des énergies renouvelables, la Commission de régulation de l'énergie a publié en octobre 2014 une étude de référence sur les charges de service public, en analysant l'historique des charges ainsi que leurs perspectives d'évolution pour les années à venir. Notamment, ce rapport mettait en exergue l'importance du « poids du passé » dans l'évolution prévisionnelle des charges de service public. Il insistait sur les engagements financiers correspondants pour la collectivité, souscrits pour de très longues durées sans quantification préalable précise et sans validation parlementaire. Datée de juillet 2017, la plus récente délibération de la CRE sur l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2018 actualise une évaluation des charges sur une durée de cinq années, et comprend une description détaillée des charges résultant des appels d'offres qui se sont échelonnés entre 2011 (premier appel d'offres pour l'éolien en mer) et 2017. La délibération rappelle que, pour les cinq prochaines années, près de la moitié du montant des engagements de la collectivité relève toujours de dépenses engagées avant 2011.

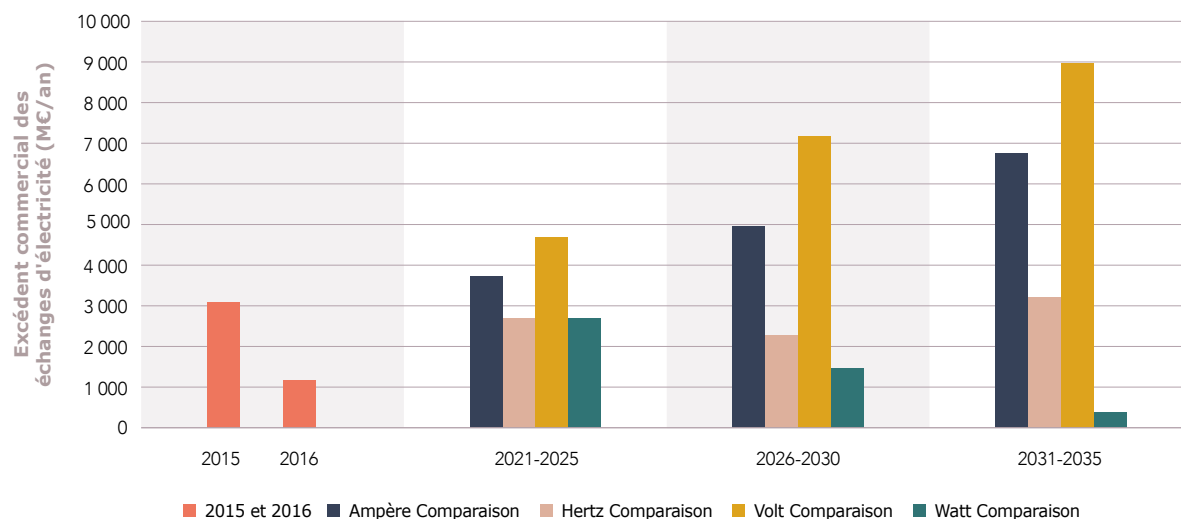
L'effet des échanges d'électricité sur la balance commerciale constitue une composante importante dans l'appréciation des coûts du système électrique

La balance commerciale des échanges d'électricité représente aujourd'hui des recettes significatives pour la France (de l'ordre de 1,2 milliard d'euros en 2016 et d'un peu plus de 3 milliards d'euros en 2015²³, en comptabilisant les recettes d'exportation, les dépenses d'importation et la part des rentes de congestion sur les interconnexions revenant à la collectivité française). Relativement aux coûts de production engagés, ces recettes demeurent assez faibles, inférieures à 5 % des coûts.

Dans les scénarios où le parc à coût variable faible (nucléaire et renouvelables) est important et associé à un développement important des interconnexions, la France se trouverait en situation d'exporter des volumes plus importants. Ceux-ci

²³. La balance commerciale des échanges d'électricité sur l'année 2016 a été plus faible que sur les années précédentes, notamment en raison de la faible disponibilité des groupes nucléaires sur la fin de cette année.

Figure 11.47 Balance commerciale des échanges d'électricité



seraient de plus davantage valorisés : dans les variantes « comparaison » des scénarios, les prix des combustibles sont établis selon la trajectoire médiane, ce qui signifie notamment un prix du CO₂ de 30 euros par tonne à horizon 2035.

La valeur des échanges est ainsi susceptible d'augmenter fortement, pour atteindre des valeurs comprises entre 5 et 10 milliards d'euros par an selon les scénarios (hors scénario *Watt*). Ces excédents influent de manière significative sur l'analyse pour le système électrique français. C'est notamment le cas des scénarios *Ampère* et *Volt*, marqués tous deux par des productibles nucléaires et renouvelables importants (en 2035, environ 605 TWh dans *Ampère* et 590 TWh dans *Volt*). À l'opposé, la balance commerciale est plus limitée dans les scénarios *Hertz* et *Watt*.

Ce résultat met en évidence l'enjeu à intégrer le bilan net des imports/exports de la production d'électricité française dans l'analyse de scénarios reposant sur un mix essentiellement composé d'installations à coût variable faible (renouvelables et nucléaire). Il pose également la question de l'acceptabilité politique de situations marquées, au niveau européen, par la coexistence de zones structurellement exportatrices d'une part et fortement importatrices d'autre part, même si ceci résulte de la logique du marché européen de l'énergie.

Les analyses confirment la possibilité d'arbitrages économiques en faveur des énergies renouvelables par rapport aux moyens thermiques

L'examen des propriétés économiques des scénarios *Ampère* et *Hertz* conduit à un enseignement fort : les coûts actualisés nets des scénarios sont très proches sur toute la période d'étude. Ces scénarios sont en effet directement comparables, dans la mesure où ils obéissent à des principes de construction similaires (atteindre 50% pour la part du nucléaire en remplaçant certains réacteurs arrivant à la quatrième visite décennale, respectivement par des énergies renouvelables uniquement ou par une combinaison d'EnR et de centrales au gaz).

Autrement dit, **le postulat du scénario *Ampère* (ne remplacer des centrales nucléaires que par des énergies renouvelables, en se passant de nouveau moyen thermique) n'apparaît pas constituer un facteur de surcoût.**

Le diagnostic est fortement dépendant du prix du CO₂ : avec un prix plus important (respectivement plus faible), le scénario *Ampère* serait moins coûteux en comparaison (respectivement plus coûteux). Ce diagnostic prolonge les éléments présentés au chapitre 2, et souligne la possibilité d'arbitrages économiques en faveur des énergies

renouvelables par rapport aux moyens thermiques dans certaines configurations de marché.

Il est enrichi par l'examen des différentes variantes. Naturellement, des perspectives de diminution plus rapide des coûts des énergies renouvelables (variantes n^{os} 1 et 3) accroissent les performances économiques du scénario *Ampère*, tandis qu'une augmentation des coûts du nucléaire (variantes n^{os} 4 et 5) ou des énergies renouvelables (variante n^o 2) conduit à l'effet opposé. Les variantes du scénario *Ampère*, et notamment la variante *Ampère 2* (trajectoire «rythme PPE») peuvent à cet égard permettre d'améliorer la performance économique du scénario.

D'un point de vue temporel, les coûts associés à *Ampère* sont légèrement plus importants sur la période 2020-2025, et légèrement plus faibles sur la période 2030-2035. La structure de ces coûts n'est pas la même : le scénario *Ampère* nécessite davantage d'investissements, conduit à des dépenses plus importantes, mais engendre également des recettes liées aux exports plus élevées.

Les analyses du Bilan prévisionnel confirment l'intérêt économique d'un allongement de la durée de vie de certains réacteurs nucléaires

Dans la logique de construction des scénarios, *Ampère*, *Hertz* et *Volt* conduisent à prolonger une partie du parc de production nucléaire à l'horizon 2035. Ce n'est pas le cas du scénario *Watt*, qui conduit au déclassement de l'ensemble du parc nucléaire.

La comparaison des coûts annualisés nets de la balance commerciale des différents scénarios met en évidence une augmentation marquée des coûts du système électrique dans le scénario *Watt* par rapport à la situation actuelle et aux autres scénarios, dans le cas où la consommation d'électricité ne diminue pas de façon effective.

À l'inverse, le scénario *Volt*, construit sur la base d'un critère de débouchés économiques du parc nucléaire, montre que le maintien d'un parc nucléaire important, quoique réduit par rapport à son niveau actuel, concomitant à un développement

soutenu des énergies renouvelables, permet d'afficher un coût annualisé net plus faible une fois intégré la valeur des échanges d'électricité. **D'autres indicateurs, qui évaluent le coût du MWh produit (les coûts annualisés sont rapportés au volume produit) confirment cette conclusion.**

D'un strict point de vue économique, au regard du système électrique français actuel, cette analyse met en évidence qu'un allongement de la durée de vie de certains réacteurs nucléaire au-delà de 40 ans est pertinent. Cette conclusion s'appuie sur les hypothèses présentées au chapitre 2, reprises du rapport de la Cour des comptes et des communications financières d'EDF. Elle semble robuste, dans le sens où l'avantage compétitif serait conservé même en intégrant les analyses de sensibilité basées sur les variantes n^{os} 4 et 5, qui prévoient respectivement un surcoût global de l'investissement du parc nucléaire ou un surcoût spécifique associé à la prolongation au-delà de 40 ans de fonctionnement. Ces analyses de sensibilité économiques complètent les variantes sur le mix présentées au chapitre 8 pour l'étude du scénario *Volt*. Ainsi, **les hypothèses sur le développement des renouvelables en France et dans le reste de l'Europe sont susceptibles d'être plus structurantes sur l'économie de la filière nucléaire en France que celles sur le coût du grand carénage.**

Notamment, en considérant les niveaux d'énergies renouvelables déployés en France et en Europe comme un paramètre exogène, **l'analyse présentée au chapitre 8 a mis en évidence que cette performance économique intégrait le déclassement de certains réacteurs à horizon 2035 dans le scénario *Volt*.** Le maintien du parc nucléaire à hauteur de 63 GW, dans cette configuration de paramètres, semble moins performant économiquement, notamment du fait des impacts sur la balance commerciale des exports d'électricité, y compris selon la «variante n^o 1» pour les coûts du nucléaire.

L'avantage des scénarios prévoyant une prolongation large du nucléaire est susceptible de se réduire si le coût de la prolongation de la durée de vie des réacteurs devait être revu à la hausse au cours des prochaines années.

11.7.5 Les premiers résultats d'analyse économiques nécessitent d'être approfondis

La première quantification économique des scénarios répond à une attente forte exprimée lors de la consultation publique. L'analyse présentée dans les différents scénarios et les éléments de comparaison détaillés précédemment permettent de fournir de premiers éléments et ont conduit à définir un socle commun de compréhension des scénarios, sous l'angle économique.

Ce travail appelle néanmoins des approfondissements, qui ont déjà fait l'objet de demandes des parties prenantes dans le cadre de la concertation sur le Bilan prévisionnel, et qui permettront de préciser ces résultats économiques.

Sur l'efficacité énergétique

Les scénarios du Bilan prévisionnel sont assis sur des trajectoires de consommation stables ou en baisse. Ces trajectoires s'appuient sur la poursuite des efforts en matière d'efficacité énergétique et une évolution des comportements individuels quant à la consommation électrique.

Les efforts permettant d'infléchir la courbe de consommation font partie des leviers importants pour faciliter la transition énergétique sur le volet de la production d'électricité. À titre d'exemple, dans le scénario *Watt*, la différence entre la trajectoire 4 et la trajectoire 2 de consommation permet d'éviter la construction de 13 GW de nouveaux moyens de production thermiques et le recours à 6 milliards d'euros de combustibles et d'émissions de CO₂ (au prix supposé de la tonne).

Dans ce contexte, il sera nécessaire de compléter le cadre méthodologique relatif à l'évaluation économique des scénarios pour être en mesure de traduire l'effet associé aux mesures de maîtrise de la demande en électricité.

Sur les transferts d'usage

Dans le cadre des travaux d'approfondissement sur le développement des véhicules électriques, un volet sera dédié à l'analyse croisée des coûts entre le secteur électrique et le secteur de l'approvisionnement en produits pétroliers afin

de disposer d'une première analyse économique multi-énergies associée aux scénarios de transition énergétique.

Sur les trajectoires de développement des énergies renouvelables

Le choix de la trajectoire «PPE haut», qui correspond à une prolongation à l'horizon 2035 des trajectoires de la PPE actuelle sans intégrer de considérations économiques, peut également conduire à modifier l'équilibre économique des scénarios. En effet, le Bilan prévisionnel n'a pas pour vocation de définir des trajectoires optimales de développement régulé de différentes filières, notamment renouvelables, mais de balayer un large champ des possibles. Ce large champ des possibles permet de «tester» plusieurs scénarios de transition énergétique et d'explorer plusieurs gisements possibles pour les énergies renouvelables. Cela peut conduire, lorsque les curseurs sont poussés à un niveau élevé, sans considération économique, à pénaliser les résultats de certains scénarios. Ainsi, un travail détaillé filière par filière pourrait conduire à un panachage différent entre filières renouvelables et à réduire les engagements financiers associés.

Sur les hypothèses de coût des différentes filières

Concernant les énergies renouvelables, certaines filières connaissent des dynamiques de coût en forte évolution et les prévisions faites à un instant donné doivent être régulièrement révisées au regard des développements de la filière, des résultats des appels d'offres en France et à l'étranger.

Concernant le parc nucléaire, des incertitudes peuvent exister sur les coûts futurs et certaines informations ne sont pas disponibles pour évaluer précisément leur structure, notamment afin de déterminer quels coûts sont imputables à la prolongation des tranches au-delà de leur quatrième visite décennale et lesquels ne le sont pas. Des travaux complémentaires pourraient être menés en concertation avec les parties prenantes pour dresser des trajectoires possibles sur les coûts futurs du nucléaire à intégrer à l'analyse des scénarios.

COMMENT ESTIMER LE COÛT TOTAL DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE FRANÇAIS ?

Bien que de nombreuses études ou analyses fournissent des chiffrages sur le coût de la transition énergétique, les différences en matière de périmètre (coût de production uniquement ou incluant les coûts de réseau et de maîtrise de la demande), de méthodologie (notamment représentation ou non de trajectoires et prise en compte du parc existant) et d'indicateurs utilisés (coût total annualisé, dépenses d'investissement, coût complet du MWh...) rendent difficile l'analyse comparative des chiffrages réalisés. En particulier, peu d'études publiées ont cherché à estimer les coûts passés et/ou actuels du système électrique en absolu.

Cet encadré présente différents ordres de grandeur trouvés dans la littérature sur le coût du système électrique français et de ses évolutions dans les futures décennies. La liste des études et analyses citées n'est évidemment pas exhaustive mais permet de donner un premier aperçu de l'évaluation des coûts du système électrique français ainsi que de la complexité d'un tel exercice.

► **Un rapport de la CRE²⁴ publié en 2013 sur l'analyse des coûts comptables de production et de commercialisation d'EDF** en France permet d'apporter un ordre de grandeur sur le coût historique du système électrique français. Ainsi, en 2012, les coûts comptables de production et de commercialisation d'EDF atteignaient 25,4 milliards d'euros, répartis en environ 5 milliards de coûts variables, 7 milliards d'OPEX fixes, 11 milliards de charges de capital et 2 milliards de coûts de commercialisation. Cette somme intègre l'ensemble des coûts variables

et des coûts fixes de production au sens comptable, donc y compris l'amortissement comptable des investissements passés (mais qui est potentiellement différent des annuités calculées sur l'ensemble de la durée de vie). En revanche, elle ne comprend que les coûts de l'opérateur EDF, et s'entend avant correction des dépenses et recettes associées aux imports/exports. Extrapolé à la maille France, ce montant permet toutefois de valider **un ordre de grandeur du coût actuel du système électrique français de l'ordre de 27 milliards d'euros par an, hors coûts de réseau et coûts de commercialisation et avant correction de la balance commerciale.**

► **Une analyse récente de l'Institut Montaigne²⁵ sur le coût d'une sortie du nucléaire se base sur un calcul en différentiel des coûts** entre un parc « avec » et « sans » nucléaire. L'analyse chiffre à 217 milliards d'euros le surcoût de sortie du nucléaire entre 2018 et 2035, soit entre 10 et 13 milliards d'euros par an, répartis en 8 à 11 milliards d'euros par an de surcoût d'investissement et d'exploitation des capacités de production, 0,7 milliard d'euros par an de coût d'adaptation du réseau et 1,4 milliard par an de coût d'indemnisation de l'opérateur EDF²⁶. Ces chiffres peuvent être mis en comparaison des différences de coûts annualisés du système électrique dans les quatre scénarios du Bilan prévisionnel. En revanche, l'analyse ne fournit pas d'éléments sur les coûts totaux ou les dépenses d'investissement du système électrique en absolu, ni de chiffrage du coût actuel du système électrique.

24. CRE, 2013, Analyse des coûts de production et de commercialisation d'EDF dans le cadre des tarifs réglementés de vente d'électricité

25. Institut Montaigne, 2017, Chiffrage du coût de la mesure « Sortie du nucléaire » proposée par certains candidats à l'élection présidentielle

26. Il n'apparaît pas bien clair si cette composante de coût est réellement un coût pour la collectivité (par exemple si l'indemnisation reflète le surcoût lié à l'avancement des travaux de démantèlement des centrales) ou s'il s'agit uniquement d'un coût pour l'État mais pas pour la collectivité (par exemple, s'il s'agit uniquement d'indemniser EDF pour le manque à gagner lié à la fermeture des centrales).

- ▶ **L'étude menée par l'ADEME²⁷ en 2015** apporte également un chiffrage du coût associé à un système 100% renouvelable en 2050, évalué à environ 50 milliards d'euros par an, comprenant environ **37 milliards d'euros par an de coûts de production, de flexibilité sur la consommation et de stockage**, et 13 milliards d'euros par an de coûts de réseau, les coûts de maîtrise de la demande n'étant pas comptabilisés, de même que la valorisation des imports/exports. Le surcoût par rapport à un système avec nucléaire apparaît limité à 2-3 milliards d'euros par an. La différence avec l'analyse de l'institut Montaigne s'explique essentiellement par des différences en matière d'horizon temporel et en termes d'hypothèses sur les coûts des différentes technologies. L'étude de l'ADEME ne fournit pas d'éléments sur la trajectoire de dépenses d'ici à 2050, ni de comparaison avec les coûts du système électrique actuel.
- ▶ **Les scénarios négaWatt publiés en 2017²⁸ sont accompagnés d'un chiffrage des dépenses à réaliser pour atteindre un mix énergétique 100% renouvelable en 2050.** Les dépenses annuelles totales (comprenant l'investissement mais également les coûts de combustible et de fonctionnement) sont évaluées entre 80 et 110 milliards d'euros par an pour l'ensemble du secteur énergétique et à près de 320 à 350 milliards d'euros par an en ajoutant les secteurs «transport» et «bâtiment». S'agissant du secteur électrique, le coût peut être estimé entre 30 et 45 milliards d'euros par an, avec un surcoût moyen d'environ 3 milliards d'euros par an par rapport à un scénario tendanciel.
- ▶ **L'étude d'impact économique de la PPE publiée en 2016** apporte des éléments économiques sur l'écart de PIB entre le scénario PPE par rapport à un scénario tendanciel. Cet écart de PIB est évalué à environ 1,1 point en moyenne sur la période 2014-2030, soit de l'ordre de 23 milliards d'euros par an entre les deux scénarios, dont les paramètres ne sont pas toutefois pas précisément décrits. Par ailleurs, l'analyse tient compte d'effets macroéconomiques (notamment l'effet de l'évolution du prix de l'énergie sur la consommation des ménages et sur la compétitivité des entreprises), et le périmètre des coûts et bénéfices n'est donc pas restreint au seul secteur électrique, ni même au seul secteur énergétique mais s'étend à l'ensemble de l'économie française. À ce titre, il est difficile d'identifier la part des bénéfices portant seulement sur la partie «système électrique» et ceux résultant des effets macroéconomiques sur le reste de l'économie française.
- ▶ Enfin, beaucoup d'autres études plus anciennes ont également apporté des évaluations du coût associé à divers scénarios de transition énergétique, parmi lesquels on pourra citer les scénarios UFE (2011), ceux d'AREVA (2011), du CEA (2011) ou de Global Chance (2011). Le rapport *Énergies 2050*²⁹ publié en 2012 avait d'ailleurs déjà recensé ces différents chiffrages et proposé une première analyse comparative.

27. ADEME, 2015, Un mix électrique 100% renouvelable ?

28. NégaWatt, 2017, Scénario négaWatt 2017-2050

29. Centre d'analyse stratégique, 2012, Rapport Énergies 2050, rapport du groupe de travail présidé par Jacques Percebois.

Figure 11.48 Coûts annualisés nets de la balance commerciale

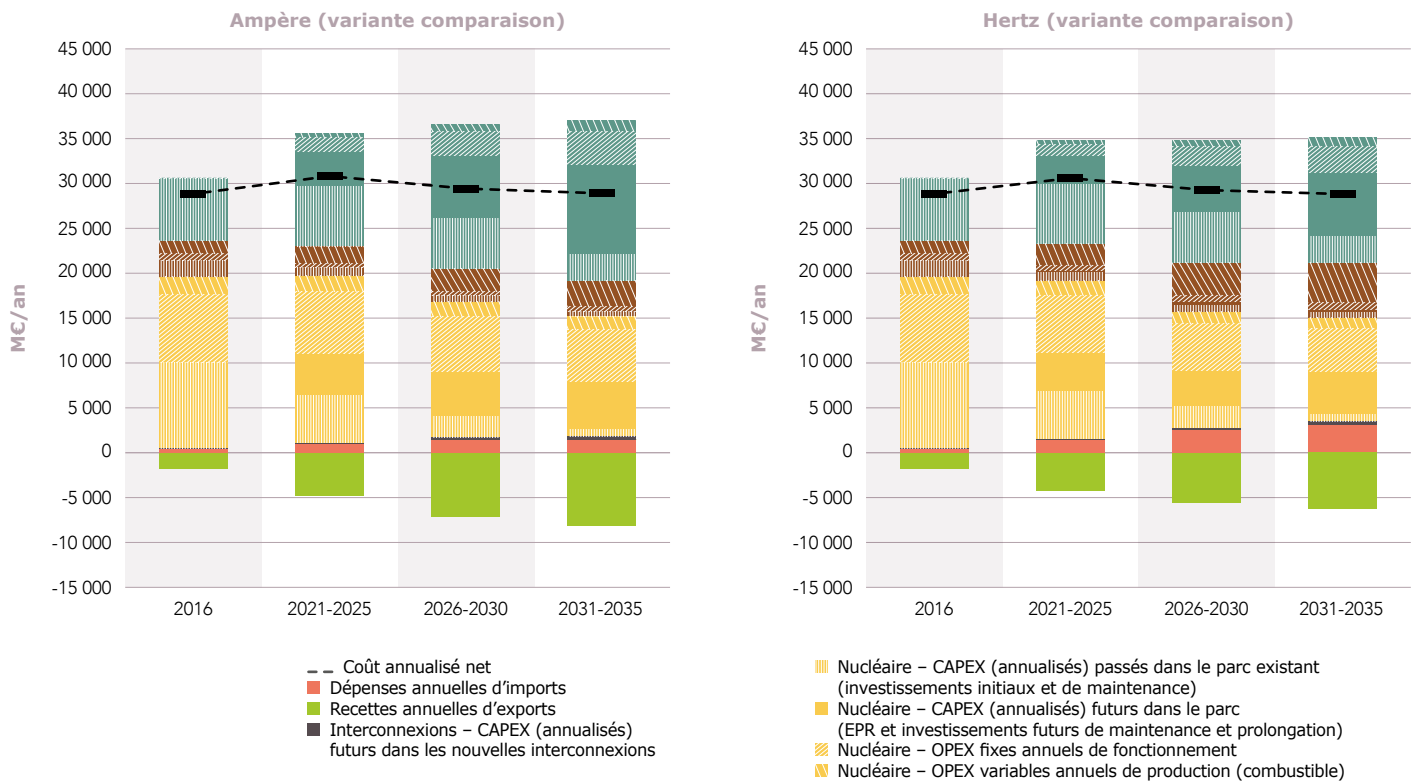
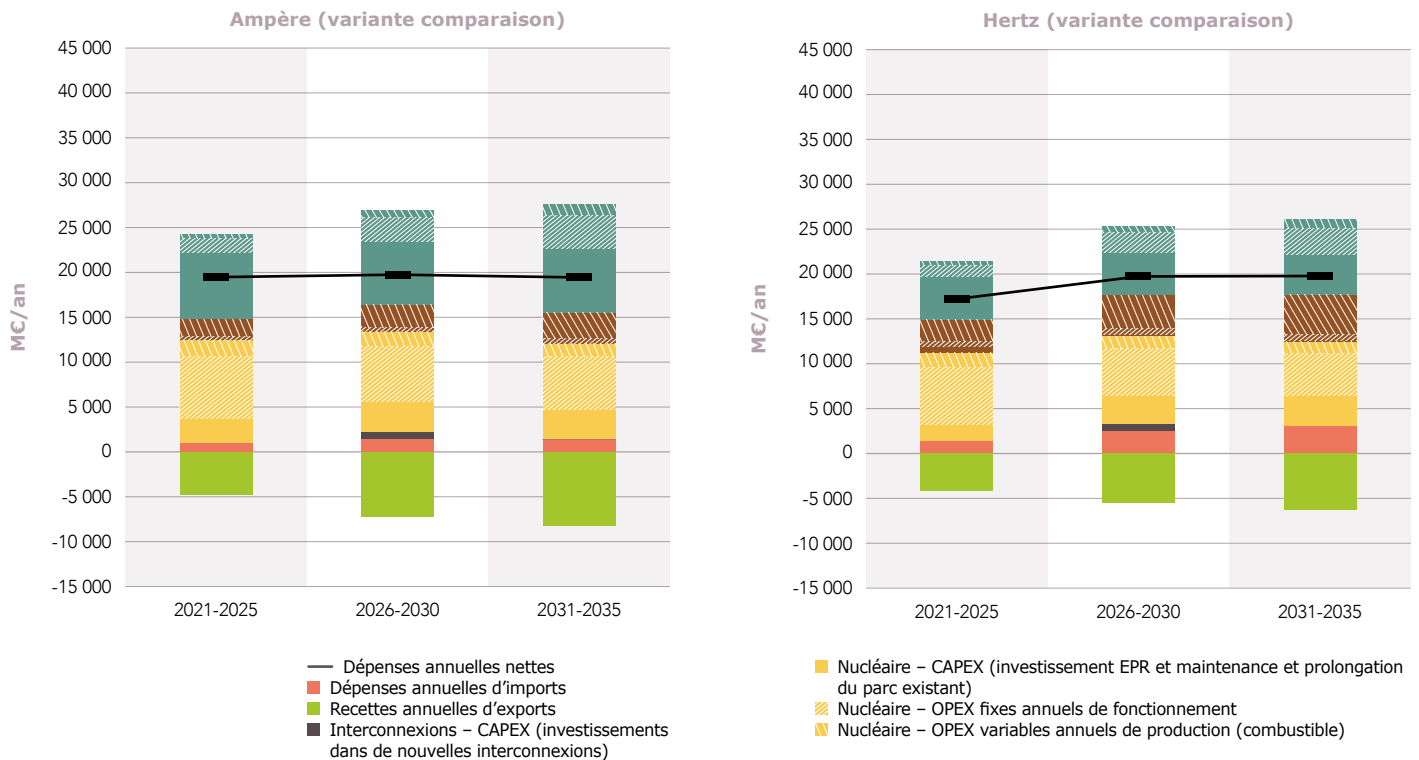
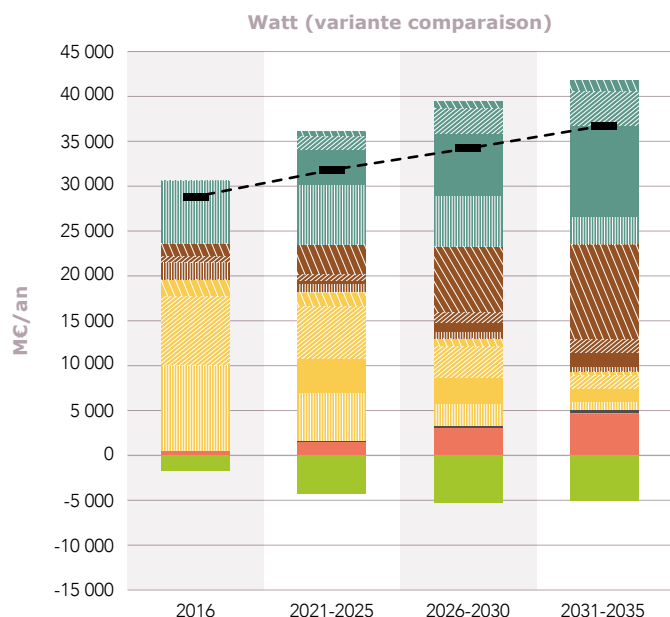
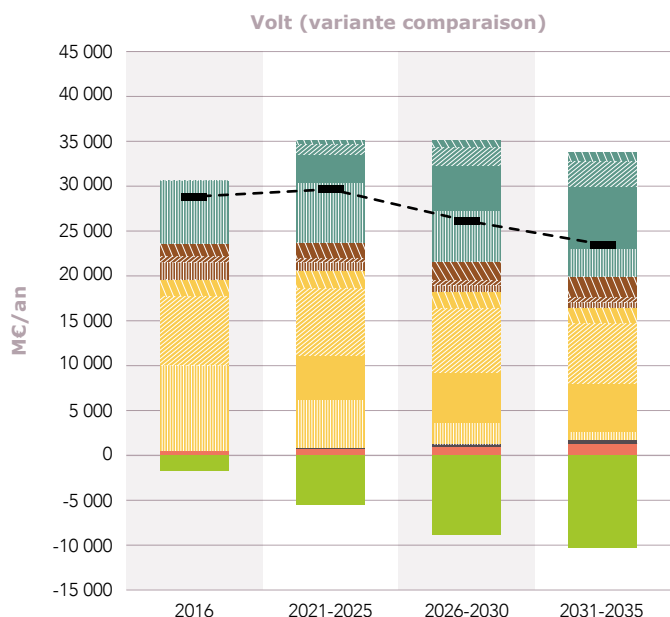


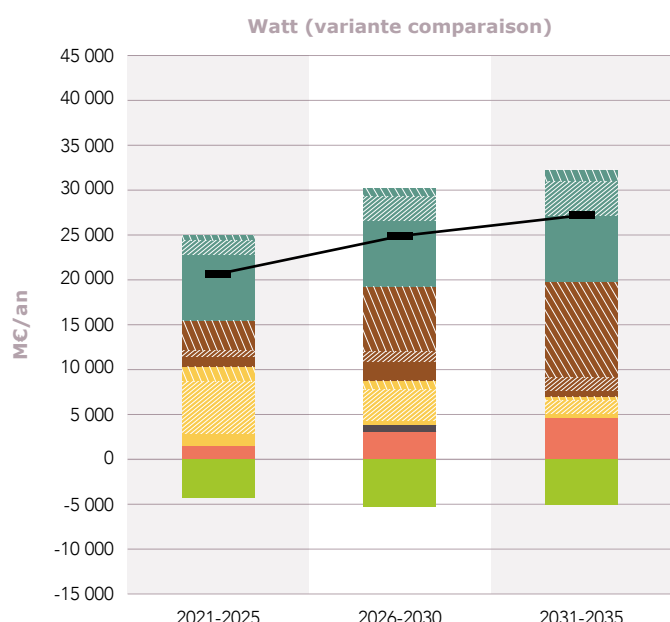
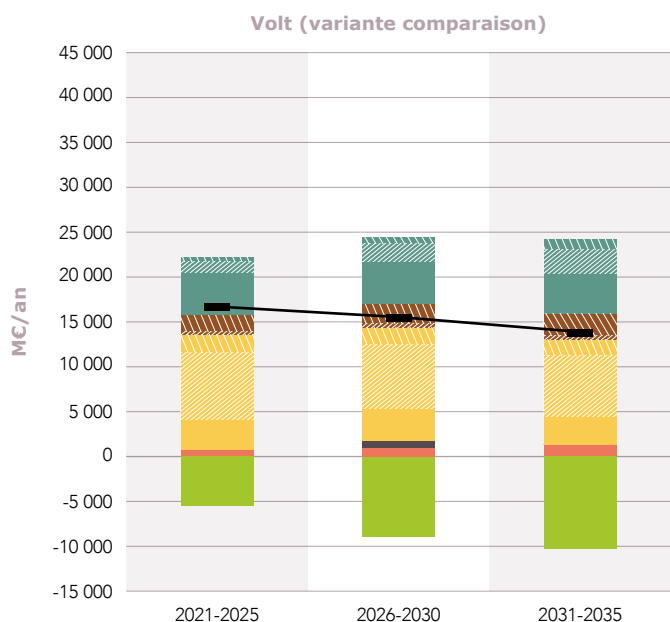
Figure 11.49 Dépenses annuelles nettes de la balance commerciale





- Thermique - CAPEX (annualisés) passés dans le parc existant (investissements initiaux et de maintenance)
- Thermique - CAPEX (annualisés) futurs dans le parc (investissements futurs)
- Thermique - OPEX fixes annuels de fonctionnement
- Thermique - OPEX variables annuels de production (combustible et CO₂)

- EnR et solutions de flexibilité³⁰ - CAPEX (annualisés) passés dans le parc existant (investissements initiaux)
- EnR et solutions de flexibilité³⁰ - CAPEX (annualisés) futurs dans le parc (investissements futurs)
- EnR et solutions de flexibilité³⁰ - OPEX fixes annuels de fonctionnement
- EnR et solutions de flexibilité³⁰ - OPEX variables annuels de production (combustible des bioénergies)



- Thermique - CAPEX (investissements)
- Thermique - OPEX fixes annuels de fonctionnement
- Thermique - OPEX variables annuels de production (combustible et CO₂)

- EnR et solutions de flexibilité³⁰ - CAPEX (investissements)
- EnR et solutions de flexibilité³⁰ - OPEX fixes annuels de fonctionnement
- EnR et solutions de flexibilité³⁰ - OPEX variables annuels de production (combustible des bioénergies)

30. Effacements de consommation et nouvelles STEP

11.8 Les émissions de CO₂ du secteur électrique : une contribution européenne

Les émissions de CO₂ présentées dans les chapitres 6 à 9 ainsi que dans la présente analyse sont déterminées selon les principes exposés au chapitre 2. Elles couvrent les émissions directes des centrales de production alimentées par des combustibles fossiles, hors bioénergies.

11.8.1 Des marges de manœuvre pour réduire les émissions du système électrique français

Aujourd'hui, le système électrique français est déjà largement décarboné, en niveau absolu (moins de 10% des émissions de carbone générées en France) comme de manière relative (l'«intensité» carbone de la production d'électricité, mesurée en gCO₂ par kWh, est très inférieure à la moyenne européenne).

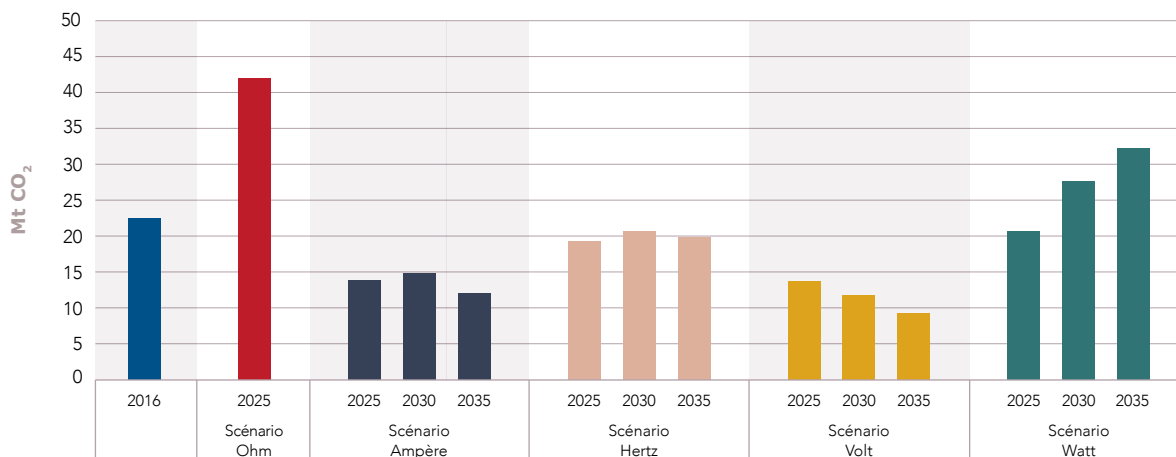
Les scénarios du Bilan prévisionnel conduisent à une diversification du mix électrique et à une croissance significative des énergies renouvelables dans la production d'électricité en France.

Néanmoins, tous ne s'inscrivent pas de la même manière dans l'objectif de réduction de l'empreinte carbone fixé par l'Accord de Paris et réaffirmé dans le Plan climat en juillet 2017.

Au niveau français, l'analyse confirme qu'il est possible de réduire encore les émissions du système électrique. La fermeture des centrales au charbon, qui est acquise dans tous les scénarios (à l'exception du scénario *Ohm*), contribue à cette réduction.

Les scénarios qui s'appuient sur le nucléaire et les énergies renouvelables, comme *Ampère* et *Volt*, permettent d'accentuer la réduction des émissions de CO₂ pour atteindre un niveau inférieur à 15 millions de tonnes. Il s'agit d'un chiffre particulièrement bas : le secteur électrique serait pratiquement décarboné et cette performance serait mise au service d'une stratégie plus large de réduction des émissions. Ainsi, le développement de la mobilité électrique conduirait à une réduction des émissions dans le secteur des transports qui ne serait pas «compensée» par une augmentation des émissions dues à la production d'électricité.

Figure 11.50 Émissions annuelles de CO₂ du système électrique français



IMPACT D'UN DÉVELOPPEMENT DU BIOGAZ SUR LE BILAN CO₂ DES SCÉNARIOS

La production de gaz d'origine renouvelable s'appuie actuellement essentiellement sur la méthanisation (procédé de dégradation de la matière organique animale et/ou végétale). En 2017, 32 sites injectent du biométhane dans les réseaux en France, pour une capacité de production de l'ordre de 0,5 TWh/an.

Cette filière est en expansion, et la programmation pluriannuelle de l'énergie adoptée en octobre 2016 fixe un objectif de 8 TWh de gaz renouvelable injecté dans les réseaux en 2023, soit un niveau proche de celui injecté en Allemagne en 2016. Pour 2030, la loi de transition énergétique fixe un objectif de 10% de gaz d'origine renouvelable en France. Une telle augmentation de production nécessiterait des mesures de soutien et de développement spécifiques à la filière. D'autres technologies émergentes seraient alors vraisemblablement nécessaires telles que la gazéification de biomasse ligneuse (bois, paille...) ou de combustibles solides de récupération, ou encore le *power-to-gas*, qui consiste à transformer l'excédent de production électrique d'origine renouvelable en hydrogène par électrolyse de l'eau (injecté en l'état ou converti par méthanation en biométhane de synthèse).

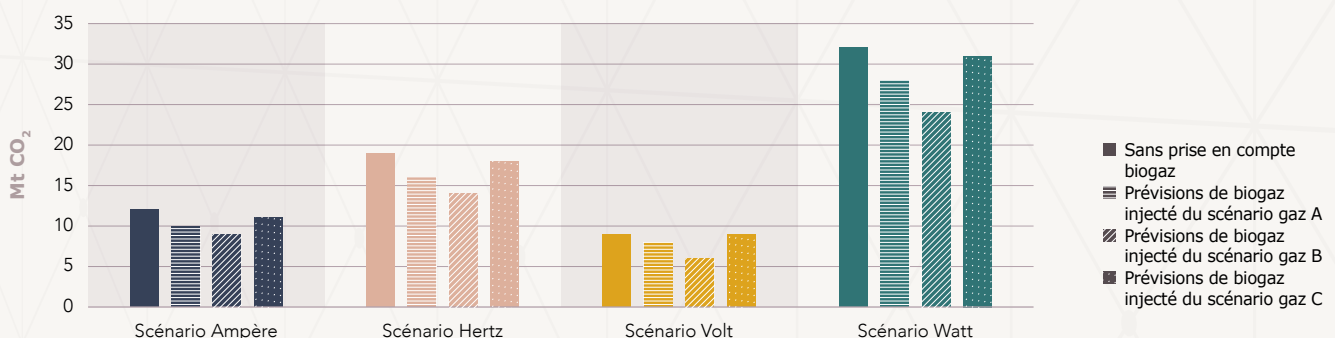
À horizon 2035, la quasi-totalité des émissions de CO₂ du secteur électrique français émanera des centrales au gaz. L'utilisation de biogaz est susceptible de

réduire les émissions associées. Au premier ordre, on peut considérer que les émissions de CO₂ du secteur électrique seraient alors amputées d'une proportion proche de la part du gaz d'origine renouvelable injecté dans les réseaux.

L'édition 2017 du Bilan prévisionnel pluriannuel gaz³¹ envisage à l'horizon 2035 des volumes de biogaz compris entre 20 et 135 TWh dans trois scénarios contrastés (A, B, C). L'effet d'une part croissante de biogaz sur les émissions de CO₂ du secteur électrique peut être estimé en croisant les volumes prévisionnels de biogaz avec les prévisions de consommation de gaz, complétées de celles nécessaires pour la production des différents scénarios de RTE.

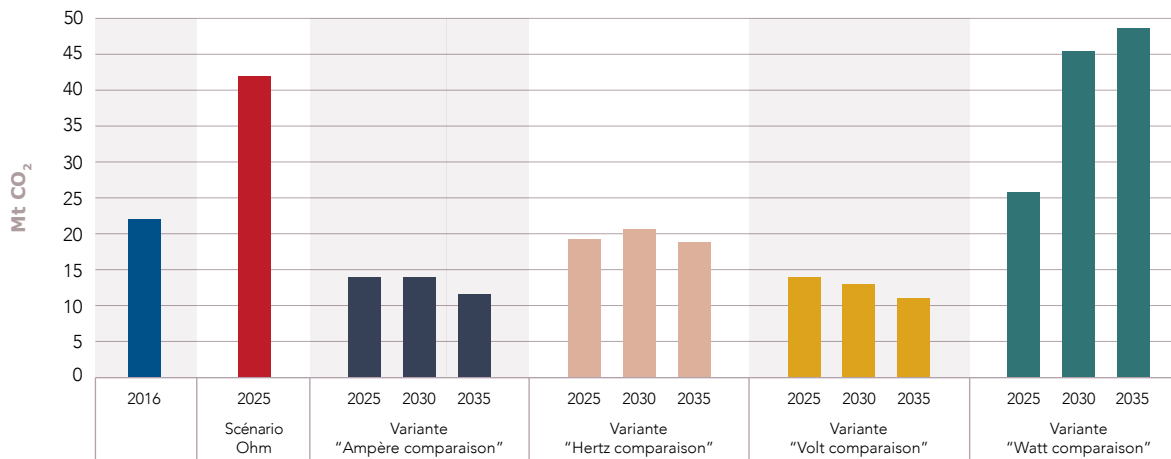
La prise en compte des perspectives de développement du biogaz conduirait ainsi à réduire les émissions de CO₂ du système électrique produites en France. Pour autant, même en se fondant sur les scénarios les plus ambitieux de développement de cette filière, les tendances et les comparaisons établies aux chapitres 6 à 9 ne seraient pas modifiées. L'effet le plus notable serait atteint dans le scénario *Watt* si les projections de développement de biogaz les plus volontaristes sont atteintes (24% à horizon 2035) : alors, les émissions de CO₂ du scénario pourraient demeurer voisines de leur niveau actuel.

Figure 11.51 Émissions de CO₂ du système électrique français à horizon 2035 en intégrant différentes hypothèses de pénétration du biogaz (prévisions de l'édition 2017 du Bilan prévisionnel pluriannuel gaz)



31. Bilan prévisionnel pluriannuel gaz 2017-2035 commun aux opérateurs d'infrastructures gazières

Figure 11.52 Évolutions des émissions de CO₂ produit par le système électrique français (variantes « comparaison »)



A contrario, les scénarios *Ohm* et *Watt* conduisent à une dégradation des performances du système électrique français en matière d'émissions, tandis que le scénario *Hertz* conduit par construction à leur stabilisation par rapport à la situation actuelle. Pour autant, les trajectoires d'émissions de CO₂ liées à la mise en œuvre des scénarios *Ohm*, *Watt* et *Hertz* ne sont pas de nature à rendre le système électrique français fortement émetteur par rapport à d'autres pays. Enfin, les émissions de la filière thermique pourraient être réduites en intégrant une conversion progressive vers du biogaz.

Des réductions d'émissions robustes à une consommation élevée, sauf pour le scénario *Watt*

Les scénarios du Bilan prévisionnel sont chacun élaborés sur la base d'un socle d'hypothèses contrastées, ce qui peut rendre délicat leur comparaison. Ainsi, les cas de base des scénarios *Ampère* et *Hertz* retiennent une trajectoire de consommation haute, alors que les scénarios *Volt* et *Watt* sont associés à des hypothèses de consommation plus faibles, de nature à participer – *a priori* – à la réduction des émissions de CO₂. Ces deux scénarios présentent une sensibilité différente à une modification des hypothèses en matière de

consommation. Ainsi, dans le cas où la consommation serait plus soutenue :

- ▶ les émissions du scénario *Volt* n'évolueraient que de manière marginale (une partie de l'électricité exportée serait consommée en France, sans impact sur la sécurité d'approvisionnement) ;
- ▶ les émissions seraient en revanche largement revues à la hausse dans le scénario *Watt* (le déficit en énergie et en capacité ne peut être comblé que par la construction de moyens thermiques supplémentaires, ou par des imports supplémentaires conduisant à la mobilisation de moyens thermiques dans les pays voisins).

Cet effet peut être illustré en examinant la variante « comparaison » de chaque scénario. Cette variante permet de neutraliser l'effet de tous les paramètres autres que le rythme de croissance des énergies renouvelables et la capacité nucléaire installée. Dans cette variante :

- ▶ la consommation est supposée suivre la « trajectoire haute » ;
- ▶ le prix des combustibles et les interconnexions sont calés selon les « trajectoires médianes » ;
- ▶ les parcs de production retenus pour les pays voisins sont ceux du cas de base de chaque scénario.

11.8.2 Les choix de politiques énergétiques de la France ont une influence réelle sur les performances de l'Europe en matière de réduction des émissions

Des dynamiques européennes qui découlent principalement des hypothèses sur les EnR et la consommation

Les analyses du Bilan prévisionnel permettent de représenter l'évolution des émissions des systèmes électriques du périmètre géographique modélisé. Sur l'ensemble de ces douze pays, l'évolution des mix de production vers des solutions moins carbonées (fermeture de centrales au charbon, développement des EnR) permet de réduire les émissions de CO₂ de l'ordre de 40 à 60 % d'ici à 2035.

Au niveau européen, le premier facteur déterminant dans les émissions est la pénétration des énergies renouvelables. L'énergie nucléaire constitue un facteur de décarbonation important, mais joue un rôle plus faible en Europe puisqu'elle n'est fortement développée qu'en France. Les scénarios les moins émetteurs sont ainsi ceux pour lesquels les énergies renouvelables sont les plus développées au niveau européen.

Le second facteur explicatif est la consommation (là encore, considérée au niveau européen). C'est ce qui explique que les émissions du scénario *Watt* soient légèrement moins élevées que dans le scénario *Ampère*, malgré la tendance à l'augmentation des émissions en France dans le scénario *Watt*.

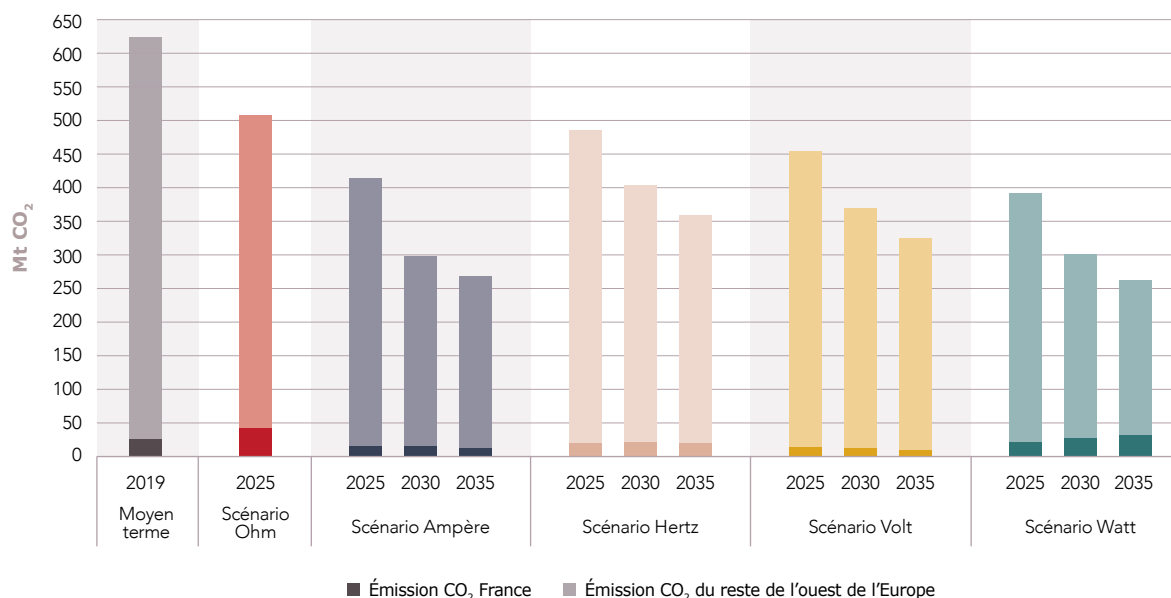
Ces conclusions doivent être maniées avec prudence, puisque les socles d'hypothèses diffèrent.

Dans tous les cas, les émissions du système électrique français sont faibles par rapport à ses voisins

À long terme, les choix adoptés en France accompagnent la réduction des émissions en Europe, sauf dans le scénario *Watt* où l'augmentation des émissions produites en France atténue légèrement la baisse constatée au niveau global.

En fin d'horizon, les émissions projetées du secteur électrique français (d'environ 10 à 30 millions de tonnes par an) sont toutefois à mettre en regard avec celles des autres pays d'Europe de l'Ouest (250 à 350 millions de tonnes par an). À l'horizon 2035, alors que la consommation électrique française pèse environ 20 % de celle des pays

Figure 11.53 Émissions annuelles de CO₂ du système électrique en Europe de l'Ouest



modélisés, les émissions de CO₂ du secteur électrique français ne représentent selon les scénarios que 3 % (scénario *Volt*) à 9 % (scénario *Watt*) des émissions totales liées à l'électricité.

Le système électrique français peut contribuer à la baisse des émissions de CO₂ en Europe

L'évaluation des émissions au seul périmètre de la France ne permet pas de prendre la mesure de l'effet des choix énergétiques français sur les émissions en Europe. À la suite de la consultation publique menée au printemps 2017, il est ainsi apparu pertinent de présenter des analyses complémentaires intégrant d'une part l'impact des imports (qui conduisent à mobiliser des moyens carbonés dans les pays voisins), et d'autre part l'influence des exports (qui, au contraire, se substituent à de tels moyens).

Menées au niveau européen plutôt qu'au seul périmètre de la France, ces analyses conduisent à amplifier les caractéristiques de chacun des scénarios³².

Ainsi, les scénarios *Ampère* et *Volt* sont non seulement peu émetteurs en France, mais également fortement contributeurs à une réduction des émissions en Europe : en rendant possible des exports importants sur la base d'une production très faiblement émettrice en France, tous deux permettent d'éviter des émissions annuelles de l'ordre de 40 ou 50 millions de tonnes de CO₂ en fonction du scénario et des variantes.

Dans le scénario *Hertz*, le système électrique français aurait une contribution nulle aux émissions de CO₂ en Europe : les émissions engendrées par le parc de production en France ne conduiraient pas

à accroître le niveau des émissions de l'ensemble du système électrique européen et ne seraient pas vecteurs de décarbonation. Autrement dit, les émissions du système français seraient donc exactement compensées par les émissions évitées en Europe (c'est-à-dire les émissions qui auraient été rejetées par les centrales en Europe si les centrales françaises n'avaient pas été démarrées).

Les scénarios *Ohm* et *Watt* conduisent à une augmentation des émissions de CO₂ à l'échelle européenne : au-delà de l'augmentation brute des émissions du secteur électrique en France, davantage de situations importatrices apparaissent (avec un « coût carbone » associé), et la réduction de la part du nucléaire est en partie compensée par des moyens carbonés. Ce résultat est cohérent avec les évolutions rencontrées par d'autres pays européens ayant suivi ce type de trajectoire. Pour appréhender l'ampleur de ces évolutions, les émissions de gaz à effet de serre doivent être mises en regard des émissions à un périmètre plus large que le seul système électrique.

L'analyse pourrait intégrer une quantification des émissions résultant des transferts d'usage

Les scénarios présentés dans le Bilan prévisionnel prévoient une augmentation relative de la part de l'électricité dans la consommation finale (*voir chapitre 1*). Cette conclusion est également celle de l'ADEME dans ses Visions 2035-2050 publiées en octobre 2017. Les transferts d'usage vers l'électricité conduisent très majoritairement à réduire l'utilisation de produits pétroliers ou de gaz naturel et donc à réduire les émissions des gaz à effet de serre. Ces effets n'ont pas été quantifiés à ce stade mais pourraient l'être dans les prochaines actualisations de ce document.

³². La logique « toute chose étant égale par ailleurs » présente des limites et ces estimations ne sont données qu'à titre d'exemple, mais elles permettent de vérifier dans quelle dynamique d'ensemble se situent les scénarios.

Figure 11.54 Logique d'établissement des bilans CO₂ nets dans les différents scénarios à l'horizon 2035



11.9 Le développement des flexibilités : une analyse basée sur les besoins du système et l'espace économique

La perspective d'un développement massif des énergies renouvelables intermittentes était autrefois considérée comme pouvant conduire à une perte de maîtrise dans le fonctionnement du système électrique. En effet, celui-ci a été historiquement construit pour empiler des moyens essentiellement pilotables pour répondre à une demande considérée comme un paramètre exogène.

Aujourd'hui, l'insertion massive de production intermittente est un horizon communément admis.

L'insertion de ces capacités variables, conjuguée à la décroissance de la production nucléaire, pilotable, représente néanmoins toujours un défi important pour le système électrique. Malgré une pénétration croissante et soutenue de l'éolien et du photovoltaïque dans certains pays européens, aucun n'a encore expérimenté un mix électrique composé d'une grande majorité d'éolien et de photovoltaïque. Les États qui sont allés le plus loin dans la pénétration de ces filières (Irlande, Danemark, Espagne ou, dans une moindre mesure l'Allemagne) ont été confrontés à des défis techniques (gestion des flux sur le réseau interne en Allemagne et besoin de réserves stratégiques en certains points du réseau), se sont appuyés sur les interconnexions (Danemark) ou imposent un minimum de production pilotable dans le mix (Espagne, Irlande).

Dans tous les cas, ces enjeux conduisent *a priori* à accroître la valeur des solutions de flexibilité (stockage, effacement et modulation de consommation, etc.). Le nombre d'études consacrées aux réseaux électriques intelligents témoigne de l'importance croissante du sujet, et de l'enjeu de l'appréhender de manière satisfaisante pour l'élaboration des scénarios de transition énergétique.

Parmi ces études, celle publiée par RTE en juillet 2017 dans le cadre des travaux commandés par les ministres de l'économie et de l'énergie a établi un bilan des connaissances à date et proposé

une méthode pour envisager un déploiement conjoint des flexibilités, en analysant les effets de complémentarité et de rivalité associés. Ce socle méthodologique a été utilisé de manière simplifiée pour la préparation du Bilan prévisionnel 2017. L'analyse croisée des scénarios comprend ainsi une description quantifiée de ces besoins sous l'angle technique, ainsi qu'une analyse des façons d'y répondre sous l'angle économique.

Notamment, il apparaît indispensable de distinguer :

- ▶ d'une part, les *besoins techniques* du système électrique – qui peuvent s'exprimer en quantifiant des volumes de capacités disposant de caractéristiques spécifiques (délai de mobilisation, durée d'activation, gradient, fréquence d'appel, etc.) ;
- ▶ d'autre part, les *solutions technologiques* susceptibles d'y répondre – celles-ci sont mises en concurrence par le jeu des marchés de l'énergie, et doivent être introduites dans l'analyse d'un point de vue économique (profondeur du gisement accessible à coût donné, dynamique d'évolution des coûts).

11.9.1 Les besoins de flexibilité pour le système électrique augmentent dans tous les scénarios

Affirmer que le système électrique devra demain s'appuyer sur une offre de flexibilité plus importante est devenu un lieu commun du débat sur l'avenir du secteur. Pour autant, malgré la fréquence des colloques professionnels ou académiques qui y sont consacrés à l'échelle française ou européenne, la notion même de flexibilité demeure mal définie. En réalité, la flexibilité renvoie à au moins quatre types de « besoins » du système électrique : (i) gérer les pointes de consommation, (ii) accompagner la modulation de la consommation et de la production des énergies renouvelables, (iii) équilibrer le système au plus proche du temps réel

en cas d'aléas sur l'offre ou la demande, et le cas échéant (iv) assurer l'inertie du système. La plupart de ces besoins de flexibilité existent déjà dans le système électrique d'aujourd'hui, mais sont susceptibles d'évoluer au rythme de sa transformation (déclassement des moyens thermiques et essor des énergies renouvelables).

La gestion des pointes de consommation

La gestion de la pointe renvoie à la disponibilité des moyens de production et d'effacement durant les appels de puissance les plus importants. Il s'agit ainsi d'un besoin « traditionnel » du système électrique, déjà attesté aujourd'hui.

S'agissant des pointes de consommation, le besoin se caractérise par une disponibilité suffisante lors des périodes de plus forte consommation résiduelle (soit la consommation totale diminuée de la production fatale), en hiver, aux pointes du matin et du soir. Les durées de fonctionnement associées sont, en espérance, très faibles, de l'ordre de quelques heures à quelque centaines d'heures. Ces besoins peuvent notamment être remplis par des moyens de production à coûts fixes faibles, comme les turbines à combustion, ou par des effacements de consommation.

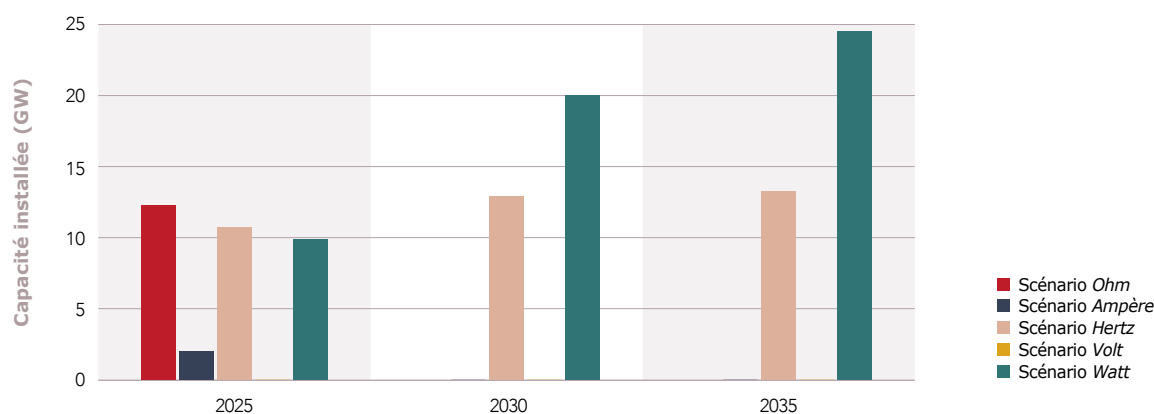
Le besoin de capacité se renforce dans les scénarios de déclassement important et rapide du nucléaire, lorsque le développement des EnR et

celui des capacités d'import ne peuvent compenser sa contribution lors des périodes de tension. Il est attesté dès 2025 dans les scénarios *Hertz* et *Watt* et se renforce sur l'horizon d'étude. Dans le scénario *Ampère*, le besoin est plus limité et porte sur 2025 dans le cas de base, mais des variantes réalisées en considérant une consommation plus haute ou un développement moindre des interconnexions conduisent à des besoins plus importants à cette échéance.

L'accompagnement de la modulation de la consommation et de la production des énergies renouvelables

La variabilité naturelle de la consommation ainsi que celle des productions fatales (telles que les productions éolienne ou photovoltaïque) induisent un besoin de modulation. Celui-ci porte sur la disponibilité de capacités pilotables, susceptibles de suivre la courbe de consommation résiduelle qui correspond ainsi à la production à satisfaire par de tels moyens pilotables et par les échanges. Ce besoin de modulation, même lorsqu'il peut être correctement anticipé (notamment via des modèles de prévision de consommation et de production renouvelable) peut devenir contraignant ou coûteux, du fait de contraintes de rampes, de durée minimale de fonctionnement et d'arrêt, de puissances minimales et de coûts de démarrage associés à certains groupes de production.

Figure 11.55 Besoins en capacités complémentaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement



Plusieurs indicateurs peuvent permettre d'appréhender l'évolution de ce besoin de modulation. Ceux-ci ont été présentés dans les précédents Bilans prévisionnels, et portent sur (i) l'amplitude de variation horaire de la consommation résiduelle, (ii) la variabilité journalière de la consommation résiduelle (exprimée en écart de puissance ou comme un volume d'énergie qui serait déplacé pour que la puissance résiduelle journalière soit lisse), ou encore (iii) la variabilité hebdomadaire de la consommation résiduelle (volume d'énergie qui serait à déplacer pour que l'énergie journalière soit constante sur la semaine). Ces différents indicateurs apportent chacun des éclairages sur les

problématiques de modulation des groupes existants (nucléaire, thermique à flamme, hydraulique) à différents horizons de temps : contraintes de rampes, amplitude entre la puissance minimale et maximale des groupes sans nécessiter un arrêt, capacités de stockage des STEP, etc.

Les indicateurs mettent en lumière une augmentation significative des besoins de modulation, sur tous les scénarios et pour tous les indicateurs. Cette augmentation des besoins de flexibilité est d'autant plus marquée que le développement des EnR est important (scénarios *Ampère* et *Watt*).

Figure 11.56 Évolution des indicateurs de flexibilité

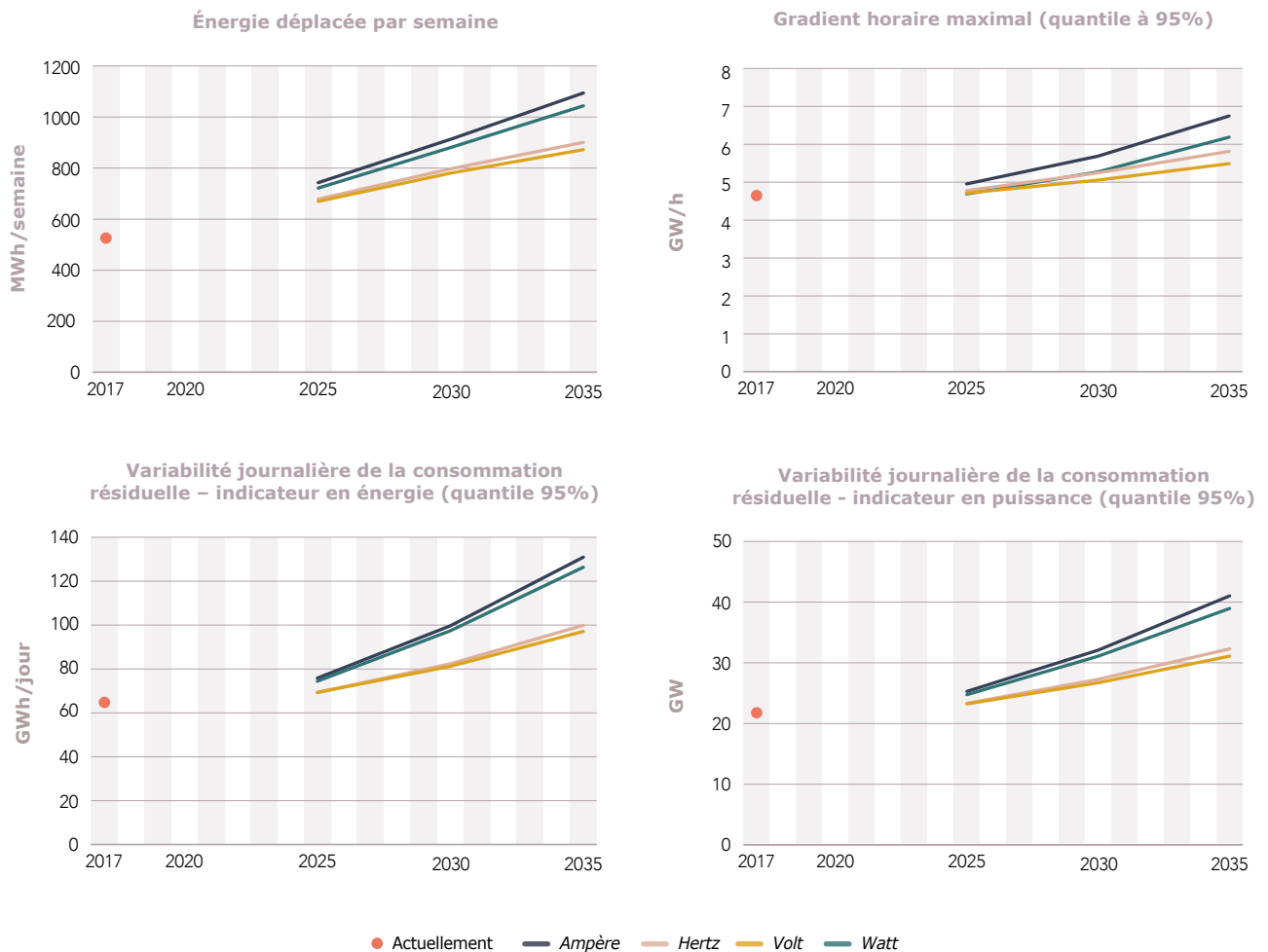
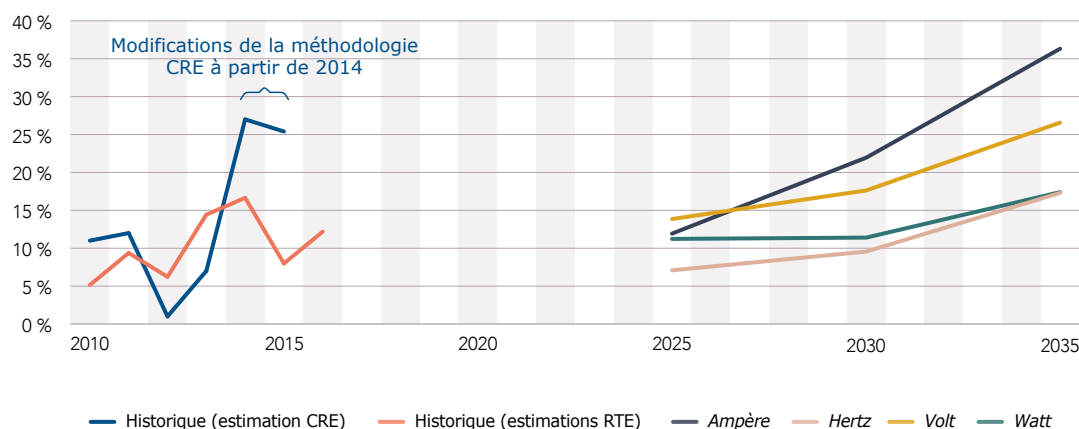


Figure 11.57 Durée de marginalité EnR et nucléaire (périodes où la production à faible coût marginal n'est pas utilisée à sa pleine puissance)



Ces besoins de modulation peuvent également s'apprécier sous un angle économique. En effet, ces besoins exprimés en grandeurs physiques (GWh, GW, etc.) se traduisent, entre autres, par l'existence de «surplus» de production à coût variable nul (EnR) ou faible (nucléaire). Ces «surplus» correspondent à des niveaux de productible nucléaire et EnR qui dépassent la consommation française et les possibilités d'export sur certaines heures.

Cette disponibilité de production à bas coût soulève un enjeu spécifique autour des différentes formes de stockage ou de modulation de charge qui peuvent permettre de réduire ces surplus inutilisés, pour les restituer à des instants où le système électrique en aurait besoin.

Dans les quatre scénarios à l'horizon 2035, il existe de la puissance EnR ou nucléaire disponible non utilisée de 15% à 30% du temps.

Globalement, les ordres de grandeur laissent apparaître que les durées de marginalité des EnR et du nucléaire devraient progressivement s'accroître après 2025³³.

L'équilibrage du système au plus proche du temps réel pour faire face à des aléas sur la consommation et la production

Le troisième type de besoin porte sur la faculté d'ajuster le comportement des différents composants du système électrique avec des préavis très courts pour faire face à des aléas (imprévus) et garantir l'équilibre permanent entre la production et la consommation. L'ajustement repose sur les installations de production pouvant être démarrées ou modifier leur programme d'injection/soutirage, sur les consommateurs susceptibles d'adapter leur consommation à la disponibilité de l'offre, ainsi que sur les installations de stockage pouvant contribuer à équilibrer offre et demande.

Ces besoins se traduisent par le suivi de marges à différentes échéances, ainsi que par la constitution de réserves aux caractéristiques d'activation variées (réserve primaire, répondant automatiquement en moins de 30 secondes au signal de fréquence, réserve secondaire répondant en moins de 400 secondes de façon automatique à un signal de niveau envoyé par RTE, réserves

³³. Pour estimer la durée de marginalité nucléaire sur l'historique, plusieurs approches sont possibles et génèrent des résultats qui peuvent substantiellement différer. Les rapports annuels de la CRE sur le fonctionnement des marchés de gros fournissent des estimations sur la durée de marginalité nucléaire au cours des dernières années. La méthodologie mise en œuvre a cependant changé au cours du temps, introduisant une potentielle variabilité des résultats. À titre de comparaison, une autre approche consistant à considérer que des surplus de production nucléaire existent dès lors que les prix de marché sont inférieurs à une valeur normative (considérée ici à 20 €/MWh) est également proposée.

rapides et complémentaires, répondant respectivement en 15 et 30 secondes à un ordre d'activation de RTE, etc.).

Le dimensionnement de ces réserves et marges requises devra évoluer à l'avenir.

D'une part, le développement de la production éolienne et photovoltaïque entraîne une augmentation des écarts de bouclage (écarts entre les programmes de production et le réalisé) du fait de l'erreur de prévision inhérente à ces sources de production. Les erreurs de prévision pourront être maîtrisées du fait (i) de l'équipement quasi généralisé de mesures temps réel de la production des nouvelles installations et (ii) des incitations à l'équilibrage renvoyées par le dispositif de complément de rémunération.

D'autre part, la mise en service du réacteur EPR à Flamanville conduira mécaniquement à la révision de certaines réserves, puisque celles-ci sont dimensionnées par rapport à la taille du plus gros groupe français et européen. Or l'EPR augmentera la taille de cette unité maximale à compter de sa mise en service.

Des travaux spécifiques portant sur l'horizon 2025-2035 sont en cours afin de quantifier l'évolution des marges. **Une première estimation de l'évolution des besoins de réserve a été menée dans le cadre des travaux sur les réseaux électriques intelligents : elle faisait état d'un renforcement nécessaire mais modéré à l'horizon 2030** (sur le scénario «Nouveau mix» établi par RTE en 2014).

11.9.2 Les solutions pour répondre à ces besoins peuvent différer selon les scénarios

De nombreuses solutions techniques existent ou sont envisageables pour répondre à ces besoins de flexibilité. Celles-ci peuvent reposer :

- ▶ sur la construction de nouvelles centrales de production (cycles combinés au gaz, turbines à combustion) ;
- ▶ sur la mobilisation ou le développement de la flexibilité des moyens de production existants (suivi de

charge pour tout ou partie du parc nucléaire, suivi de charge par les centrales au gaz actuelles) ;

- ▶ sur des formes plus ou moins poussées de pilotage de la consommation (effacements de consommation ponctuels, déplacements de consommation, asservissement de certains process à un signal prix) ;
- ▶ sur le développement du stockage dans le domaine de l'électricité (stockage stationnaire par batteries y compris chez les particuliers, développement de nouvelles STEP hydrauliques) ;
- ▶ sur une intégration de l'électromobilité (pilotage de la recharge – ou *smart charging*, mobilisation des batteries des véhicules à des fins de stockage avec communication bidirectionnelle – ou *vehicle-to-grid*) ;
- ▶ sur le couplage avec d'autres énergies («*power-to-gas*» développé dans le cadre des politiques de mobilité ou pour les besoins propres des systèmes électriques et gaziers).

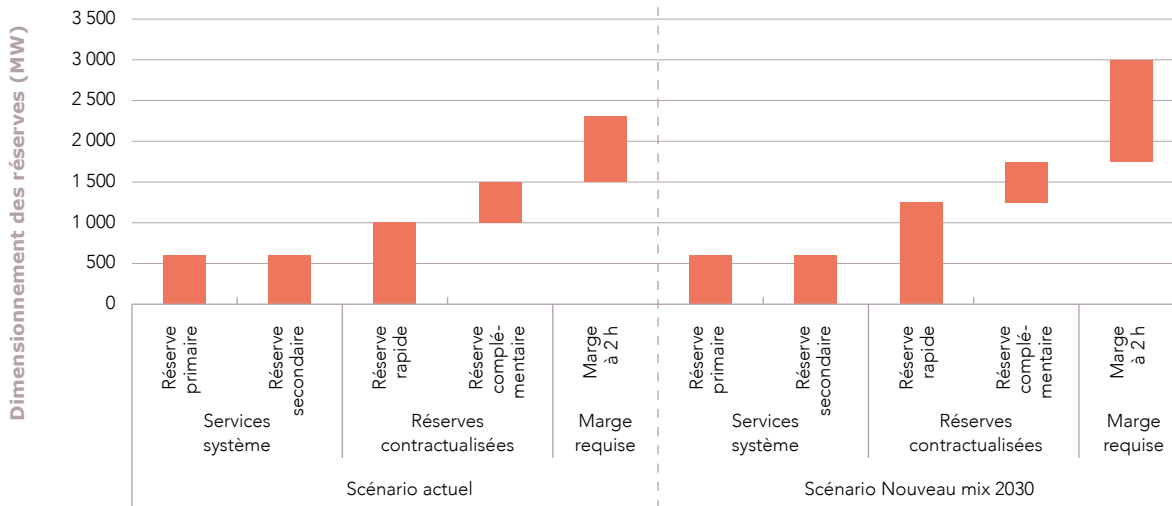
Ces moyens peuvent être développés en France, ou exister dans d'autres pays et être mobilisés par le biais des interconnexions transfrontalières.

L'ensemble de ces solutions est en concurrence. Dans un contexte où l'évolution des prix est très rapide (par exemple sur les batteries) et où certains usages peuvent être adoptés de manière large même s'ils ne sont pas systématiquement les plus compétitifs selon une vision «*top-down*» réalisée *a priori*, les conclusions sur la place économique optimale pour ces formes de flexibilité doivent nécessairement être articulées avec prudence et viser principalement l'identification des ordres de grandeur pertinents, la hiérarchisation des effets, ou l'articulation de cibles en matière de coûts.

Le développement de la filière effacement sera tiré par les besoins de capacité de pointe

Les besoins de capacité à la pointe constituent le paramètre essentiel de valorisation de la plupart des effacements de consommation qui s'apparentent à des moyens d'extrême pointe (coût d'activation en €/MWh très élevé). La mobilisation du gisement d'effacement (effacements industriel, tertiaire et résidentiel pour l'usage chauffage uniquement) dépend très fortement de la situation capacitaire. Ainsi le gisement mobilisé est important dans le

Figure 11.58 Hypothèses de dimensionnement des différentes réserves et marges à la hausse (représentées jusqu'à deux heures avant le temps réel, en valeur moyenne)



scénario *Ampère* en 2025 ainsi que dans les scénarios *Hertz* et *Watt* sur l'ensemble de la période.

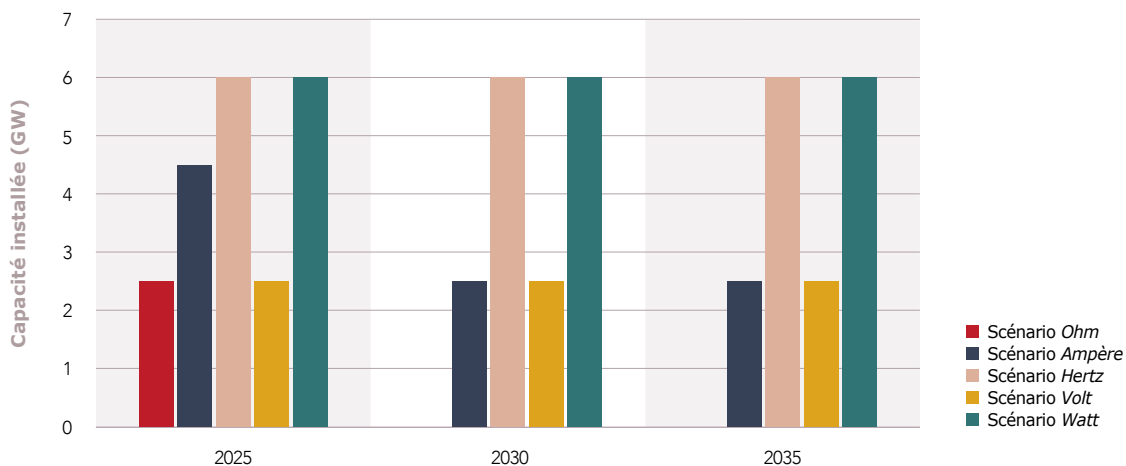
Différentes formes de stockage d'énergie pourront émerger à horizon 2035

Un levier naturel pour valoriser ces surplus est de mobiliser les possibilités de stockage qui existent ou

se développeront de toutes façons pour répondre à d'autres besoins (notamment, les batteries de véhicules électriques qui se développeront pour des usages de mobilité propre). Ces solutions sont décrites dans l'encadré ci-après.

La consommation de certains industriels présente aussi des possibilités de modulation, qui peuvent

Figure 11.59 Évolution de la place possible pour les effacements – cas de base des scénarios



FORMES DE STOCKAGE POUR GÉRER LES ÉPISODES DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ABONDANTES À BAS COÛT

Les ballons d'eau chaude sanitaire

Le pilotage des ballons d'eau chaude sanitaire constitue un levier de flexibilité historique, développé aujourd'hui de façon généralisée à travers le signal heures pleines – heures creuses. Cette flexibilité permet le placement de 20 TWh de consommation aux périodes où la production est la moins chère, essentiellement au cours de la nuit.

L'évolution des offres de fourniture, notamment grâce au développement des compteurs communicants, devrait permettre d'ajuster les périodes de chauffe des ballons d'eau chaude vers les heures méridiennes, qui sont amenées à devenir moins chères que les heures nocturnes.

Le niveau d'asservissement pourrait néanmoins se réduire avec le développement des chauffe-eau thermodynamiques, plus performants que les chauffe-eau à accumulation classiques. La plus faible puissance d'un chauffe-eau thermodynamique conduit à augmenter significativement les temps de chauffe, ceux-ci pouvant devenir plus longs que les plages «heures creuses» et réduire l'intérêt économique d'un asservissement pour les consommateurs.

Les batteries des véhicules électriques

Le développement des véhicules électriques ou hybrides rechargeables entraîne un effet important sur la consommation en énergie. Dans la trajectoire haute de consommation, 15,6 millions de véhicules électriques sont en circulation en France en 2035, avec une consommation d'électricité induite de 34 TWh. Cette consommation présente *a priori* une possibilité de flexibilité importante : les recharges, peuvent être placées aux périodes où les coûts de production sont faibles, autant que les besoins de mobilité le permettent. Les batteries pourraient même réaliser des cycles de décharge/charge partiels pour

les seuls besoins du système électrique (technologie *vehicle-to-grid*).

Les batteries qui pourraient émerger de façon diffuse chez les consommateurs particuliers

Le développement de l'autoconsommation (*voir partie 10*) est susceptible de s'accompagner d'un développement important de batteries individuelles chez les consommateurs.

Le développement de ces batteries serait motivé par l'optimisation du taux d'autoconsommation, qui constitue un facteur de premier ordre sur la facture des consommateurs (les «surplus» des autoproducteurs étant valorisés à un prix très inférieur à la part énergie TTC des tarifs de fourniture). L'utilisation naturelle de ces batteries consistera à stocker l'énergie lors des périodes de production des panneaux solaires pour la restituer lors des périodes d'absence de production. Une telle utilisation, basée sur un principe d'optimisation du taux d'autoconsommation «local» est déjà susceptible, au niveau global, de valoriser les surplus «nationaux».

Des solutions techniques, organisationnelles et contractuelles pourraient se mettre en place (par exemple via des agrégateurs) pour que ces batteries puissent être utilisées au-delà de la seule optimisation du taux d'autoconsommation local, afin de rendre des services au système dans son ensemble. Ceci permettrait par exemple de stocker de l'énergie à des périodes où il existe des surplus au niveau national mais pas au niveau de l'autoproducteur. Ces situations pourraient être rencontrées lors des périodes de forte production éolienne nationale alors que la production des panneaux photovoltaïques de l'autoconsommateur est faible.

être mises au service des besoins du système. Le thème des «flexi-consommateurs» a ainsi fait l'objet de réflexions, en France, au cours des dernières années.

Enfin, le développement de moyens de stockage dédiés aux besoins du système électrique pourrait compléter le gisement de modulation. Cette solution est *a priori* plus coûteuse : elle nécessite de construire des moyens de stockage pour les besoins spécifiques du système électrique et non de profiter des moyens développés pour d'autres finalités.

Un éventail large de solutions de stockage d'énergie existe, à des degrés divers de maturité. Parmi ces solutions, certaines visent à valoriser l'énergie stockée en la restituant ultérieurement au système électrique (STEP, stockage par batteries, conversion *power-to-gas* puis stockage gazier et production électrique à base de gaz), d'autres en la restituant sous une autre forme d'énergie (hydrogène, méthane, carburants liquides, etc.) qui serait utilisée par les consommateurs finaux.

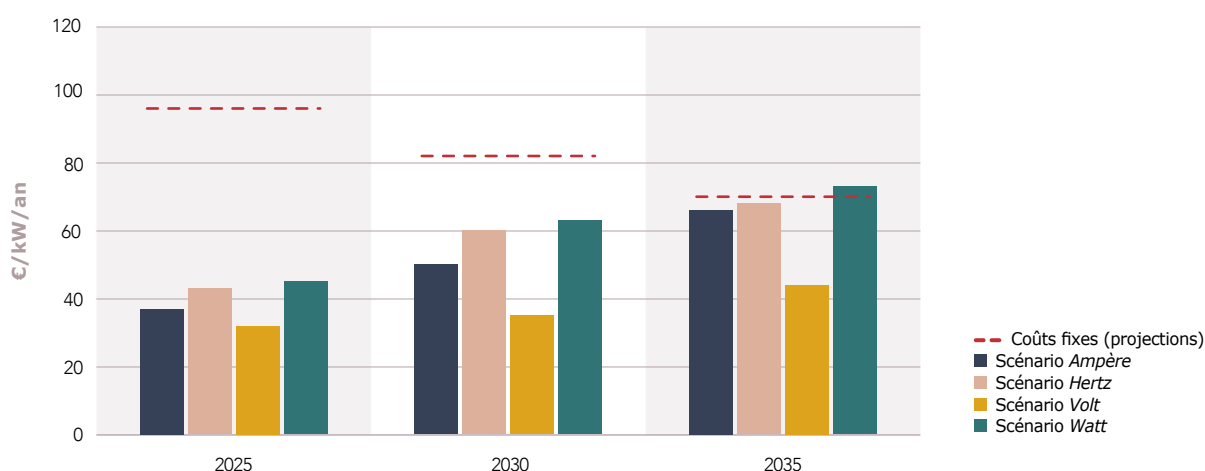
Parmi ces solutions, les batteries Li-Ion présentent une maturité technologique importante, des coûts en forte diminution et de faibles contraintes de gisement³⁴.

L'évaluation des revenus capacitaires et d'arbitrage sur les marchés d'énergie permet d'identifier les conditions et les horizons auxquels les batteries Li-Ion pourraient trouver une rentabilité économique au-delà du marché de niche correspondant à la fourniture de services système.

Ce sont dans les scénarios *Watt*, *Hertz* et *Ampère* que les batteries apparaissent le plus susceptibles de trouver une rentabilité économique à partir de 2035. Ceci s'explique (i) par les niveaux de prix élevés du gaz et du CO₂ qui permettent une valorisation importante des surplus et (ii) par l'existence d'une rémunération capacitaire significative (dans les scénarios *Watt* et *Hertz*, les batteries évitent la construction de moyens de production thermique et, dans le scénario *Ampère*, elles permettent de limiter la mobilisation du gisement d'effacement).

Ces analyses pourront être complétées sur la base du cadre méthodologique défini dans les travaux sur les «Réseaux électriques intelligents» afin d'évaluer le potentiel de développement en fonction des coûts et en intégrant les autres services que peuvent rendre les moyens de stockage (gestion des congestions, réserves et ajustements).

Figure 11.60 Coûts et bénéfices annualisés des batteries (durée de stockage de deux heures)



³⁴. Même si une incertitude sur le gisement de lithium au niveau mondial existe.

Le couplage avec d'autres formes d'énergies

Le *power-to-gas* est régulièrement évoqué comme un moyen complémentaire d'apporter de la flexibilité au système électrique, permettant notamment de « valoriser les excédents d'énergies renouvelables ».

Le procédé consiste à utiliser de l'électricité pour fabriquer du gaz de synthèse, hydrogène ou méthane, via deux procédés en cascade :

- ▶ l'électrolyse de l'eau permet d'obtenir de l'hydrogène. Celui-ci peut être soit utilisé directement notamment pour l'industrie et pour la mobilité, soit injecté dans les réseaux de gaz naturel (dans la limite de taux volumiques faibles, en cours d'étude, de l'ordre de 6%), soit enfin être utilisé dans le second procédé, dit de méthanation ;
- ▶ la méthanation permet, en combinant l'hydrogène avec une source de CO₂ concentrée, d'obtenir du méthane de synthèse, chimiquement identique au gaz naturel. Le méthane de synthèse peut être injecté dans les infrastructures de transport et de stockage de gaz naturel.

Il n'y a pas aujourd'hui d'infrastructure importante de réseau et de stockage de l'hydrogène, contrairement au méthane (réseaux et stockages de gaz naturel).

La technologie *power-to-gas* suscite de nombreux espoirs. Elle est vue comme :

- ▶ un moyen de produire du gaz « vert » (objectif de 10% de gaz d'origine renouvelable en 2030) à condition que l'approvisionnement électrique le soit aussi ;
- ▶ une flexibilité apportée au système électrique, en permettant une consommation électrique modulable, en fonction des conditions de l'équilibre offre-demande d'électricité ou de congestions réseaux ;
- ▶ un potentiel supplémentaire de stockage d'énergie intersaisonnier sous forme de méthane ou d'hydrogène.

Sur la base des coûts envisagés, **l'ambition de production de « gaz vert » à partir des seuls excédents d'énergie renouvelable du système électrique ne justifie pas l'économie du *power-to-gas***. En effet, même dans les scénarios de plus forte pénétration des énergies renouvelables dans le Bilan prévisionnel à horizon 2035 (*Ampère* à 50% EnR et *Watt* à 71% EnR), les écrêtements ne dureraient pas plus de 800 heures par an. Le *power-to-gas* représente une solution très capitalistique. Ses coûts ne peuvent être amortis qu'à condition de fonctionner au moins en semi-base (au moins 50% du temps, c'est-à-dire 4000 à 5000 heures par an).

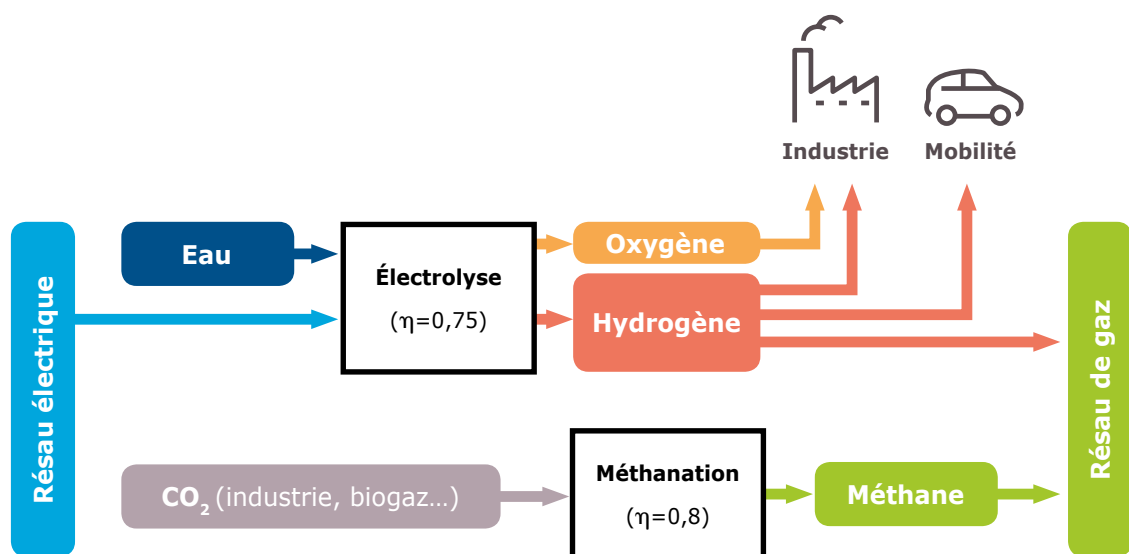
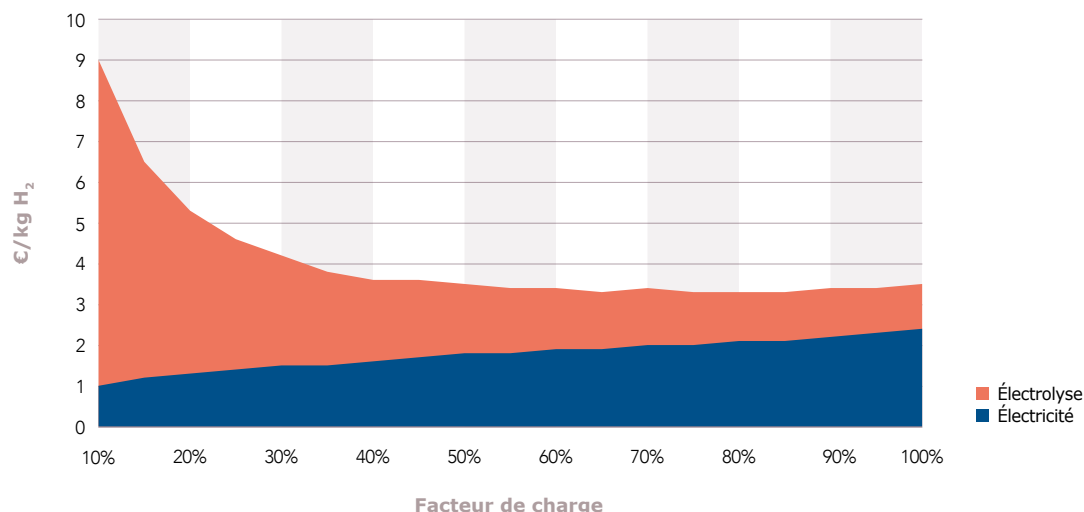


Figure 11.61 Coût de revient de l'hydrogène en fonction du facteur de charge



Les besoins de flexibilité de très court terme du système électrique, notamment le besoin de réglage primaire, peuvent contribuer à la rémunération d'installations de *power-to-gas*, au même titre que d'autres flexibilités de consommation. La profondeur de ces besoins est cependant limitée à quelques centaines de mégawatts en France et ce procédé serait en concurrence avec les autres formes de flexibilité envisagées dans ce chapitre.

Enfin, la modulation intersaisonnière électrique est assurée par la variabilité des productions thermiques, même dans le scénario *Watt* en 2035. Les études menées par l'ADEME en 2015 montrent que le besoin de stockage saisonnier sur le système électrique apparaît pour une pénétration des EnR bien supérieure à la maille du système interconnecté.

L'équilibre économique du *power-to-gas* dépendra donc, non seulement des besoins du système électrique, mais avant tout des perspectives des filières aval du méthane et

de l'hydrogène. Le développement de ces filières dépendra en particulier des perspectives d'utilisation du gaz pour la mobilité, en alternative aux combustibles pétroliers. Il dépendra également des objectifs des politiques publiques concernant les taux de gaz d'origine renouvelable dans le système gazier, en regard des possibilités apportées par les autres filières de gaz vert (biogaz en particulier).

Dans le cadre d'un partenariat, RTE et GRTgaz développent actuellement une modélisation multi-énergies, qui pourra conduire à des approfondissements sur ce thème. En particulier, RTE est engagé avec GRTGAZ et TIGF dans le projet Jupiter 1000, un démonstrateur *power-to-gas* à Fos-sur-Mer. Ce projet vise à la construction et à l'exploitation d'un démonstrateur pour tester l'injection d'hydrogène dans le réseau de gaz naturel et l'intégration d'un étage de méthanation, et valider les flexibilités apportées au réseau électrique pour différents services en tenant compte des contraintes induites par l'aval du process. Ce projet est également l'occasion d'analyser le futur modèle économique de ces technologies.

11.10 Les prolongements et le programme de travail

11.10.1 Les demandes de variantes

Les principaux résultats du Bilan prévisionnel 2017 ont fait l'objet d'une restitution en Commission perspectives système et réseau le 15 novembre 2017.

Au cours de cette séance, RTE a annoncé être prêt à réaliser, dans un cadre ouvert et participatif, différentes variantes des scénarios proposés.

À ce jour, des demandes portant sur la réalisation d'une vingtaine de variantes ou études complémentaires ont été recensées. RTE proposera, au premier trimestre 2018, une ou plusieurs séances de restitution complémentaire des résultats du Bilan prévisionnel, ainsi qu'une méthode pour la réalisation et la mise en commun de ces nouvelles variantes.

11.10.2 Les prolongements identifiés sur l'équilibre offre-demande

La concertation mise en place en 2017 a permis de construire, à l'horizon 2035, quatre scénarios

contrastés d'évolution du mix énergétique. Pour chacun de scénarios, différentes variantes ont été explorées afin d'évaluer la sensibilité des résultats aux évolutions du contexte (par exemple : au rythme de développement des énergies renouvelables).

Le document de référence propose différentes analyses associées à ces scénarios ou à ces variantes. Compte tenu de l'ampleur des évolutions du système électrique, ces études ne prétendent pas épuiser l'ensemble des thématiques.

Au-delà des scénarios proposés, des études et des approfondissements sont d'ores et déjà identifiés. Les demandes des parties prenantes lors de la consultation publique menée au printemps 2017, ainsi que les discussions lors des séances de restitution des résultats du Bilan prévisionnel, conduisent à dessiner, au-delà, un programme de travail pour les prochaines années.

Les questions peuvent être regroupées selon différents axes :

Évolution du mix

- ▶ Prise en compte dans les mix énergétiques du développement des énergies renouvelables au-delà des trajectoires régulées
- ▶ Actualisation (i) des trajectoires nucléaires et (ii) des trajectoires EnR en fonction de la PPE et des études de l'ADEME sur les coûts

Consommation

- ▶ Définition de variantes intégrant une modification des réglementations thermiques, effet sur les prévisions de consommation et les émissions de gaz à effet de serre
- ▶ Approfondissement de l'étude sur l'intégration du véhicule électrique (notamment des modes de recharge et de la communication bidirectionnelle)
- ▶ Analyse du retour d'expérience sur la modélisation des pointes extrêmes de consommation
- ▶ Étude d'un bouclage macroéconomique consommation/prix énergie

Évolutions du fonctionnement du système électrique

- ▶ Analyse de la question de l'inertie dans une configuration avec un haut niveau d'EnR
- ▶ Évolution des besoins de réserves et de services système dans un scénario « 70 % EnR »

Résilience au changement climatique

- ▶ Modélisation affinée de l'effet du changement climatique sur la consommation (niveau/structure) à horizon 2035
- ▶ Analyse de l'influence du changement climatique sur les principaux déterminants de la production (éolien, photovoltaïque, nucléaire)
- ▶ Robustesse des scénarios à des situations de canicule

Intégration accrue des ruptures technologiques

- ▶ Poursuite des études sur le développement de l'autoconsommation résidentielle collective, de l'autoconsommation des secteurs industriel ou tertiaire
- ▶ Analyse des interactions des systèmes électriques et gaziers, en intégrant notamment le développement du *power-to-gas*
- ▶ Prise en compte d'un développement accru des capacités de stockage (stockage stationnaire ou mobile, par exemple dans le cadre du *vehicle-to-grid*)

Bilans carbone

- ▶ Chiffrage de l'impact des transferts d'usage vers le secteur électrique en matière d'émissions de CO₂ (pour toutes les trajectoires)

Analyses économiques

- ▶ Bouclage général incluant le développement des flexibilités, l'autoconsommation, et la possibilité d'un développement marchand des énergies renouvelables au-delà des trajectoires pilotées

11.10.3 Les analyses sur le réseau

En complément des analyses précédentes, RTE prévoit, au cours de l'année 2018, de réaliser une actualisation importante de ses trajectoires d'évolution du réseau de transport au cours des prochaines années.

Cette évolution se basera sur les scénarios du Bilan prévisionnel ainsi que sur les premières indications issues de la Programmation pluri-annuelle de l'énergie. Elle associera les parties prenantes.



Le réseau
de transport
d'électricité

RTE
1, terrasse Bellini TSA 41000
92919 La Défense Cedex
www.rte-france.com



BILAN PRÉVISIONNEL DE L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE ÉDITION 2017



Bilan prévisionnel

de l'équilibre offre-demande
d'électricité en France

ÉDITION 2017

DOCUMENT DE RÉFÉRENCE

