



Le réseau de l'intelligence électrique



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

ÉDITION 2015

BILAN PRÉVISIONNEL

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

ÉDITION 2015

PRÉFACE	7
1. CADRE, OBJECTIFS ET MODÉLISATION DU BILAN PRÉVISIONNEL	9
1.1. LE CADRE D'ÉLABORATION	10
1.1.1. Une mission confiée à RTE par le législateur	10
1.1.2. Une large consultation des acteurs économiques, de l'énergie et de la société civile	10
1.1.3. Le lancement du mécanisme de capacité	11
1.2. UNE ANALYSE DE RISQUE COUVRANT LE MOYEN TERME	11
1.2.1. La sécurité d'approvisionnement est évaluée par la durée de défaillance	12
1.2.2. Un risque évalué via des analyses probabilistes	13
1.2.3. Des variations d'aléas basées sur des référentiels externes	13
1.2.4. Une modélisation explicite de l'ouest de l'Europe	15
1.3. UNE AMÉLIORATION CONTINUE DES ANALYSES	15
1.3.1. Un enrichissement des publications avec des données téléchargeables	15
1.3.2. Des premiers éléments d'analyse des besoins de flexibilité à long terme	16
1.4. LES AVERTISSEMENTS AUX LECTEURS	16
1.4.1. Validité des hypothèses	16
1.4.2. Transparence et confidentialité	16
1.4.3. Propriété intellectuelle	16
2. LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	17
2.1. LES SCÉNARIOS PRÉVISIONNELS EXPLORENT LES INCERTITUDES	19
2.1.1. Le contexte socio-économique est empreint d'incertitudes	20
2.1.2. L'évolution démographique demeure dynamique	21
2.1.3. L'efficacité énergétique se généralise	22
2.1.4. De nouveaux usages de l'électricité peuvent émerger	22
2.2. LES PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION DE LA DEMANDE EN ÉNERGIE SONT CONTRASTÉES SELON LES SECTEURS	23
2.2.1. La consommation du secteur résidentiel se stabilise	23
2.2.2. La consommation du secteur tertiaire s'infléchit	27
2.2.3. La consommation du secteur industriel reste orientée à la baisse	32
2.2.4. La consommation des secteurs transport, énergie et agriculture évolue peu	36
2.2.5. La consommation d'électricité française devrait rester peu dynamique	40
2.3. LA CROISSANCE DE LA POINTE DE CONSOMMATION RALENTIT	42
2.3.1. La pointe a augmenté deux à trois fois plus vite que l'énergie dans les années 2000	42
2.3.2. De nouveaux usages sont amenés à déformer le profil de consommation	44
2.3.3. La croissance de la pointe de consommation ralentit et rejoint celle de l'énergie	47
3. L'ÉVOLUTION DE L'OFFRE EN FRANCE	49
3.1. LES ÉNERGIES RENOUVELABLES	50
3.1.1. L'éolien terrestre	51
3.1.2. L'éolien en mer	53
3.1.3. Le solaire photovoltaïque	53
3.1.4. Les bioénergies	54
3.1.5. L'hydraulique	56
3.2. LE PARC NUCLÉAIRE	56
3.2.1. Les hypothèses de parc installé et disponible à l'horizon de moyen terme	56
3.2.2. L'évolution de la disponibilité et sa modélisation dans le Bilan prévisionnel	58
3.3. LE PARC THERMIQUE À FLAMME	59
3.3.1. Les cycles combinés au gaz	59
3.3.2. Les groupes charbon	61
3.3.3. Les groupes fioul	62
3.3.4. Le parc de turbines à combustion	63
3.3.5. Le parc thermique décentralisé	63

3.4. LES EFFACEMENTS	64
3.5. SYNTHÈSE DU PARC DE PRODUCTION	68
3.5.1. Synthèse du parc thermique à flamme	68
3.5.2. Synthèse du parc de production.....	70
4. LES HYPOTHÈSES EUROPÉENNES	71
4.1. L'ÉVOLUTION DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ	72
4.2. L'ÉVOLUTION DE L'OFFRE	76
4.2.1. Les énergies renouvelables	76
4.2.2. La filière nucléaire	77
4.2.3. Les cycles combinés au gaz.....	78
4.2.4. La filière charbon	80
4.3. LES CAPACITÉS D'INTERCONNEXIONS AUX FRONTIÈRES FRANÇAISES	81
5. L'ANALYSE DE RISQUE À MOYEN TERME	89
5.1. OBJECTIF ET MÉTHODE D'ANALYSE DE LA DÉFAILLANCE	90
5.1.1. Définition des indicateurs de la sécurité d'approvisionnement	90
5.1.2. Spécificité des vagues de froid.....	91
5.2. ANALYSE DU RISQUE DE DÉFAILLANCE	91
5.2.1. Des marges qui augmentent en cas de maintien des groupes fioul et des cycles combinés au gaz.....	92
5.2.2. Comparaison au Bilan prévisionnel précédent	93
5.3. SENSIBILITÉ AUX HYPOTHÈSES DE CONSOMMATION	93
5.4. SENSIBILITÉ AUX ÉVÉNEMENTS EXTRÊMES	94
5.5. CONTRIBUTION DES INTERCONNEXIONS À L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE	94
5.5.1. Analyse de risque sans prise en compte des échanges transfrontaliers	94
5.5.2. Contribution des échanges à la couverture de la défaillance	94
5.6. MISE EN ŒUVRE DU MÉCANISME DE CAPACITÉ	96
5.7. BILAN ÉNERGÉTIQUE	99
6. LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET BESOINS DE FLEXIBILITÉ	101
6.1. LES SCÉNARIOS À LONG TERME DU BILAN PRÉVISIONNEL 2014	102
6.2. LA CONSOMMATION RÉSIDUELLE	104
6.3. LES PRINCIPAUX IMPACTS DE L'ÉOLIEN ET DU PHOTOVOLTAÏQUE	105
6.3.1. Le photovoltaïque modifie la forme journalière de la consommation résiduelle	105
6.3.2. L'éolien fait disparaître la périodicité hebdomadaire de la consommation résiduelle.....	107
6.3.3. L'évolution des monotonies de consommation résiduelle	108
6.4. DES INDICATEURS DE VARIABILITÉ DE LA CONSOMMATION RÉSIDUELLE	108
6.4.1. Variabilité journalière de la consommation résiduelle	108
6.4.2. Variabilité hebdomadaire de la consommation résiduelle.....	110
6.5. SYNTHÈSE	111

Préface

L'année 2015 marquera l'entrée en vigueur de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, qui conforte RTE dans sa mission de diagnostic et d'analyse sur la sécurité d'alimentation électrique. En effet, conformément aux missions qui lui sont confiées, RTE publie périodiquement le Bilan prévisionnel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité. Dans le cadre de l'élaboration de la prochaine programmation pluriannuelle de l'énergie, cette expertise contribue aux travaux menés sur la sécurité d'approvisionnement.

L'année 2015 est aussi celle de la mise en œuvre opérationnelle du mécanisme de capacité. Ainsi, les fournisseurs d'électricité devront contribuer à la sécurité d'alimentation en fonction des consommations de leurs clients, au travers du nouveau dispositif d'obligation.

C'est dans ce contexte que s'inscrit le Bilan prévisionnel 2015.

La situation de l'équilibre offre-demande s'améliore notablement sur tout l'horizon de moyen terme par rapport à l'analyse du Bilan prévisionnel 2014. Cette situation résulte des décisions récentes des producteurs permettant le maintien de groupes fioul et de cycles combinés au gaz sur le marché. À l'heure de la mise en œuvre opérationnelle du mécanisme de

capacité, ces décisions s'inscrivent dans les leviers d'action identifiés par RTE dans son Bilan prévisionnel précédent.

Par ailleurs, la révision à la baisse des hypothèses de consommation contribue à améliorer les perspectives en matière de sécurité d'approvisionnement.

Le Bilan prévisionnel 2015 présente, pour les cinq prochaines années, un diagnostic de l'équilibre offre-demande nettement plus favorable que celui de l'exercice précédent. Ainsi, des marges significatives sont présentes sur les deux prochains hivers.

Cette édition du Bilan prévisionnel présente également les hypothèses détaillées de l'évolution du mix européen, hypothèses qui sont de plus en plus déterminantes pour la sécurisation électrique française. Les interconnexions contribuent en effet à la réduction du risque de défaillance à hauteur de 8 à 10 GW sur les cinq prochains hivers.

Enfin, un nouveau chapitre relatif à la flexibilité et à la variabilité de la demande résiduelle liée à la montée en puissance de la production renouvelable a été ajouté à ce document. Les éléments d'analyse présentés apportent un éclairage sur ce sujet qui constitue un enjeu important de l'évolution du système électrique.

PARTIE 1

Cadre, objectifs et modélisation

1.1

Le cadre d'élaboration

1.2

Une analyse de risque couvrant le moyen terme

1.3

Une amélioration continue des analyses

1.4

Les avertissements aux lecteurs

Cadre, objectifs et modélisation du Bilan prévisionnel

1.1. Le cadre d'élaboration

1.1.1. Une mission confiée à RTE par le législateur

Conformément aux missions qui lui sont confiées par le Code de l'énergie et qui ont été récemment réaffirmées dans le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, RTE établit périodiquement sous l'égide des pouvoirs publics un Bilan prévisionnel pluriannuel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en France.

Le décret du 20 septembre 2006 a précisé le cadre d'élaboration de ce Bilan prévisionnel, son périmètre et ses horizons d'étude. Il constitue l'un des éléments sur lesquels s'appuient le ministre en charge de l'Énergie et, de manière plus générale, les pouvoirs publics pour établir leurs exercices de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). Dans ce cadre, RTE participe aux travaux engagés par le gouvernement pour l'élaboration de la future PPE qui couvrira les périodes 2016-2018 puis 2019-2023 et dont deux enjeux majeurs sont la sécurité d'approvisionnement et la sûreté du système électrique.

Ce document présente également l'analyse de risque confiée à RTE par l'article 24 du décret n°2012-1405 du 14 décembre 2012 relatif à la contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et portant création d'un mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité¹.

Enfin, le Bilan prévisionnel sert également de cadre d'hypothèses aux études de développement de réseau menées

par RTE, dont le Schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité. Celui-ci est annuellement élaboré et rendu public par RTE conformément aux missions qui lui sont confiées par le législateur².

Le Bilan prévisionnel publié par RTE est mis en ligne sur son site institutionnel. Ainsi accessible à tous, il constitue un outil de transparence qui a vocation à alimenter le débat public sur l'énergie.

1.1.2. Une large consultation des acteurs économiques, de l'énergie et de la société civile

Les hypothèses du Bilan prévisionnel 2015 reposent sur des données produites par RTE ou provenant de multiples acteurs du secteur : données de comptage du réseau de transport, estimations sectorielles sur les réseaux de distribution transmises via ERDF, travaux réalisés par RTE au sein d'ENTSO-E (l'association européenne des gestionnaires de réseau de transport), informations rendues publiques par les acteurs du marché européen de l'électricité (producteurs, fournisseurs, gestionnaires de réseaux de transport, bourses de l'électricité), travaux menés par différents consultants et organismes de recherche sur les marchés de l'énergie ou par des agences gouvernementales.

En outre, RTE dispose, en application du décret du 20 septembre 2006, d'informations qui lui sont communiquées, sous couvert de confidentialité, par les acteurs du système électrique lors de **consultations bilatérales**.

Au-delà de ces consultations bilatérales et conformément au principe de transparence qui guide son action, RTE a soumis les hypothèses du Bilan prévisionnel 2015 à des **consultations collégiales** en Commission « Perspectives du

¹ <http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000026786328&dateTexte=&categorieLien=id> ² La directive européenne 2009/72/CE du 13/07/2009 prévoit que chaque année les gestionnaires de réseau de transport d'électricité soumettent à l'autorité de régulation un plan décennal de développement du réseau. L'ordonnance n°2011-504 du 09/05/2011 portant codification de la partie législative du Code de l'énergie décline en droit français cette directive et précise que chaque année le gestionnaire du réseau public de transport élabore un schéma décennal de développement du réseau.



Commission « Perspectives du réseau »

La Commission « Perspectives du réseau » (CPR) est une commission du Comité des utilisateurs du réseau de transport d'électricité (CURTE) qui se réunit périodiquement pour organiser une concertation large sur les enjeux à moyen et long termes du système électrique.

Outre les acteurs économiques du système électrique (producteurs, traders, distributeurs et consommateurs), la CPR accueille des associations environnementales, des gestionnaires d'infrastructure linéaire et des représentants institutionnels.

Les questions traitées par la CPR s'inscrivent dans le cadre des objectifs européens de réduction durable

de l'empreinte carbone, de sécurité d'approvisionnement et de construction d'un marché commun. Elles tiennent également compte des spécificités et des débats nationaux. La Commission « Perspectives du réseau » est, depuis sa création en 2011, l'instance privilégiée pour débattre des hypothèses de consommation, d'effacement et de production constituant les scénarios des Bilans prévisionnels de l'équilibre offre-demande d'électricité.

➤ Pour en savoir plus sur les concertations menées par RTE :

<https://cpr.concerte.fr/>



réseau»³ du Comité des clients utilisateurs du réseau de transport d'électricité, notamment lors de réunions tenues les 21 avril, 5 mai et 30 juin 2015.

1.1.3. Le lancement du mécanisme de capacité

La première phase du mécanisme de capacité a débuté le 1^{er} avril 2015 avec le début des certifications des moyens de production et d'effacement d'électricité. Les producteurs d'électricité ont jusqu'au 15 octobre 2015 pour faire certifier par RTE les moyens de production existants qu'ils rendront disponibles en 2017, date à laquelle le dispositif sera pleinement opérationnel. Pour leur permettre de jouer un rôle clé dans ce dispositif, les opérateurs d'effacement ont jusqu'en octobre 2016 pour faire certifier leurs capacités d'effacement. Ces déclarations donneront lieu à des certificats de capacité, émis par RTE après vérification. Dès qu'ils auront obtenu leurs certificats de capacité, les producteurs et les opérateurs d'effacement pourront les vendre aux fournisseurs d'électricité, qui ont désormais l'obligation de couvrir la consommation de leurs clients pendant les pointes.

Ce dispositif, décidé par les pouvoirs publics et ayant fait l'objet d'un important travail de la part des services de l'État, de la Commission de régulation de l'énergie et de RTE, est destiné à assurer la sécurité d'approvisionnement à long terme de la France pendant les pointes de

consommation d'électricité. En rémunérant la disponibilité des moyens de production et l'effacement, le mécanisme de capacité incite les acteurs du système électrique à maintenir et développer au meilleur coût les moyens nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement du système électrique.

Conformément à l'article 18 – I du décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012, RTE publie dans ce Bilan prévisionnel les **prévisions d'obligation globale** France permettant de satisfaire l'obligation de capacité de tous les fournisseurs.

1.2. Une analyse de risque couvrant le moyen terme

Le présent Bilan prévisionnel a pour enjeu prioritaire d'estimer sur un horizon de cinq ans les **risques de défaillance** susceptibles d'apparaître à partir de l'évolution probable de la consommation et du parc de production français, tout en tenant compte des effacements de consommation et des imports de l'étranger.

Il permet ainsi de faire émerger les messages d'alerte ou de vigilance appropriés en matière de sécurité d'approvisionnement.

³ <http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/services/actualites.jsp?id=9713&mode=detail>

En particulier, il identifie, le cas échéant, les **besoins de capacité** nécessaires pour faire face aux pointes de consommation. Les choix des filières d'offre à développer (production ou effacement de consommation) n'entrent pas dans le champ du Bilan prévisionnel. Ils relèvent des autres acteurs du système électrique et, en particulier, des orientations définies par les pouvoirs publics.

Pour mener à bien cette analyse de risque, **une démarche prudente est systématiquement adoptée** dans le choix des hypothèses d'offre retenues lorsque les incertitudes ne permettent pas d'arbitrer entre différentes trajectoires.

1.2.1. La sécurité d'approvisionnement est évaluée par la durée de défaillance

La sauvegarde de l'intégrité du système français et européen interconnecté oblige au maintien impératif, à tout instant, de l'équilibre entre production et consommation. La défaillance apparaît lorsque la concomitance d'aléas défavorables conduit à une somme de la production et des importations disponibles inférieure à la consommation réduite des effacements mobilisables. Grâce au plan de sauvegarde du réseau, **la conséquence de la défaillance n'est pas un blackout généralisé**. La coupure de l'alimentation d'une partie seulement des consommateurs permet alors d'éviter l'effondrement de l'ensemble du système européen.

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 : la fréquence des délestages, leur durée, le volume d'énergie non délivrée. Pour une demande donnée, ces paramètres sont des fonctions décroissantes de la puissance disponible. Mais les relations qui les lient entre eux sont complexes à déterminer et dépendantes de la nature et de l'ampleur des aléas affectant le système électrique concerné, eux-mêmes dépendant du mix des productions et de la nature des consommations.

Conformément à l'article 11 du décret du 20 septembre 2006 relatif aux Bilans prévisionnels, 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, indépendamment de la profondeur de ce déficit.

L'espérance de durée de défaillance en France sur les années à venir est évaluée à l'issue des simulations de fonctionnement du système électrique français intégré dans son environnement européen. Si elle est inférieure à trois heures par an, l'offre est jugée suffisante et une **marge de capacité** peut être estimée. Dans le cas contraire, les simulations sont reprises afin d'évaluer la puissance manquante ou **déficit de capacité**, en ajoutant en France de nouveaux moyens fictifs jusqu'à respecter le critère d'une durée de défaillance inférieure à trois heures par an. Cette offre complémentaire correspond à une puissance parfaitement disponible et sans contrainte de stock, sans préjuger des moyens (groupes thermiques, énergies renouvelables, effacements de consommation...) qui la fourniront.

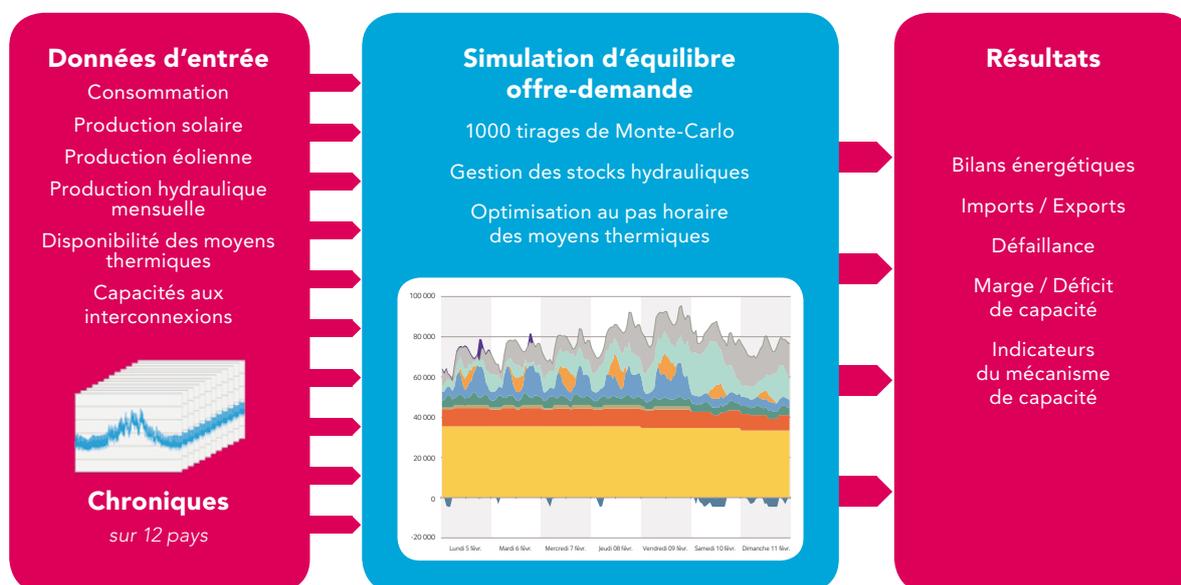
Il convient d'insister sur le fait que le respect du critère de défaillance ne signifie pas une absence totale de risque de défaillance (et donc de délestage), mais que ce **risque est contenu** dans la limite définie par les pouvoirs publics de trois heures en espérance par an.

Deux types de cas sont étudiés dans le Bilan prévisionnel :

- un cas « France isolée » (sans échanges internationaux) qui représente une situation dans laquelle la France ne pourrait pas compter sur des marges de capacités à l'extérieur de ses frontières ;
- un cas « France interconnectée » (avec échanges), plus représentatif de la réalité, qui prend en compte l'intégration des systèmes électriques européens et la contribution des pays voisins à la sécurité d'approvisionnement de la France via les interconnexions.

D'autres indicateurs sont également fournis dans ce document, parmi lesquels le **solde des échanges**, les **productions en énergie** des différentes filières, ainsi que les estimations d'émissions de CO₂ relatives à la production d'électricité. Les tableaux associés présentent les résultats en espérance annuelle (moyenne des productions sur l'ensemble des combinaisons d'aléas simulées).

Synthèse de la méthode d'analyse de l'équilibre entre l'offre et la demande



1.2.2. Un risque évalué via des analyses probabilistes

L'analyse de risques menée dans le Bilan prévisionnel est basée sur une approche probabiliste dans laquelle les niveaux de l'offre⁴ et de la demande⁵ sont confrontés en simulant le fonctionnement du système électrique européen au pas horaire sur une année entière.

Ces simulations prennent en compte les principaux événements susceptibles de menacer la sécurité d'approvisionnement : les vagues de froid qui peuvent entraîner de fortes variations de la puissance appelée, les indisponibilités des groupes de production qui peuvent réduire la capacité disponible, les apports hydrauliques variables qui peuvent restreindre le productible sur plusieurs semaines voire plusieurs mois et la variabilité des productions éolienne et photovoltaïque.

Ces événements aléatoires sont représentés sous forme de chroniques horaires basées sur des référentiels externes (explicités ci-après). Des séries horaires de courbes de charge de la demande et de capacités de production disponible sont ainsi générées pour chacun de ces événements. Ces séries sont ensuite combinées entre elles en nombre suffisamment élevé (1000 pour chaque étude) afin de fournir des **résultats statistiques significatifs** tant sur les risques de non-satisfaction de la demande (défaillance) que sur les bilans énergétiques annuels (production des différentes filières, échanges entre pays).

1.2.3. Des variations d'aléas basées sur des référentiels externes

L'aléa de **disponibilité du parc** de production thermique, lié à des maintenances ou à des pannes, est modélisé par des tirages d'indisponibilités dont les caractéristiques (fréquences et durées) sont établies à partir des indisponibilités observées sur les dernières années lorsque cette donnée est disponible, ou en s'appuyant sur les paramètres de référence des études menées par ENTSO-E.

Concernant les technologies à base d'énergie renouvelable tributaires des **conditions climatiques** (hydroélectriques, éoliennes et photovoltaïques), des chroniques de production synchrones sont construites pour les différents pays considérés afin de tenir compte de la corrélation des productions renouvelables.

De même, pour les consommations en Europe comme en France, une centaine de chroniques de consommation sont élaborées, à partir du référentiel climatique Météo France, ce qui permet d'apprécier l'impact sur le système électrique européen d'événements exceptionnels tels que des vagues de froid ou des périodes caniculaires.

Les **corrélations spatiales et temporelles** des aléas sont ainsi respectées et permettent de prendre en compte au mieux leurs influences sur l'équilibre offre-demande européen.

⁴ L'offre représente dans ce document l'ensemble des moyens mis en œuvre pour satisfaire la demande : production, effacement, import. ⁵ La demande représente la consommation intérieure, le pompage et l'export.



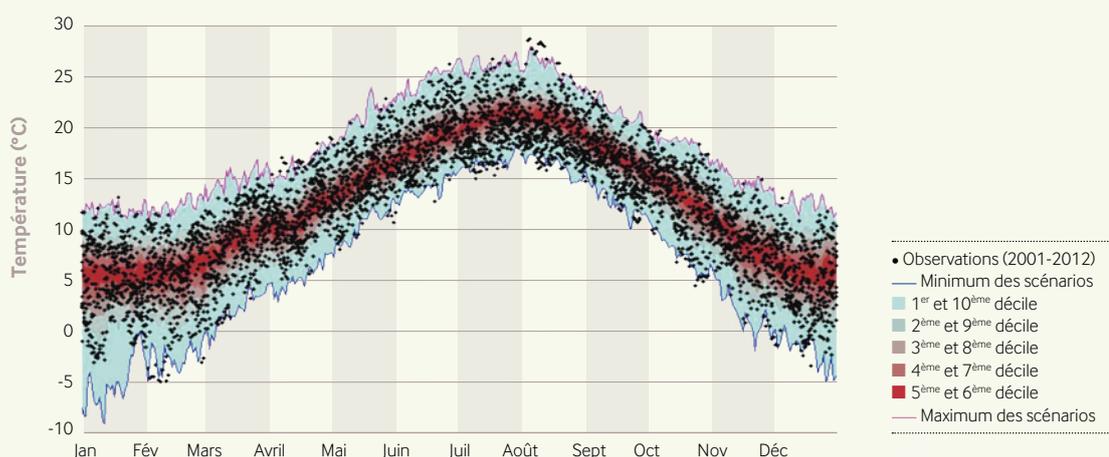
Le référentiel climatique Météo-France

RTE a travaillé conjointement avec les experts de Météo-France qui ont établi un référentiel climatique intégrant cent scénarios issus d'un modèle développé par le centre de recherches de Météo-France. Un modèle de climat n'a pas vocation à prévoir une valeur précise pour un jour donné comme le fait un modèle de prévision mais son but est de calculer de façon réaliste la valeur moyenne et la dispersion autour

de cette moyenne de paramètres tels que températures, vent, rayonnement...

Les données doivent intégrer les situations climatiques contraignantes pour le système électrique, en particulier les vagues de froid ou de chaleur ; c'est pourquoi RTE a recours à un grand nombre de simulations, couvrant un large champ d'événements météorologiques possibles.

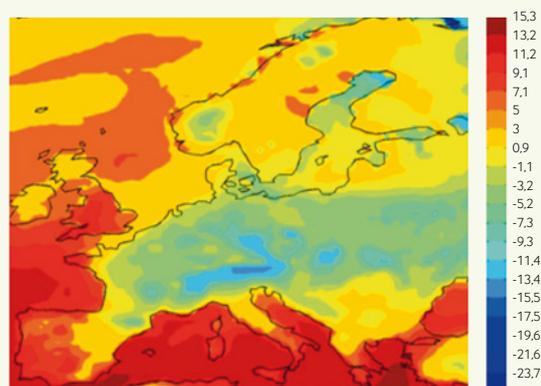
Températures journalières : simulations (100 ans) et observations (12 ans)



À l'échelle européenne, la résolution spatiale est de 50 km (6035 points étudiés). Les séries sont archivées au pas horaire. Il s'agit de simulations à climat représentatif du climat actuel et à venir dans les prochaines années. Chaque chronique produite est une réalisation possible.

RTE dispose ainsi d'un jeu de cent chroniques de variables climatiques au pas horaire, cohérentes à l'échelle européenne, qui alimente les études d'impact des aléas climatiques sur le système électrique aux différentes échelles géographique européenne, nationale ou régionale.

Exemple de scénario de température sur l'ensemble de l'Europe pour une journée d'hiver en début de matinée



Périmètre d'étude du Bilan prévisionnel 2015



D'autres facteurs de risque connus, mais dont la probabilité d'occurrence ne peut être précisément déterminée, ne sont pas considérés dans ces études : rupture d'approvisionnement en combustible, incident majeur, catastrophe naturelle...

1.2.4. Une modélisation explicite de l'ouest de l'Europe

Afin de prendre pleinement en compte l'impact des systèmes électriques voisins sur la sûreté en France et l'évolution des **échanges d'électricité aux frontières** au fur et à mesure des évolutions de politique énergétique en Europe, les analyses du Bilan prévisionnel considèrent explicitement les douze pays⁶ du système électrique ouest-européen.

Pour chaque pays, RTE élabore des hypothèses de parc de production et de consommation dans une approche similaire, bien que simplifiée, à celle mise en œuvre en France. Ces **hypothèses, propres à RTE**, reposent sur une veille des marchés européens, des consultations européennes menées pour le Bilan prévisionnel et des échanges d'information avec d'autres gestionnaires de réseau de transport européens.

Les études reposent en outre sur des hypothèses de **capacités commerciales d'échanges** entre pays, qui prennent en compte les informations disponibles les plus récentes, publiées par RTE dans le « Schéma décennal du réseau de transport 2014 »⁷. Dans une approche prudente et en attente d'un prochain retour d'expérience sur la mise en place du mécanisme « Flow based », la modélisation adoptée est de type « Net Transfer Capacity » et peut minorer la capacité réellement disponible des interconnexions.

1.3. Une amélioration continue des analyses

1.3.1. Un enrichissement des publications avec des données téléchargeables

En complément de ce document, des données de consommation seront disponibles au téléchargement sur le site institutionnel de RTE au cours du second semestre 2015.

⁶ Allemagne, Autriche, Belgique, Espagne, France, Irlande, Italie, Luxembourg, Pays-Bas, Portugal, Royaume-Uni, Suisse. ⁷ <http://www.rte-france.com/sddr2014>

Ces données de profils de consommation par usage et par branche seront ainsi exploitables pour d'éventuelles analyses complémentaires.

1.3.2. Des premiers éléments d'analyse des besoins de flexibilité à long terme

Les productions éolienne et photovoltaïque occupent une part croissante dans le mix électrique européen. En raison de leur caractère variable, le fonctionnement du système électrique est amené à évoluer, ce qui soulève des questions techniques et économiques.

Le Bilan prévisionnel 2015 propose pour la première fois une analyse prospective des besoins de flexibilité journaliers et hebdomadaires à long terme en France. Le chapitre qui y est consacré étudie l'impact du développement des productions éolienne et photovoltaïque sur ces besoins.

1.4. Les avertissements aux lecteurs

1.4.1. Validité des hypothèses

Le Bilan prévisionnel 2015 repose sur des hypothèses d'évolution de l'offre et de la demande d'électricité qui sont élaborées par RTE. Ces hypothèses ne prétendent pas à l'exhaustivité en matière de scénarios.

La responsabilité de RTE ne saurait être engagée pour les dommages de toute nature, directs ou indirects, résultant de l'utilisation, de l'exploitation ou de la diffusion des documents, données et informations contenus dans le «Bilan prévisionnel de l'équilibre offre demande d'électricité en

France – Édition 2015», et notamment toute perte d'exploitation, perte financière ou commerciale.

1.4.2. Transparence et confidentialité

Dans une démarche de transparence, RTE s'efforce de mettre à disposition l'information la plus complète et détaillée possible concernant les hypothèses sous-jacentes au Bilan prévisionnel, ainsi que les résultats afférents.

Toutefois, certaines informations collectées auprès des acteurs pour les besoins de l'élaboration du Bilan prévisionnel peuvent revêtir le caractère de « commercialement sensible ». Dans ce cas, RTE est légalement tenu d'en respecter la confidentialité, conformément aux dispositions des articles L. 111-72 à L. 111-75 et L. 111-80 à L. 111-83 du Code de l'énergie, ainsi qu'à leurs décrets d'application⁸.

Afin de respecter cette contrainte, les éléments du Bilan prévisionnel sont pour l'essentiel présentés sous une forme agrégée et anonyme. Certaines informations sont assorties d'une fourchette d'incertitude ou sont des hypothèses propres à RTE. De manière générale, les noms des acteurs concernés ne sont pas mentionnés.

1.4.3. Propriété intellectuelle

Les hypothèses utilisées pour le Bilan prévisionnel sont de la seule responsabilité de RTE. Les informations brutes fournies par les acteurs peuvent être adaptées en fonction de la propre appréciation de RTE et n'engagent donc pas les acteurs concernés. La publication de ces données ne s'accompagne alors d'aucune mention de source spécifique. Au contraire, les données directement issues de sources externes sont systématiquement mentionnées comme telles.

⁸ Notamment décret n°2001-630 du 16 juillet 2001 relatif à la confidentialité des informations détenues par les gestionnaires de réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité, pris pour application des articles 16 et 20 de la loi du 10 février 2000.

PARTIE 2

La consommation d'électricité en France

2.1

Les scénarios prévisionnels explorent les incertitudes

2.2

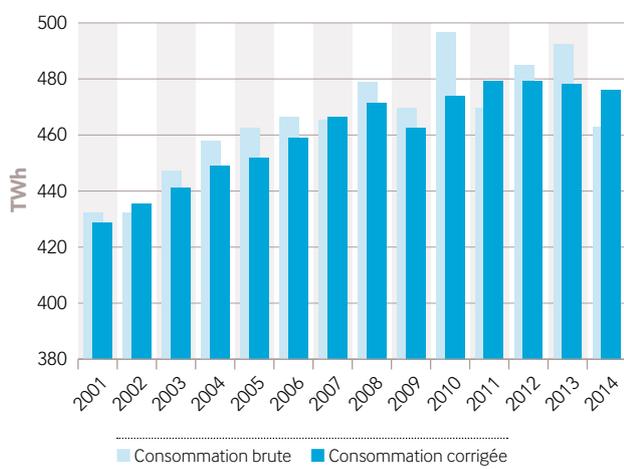
Les perspectives d'évolution de la demande en énergie
sont contrastées selon les secteurs

2.3

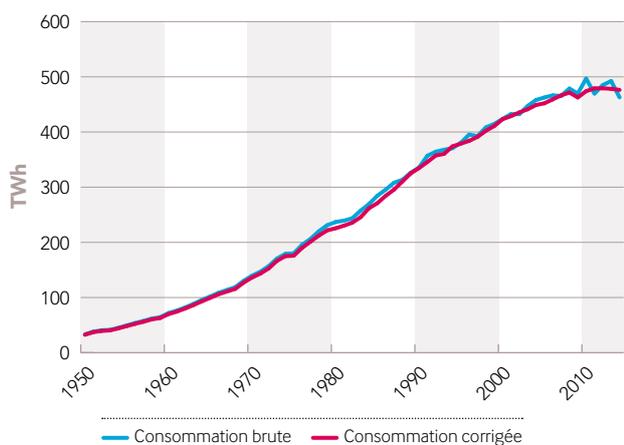
La croissance de la pointe de consommation ralentit

La consommation d'électricité en France

Consommation électrique en France continentale hors activité d'enrichissement d'uranium



Historique de la consommation d'électricité en France continentale hors activité d'enrichissement d'uranium



Une grande partie des fluctuations de la consommation électrique⁹ observées d'une année sur l'autre est liée aux conditions climatiques et, dans une moindre mesure, aux effacements de consommation activés en cas de tension sur le système électrique. La consommation brute est donc insuffisante pour appréhender de manière pertinente les évolutions tendancielle. Aussi les analyses présentées dans cette partie sont-elles basées sur l'évolution de la **consommation corrigée** des effets climatiques, des effacements ainsi que des effets liés aux années bissextiles¹⁰. Afin de procéder aux corrections liées aux conditions climatiques, une chronique de températures dites « de référence », représentative des températures moyennes de chaque jour de l'année, a été construite. Le réchauffement climatique, révélé par l'analyse des observations au cours des quatre dernières décennies, oblige à réviser périodiquement ces « températures de référence » pour que leurs valeurs restent représentatives des conditions à venir. Depuis fin 2013, RTE s'appuie sur le référentiel de températures mis à disposition par Météo-France¹¹, actualisé sur la base des observations des trois dernières décennies. Compte tenu de l'horizon d'étude relativement court, ce référentiel n'anticipe pas d'évolution future du climat.

Même si les fluctuations liées aux effacements sont moindres aujourd'hui que celles liées aux aléas climatiques, elles doivent néanmoins être corrigées afin de ne conserver que les évolutions structurelles de la demande.

Après correction des effets présentés précédemment, une stagnation de la consommation électrique de la France continentale est observée depuis 2011, en rupture avec la

⁹ La consommation électrique considérée dans ce document concerne la France continentale, en incluant les pertes liées au transport et à la 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 qui intègrent la Corse et affichent des consommations hors soutirages du secteur de l'énergie sur le réseau public de transport. ¹⁰ Pour l'analyse des historiques, une correction supplémentaire est appliquée aux consommations du secteur de l'énergie, liée au changement du procédé d'enrichissement d'uranium qui s'est traduit par une forte réduction de la consommation électrique (passage de la diffusion gazeuse à la centrifugation) ¹¹ Référentiel de température présenté en Commission « perspectives du réseau » du Comité des clients utilisateurs du réseau de transport d'électricité du 13 mars 2014

tendance du début de la décennie précédente où le taux de croissance annuel moyen était de 1,4%.

Cette évolution s'inscrit dans la continuité du ralentissement progressif de la croissance de la demande depuis plus de 60 ans, particulièrement perceptible dans l'évolution du taux de croissance annuel de celle-ci, en baisse tendancielle (cf. graphique ci-contre). Alors que le taux de croissance annuel moyen de la demande électrique dépassait 7% dans les années 50 et 60, il s'est établi à 1,1% durant la décennie passée et est proche de zéro depuis 2011.

Ce ralentissement de la croissance de la demande est imputable en grande partie :

- ▶ au ralentissement tendanciel de la croissance économique depuis plusieurs décennies ;
- ▶ à la modification du tissu industriel français (délocalisation, recentrage sur une industrie de haute technologie) ;
- ▶ à l'évolution de la structure de la consommation, due notamment à la tertiarisation de l'activité économique, les services étant moins consommateurs d'électricité que l'industrie¹² ;
- ▶ à la diffusion des effets de la maîtrise de la demande, et en particulier au développement croissant de l'efficacité énergétique des bâtiments et des équipements.

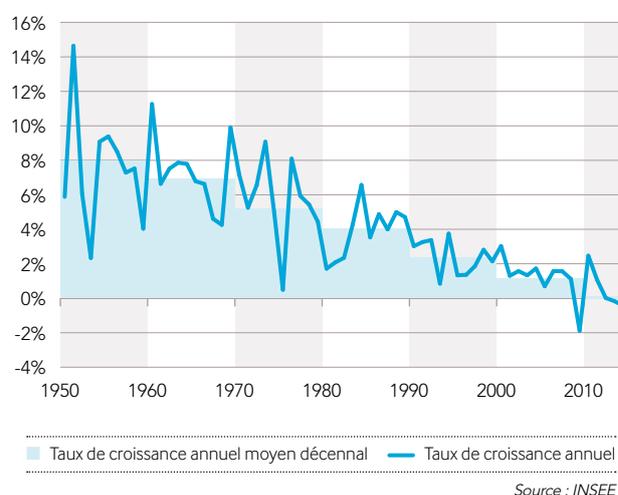
2.1. Les scénarios prévisionnels explorent les incertitudes

Pour construire les scénarios prévisionnels d'évolution de la demande électrique, les principaux déterminants analysés sont le PIB, l'efficacité énergétique, la démographie et le prix relatif de l'électricité par rapport aux autres énergies.

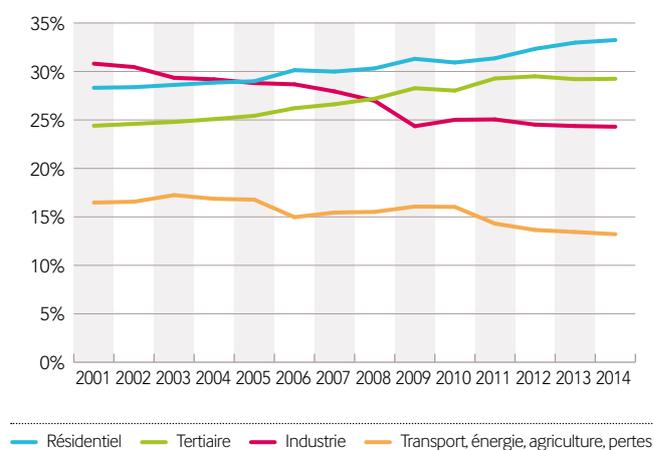
Le principe de construction des scénarios est inchangé par rapport aux exercices précédents. L'objectif des scénarios est de couvrir le champ des possibles pour se prémunir contre les incertitudes qui pèsent sur l'évolution de la demande. Ainsi, au-delà du scénario « Référence », le Bilan prévisionnel envisage des variantes encadrantes – variantes « Haute » et « Basse » – et une variante « MDE renforcée » illustrant le potentiel supplémentaire d'efficacité énergétique techniquement et économiquement atteignable. Les principales sources de différenciation des scénarios sont présentées dans le tableau ci-après.

¹² La production d'une unité de valeur ajoutée nécessite 4 à 5 fois moins d'électricité dans le tertiaire que dans l'industrie.

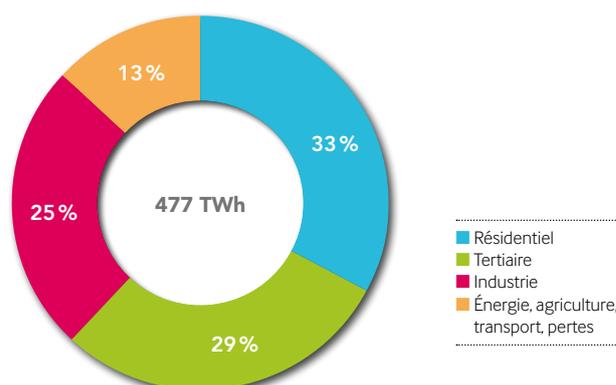
Taux de croissance de la consommation corrigée des aléas hors activité d'enrichissement d'uranium



Évolution du poids des principaux secteurs dans la consommation d'électricité



Poids des principaux secteurs dans la consommation d'électricité – Année 2014



Hypothèses principales des scénarios retenus

	Référence	Variante Basse	Variante MDE renforcée	Variante Haute
Hypothèses principales	Centrales	Minorant la consommation globale	Efficacité énergétique renforcée	Majorant la consommation globale
PIB	Centrale	Basse	Centrale	Haute
Efficacité énergétique	Centrale	Centrale	Effet plus important	Effet moindre
Démographie	Centrale	Basse	Centrale	Haute
Prix relatif de l'électricité	Centrale	Défavorable au déploiement de solutions électriques	Centrale	Favorable au déploiement de solutions électriques

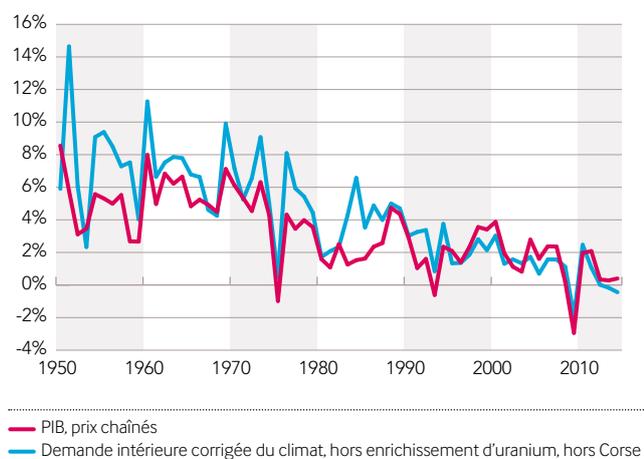
2.1.1. Le contexte socio-économique est empreint d'incertitudes

La croissance économique, tant en niveau qu'en structure, demeure un déterminant important de la demande électrique, notamment industrielle et tertiaire.

Ainsi, les variations du niveau de la consommation d'électricité reflètent en grande partie les évolutions conjoncturelles de l'activité.

Le graphique suivant permet de constater le lien qui unit les croissances du PIB¹² et de la demande. En particulier, à chaque année de récession (1975, 1993, 2009) correspond

Évolutions comparées des taux de croissance annuels de la demande intérieure d'électricité et du PIB



Sources : INSEE, RTE

une consommation intérieure en croissance très faible, voire en contraction (2009).

Dans une moindre mesure, le contexte macroéconomique et sa déclinaison en matière de pouvoir d'achat ou de confiance des ménages peuvent influencer, à la baisse comme à la hausse, sur les achats d'équipements électroménagers des particuliers ou sur les travaux d'isolation de leur logement, voire induire des effets comportementaux sur les modes de consommation.

La conjoncture étant porteuse d'incertitudes, il est nécessaire de retenir une fourchette d'évolution possible du PIB suffisamment large et fondée sur des analyses récentes, afin d'intégrer au mieux les effets du contexte économique actuel sur l'appareil productif et la croissance française.

L'activité économique européenne devrait, à court terme, bénéficier de la levée de quelques freins qui la bridaient jusqu'alors, avec une baisse très marquée du cours du pétrole (qui induit des effets positifs sur la situation financière des entreprises et sur le pouvoir d'achat des ménages), un nouvel assouplissement monétaire, des taux d'intérêt durablement bas et une forte dépréciation de l'euro depuis l'été 2014. La reprise de la consommation en Allemagne, conséquence de la hausse des revenus et de la faiblesse de l'inflation, devrait également constituer un solide moteur pour un retour de la croissance du PIB en Europe.

La France a relativement moins profité de ce contexte favorable que des pays comme l'Allemagne, l'Espagne ou le Royaume-Uni. Toutefois, la reprise de l'emploi

¹² Les valeurs de PIB utilisées ici sont issues des séries historiques en prix chaînés sur l'année de base 2010. Ce mode de calcul consiste, dans le calcul du déflateur du PIB, à agréger les prix de l'année n en utilisant les consommations de l'année n-1 comme référence et rend ainsi mieux compte des évolutions des agrégats que celui à prix constants.

intérimaire au dernier trimestre de 2014 constitue un indicateur avancé d'un retour vers des niveaux de croissance plus soutenus que ceux des années 2012, 2013 et 2014.

Les hypothèses de croissance du PIB français retenues pour 2015 et 2016 s'appuient sur un panel de prévisions récentes, émanant de sources externes reconnues¹³. Dans une approche prudentielle, compte tenu de la variabilité des prévisions antérieures, la trajectoire basse a été légèrement minorée.

Au-delà de deux ans, les hypothèses de croissance économique sont basées, comme dans le précédent exercice, sur un rapport récent de l'INSEE¹⁴ qui trace trois scénarios de croissance française pour la période 2015-2025, avec des niveaux tendanciels moyens allant de 1,2% à 1,9% et une valeur médiane de 1,5%.

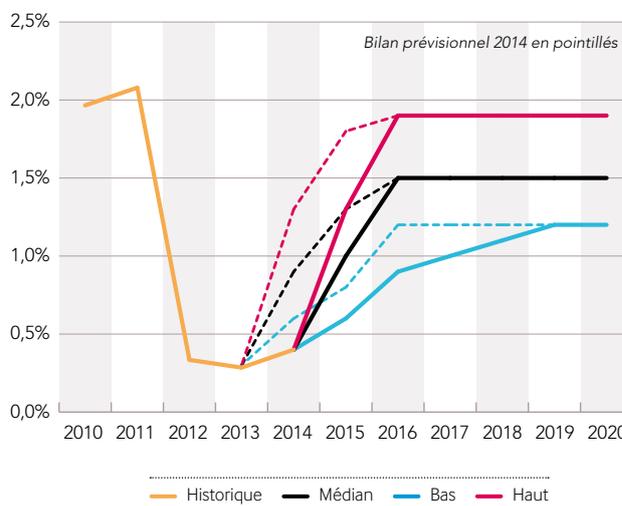
Au global, les trois trajectoires de croissance retenues sont en légère baisse par rapport à celles de l'exercice précédent.

2.1.2. L'évolution démographique demeure dynamique

L'évolution démographique constitue un déterminant essentiel des consommations résidentielle et tertiaire et de la croissance économique.

Pour définir les évolutions possibles de la population, les valeurs retenues dans cette actualisation du Bilan prévisionnel se fondent sur les dernières projections de l'INSEE¹⁵, avec un recalage du point de départ sur l'année 2014. Ces hypothèses supposent, dans tous les cas, une croissance de la population entre 2014 et 2020.

Cône d'incertitude pour la croissance du PIB français



Plus que la population, le nombre des ménages a un effet direct sur le nombre de résidences principales, donc sur la consommation résidentielle. L'évolution du nombre de ménages retenue dans cet exercice s'appuie sur une étude du Commissariat général au développement durable¹⁶. Comme dans les dernières décennies, du fait des évolutions sociologiques, le nombre de personnes par ménage tend à diminuer d'ici à 2020, rendant la croissance du nombre de ménages plus dynamique que celle de la population.

La consommation électrique du secteur tertiaire dépend, quant à elle, de l'évolution de la population active. Les hypothèses retenues s'appuient sur les dernières projections disponibles de l'INSEE¹⁷.

Évolution par scénario du nombre de ménages et de la population active de la France continentale

	Bas	Médian	Haut
Population en 2020 (<i>en millions</i>) et taux de croissance annuel moyen entre 2014 et 2020	65,5 (+0,4%)	66,0 (+0,45%)	66,2 (+0,49%)
Nombre de ménages en 2020 (<i>en millions</i>) et taux de croissance annuel moyen entre 2014 et 2020	29,3 (+0,7%)	29,5 (+0,8%)	29,6 (+0,9%)
Population active en 2020 (<i>en millions</i>) et taux de croissance annuel moyen entre 2014 et 2020	29,3 (+0,3%)	29,6 (+0,4%)	30,1 (+0,7%)

¹³ OCDE, FMI, Commission européenne, BIPE, Consensus Forecasts, organismes bancaires, etc. ¹⁴ « Évaluer la productivité globale des facteurs : l'apport d'une mesure de la qualité du capital et du travail » (INSEE, 2013) : http://www.insee.fr/fr/themes/document.asp?reg_id=0&id=3980 ¹⁵ INSEE Première n° 1320 – « Projections de populations à l'horizon 2060 » (octobre 2010) ¹⁶ CGDD – « Le point sur » n° 135 – « La demande potentielle de logements à l'horizon 2030 : une estimation par la croissance attendue du nombre des ménages » (août 2012)

2.1.3. L'efficacité énergétique se généralise

L'amélioration de l'efficacité énergétique des équipements et bâtiments devrait se poursuivre sous l'effet des politiques énergétiques et de la diffusion du progrès technique.

Afin de contribuer à l'atteinte des objectifs de l'Union européenne de réduire de 20% d'ici à 2020 les consommations d'énergie et les émissions de gaz à effet de serre, il est prévu que les **directives européennes sur l'éco-conception et l'étiquetage énergétique** soient généralisées à tous les produits liés à l'énergie vendus sur le marché européen.

La directive sur l'**éco-conception** (directive 2009/125/CE) prévoit de nouvelles normes contraignantes en matière de performance énergétique pour une vaste gamme de produits. Ceux non conformes à ces prescriptions minimales seront exclus du marché.

La directive sur l'**étiquetage énergétique** (directive 2010/30/UE) a pour objectif d'informer les utilisateurs sur le niveau de performance énergétique des produits mis en vente et ainsi de favoriser la diffusion des plus performants énergétiquement.

De nombreux produits sont déjà soumis à des mesures d'application de ces directives, dont les luminaires, les téléviseurs, les ordinateurs, les appareils électroménagers (froid, lavage, cuisson), les moteurs électriques, les pompes de circulation, les ventilateurs de confort et les climatiseurs résidentiels. Ces mesures ont conduit à des baisses sensibles de la consommation électrique de ces équipements, particulièrement dans le cas des équipements dont la vitesse de renouvellement est rapide.

En 2014, la Commission européenne a commandité une étude¹⁷ dont l'objectif était d'évaluer les économies d'énergie générées par l'application des directives sur l'éco-conception et l'affichage énergétique. Ces gains ont été estimés à 13% de la consommation électrique de l'Union européenne à l'horizon 2020.

Représentant près de la moitié de la demande énergétique finale française, la **consommation des bâtiments** constitue un enjeu majeur des politiques d'efficacité énergétique. Afin d'atteindre l'objectif gouvernemental d'une réduction de 38% de la consommation d'énergie d'ici à 2020, plusieurs mesures ont ainsi été mises en place dont la

réglementation thermique 2012 (RT 2012) pour la construction neuve et le plan de rénovation énergétique de l'habitat pour le parc existant.

L'entrée en vigueur de la RT 2012 se traduit par la diffusion des solutions de chauffage et de production d'eau chaude sanitaire énergétiquement les plus performantes. En particulier, pour l'énergie électrique, les solutions désormais les plus développées dans la construction neuve sont les pompes à chaleur et les chauffe-eau thermodynamiques¹⁹, avec à la clé une forte réduction des consommations unitaires.

Cependant, compte tenu du faible taux de renouvellement du parc de bâtiments (1% par an) et des freins potentiels aux opérations de rénovation (capacité de financement, disponibilité et formation de la filière, etc.), les gains d'efficacité énergétique attendus à moyen terme sont modérés.

Selon les estimations de RTE, l'efficacité énergétique sur l'ensemble des secteurs et usages pourrait permettre d'économiser en 2020 entre 5% et 7% de la consommation de l'année 2014. Le levier principal de cette efficacité énergétique est celui de la norme et de la réglementation qui s'imposent aux équipements et aux bâtiments neufs.

2.1.4. De nouveaux usages de l'électricité peuvent émerger

Les **transferts entre énergies** sur les usages thermiques dans le bâtiment (chauffage, production d'eau chaude sanitaire, cuisson) sont à même de peser sensiblement sur l'évolution de la demande électrique, en énergie et en puissance. En plus du coût d'investissement, le coût d'utilisation est souvent un facteur important dans la prise de décision de rénover ou de modifier un système de chauffe. Pour les clients particuliers, le prix de l'électricité a augmenté de 40% depuis 2000, tandis que les prix du gaz et du fioul domestique ont plus que doublé, avec de brutales variations. La poursuite de ces tendances pourrait renforcer le recours aux pompes à chaleur dans le résidentiel existant.

Au-delà des considérations économiques, d'autres facteurs, d'ordres sociologique et technologique, peuvent également induire des transferts entre énergies. Ainsi, on assiste depuis plusieurs années à une évolution des modes de cuisson, avec un recours accru à l'électricité. Cette évolution est liée :

- ▶ à la transformation des pratiques culinaires (plats cuisinés préparés au four à micro-ondes...);
- ▶ au succès de la technologie à induction;

¹⁷ INSEE Première n° 1345 – « Projections de population à l'horizon 2060 – Des actifs plus nombreux et plus âgés » (avril 2011) ¹⁸ Étude réalisée par le cabinet Ecofys, disponible sous <http://www.ecofys.com/en/publication/evaluation-of-the-eu-energy-labelling-and-ecodesign-directives/> ¹⁹ Pompes à chaleur dédiées à la production d'eau chaude sanitaire

- ▶ à la disparition des appareils de cuisson intégrés (types gazinières) au profit d'éléments séparés, offrant plus de flexibilité pour l'aménagement des cuisines.

Enfin, le marché des **véhicules électriques et des véhicules hybrides rechargeables** reste empreint de fortes incertitudes. À moyen terme, l'avenir des véhicules hybrides semble plus prometteur que celui des véhicules électriques qui sont, à cet horizon, plutôt orientés vers des marchés de niche comme les flottes captives ou le second véhicule de ménages aisés vivant en zone urbaine. La transition vers le véhicule électrique pourrait s'opérer à plus long terme avec l'évolution nécessaire des industries et des infrastructures.

À l'horizon 2020, l'effet haussier des transferts d'usage et des nouveaux usages est estimé entre 1% et 2% de la consommation de l'année 2014.

2.2. Les perspectives d'évolution de la demande en énergie sont contrastées selon les secteurs

2.2.1. La consommation du secteur résidentiel se stabilise

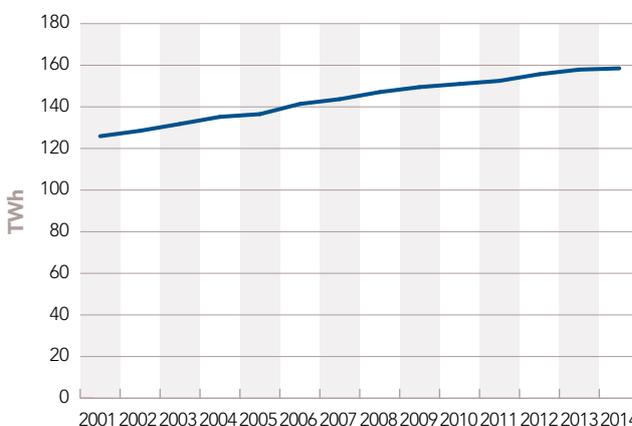
En 2014, la croissance de la **consommation électrique résidentielle corrigée** a ralenti, avec un taux de croissance annuel proche de 0,4%, contre 1,9% en moyenne au cours des dix dernières années. Ce taux reste néanmoins à interpréter avec prudence tant les variations observées sont faibles.

La consommation résidentielle reste légèrement tirée à la hausse par :

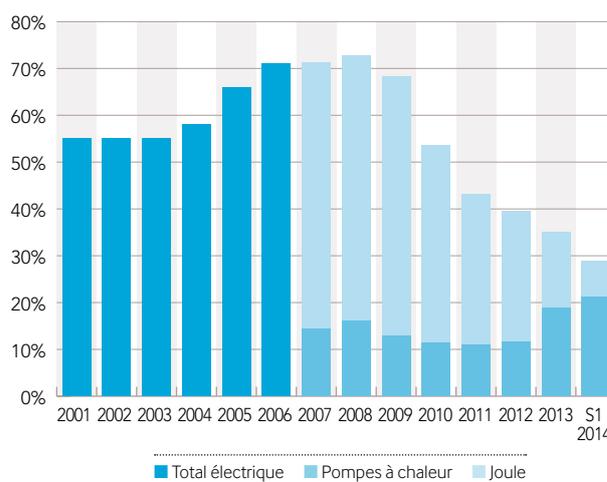
- ▶ la croissance de la démographie et du nombre de ménages,
- ▶ la croissance de la consommation d'électricité spécifique, liée notamment à la diffusion des technologies de l'information et de la communication,
- ▶ l'augmentation du parc de logements chauffés à l'électricité ; en effet, bien que les parts de marché du chauffage électrique dans la construction neuve aient chuté avec l'entrée en vigueur de la RT 2012 (cf. graphique ci-contre), chaque année, de nouveaux logements chauffés à l'électricité s'ajoutent au parc existant. Par ailleurs, de façon concomitante avec le développement des pompes à chaleur dans la construction neuve, de nombreuses substitutions de chauffages à combustible vers des pompes à chaleur ont eu lieu dans l'existant, notamment lors d'opérations de rénovation.

²⁰ Maisons ne faisant pas l'objet d'un programme groupé

Consommation d'électricité du secteur résidentiel



Part de marché du chauffage électrique dans la construction neuve



Source : BatiEtude

Avec la RT 2012, les parts de marché du chauffage par effet Joule ont fortement baissé dans la construction neuve, notamment dans les logements collectifs où elles étaient proches de 10% en 2014 contre près de 63% en 2007. À l'inverse, les pompes à chaleur se développent dans les logements individuels, avec des parts de marché avoisinant 55% dans les maisons isolées²⁰ construites en 2014 contre 27% en 2007.

Ainsi, sous l'effet de la RT 2012 qui implique la diffusion des solutions de chauffage les plus performantes et l'amélioration des performances thermiques des bâtiments (isolation, orientation...), les besoins en chauffage des

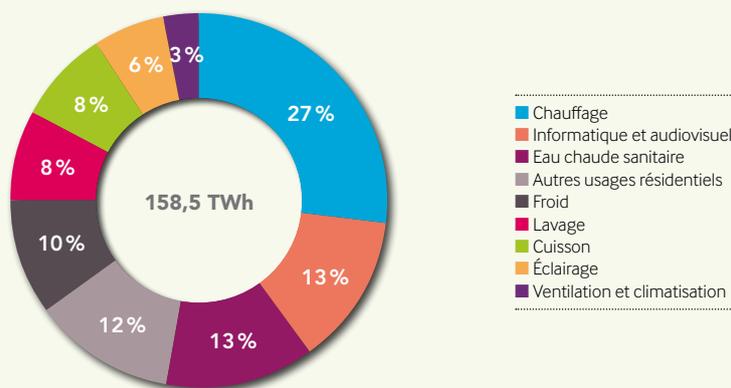


Structure de la consommation d'électricité du secteur résidentiel

La consommation corrigée d'électricité du secteur résidentiel s'est élevée à 158,5 TWh en France continentale en 2014. Le graphique ci-dessous illustre

la répartition, telle qu'estimée par RTE, de cette consommation par usages.

Répartition par usages de la demande électrique résidentielle pour l'année 2014



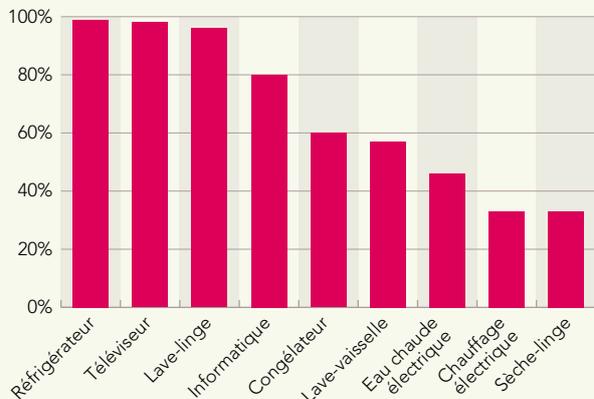
Les consommations des différents usages sont estimées à partir des taux d'équipement et de multi-équipement des ménages, des consommations unitaires des équipements et de facteurs comportementaux tels que la durée, la fréquence d'utilisation et les durées de mise en veille.

Les deux graphiques ci-dessous présentent, pour les principaux usages résidentiels, les taux d'équipement

par ménage retenus par RTE et la consommation annuelle associée par ménage équipé.

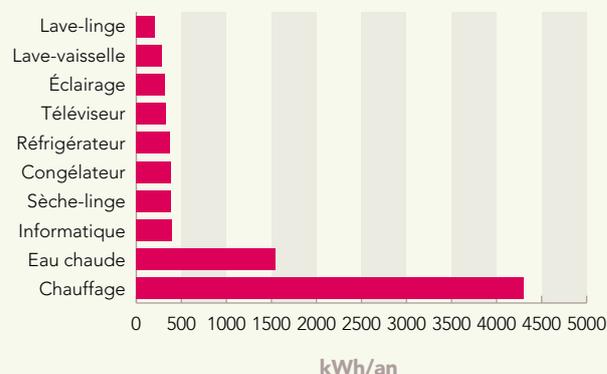
À titre comparatif, l'énergie de recharge d'un smartphone est estimée entre 2 et 4 kWh par an, et l'énergie annuelle consommée par une box internet varie entre 150 et 300 kWh.

Taux d'équipement par ménage des principaux usages résidentiels en 2014



Sources : INSEE, GfK

Consommation moyenne par ménage équipé (kWh/an)* en 2014



* La consommation moyenne par ménage équipé prend en compte la consommation due au multi-équipement. Cette consommation est calculée à partir des consommations unitaires de l'ensemble du parc des équipements en service en 2014. Le poste informatique comprend les consommations des ordinateurs, notebooks, tablettes, imprimantes, box et décodeurs.

nouveaux logements diminuent. Ces effets, conjugués à la baisse des parts de marché du chauffage électrique, conduisent à une contribution de la construction neuve dans l'évolution de la demande électrique et de sa thermosensibilité bien moindre que ce qu'elle était durant la dernière décennie.

La mise en œuvre des techniques et des matériaux les plus performants ainsi que la montée en compétence de la filière du bâtiment pour répondre aux exigences de la RT 2012 a un effet baissier sur les consommations du parc de logements existants. En effet, ces bonnes pratiques bénéficient de plus en plus aux opérations de rénovation thermique qui gagnent ainsi en performance.

La production d'eau chaude sanitaire est également concernée par la politique énergétique. Les ventes de ballons électriques à accumulation, peu compatibles avec la RT 2012, régressent, tandis que les chauffe-eau thermodynamiques ou à énergie renouvelable²¹ sont en forte expansion. Ces systèmes sont plus économes en énergie, mais peuvent accentuer les appels de puissance aux pointes de consommation s'ils ne sont pas pilotés ou asservis à un signal tarifaire (comme décrit dans le chapitre 2.3.2).

De même, les effets des directives européennes sur l'éco-conception et l'affichage énergétique sont importants sur la consommation des équipements résidentiels.

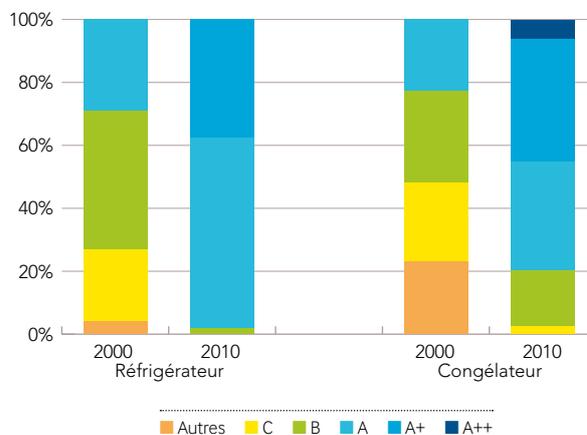
À titre d'exemple, les deux graphiques ci-contre illustrent l'effet de ces directives sur le marché des réfrigérateurs et des congélateurs ainsi que sur les consommations unitaires de ces appareils.

La réglementation sur l'éclairage se traduit aussi par une baisse sensible des consommations de cet usage comme l'illustre le graphique ci-contre.

À cela, peuvent également s'ajouter des effets comportementaux, que ce soit par souci d'économie budgétaire ou de réduction de l'empreinte écologique.

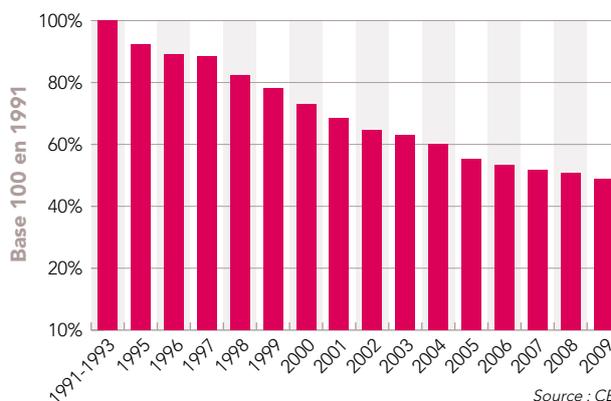
Compte tenu des dernières tendances observées et des hypothèses retenues pour les cinq prochaines années, telles que décrites dans le tableau en page suivante, l'évolution de la consommation électrique résidentielle dans les différents scénarios à l'horizon 2020 est telle que représentée sur le graphique ci-après.

Évolution des ventes d'appareils de froid entre 2000 et 2010



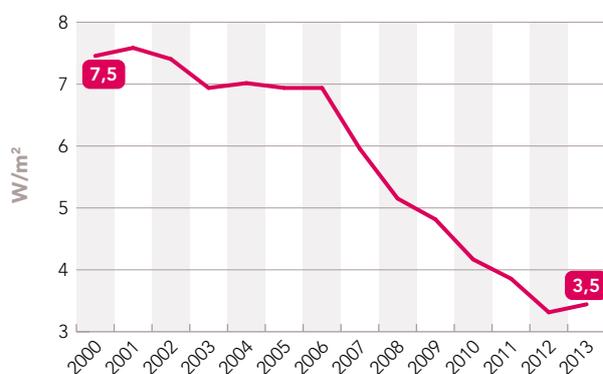
Source : Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie²²

Amélioration de l'efficacité énergétique moyenne des appareils de froid domestique (Consommation par unité de volume, base 100 en 1991)



Source : CECED

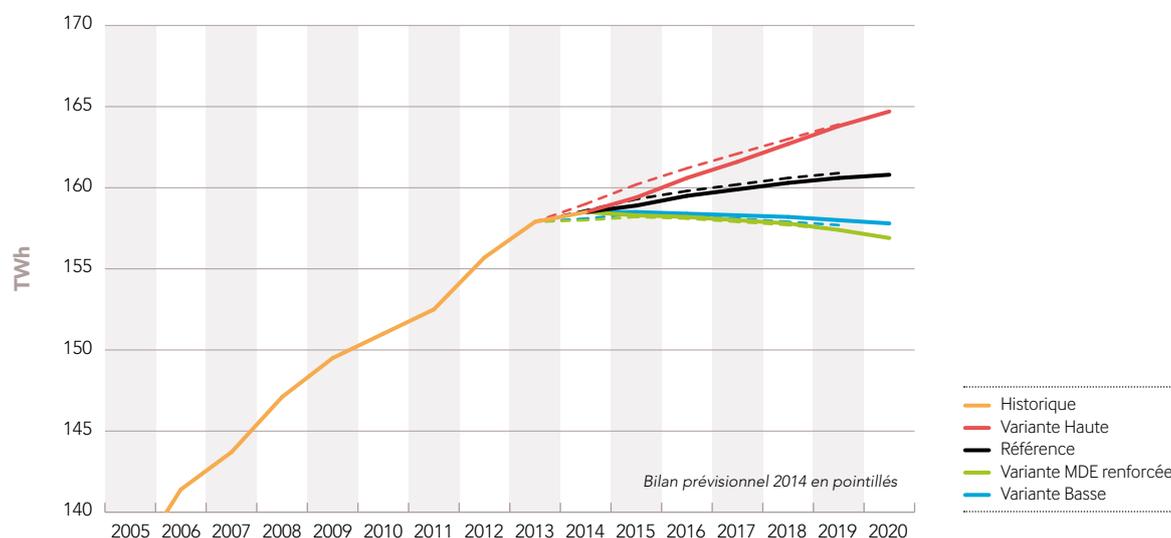
Puissance d'éclairage moyenne par m² dans le salon/salle à manger



Source : CEREN

²¹ Les sources d'énergie renouvelables entrant dans le champ de la RT 2012 sont des capteurs solaires thermiques pour la production d'eau chaude sanitaire, les panneaux photovoltaïques pour la production d'électricité, les chaudières ou les poêles à bois, le raccordement à un réseau de chaleur alimenté à plus de 50% par des énergies renouvelables. ²² <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Etiquetage-energetique-des.html>

Prévisions de la demande électrique du secteur résidentiel



- Dans le scénario **« Référence »**, la consommation électrique résidentielle continue à s'infléchir d'ici à 2020 où elle atteint 160,8 TWh, soit un taux de croissance annuel moyen de +0,2% entre 2014 et 2020. À cet horizon de moyen terme, l'effet « volume » prime encore légèrement sur les effets des mesures d'efficacité énergétique (principalement amélioration de la performance énergétique des bâtiments et des équipements à durée de vie courte).
- Dans la variante **« Basse »** qui se caractérise par un effet « volume » peu soutenu, la consommation électrique résidentielle décroît et atteint 157,8 TWh en 2020, soit un taux de croissance annuel moyen de -0,1% entre 2014 et 2020.
- Avec une diffusion, plus rapide que dans les autres scénarios, des technologies les plus performantes et des comportements plus sobres, la consommation résidentielle de la variante **« MDE renforcée »** est en baisse d'ici à 2020 et atteint 156,9 TWh, soit un taux de croissance annuel moyen de -0,2% entre 2014 et 2020.
- Dans la variante **« Haute »**, la consommation électrique résidentielle atteint 164,7 TWh en 2020, soit un taux de croissance annuel moyen de +0,6% entre 2014 et 2020.

Principales hypothèses dans le secteur résidentiel par scénario à l'horizon 2020

Millions	2014*	2020			
		Référence	Basse	MDE renforcée	Haute
Nombre de résidences principales	28,1	29,5	29,3	29,5	29,6
dont chauffées à l'électricité (avec biénergie)	9,7	10,7	10,6	11,0	11,0
dont chauffées avec une pompe à chaleur	1,5	2,7	2,5	2,9	2,8
Nouveaux logements	301	330	310	400	400
dont part de marché de l'électricité ²³	32%	31%	27%	36%	33%
Nombre de réhabilitations du bâti	250	350	200	400	300
gains énergétiques	10%	12%	10%	15%	10%
Part annuelle du parc fioul basculant vers des pompes à chaleur	0,8%	1,1%	0,9%	1,7%	1,3%
Parc de chauffe-eau thermodynamiques	0,2	1,4	1,2	1,7	1,5

* données estimatives

Efficacité énergétique dans le secteur résidentiel par scénario à l'horizon 2020

TWh	Total résidentiel	dont produits blancs ²⁴	dont produits gris/bruns ²⁵	dont eau chaude sanitaire	dont éclairage	dont chauffage
Référence	-11,5	-3,0	-2,5	-2,3	-1,8	-1,4
Basse	-11,0	-2,9	-2,5	-2,1	-1,8	-1,5
MDE renforcée	-16,7	-4,1	-3,9	-2,7	-2,2	-2,6
Haute	-10,8	-2,9	-2,4	-2,4	-1,6	-1,4

Tous les scénarios retiennent des hypothèses d'efficacité énergétique, mais à différents degrés. Le tableau ci-dessus quantifie ces effets par scénario pour les principaux usages résidentiels.

Les effets de l'efficacité énergétique peuvent être compensés par la croissance du parc d'équipements comme le montrent les graphiques ci-contre qui représentent, pour le scénario « Référence » :

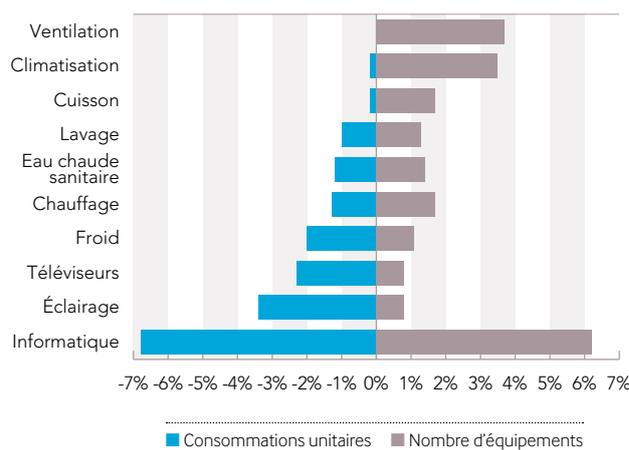
- ▶ les effets des actions d'efficacité énergétique sur la consommation unitaire des équipements,
- ▶ les effets « volume » correspondant à l'évolution du parc d'équipements,
- ▶ et enfin, l'effet résultant sur la consommation par usage.

À l'horizon 2019, la consommation électrique résidentielle est très faiblement revue à la baisse par rapport au Bilan prévisionnel 2014, avec des écarts compris entre -0,1 et -0,3 TWh selon le scénario. Ceci s'explique principalement par l'actualisation, sur la base des tendances les plus récentes, des hypothèses de consommations unitaires du gros électroménager ainsi que de la dynamique de développement de la démographie et des petits usages divers.

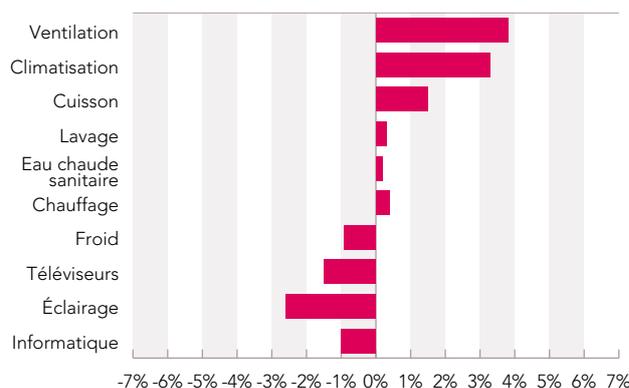
2.2.2. La consommation du secteur tertiaire s'infléchit

Le **secteur tertiaire** est le principal vecteur de la croissance économique et un facteur important de la dynamique de la consommation d'électricité française. La demande électrique de ce secteur est longtemps restée particulièrement soutenue, avec un taux de croissance annuel moyen de 2,6% entre les années 2000 et 2010. Cependant, les chiffres de consommation laissent

Taux de croissance annuel moyen du nombre d'équipements et des consommations unitaires des usages résidentiels entre 2014 et 2020 dans le scénario « Référence »



Taux de croissance annuel moyen des consommations d'électricité des usages résidentiels entre 2014 et 2020 dans le scénario « Référence »



²³ Parc majoritairement constitué de pompes à chaleur ²⁴ Gros électroménager ²⁵ Informatique, téléviseurs et leurs périphériques

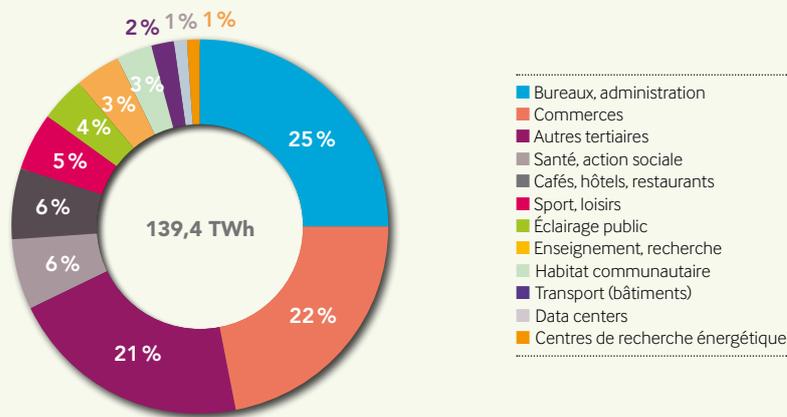
Structure de la consommation d'électricité du secteur tertiaire

Les consommations d'électricité du secteur tertiaire constituent un ensemble particulièrement hétérogène. Il s'agit d'une part des consommations dans les bâtiments que l'on distingue par branche (bureaux, commerces, maisons de retraite, hôpitaux, établissements d'enseignement, activités de restauration...) et, d'autre part, des consommations dites « autres

tertiaires» (télécommunications, éclairage public, armée, centres de recherche, parties communes d'immeubles, artisanat, centres de traitement de données, agriculture basse tension).

Les graphiques suivants illustrent la part des différents usages et branches dans la consommation du secteur tertiaire, qui représente 139,4 TWh en 2014.

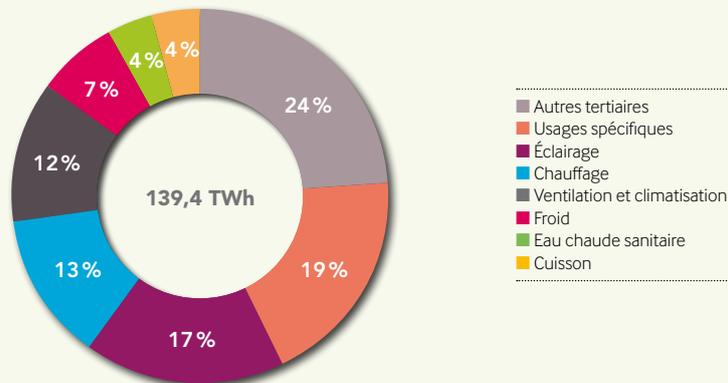
Répartition par branches de la demande électrique tertiaire pour l'année 2014



Près de la moitié de l'électricité est consommée dans les bureaux et les commerces, et près de la moitié concerne les usages liés à l'éclairage, les usages

spécifiques électriques des bâtiments (dont les technologies de l'information et de la communication) et le chauffage.

Répartition par usages de la demande électrique tertiaire pour l'année 2014



entrevoir une inflexion de cette tendance depuis 2010, avec un taux de croissance annuel moyen qui est descendu à 0,5%.

Cette évolution peut être mise en regard de celle des indicateurs socio-économiques qui reflètent la stabilisation de l'activité du secteur tertiaire, comme en témoignent les chiffres de l'emploi du secteur, selon les statistiques de l'INSEE (cf. graphique ci-contre).

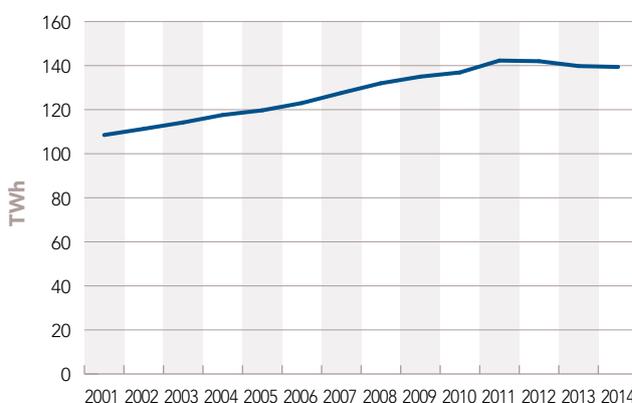
En outre, comme dans le secteur résidentiel, les effets de la réglementation thermique 2012 commencent à se faire ressentir dans le secteur tertiaire. La part de marché du chauffage électrique a peu évolué ces dernières années (cf. graphique ci-contre) car l'essentiel des surfaces chauffées à l'électricité sont des bureaux et commerces qui ont largement recours depuis plusieurs années aux pompes à chaleur air-air, appareils réversibles permettant de bénéficier de la climatisation. En revanche, la part de marché du chauffage par effet Joule a diminué, elle représente près du tiers des permis de construire de surfaces chauffées à l'électricité déposés en 2014, soit environ 16% de l'ensemble des permis de construire.

Les systèmes énergétiques qui se substituent au chauffage par effet Joule sont essentiellement les chaudières à gaz ou les pompes à chaleur. Dans les branches traditionnellement affiliées au gaz (habitat communautaire, santé, enseignement, sport-loisirs-culture, transports), les substitutions ont été favorables aux solutions gaz. À l'inverse, dans les autres branches, essentiellement chauffées à l'électricité (cafés-hôtels-restaurants, bureaux et commerces), la perte de part de marché du chauffage par effet Joule est compensée par la croissance des ventes de pompes à chaleur.

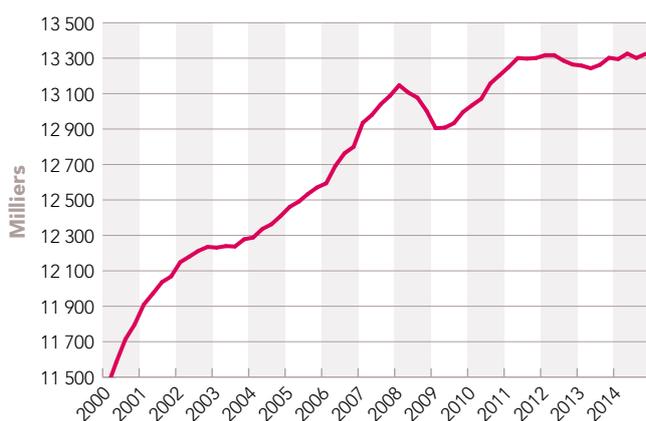
À l'évolution des surfaces chauffées et climatisées à l'électricité du secteur s'ajoute également le développement des centres de traitement de données (ou « data centers ») et des usages spécifiques de l'électricité (technologies de l'information et de la communication, systèmes de surveillance et de sécurité, informatisation des salles d'enseignement, dispositifs médicaux). Ces usages présentent un large potentiel d'efficacité énergétique, notamment sur les outils numériques, mais font aussi l'objet d'un développement particulièrement dynamique, qui tire à la hausse certaines consommations d'électricité de l'économie servicielle.

Les perspectives d'évolution de la demande électrique tertiaire sont résumées sur le graphique en page suivante.

Consommation d'électricité du secteur tertiaire



Évolution trimestrielle du nombre de salariés du secteur tertiaire



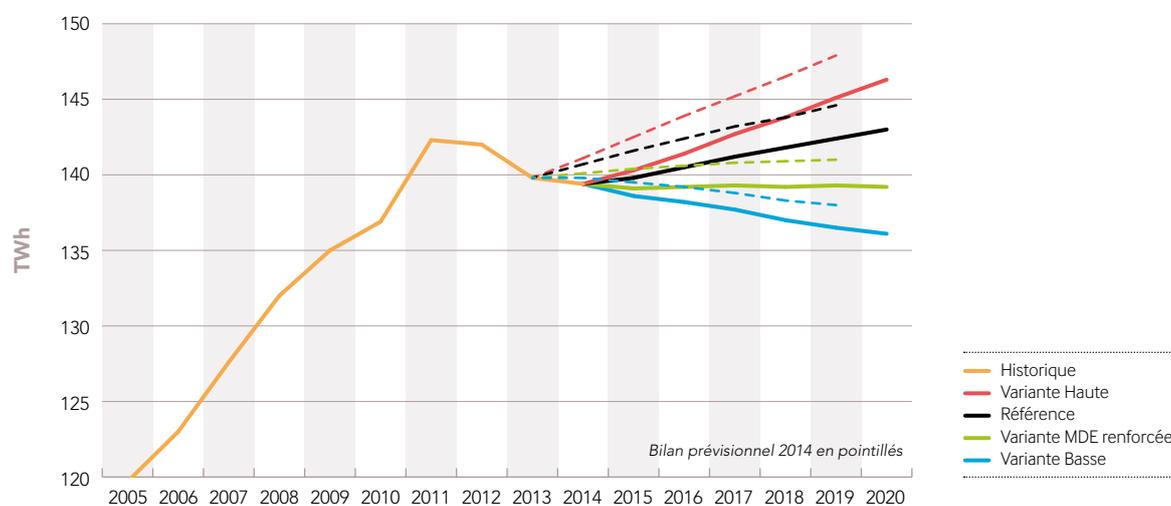
Source : INSEE

Part du chauffage électrique dans les surfaces tertiaires neuves



Source : BatiEtude

Prévisions de la demande électrique du secteur tertiaire



- Dans le scénario **«Référence»**, la demande électrique tertiaire suit la reprise de l'activité économique et atteint 143,0 TWh en 2020, soit un taux de croissance annuel moyen de 0,4% sur la période. À cet horizon de moyen terme, l'effet «volume», porté par les perspectives économiques favorables, prime sur l'effet des mesures d'efficacité énergétique.
- Un contexte économique moins favorable est envisagé dans la variante **«Basse»** qui se traduit par un recul net de la demande électrique tertiaire : elle baisse de 0,4% par an à partir de 2014 pour atteindre 136,1 TWh en 2020.
- La variante **«MDE Renforcée»** adopte le même contexte économique que le scénario «Référence», mais suppose une diffusion plus rapide des équipements les plus performants, générant davantage d'efficacité énergétique et conduisant à une stagnation de la consommation, soit 139,2 TWh en 2020.
- Enfin, la variante **«Haute»** s'appuie sur une reprise plus forte de l'activité économique et de l'emploi, la consommation d'électricité suit alors un rythme de croissance annuel de 0,8% entre 2014 et 2020, atteignant 146,3 TWh en fin de période.

Principales hypothèses dans le secteur tertiaire par scénario à l'horizon 2020

	2014*	2020			
		Référence	Basse	MDE renforcée	Haute
PIB - croissance annuelle moyenne	+0,4 %	+1,4 %	+1,0 %	+1,4 %	+1,8 %
Population active - millions	28,8	29,6	29,3	29,6	30,1
Surfaces tertiaires - millions de m ²	945	985	973	985	995
<i>dont chauffées à l'électricité - millions de m²</i>	254	281	274	277	291
<i>Part des surfaces chauffées à l'électricité</i>	27 %	29 %	28 %	28 %	29 %
Construction annuelle - millions de m ²	10	12	11	12	13
Rénovation annuelle du bâti - millions de m ²		15	10	22	10
Rénovation annuelle du système de chauffage électrique - millions de m ²		5,5	5,0	6,5	4,5
Surfaces climatisées - millions de m ²	271	315	289	312	322
<i>Part des surfaces climatisées</i>	29 %	32 %	30 %	32 %	32 %

* données estimatives

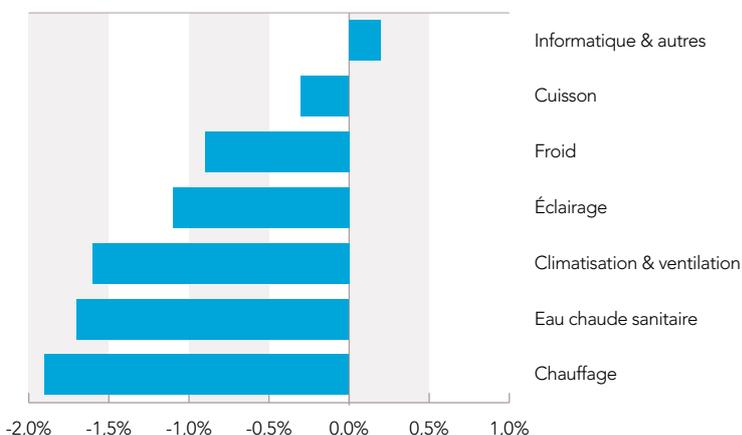
Les principales hypothèses qui sous-tendent l'évolution de la demande électrique tertiaire ont peu évolué depuis l'édition précédente du Bilan prévisionnel.

Comme pour le secteur résidentiel, les consommations électriques sont affectées par le durcissement des réglementations sur les bâtiments (isolation, rénovation), l'éclairage et les équipements. Le graphique ci-contre présente l'évolution des consommations unitaires (au mètre carré) des différents usages tertiaires entre 2014 et 2020.

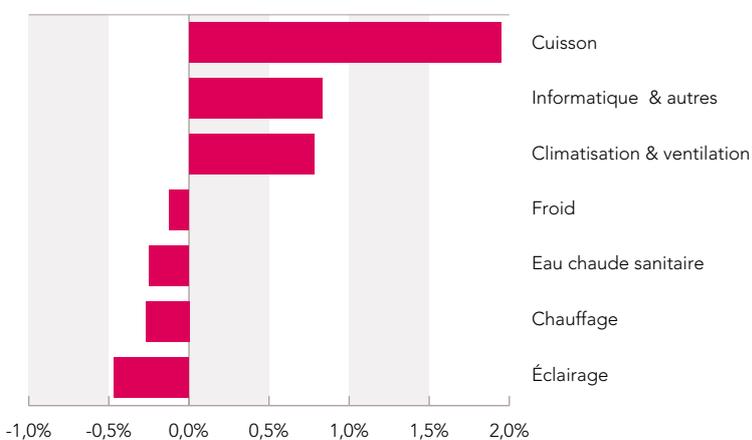
L'efficacité énergétique correspondant à cette évolution est résumée dans le tableau ci-dessous. L'écart entre le scénario « Référence » et la variante « MDE renforcée » illustre l'existence d'un gisement d'efficacité énergétique dans le secteur tertiaire encore non exploité. Dans la variante « Haute », l'effort d'efficacité énergétique est certes moins marqué, mais appliqué à des surfaces plus importantes que dans le scénario « Référence », ce qui se traduit par un volume global comparable même s'il représente bien une part plus faible de la consommation. Enfin, dans la variante « Basse », l'intensité de l'efficacité énergétique est proche de la variante « MDE renforcée » car elle comporte une composante comportementale plus prononcée du fait d'un contexte moins porteur et de la recherche accrue d'économies sur la facture d'électricité.

Cette efficacité énergétique est partiellement compensée par la croissance du parc de bâtiments tertiaires. Certains usages, qui bénéficient d'une dynamique d'équipement particulièrement favorable, comme la cuisson, la ventilation, la climatisation et l'informatique, devraient même voir leur consommation électrique poursuivre leur croissance. La consommation d'un usage croît lorsque son développement l'emporte sur les gains d'efficacité énergétique.

Taux de croissance annuel moyen des consommations d'électricité au m² des usages tertiaires entre 2014 et 2020 dans le scénario « Référence »



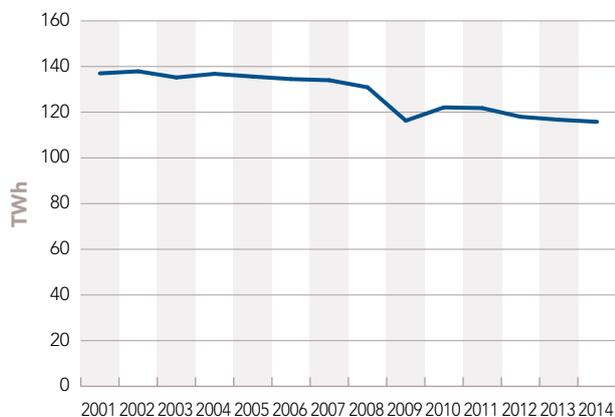
Taux de croissance annuel moyen des consommations d'électricité des usages tertiaires entre 2014 et 2020 dans le scénario « Référence »



Efficacité énergétique dans le secteur tertiaire par scénario à l'horizon 2020

TWh	Total tertiaire	dont climatisation	dont éclairage	dont chauffage	dont eau chaude sanitaire	dont froid
Référence	-7,8	-1,8	-1,4	-1,2	-0,8	-0,6
Basse	-10,3	-2,2	-2,1	-1,7	-0,8	-0,7
MDE renforcée	-10,1	-2,1	-1,8	-1,5	-1,2	-0,7
Haute	-7,4	-1,8	-1,4	-0,9	-0,9	-0,6

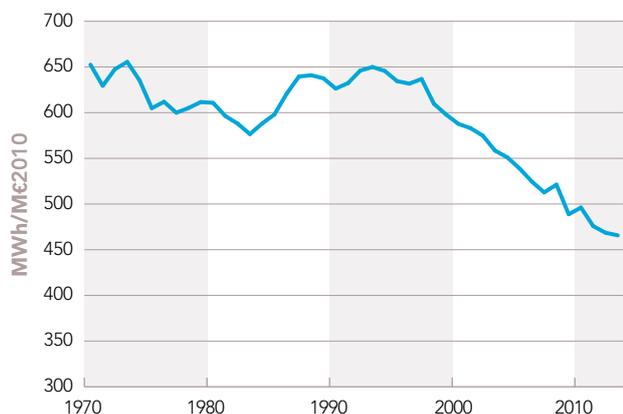
Consommation d'électricité du secteur industriel



Évolutions comparées de la production industrielle et du PIB



Intensité énergétique (électricité) de l'industrie



Sources : INSEE, SOeS

2.2.3. La consommation du secteur industriel reste orientée à la baisse

La consommation d'électricité dans le **secteur industriel** est en baisse quasi-continue depuis le début des années 2000.

Cette baisse s'explique par les effets conjugués :

- ▶ d'une dynamique de la production industrielle en volume relativement atone, bien moindre que celle du PIB (cf. graphique ci-contre) ;
- ▶ du déplacement de l'activité des industries lourdes fortement consommatrices d'énergie vers des industries plus légères à forte valeur ajoutée ;
- ▶ des actions d'efficacité énergétique qui ont contribué à faire décroître l'intensité électrique de l'industrie (la baisse a été de 1,8 % par an en moyenne sur 15 ans, entre 1998 et 2013).

La tendance baissière de la consommation d'électricité s'est fortement amplifiée avec la dégradation du **contexte économique** depuis le dernier trimestre de l'année 2008, avec une contraction de la demande de plus de 14 TWh, soit 11 % environ, entre 2008 et 2009. En dépit d'un léger rebond en 2010 largement lié à un besoin de reconstitution des stocks, la relative stabilité de l'activité dans la zone euro a conduit depuis lors à une poursuite de la tendance baissière de la consommation, due notamment à l'amélioration de l'efficacité énergétique.

À la maille des **grandes branches industrielles**, les dynamiques récentes d'évolution de la consommation sont contrastées (cf. graphique ci-après), en lien avec celles de leur activité économique.

Une branche se distingue largement des autres : celle de l'**industrie agroalimentaire**, qui est restée relativement dynamique, grâce à une bonne tenue de la consommation et des exportations. La production devrait, sur les prochaines années, être soutenue par le dynamisme de la demande externe, en particulier asiatique.

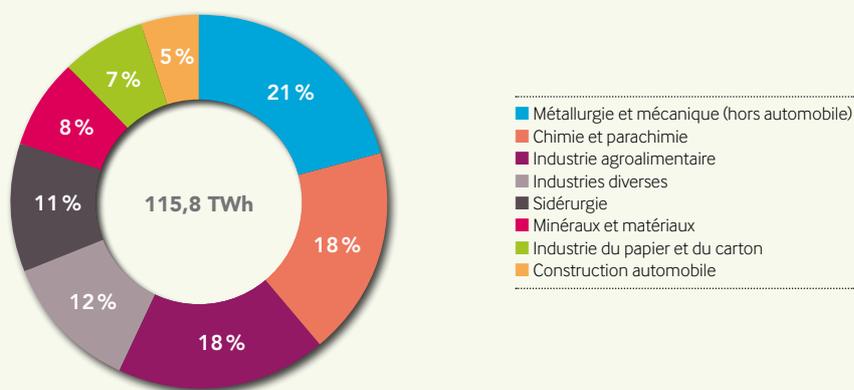
À l'opposé, l'impact de la crise économique sur le secteur de la **construction automobile** a été particulièrement important, avec un nombre de véhicules produits en France en contraction d'environ 40 % par rapport à celui de 2007²⁶, imputable à la fois à une baisse du nombre d'immatriculations sur la même période, à une perte de parts de marché des marques françaises à l'étranger, et à une délocalisation de la production engagée dès 2005²⁷, année où les

+ Structure de la consommation d'électricité du secteur industriel

La consommation d'électricité de l'industrie en France continentale s'est élevée en 2014 à 115,8 TWh. Les secteurs d'activité les plus fortement consommateurs sont la métallurgie et la mécanique (hors

automobile), la chimie et l'industrie agroalimentaire. Le graphique suivant fournit la répartition par grandes branches industrielles.

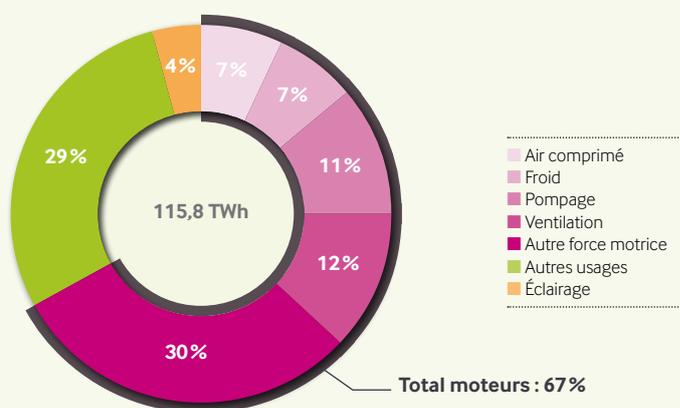
Répartition par branches de la demande électrique industrielle pour l'année 2014



Les moteurs électriques représentent à eux seuls les deux tiers environ de la consommation d'électricité de l'industrie, 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

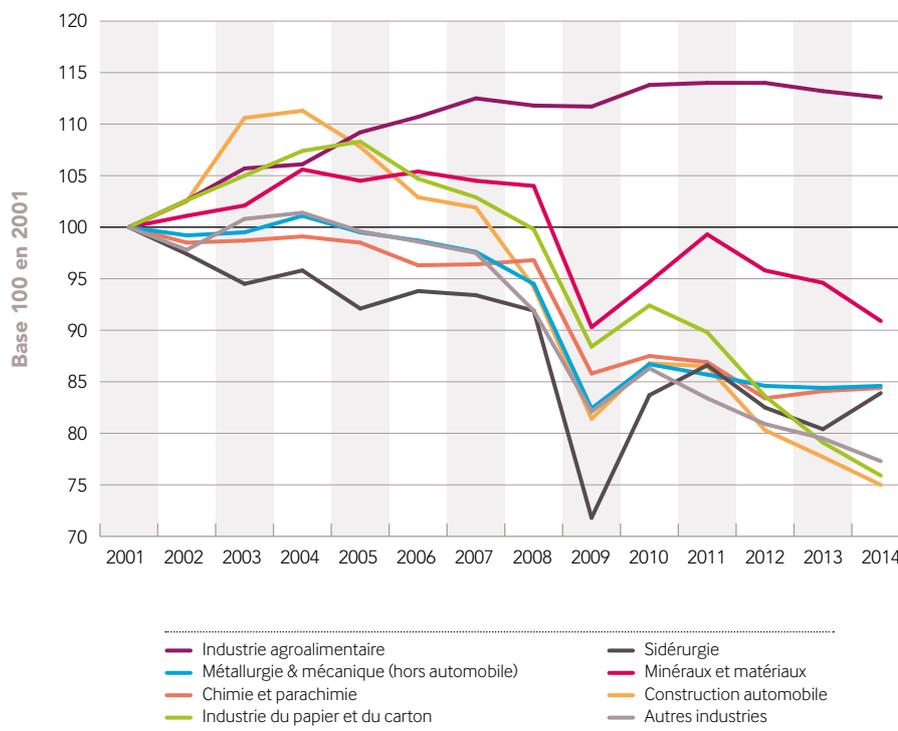
fabrication. L'éclairage pèse à hauteur de 4% environ de la demande. Enfin, les autres usages (fours à arc, électrolyse, etc.) représentent un peu moins de 30% de l'électricité consommée.

Répartition par usages de la demande électrique industrielle pour l'année 2014



Sources : CEREN, RTE

Évolutions comparées de la demande électrique des grandes branches industrielles



exportations françaises ont commencé à décrocher. Les perspectives semblent toutefois s'améliorer sous l'impulsion d'un regain de vigueur du marché automobile européen, qui a orienté la production française et les carnets de commande à la hausse.

Les évolutions de ce secteur sont d'autant plus significatives que son poids économique demeure important de par les débouchés qu'il offre à d'autres secteurs d'activité (sidérurgie, plasturgie, caoutchouc, verre, etc.). Via les consommations intermédiaires produites en France, chaque euro de valeur ajoutée dans le secteur de la construction automobile génère quatre euros de valeur ajoutée dans le reste de l'économie²⁶.

L'industrie du **papier-carton** a également été largement touchée par les effets de la crise, avec en corollaire une consommation d'électricité réduite de 30% sur les dix dernières années. Au-delà des effets baissiers d'une conjoncture morose, le secteur a également été confronté à la concurrence croissante des supports numériques. Le ralentissement de la production devrait toutefois être freiné au

cours des prochaines années sous l'effet d'une reprise de l'activité industrielle et de nouvelles tendances du marché (développement de l'e-commerce, favorable à l'usage emballage).

Les secteurs de la **sidérurgie** et de la **métallurgie et mécanique**, lourdement touchés durant la crise par la réduction des débouchés dans leurs principaux secteurs clients que sont l'automobile et la construction, voient leur situation économique s'éclaircir, notamment avec une demande extérieure renforcée par la dépréciation de l'euro. La production sidérurgique a ainsi crû de près de 7% entre 2013 et 2014. Plusieurs annonces récentes d'investissements importants sur le parc productif français témoignent de cette reprise.

La **construction aéronautique** se distingue par ses bonnes performances, portées par la croissance soutenue du trafic aérien. La production d'EADS est ainsi restée en progression pour la treizième année consécutive avec la livraison de 629 avions commerciaux en 2014.

²⁶ Source : Comité des constructeurs français d'automobiles (CCFA) ²⁷ Un quart des véhicules particuliers et utilitaires légers de marque française ont été produits en France en 2013 contre 54 % en 2005 (source INSEE) ²⁸ Source INSEE

Efficacité énergétique dans le secteur industriel par scénario à l'horizon 2020

TWh	Total industrie	dont force motrice	dont éclairage
Référence	4,1	2,1	0,6
Basse	3,6	1,8	0,5
MDE renforcée	6,0	3,1	0,9
Haute	4,5	2,3	0,6

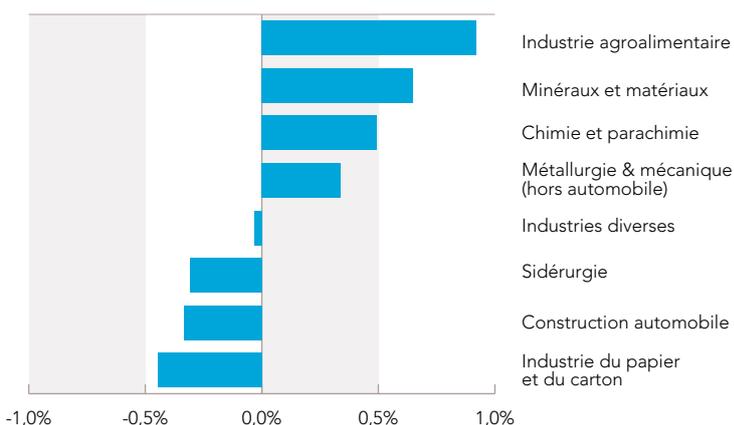
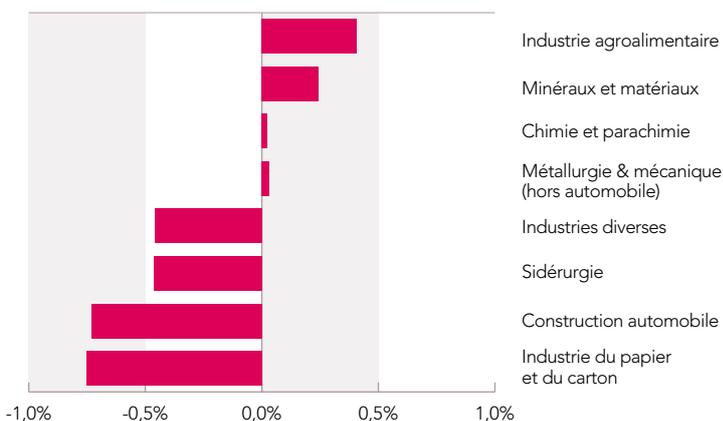
Enfin, avec un bond du solde commercial en France en 2014 après plusieurs années de stabilité, la **chimie** demeure en France le premier secteur industriel exportateur et le second secteur en matière de solde derrière l'aéronautique. L'industrie chimique devrait en sus profiter de l'allègement de sa facture énergétique et de la dépréciation de l'euro.

Au global, l'interclassement des dynamiques d'évolution de la production par branches à l'horizon 2020 ne devrait pas être sensiblement modifié par rapport à ces tendances récentes. Le graphique ci-contre illustre les évolutions moyennes sectorielles retenues pour la production industrielle.

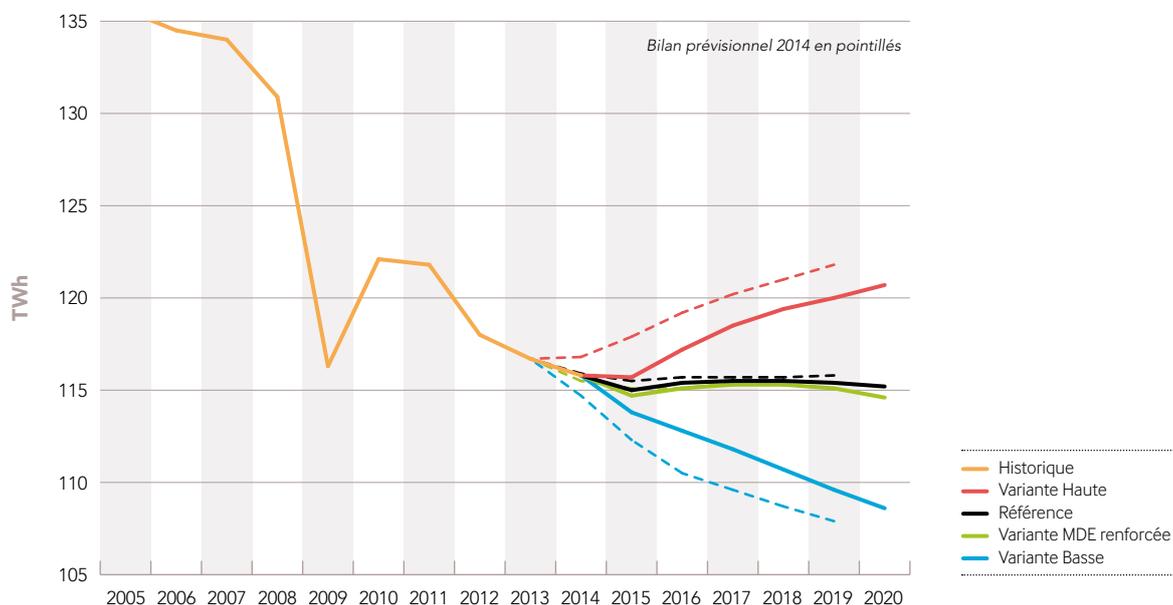
L'effet de l'amélioration de l'efficacité énergétique à ce même horizon devrait être légèrement supérieur à 4 TWh dans le scénario « Référence ». La moitié environ de cet effet est lié à l'usage force motrice.

Cette plus grande efficacité énergétique, en partie contrebalancée par l'accroissement des usages électriques dans les procédés (+1,4 TWh en 2020 dans le scénario « Référence »), conduirait à des taux de croissance moyens de la demande électrique moins élevés que ceux de la production industrielle en volume.

L'évolution globale de la consommation électrique industrielle dans les différents scénarios à l'horizon 2020 est présentée dans le graphique de la page suivante.

Taux de croissance annuel moyen de la production industrielle en volume entre 2014 et 2020 dans le scénario « Référence »

Taux de croissance annuel moyen de la consommation électrique par branche industrielle entre 2014 et 2020 dans le scénario « Référence »


Prévisions de la demande électrique du secteur industriel



► Dans le scénario « **Référence** », la consommation électrique industrielle s'inscrit en très légère baisse pour atteindre 115,5 TWh, soit un taux de croissance annuel moyen de -0,1 % entre 2014 et 2020. À cet horizon de moyen terme, effet « volume » (lié à la croissance de la production industrielle) et effet « efficacité énergétique » sont donc quasiment du même ordre et se compensent.

► La variante « **Basse** » poursuit quant à elle la tendance baissière de la consommation industrielle dans un contexte moins porteur, et table sur une contraction de la demande de 1,1 % par an en moyenne d'ici à 2020.

► La variante « **MDE renforcée** » offre une trajectoire de consommation très proche de celle du scénario « **Référence** », avec une baisse annuelle moyenne de 0,2 % d'ici à 2020. Ceci s'explique par des durées de vie des équipements relativement longues dans l'industrie et, en corollaire, un rythme de diffusion du progrès technique assez lent, qui limitent les leviers d'action de maîtrise de la demande à un horizon de cinq ans. En sus, l'effet « volume » est plus soutenu que dans le scénario « **Référence** » du fait des effets induits par une politique de rénovation du bâtiment plus volontariste sur les branches industrielles dont le secteur du bâtiment constitue un débouché important.

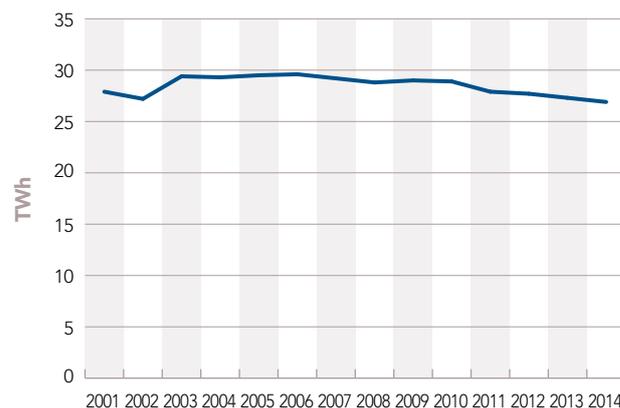
► La variante « **Haute** » est la seule qui est orientée à la hausse pour la consommation d'électricité, avec un taux

de croissance annuel moyen de +0,7 % par an entre 2014 et 2020, portée par un retour de la croissance de la production industrielle.

2.2.4. La consommation des secteurs transport, énergie et agriculture évolue peu

La consommation d'électricité des secteurs du transport, de l'énergie et de l'agriculture, hors enrichissement de l'uranium, est restée relativement stable depuis 2001, avec une légère tendance baissière ces dernières années.

Consommation totale d'électricité du transport, de l'énergie et de l'agriculture (hors enrichissement de l'uranium)



Cette légère contraction masque des tendances différenciées selon les trois secteurs (cf. graphique ci-contre) :

- ▶ en dépit de la légère baisse observée en 2014, la consommation électrique du transport a été globalement en hausse sur les dix dernières années (+0,3% par an en moyenne), tirée par les transports ferroviaires urbains et interurbains de passagers ;
- ▶ celle de l'agriculture a très légèrement décliné sur la même période (-0,2% par an en moyenne) ;
- ▶ en revanche, la consommation d'électricité du secteur énergie s'inscrit plus nettement à la baisse (-2,1% par an en moyenne entre 2004 et 2014), sous l'effet notamment de fermetures de raffineries (la France a perdu le quart environ de ses capacités de raffinage depuis 2008).

Par ailleurs, le développement des véhicules électriques (VE) et des véhicules hybrides rechargeables (VHR) se révèle moins dynamique que dans les anticipations de certains acteurs avec, en 2014, 15 000 VE vendus en France, dont 70% environ de véhicules particuliers. L'année écoulée aura toutefois vu l'émergence d'une offre relativement large de VHR et d'un volume de vente déjà significatif, puisque 1500 unités ont été vendues sur le marché français (cf. graphique ci-contre).

Cet essor modéré s'explique notamment par :

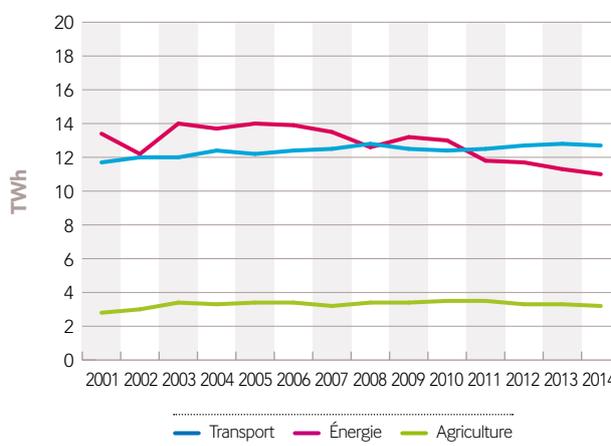
- ▶ des arbitrages des ménages qui portent sur le poste achat de véhicule ;
- ▶ un déploiement d'infrastructures de charge et une autonomie des véhicules électriques encore insuffisants pour lever certaines réticences à l'achat.

Toutefois, la mise en place au 1^{er} janvier 2015 d'un nouveau bonus devrait être de nature à catalyser l'essor des VE et VHR, de même que l'objectif annoncé par le gouvernement de sept millions de bornes de recharge électrique installées en France d'ici à 2030. Cet objectif est de taille puisqu'en 2014, la France ne comptait que 10 000 bornes de recharge, ce qui constitue néanmoins le premier parc de bornes de recharges d'Europe.

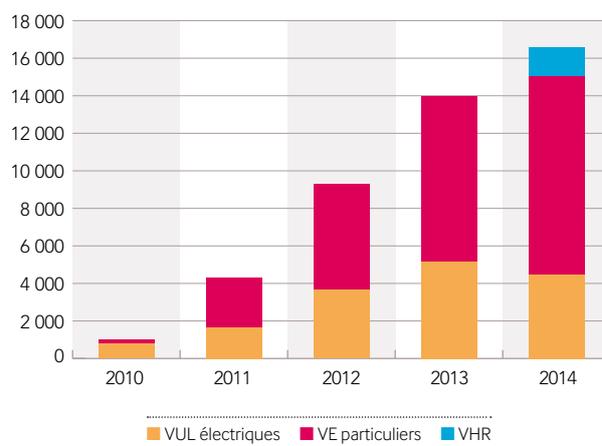
Le parc de VE et des VHR projeté à l'horizon 2020 devrait représenter selon les scénarios de 0,6% à 1,7% du parc de véhicules automobiles, avec un niveau intermédiaire de 0,9% dans le scénario « Référence » (375 000 unités, dont 210 000 VE et 165 000 VHR).

Compte tenu des tendances observées et des hypothèses retenues pour les cinq prochaines années, telles que décrites dans le tableau ci-dessous, l'évolution de la consommation électrique des secteurs transport, énergie et agriculture dans

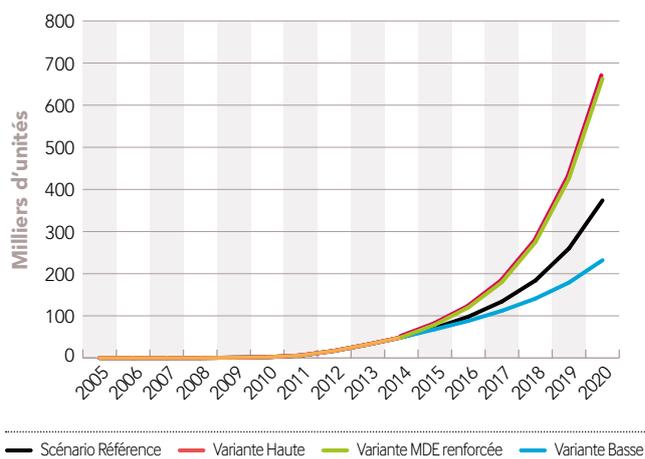
Consommation totale d'électricité du transport, de l'énergie et de l'agriculture (hors enrichissement de l'uranium)



Immatriculations neuves de véhicules électriques et hybrides rechargeables en France



Parc projeté de véhicules électriques ou hybrides rechargeables



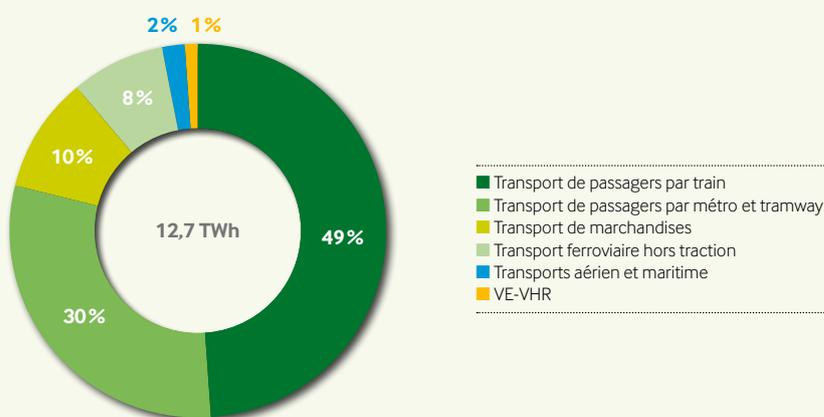


Structure de la consommation d'électricité du transport et du secteur de l'énergie

La consommation d'électricité du transport en France continentale s'est élevée en 2014 à 12,7 TWh. Ce chiffre est très majoritairement imputable au

transport ferroviaire de passagers, que ce soit par train (près de 50%) ou par transport urbain (métro, tramway : 30%).

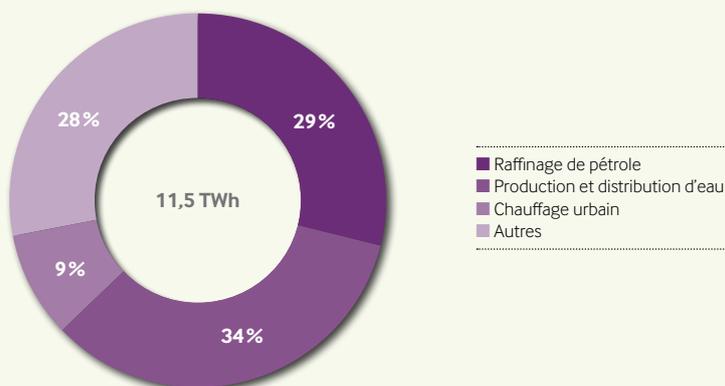
Répartition par usages de la demande électrique du transport pour l'année 2014



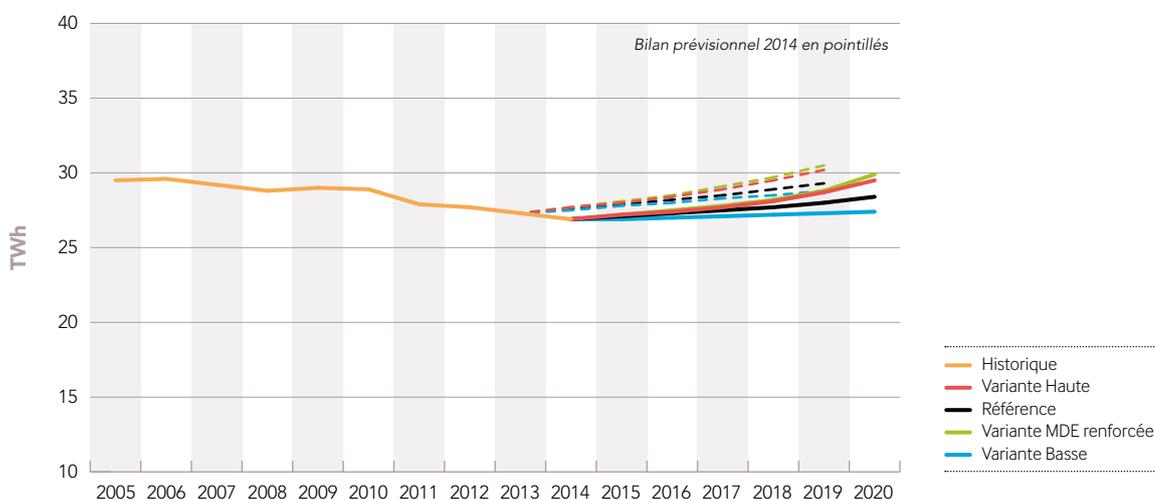
Le secteur de l'énergie a consommé, hors pertes, 11,5 TWh en 2014. Au sein de ce secteur relativement disparate, on peut noter le poids important de la

production et distribution d'eau (34%) et des raffineries (29%).

Répartition par usages de la demande électrique du secteur de l'énergie pour l'année 2014



Prévisions de la demande électrique des secteurs transport, énergie et agriculture (hors enrichissement d'uranium)



les différents scénarios à l'horizon 2020 est décrite dans le graphique ci-dessus.

- Dans le scénario « **Référence** », la consommation électrique est en hausse et atteint 28,9 TWh en 2020, soit un taux de croissance annuel moyen de +0,9% entre 2014 et 2020. Cette croissance est tirée par le secteur du transport et notamment par l'essor des VE-VHR dont la consommation dépasse 1 TWh en 2020. En revanche, les secteurs de l'énergie et de l'agriculture sont tous deux en légère baisse (-0,4% par an).
- La variante « **Basse** » repose sur l'hypothèse d'un contexte économique moins favorable aux investissements, ce qui limite la diffusion de l'électromobilité. La

croissance du secteur du transport est donc plus limitée que dans les autres scénarios et les secteurs de l'énergie et de l'agriculture s'inscrivent à la baisse de façon plus marquée (respectivement -0,7% et -0,9% par an en moyenne d'ici à 2020). Au global, la consommation électrique est en légère hausse et atteint 27,9 TWh en 2020, soit un taux de croissance annuel moyen de +0,3% entre 2014 et 2020.

- La variante « **MDE renforcée** » suppose une politique particulièrement volontariste d'accompagnement et de promotion de l'électromobilité. L'essor des VE et VHR est donc plus poussé jusqu'à représenter près de 7% des ventes annuelles de véhicules en 2020, et la part modale du transport ferroviaire croît très légèrement.

Principales hypothèses dans les secteurs du transport, de l'énergie et de l'agriculture par scénario à l'horizon 2020

	2014*	2020			
		Référence	Basse	MDE renforcée	Haute
PIB - croissance annuelle moyenne	+0,4 %	+1,4 %	+1,0 %	+1,4 %	+1,8 %
Population - millions	64	66	65	66	67
Besoin annuel moyen de transport par personne (km)	15535	15535	15535	15240	15535
Trafic total passagers (Gpkm)	993	1020	1015	1001	1022
Trafic total de marchandises (Gtkm)	230	235	215	235	254
Parc total de VE (milliers)	47	210	338	335	158
Parc total de VHR (milliers)	2	165	330	327	74

* données estimatives



Les pertes réseau

Les pertes électriques sur les réseaux de transport et de distribution sont principalement liées à l'effet Joule. Sur le plan national, le taux de pertes sur l'ensemble des réseaux de transport et de distribution représente environ 8% de la consommation intérieure nette dont 2,5% sur le réseau de transport. Ce taux de pertes dépend de la structure de réseau, de la technologie des ouvrages et du niveau de consommation (transits sur les ouvrages). À structure de réseau (niveau de tension, technologie des conducteurs) et transit comparables, les pertes sont plus faibles sur un réseau dense.

Le taux de pertes moyen annuel évolue en fonction du niveau de consommation. Pour un territoire donné, il est plus élevé en période de forte consommation.

Au total, la consommation électrique est en hausse assez soutenue et atteint 30,4 TWh en 2020, soit un taux de croissance annuel moyen de +1,7% entre 2014 et 2020. Cette croissance est portée par le secteur du transport, ceux de l'énergie et de l'agriculture s'inscrivant à la baisse (-0,4% par an).

- La variante « Haute » suppose un contexte favorable aux investissements, à l'usage de l'électricité et aux déplacements. L'essor des VE-VHR y est similaire à celui de la variante « MDE renforcée » et, au global, la consommation électrique est en hausse assez soutenue et atteint 29,9 TWh en 2020, soit un taux de croissance annuel moyen de +1,5% entre 2014 et 2020.

2.2.5. La consommation d'électricité française devrait rester peu dynamique

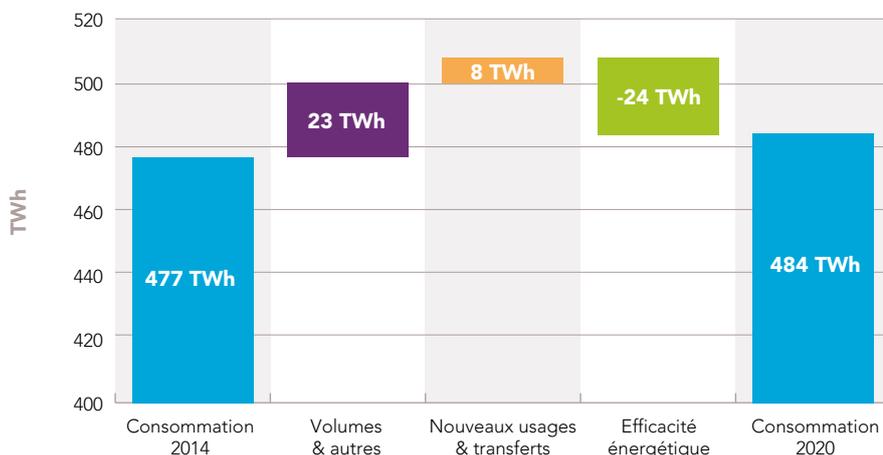
Les résultats de la prise en compte des différents éléments d'actualisation décrits précédemment sont

illustrés dans le graphique de la page suivante. La croissance de la consommation intérieure d'électricité de la France continentale entre 2014 et 2020 est de 7,5 TWh dans le scénario « Référence ».

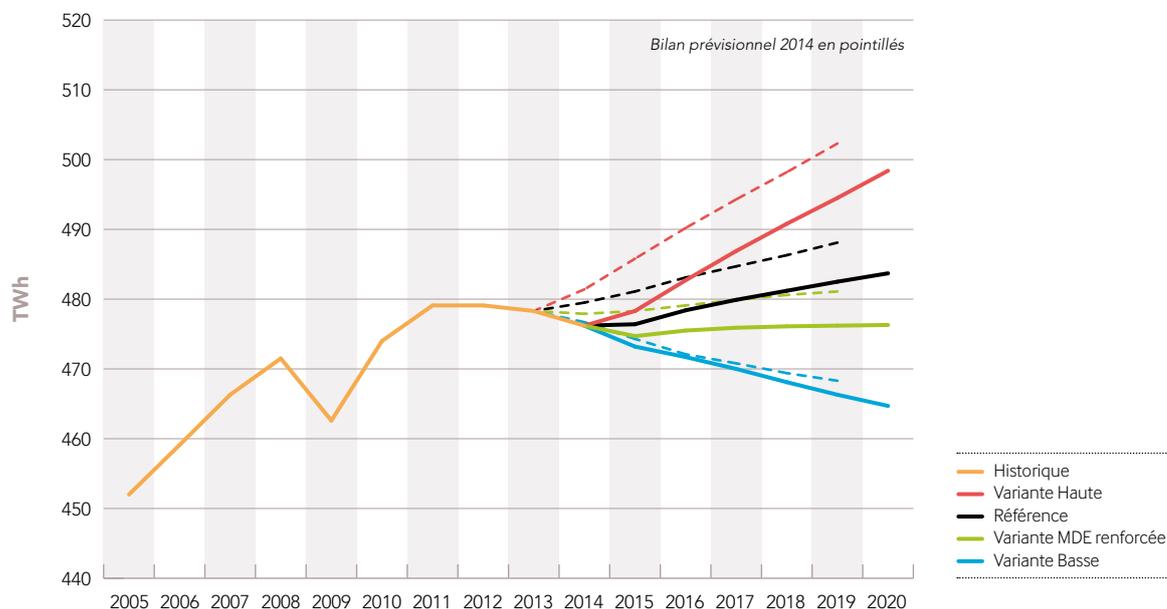
Cette évolution de la consommation peut être décomposée en trois parties :

- un effet « efficacité énergétique », qui évalue l'impact sur la demande totale de la réduction des consommations unitaires des équipements ;
- un effet « nouveaux usages et transferts », qui quantifie l'impact sur la demande du développement d'usages nouveaux (VE et VHR par exemple) ou venant se substituer à d'autres formes d'énergie (pompes à chaleur en substitution de chaudières fioul par exemple) ;
- un effet « volume », qui estime l'impact de la croissance du nombre de ménages et de l'activité économique, à consommation unitaire constante.

Décomposition de la croissance de la consommation intérieure de la France continentale dans le scénario « Référence »



Consommation intérieure annuelle d'électricité de la France continentale (à température de référence, hors enrichissement de l'uranium)



Le graphique suivant montre le poids de ces trois parts entre 2014 et 2020 dans le scénario « Référence ».

L'amélioration de l'efficacité énergétique (-24 TWh d'ici à 2020) est portée à 80% par les secteurs du bâtiment, résidentiel et tertiaire.

Au global, la prévision en énergie de la demande d'électricité de la France continentale s'élève à 482,9 TWh à l'horizon 2019 dans le scénario « Référence », contre 488,4 TWh dans le Bilan prévisionnel 2014, soit une révision à la baisse de 5,5 TWh.

Comparaison des consommations sectorielles du scénario « Référence » des éditions 2015 et 2014 du Bilan prévisionnel

en 2019, en TWh	BP 2014	BP 2015	Ecart	Observation
France continentale	488,4	482,9	-5,5	
dont résidentiel	160,9	160,6	-0,3	Légère révision à la baisse des consommations unitaires des appareils électroménagers et de la dynamique de développement des usages divers, recalage du nombre de ménages
dont tertiaire	144,6	142,4	-2,2	Calage, révision des perspectives économiques et plus forte efficacité énergétique
dont industrie	115,8	115,3	-0,5	Calage, révision des hypothèses macroéconomiques
dont transport, énergie et agriculture	29,7	28,5	-1,2	Calage, révision des hypothèses macroéconomiques, révision à la baisse de la dynamique de déploiement des VE/VHR
dont pertes	37,4	36,1	-1,3	Recalage du taux de pertes

2.3. La croissance de la pointe de consommation ralentit

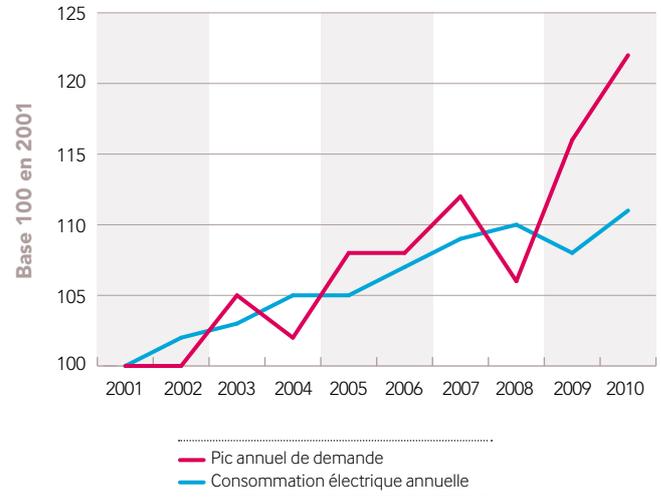
Les données historiques d'appels de puissance présentées dans cette partie sont issues de comptages, et donc à conditions climatiques réalisées avec prise en compte de l'effet des effacements de consommation. Les analyses prévisionnelles reposent en revanche sur des appels de puissance modélisés sur les cent chroniques annuelles de températures du référentiel climatique élaboré par Météo-France, et ne prennent pas en compte les effacements de consommation²⁹.

2.3.1. La pointe a augmenté deux à trois fois plus vite que l'énergie dans les années 2000

Les puissances maximales annuelles appelées ont fortement augmenté au fil des années et les nombreux pics de consommation atteints ces dernières années traduisent une dynamique toujours soutenue de la pointe. Durant la dernière décennie, on a ainsi constaté une augmentation des pics de consommation deux à trois fois plus rapide que celle de la consommation annuelle en énergie. L'observation de ce phénomène est la plus nette entre 2001 et 2010 car ces deux années ont connu un pic de consommation à la même période de l'année (mi-décembre) et avec le même écart à la température de référence (-6,4°C).

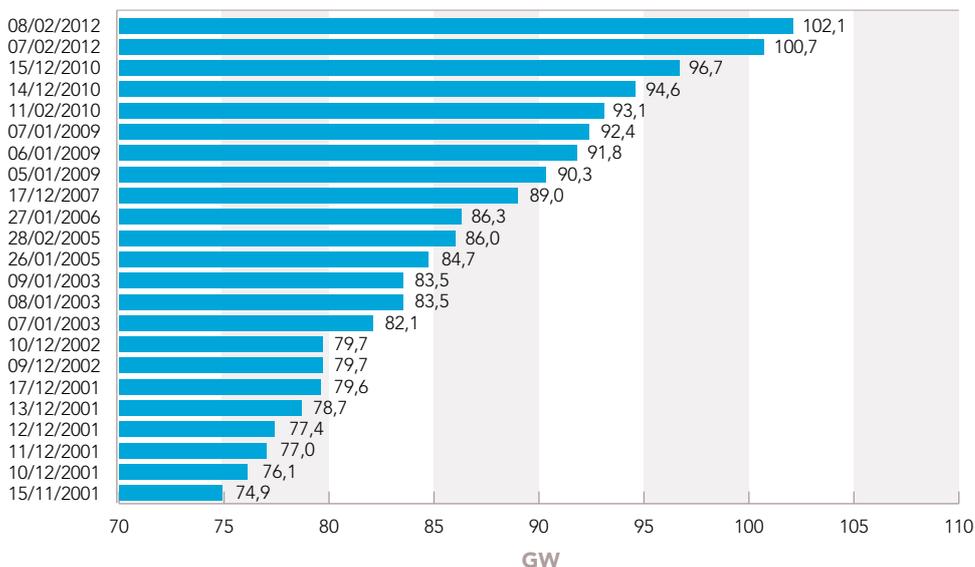
Cette dynamique de la pointe a été portée ces dernières années par le développement important d'usages résidentiels :

Évolutions comparées de la croissance de la pointe et de l'énergie entre 2001 et 2010



► Au premier ordre, des usages thermosensibles : le chauffage électrique qui s'est largement développé depuis la fin des années 70, avec pour corollaire l'émergence d'une variabilité des pointes annuelles de puissance appelée, selon les fluctuations de la rigueur climatique hivernale. Le développement du chauffage électrique a connu un regain de vigueur entre 2005 et 2009 avec une part de marché dans la construction neuve supérieure à 60%. En 2013, un peu plus d'un tiers du parc de logements français (neuf et ancien) était chauffé à l'électricité, soit 9,8 millions de logements environ.

Pics historiques de consommation depuis 2001



²⁹ En termes d'équilibre offre-demande du système électrique, il est équivalent d'accroître la production ou de réduire la consommation. Les effacements de consommation sont donc considérés dans nos analyses comme un moyen de production (cf. partie 3 « L'offre de production en France »)

+ Contribution du chauffage électrique à la pointe de consommation

Dans le secteur résidentiel, le développement du chauffage électrique a été particulièrement soutenu entre 2005 et 2009, avec des parts de marché supérieures à 60%. Cet essor, conjugué à un marché de la construction neuve également très dynamique, a conduit à une croissance importante du parc de logements chauffés à l'électricité durant cette période. En effet, comme l'illustre le graphique ci-contre, entre 2005 et 2009, plus de 200 000 nouveaux logements chauffés à l'électricité se sont ajoutés chaque année au parc de logements existants.

Le secteur tertiaire a également bénéficié d'une situation favorable à la construction neuve durant cette période (cf. graphique ci-contre). Avec des parts de marché du chauffage électrique comprises entre 35% et 50%, de 6 à 8 millions de mètres carrés chauffés à l'électricité se sont ajoutés au parc existant chaque année.

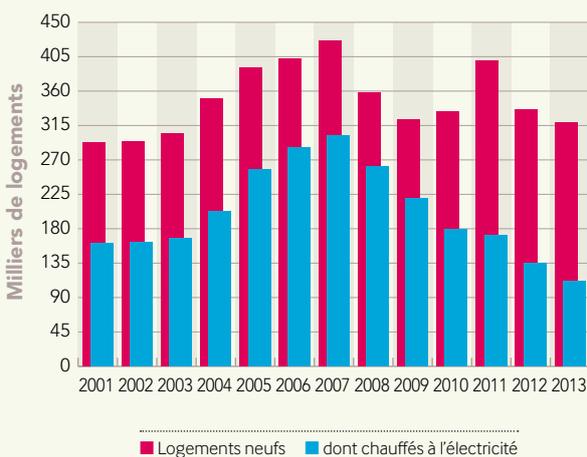
Ces nouvelles constructions résidentielles et tertiaires représentent entre 2006 et 2010* :

- ▶ une consommation supplémentaire de 7,5 TWh à température normale, soit près de 40% de la croissance de la consommation électrique,
- ▶ une contribution à la pointe « à une chance sur dix » proche de 4,5 GW, soit 60% environ de la croissance de la « pointe à une chance sur dix » durant ces cinq années.

Au cours de prochaines années cependant, l'impact des nouvelles constructions sur les consommations de chauffage électrique devrait diminuer fortement du fait de l'application de la réglementation thermique 2012. En effet, pour répondre aux exigences réglementaires, l'efficacité thermique des bâtiments est renforcée et le besoin de chauffage moindre. De plus, seuls les systèmes de chauffage performants permettent de répondre aux exigences de cette réglementation, ce qui explique le fort développement des pompes à chaleur dans les logements individuels et le parc tertiaire.

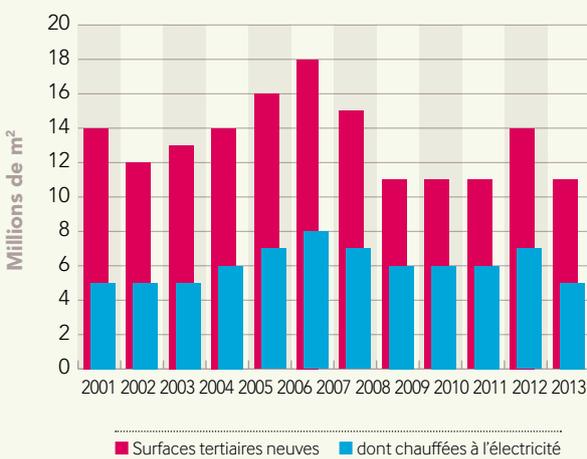
* Un décalage d'un an à un an et demi est retenu entre la date de mise en chantier du logement et sa date de livraison

Logements résidentiels neufs et chauffés à l'électricité



Sources : BatiEtude, SOeS

Surfaces tertiaires neuves et chauffées à l'électricité

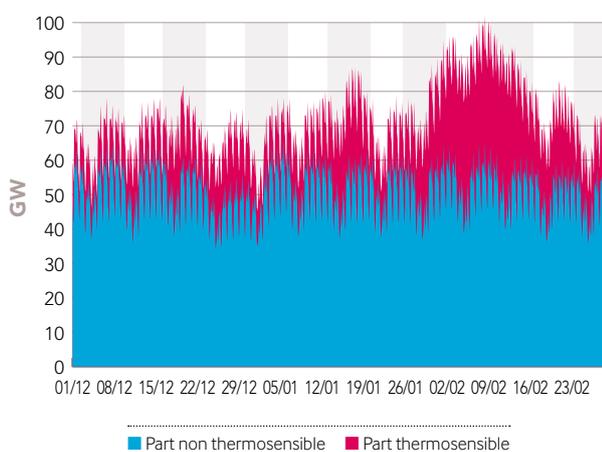


Sources : BatiEtude, SOeS

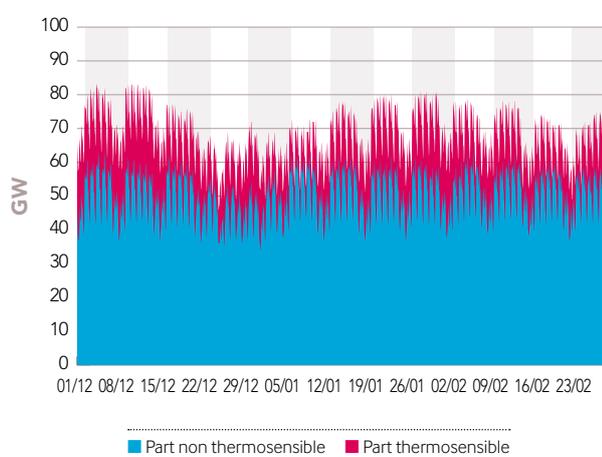
- Au deuxième ordre, des usages non thermosensibles, liés au rythme des activités domestiques (technologies de l'information et de la communication, petit électroménager, etc.).

L'usage du chauffage électrique augmente la sensibilité de la consommation aux températures froides : elle est aujourd'hui estimée à 2 400 MW par degré Celsius à 19 heures³⁰. Cette sensibilité n'a cessé de progresser ces dix dernières années, gagnant près de 70 MW par an. Cette dynamique semble cependant connaître un ralentissement récent.

Parts thermosensible et non thermosensible de la consommation électrique sur l'hiver 2011-2012



Parts thermosensible et non thermosensible de la consommation électrique sur l'hiver 2013-2014



La thermosensibilité de la consommation d'électricité est bien plus importante en France que dans les autres pays d'Europe. À elle seule, la France représente près de la moitié de la thermosensibilité européenne. Cette spécificité française explique la vigilance toute particulière qu'exerce RTE lors des vagues de froid, où le niveau de la puissance appelée peut être très élevé. Ainsi, lors de la pointe particulièrement froide de l'hiver 2011-2012, on estime que 40% de la consommation d'électricité appelée était le fait du chauffage électrique³¹.

À l'inverse, l'année 2014 a été particulièrement douce, le maximum de consommation s'est établi le 9 décembre à 82,5 GW, soit 20 GW de moins qu'en 2012. C'est aussi le niveau le plus faible enregistré depuis 2004. Le minimum de consommation de 29,5 GW a été observé le 17 août et reste stable depuis dix ans.

2.3.2. De nouveaux usages sont amenés à déformer le profil de consommation

L'apparition de nouveaux usages ou leur évolution technologique sont à même de déformer très progressivement le profil des appels de puissance.

Ainsi, le développement des **pompes à chaleur** a des conséquences sur les consommations en énergie mais également sur les appels en puissance. En effet, le profil de charge des pompes à chaleur est différent de celui du chauffage par effet Joule : leur coefficient de performance (COP), rapport entre l'énergie consommée et l'énergie restituée, diminue lorsque l'écart de température entre le milieu de prélèvement et le milieu de restitution des calories augmente.

La technologie de la pompe à chaleur a connu des progrès importants sur les dernières années. Les modèles dotés de résistances thermiques d'appoint, fonctionnant lors des vagues de froid, sont aujourd'hui en voie de disparition et ne correspondent pas aux exigences requises par les labels de qualité. La normalisation NF PAC comporte par exemple des exigences minimales de COP à différentes températures de référence, dont une température à -7°C représentative du fonctionnement de la pompe à chaleur dans les périodes les plus froides. De telles exigences sont nécessaires pour éviter un comportement des pompes à chaleur en période de pointe qui soit comparable à celui du chauffage par effet Joule.

³⁰ La baisse d'un degré de température entraîne une croissance de la puissance appelée de 2 400 MW. ³¹ Cf. pages 34 et 35 du Bilan prévisionnel 2012 et une analyse détaillée dans le document « La vague de froid » disponible à l'adresse : http://www.rte-france.com/sites/default/files/rex_vague_froid-2012.pdf.

Compte tenu de la relation complexe entre la puissance consommée et les températures de la source et du milieu de restitution, les pompes à chaleur font l'objet d'une modélisation spécifique avec des profils de charge différents pour les systèmes air-air et air-eau. Le graphique ci-contre représente les profils d'appels de puissance pour ces différents types de pompes à chaleur ainsi que pour la technologie des convecteurs.

La production d'**eau chaude sanitaire** est également appelée à évoluer. Les ballons électriques à accumulation, peu compatibles avec la RT 2012, régressent, tandis que les chauffe-eau thermodynamiques ou à énergie renouvelable³² sont en pleine expansion. Dans le même temps, le nombre de chauffe-eau solaires individuels installés dans la construction neuve s'est très fortement réduit. Ces derniers sont en effet plus coûteux et plus contraignants à installer (orientation, inclinaison du toit...) que les chauffe-eau thermodynamiques.

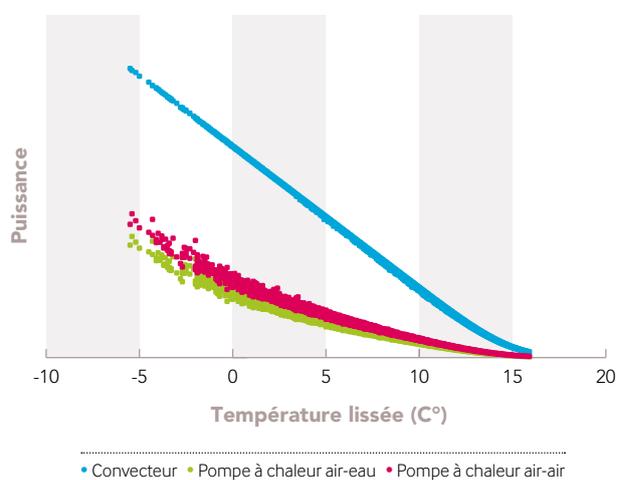
Les chauffe-eau à accumulation sont actuellement largement asservis aux signaux tarifaires pour une puissance estimée à 8 GW. Ce niveau devrait se réduire avec le développement des nouveaux équipements – chauffe-eau thermodynamiques et solaires – pour deux raisons :

- ▶ ces solutions étant performantes sur le plan énergétique, la souscription à ce signal tarifaire pourrait s'avérer économiquement moins intéressante ;
- ▶ 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.

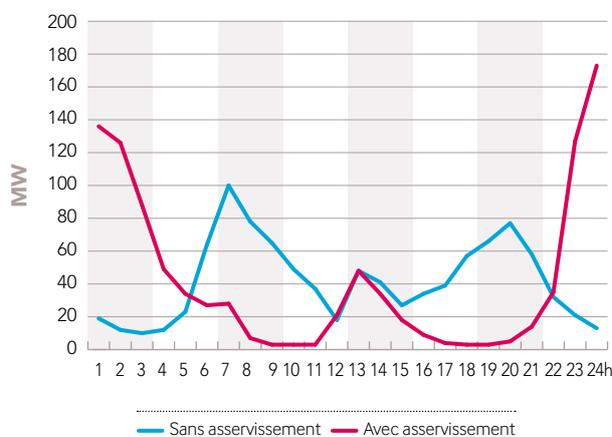
Or, sans asservissement tarifaire, les périodes de chauffe pourraient avoir lieu au plus près des activités culinaires et sanitaires consommatrices d'eau chaude, en matinée et autour de 19h. Elles accentueraient alors les appels de puissance aux pointes de consommation électrique mais moins que ne l'auraient fait des logements neufs équipés en chauffe-eau à accumulation non asservis. La problématique est similaire pour les chauffe-eau solaires avec appoint électrique. Ce dernier pourrait conduire à des appels de puissance le matin et le soir en hiver pour compenser l'absence de rayonnement.

Le graphique ci-contre illustre l'effet de l'asservissement des chauffe-eau sur les profils de charge.

Appels de puissance de pompes à chaleur et de convecteurs en fonction de la température lissée pour un même parc de logements



Profil normé³³ de consommation pour l'eau chaude sanitaire selon le mode d'asservissement



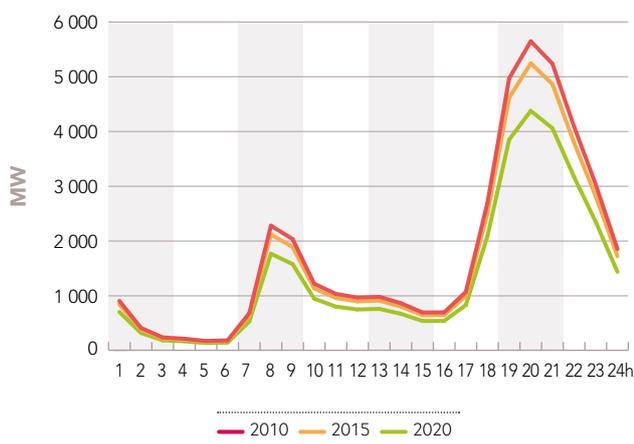
Dans le domaine de l'**éclairage**, les ampoules à incandescence ne sont désormais plus autorisées à la vente³⁴. Les ampoules halogènes les moins performantes bénéficient d'un sursis jusqu'à 2016. L'affichage de la classe énergétique des ampoules (de la classe A pour les plus économes à la classe G pour les plus énergivores) est obligatoire sur leur emballage. À terme, seules les lampes performantes, classées A (ou B pour certains halogènes haute efficacité) subsisteront.

³² Les sources d'énergie renouvelables entrant dans le champ de la RT 2012 sont des capteurs solaires thermiques pour la production d'eau chaude sanitaire, les panneaux photovoltaïques pour la production d'électricité, les chaudières ou les poêles à bois, le raccordement à un réseau de chaleur alimenté à plus de 50% par des énergies renouvelables. ³³ Le profil normé est le profil correspondant à une énergie moyenne journalière égale à 1 ³⁴ Depuis le 1^{er} janvier 2013

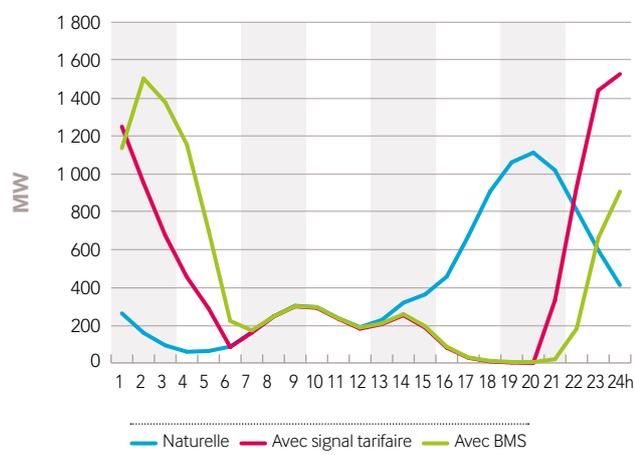
Cette évolution, dont les effets sont déjà perceptibles, est importante en matière de consommation comme de puissance. L'éclairage résidentiel est en effet actuellement estimé à 9 TWh de consommation annuelle contre 11 TWh en 2008, avec une puissance appelée proche de 5 GW entre 19h et 21h contre 6 GW en 2008. Avec la disparition relativement rapide du parc d'ampoules installées³⁵ et des stocks résiduels, l'effet de cette disposition réglementaire devrait être sensible à court terme.

Le graphique ci-dessous présente l'évolution de l'éclairage résidentiel pour un jour de janvier.

Exemple d'évolution du profil journalier de l'éclairage résidentiel d'un jour de janvier



Courbe de charge d'un jour ouvrable de janvier pour un parc d'un million de VE/VHR



Dans le secteur tertiaire, l'éclairage des bâtiments est le troisième poste de consommation et représente près de 17 % de la consommation du secteur tertiaire, soit 23 TWh. L'incandescence est très peu utilisée, les économies sont surtout attendues par l'implantation des technologies émergentes (LED, fluorescence) éventuellement associées à des systèmes performants de gestion combinant la détection de présence et la variation d'intensité lumineuse en fonction de la lumière naturelle. De ce fait, leur généralisation est supposée plus progressive. Selon l'ADEME³⁶, les gisements d'économie d'énergie sont considérables, ils pourraient atteindre 77 % en milieu scolaire, pour un temps de retour sur investissement inférieur à quatre ans.

Enfin, dans le but de réduire les consommations d'énergie et les nuisances lumineuses, l'éclairage nocturne des bâtiments non résidentiels (bureaux, commerces, bâtiments publics, façades et vitrines notamment) est limité depuis le 1^{er} juillet 2013. De plus, depuis le 1^{er} juillet 2012, les publicités et préenseignes lumineuses doivent être éteintes entre 1h et 6h du matin, dans les agglomérations de moins de 800 000 habitants.

L'éclairage public fait également l'objet d'une attention particulière. Les potentiels d'efficacité énergétique sont conséquents, mais les technologies LED sont encore trop coûteuses pour envisager une généralisation à court terme.

Au-delà de l'énergie consommée, l'impact en puissance de la charge des **véhicules électriques** représente un enjeu important pour la sûreté du système électrique. Il s'agirait d'inciter, par exemple via des signaux tarifaires, au rechargement des véhicules électriques en dehors des périodes de pics de consommation. Le graphique ci-contre illustre ces enjeux au travers des différents profils de charge d'un parc de véhicules électriques et hybrides rechargeables qui pourraient émerger selon le type de charge :

- profil « charge naturelle » : les véhicules sont rechargés en fonction du besoin, sans contrainte réglementaire ni incitation tarifaire pour décaler les heures de recharge ; dans ce cas, l'impact sur la pointe journalière est particulièrement marqué ;
- profil « signal tarifaire » : les véhicules sont rechargés pendant les heures creuses à la réception d'un signal tarifaire par simple incitation tarifaire ;
- profil « BMS³⁷ » : par rapport au profil « signal tarifaire », une partie des recharges est effectuée en mode BMS, avec un report encore plus marqué sur les heures nocturnes.

³⁵ La durée de vie moyenne d'une ampoule à incandescence est de l'ordre de 1000 heures, soit environ une année sur la base de trois heures d'utilisation quotidienne. ³⁶ « Rénovation de l'éclairage dans les bâtiments tertiaires », brochure disponible sur le site web de l'ADEME : <http://www.ademe.fr/renovation-leclairage-batiments-tertiaires> ³⁷ 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.

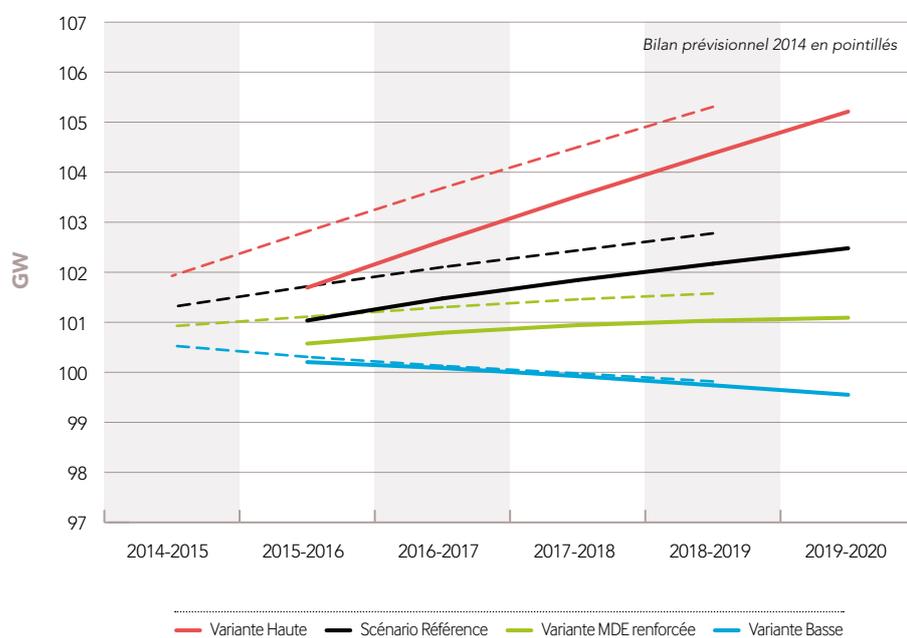
Selon le mode de charge ou, plus probablement, la combinaison de modes de charge qui émergera, l'impact sur l'équilibre du système électrique sera fortement contrasté.

Dans le scénario «Référence», l'hypothèse d'une recharge à 60% naturelle et 40% pilotée en moyenne est retenue.

2.3.3. La croissance de la pointe de consommation ralentit et rejoint celle de l'énergie

L'indicateur de la pointe «à une chance sur dix» évolue en cohérence avec les différents scénarios de consommation et leur progression en énergie. La projection à moyen terme de cet indicateur est revue à la baisse de 0,6 GW environ à l'horizon de l'hiver 2018-2019 dans le scénario «Référence» par rapport au Bilan prévisionnel 2014.

Prévisions de l'indicateur de la pointe «à une chance sur dix» et comparaison avec le Bilan prévisionnel 2014



Prévisions de l'indicateur pointe «à une chance sur dix» par scénario

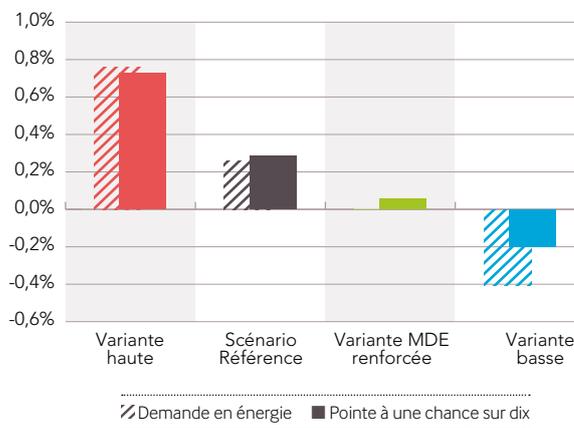
GW	Pointe «à une chance sur dix»					TCAM*
	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	
Haute	101,7	102,6	103,5	104,4	105,2	0,9%
Référence	101,0	101,5	101,8	102,2	102,5	0,4%
MDE renforcée	100,6	100,8	100,9	101,0	101,1	0,1%
Basse	100,2	100,1	99,9	99,7	99,6	-0,2%

* Taux de croissance annuel moyen

La dynamique de progression de cet indicateur ralentit au fil des ans pour atteindre des niveaux de croissance équivalents à ceux de la consommation en énergie sur la période 2015-2020, alors qu'il a crû deux à trois fois plus vite au cours de la décennie passée. Ce fléchissement est directement lié aux mesures d'efficacité énergétique, entraînant une moindre croissance des consommations de chauffage électrique du bâti, dans le prolongement des mesures déjà en place dans le logement neuf.

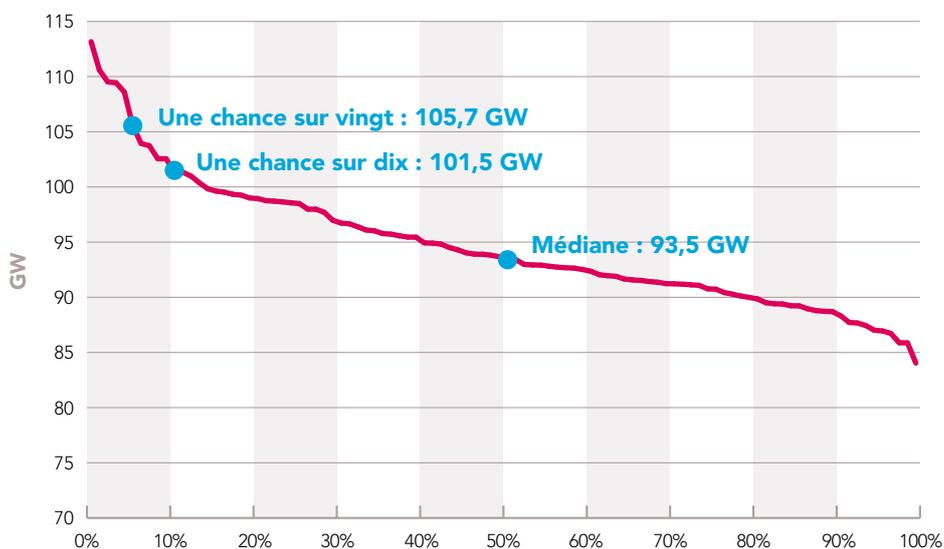
On peut noter qu'il faut attendre l'hiver 2018-2019 pour que l'indicateur pointe «à une chance sur dix» atteigne, dans le scénario «Référence», à nouveau le niveau de 102,1 GW observé lors de la vague de froid de février 2012. Cela s'explique par l'ampleur de cette vague de froid qui a dépassé celle de la vague de froid «décennale» retenue pour le calcul de l'indicateur. Des scénarios climatiques plus rigoureux que celui de la vague de froid décennale sont toutefois étudiés dans le cadre du Bilan prévisionnel. Ainsi, comme l'illustre le graphique suivant, la puissance «à une chance sur vingt» s'établit-elle pour l'hiver

Comparaison de la croissance de la demande en énergie et en puissance TCAM sur la période 2014-2020



2016-2017 à 105,7 GW dans le scénario «Référence», soit une valeur plus élevée de 4,2 GW à celle de l'indicateur «pointe à une chance sur dix».

Monotone des pics annuels d'appel de puissance par scénario climatique Scénario «Référence» pour l'hiver 2016-2017



PARTIE 3

L'évolution de l'offre en France

3.1

Les énergies renouvelables

3.2

Le parc nucléaire

3.3

Le parc thermique à flamme

3.4

Les effacements

3.5

Synthèse du parc de production

L'évolution de l'offre en France

Pour couvrir sa consommation, le système électrique français s'appuie sur une offre constituée d'installations de production, situées en France comme à l'étranger, et de capacités d'effacements de consommation. Plusieurs filières aux caractéristiques et contraintes très diverses composent le parc de production actuel. Certaines installations fournissent une production pouvant être qualifiée de « base », destinée à couvrir un volume de consommation régulier sur l'année. D'autres, plus flexibles et pouvant être qualifiées de « semi-base » ou « pointe », produisent une électricité plus facilement ajustable à une demande dont les variations sont plus ou moins prévisibles et rapides. D'autres encore fournissent une énergie intermittente dépendante des conditions climatiques et prioritaire sur le réseau.

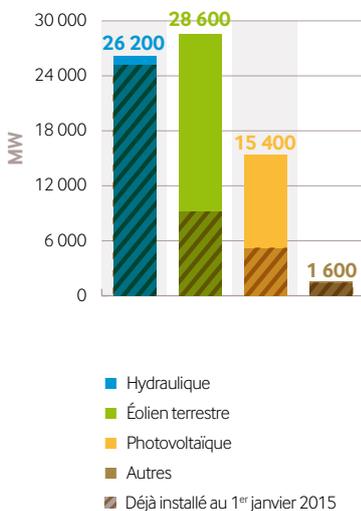
3.1. Les énergies renouvelables

L'ambition de développement des énergies renouvelables fait l'objet d'un document de planification élaboré par les conseils régionaux et les préfetures : le schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie ou SRCAE. Au 1^{er} janvier 2015, l'ensemble de ces schémas ont déjà tous été publiés.

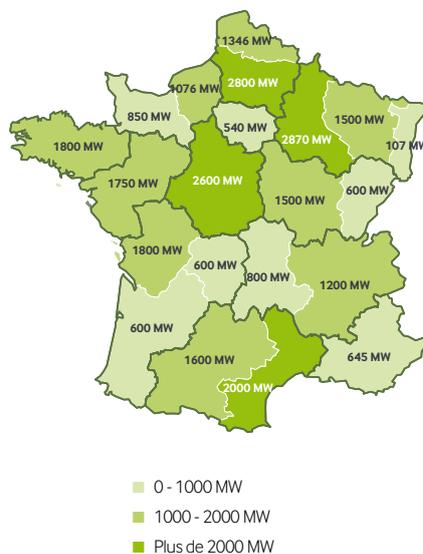
Les graphiques ci-dessous décrivent le cumul des objectifs à 2020 de ces SRCAE. La somme de ces ambitions est largement supérieure à la cible nationale inscrite par les pouvoirs publics dans la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité arrêtée en 2009.

Ambitions de développement des énergies renouvelables à 2020 inscrites aux SRCAE*

Ambitions des SRCAE à 2020 sur l'ensemble France métropolitaine (hors Corse)



Ambitions des SRCAE pour l'éolien terrestre à 2020



L'observation du rythme actuel de développement laisse augurer que l'atteinte de ces objectifs interviendra plus vraisemblablement post 2020. En outre, ces objectifs sont amenés à être revus avec la promulgation de la prochaine programmation pluriannuelle de l'énergie. Aussi, dans l'attente de ces nouveaux objectifs, ce Bilan prévisionnel conserve une vision prudente de développement des énergies renouvelables dans l'élaboration de ses hypothèses de moyen terme. En revanche, à plus long terme, les SRCAE sont un bon indicateur du potentiel de développement de ces filières et montrent que le gisement d'énergies renouvelables est significatif.

3.1.1. L'éolien terrestre

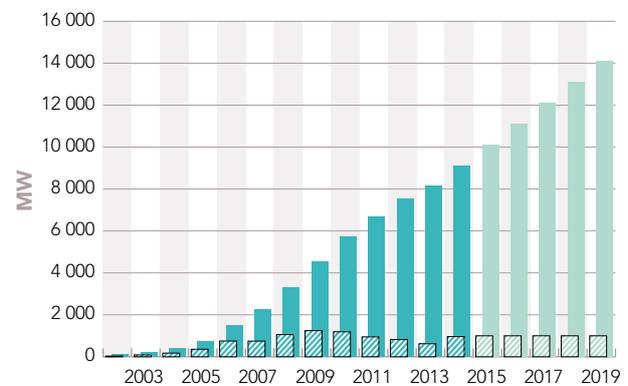
Les hypothèses sur le parc installé à moyen terme

Au 1^{er} janvier 2015, la puissance cumulée du parc éolien en France s'élevait à 9,1 GW, avec un rythme d'installation qui s'est accru en 2014 (+963 MW) par rapport à 2013 (+621 MW).

Cette reprise du rythme d'installation, après plusieurs années de baisse, peut s'expliquer par un environnement devenu plus favorable :

- Les conditions de financement se sont améliorées avec la baisse continue des taux d'intérêt qui permet à un plus grand nombre de projets de se concrétiser ;
- Les incertitudes juridiques sur le tarif d'achat éolien, qui ont provoqué un phénomène d'attentisme courant 2013, sont désormais levées. La validation par la Commission européenne du dispositif en mars 2014, puis la signature par le gouvernement d'un nouvel arrêté tarifaire, ont permis de sécuriser le dispositif de l'obligation d'achat dont bénéficient les professionnels de l'éolien ;
- De nombreuses simplifications administratives ont été apportées par 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. Parmi ces évolutions, les zones de développement éolien (ZDE) ont été supprimées, de même que la règle du minimum de cinq mâts par parc ;
- Par ailleurs, dans le cadre du « choc de simplification », une expérimentation visant à tester une procédure d'autorisation unique pour les projets éoliens a été mise en place par le gouvernement en mai 2014 dans sept régions et pour une durée de trois ans. Par la suite, elle a été étendue géographiquement⁴⁵ et dans la durée, et

Hypothèses d'évolution du parc éolien terrestre



■ Puissance installée dans l'année (historique) ■ Puissance cumulée en fin d'année (historique)
 ▨ Puissance installée dans l'année (prévision) ■ Puissance cumulée en fin d'année (prévision)

visé à faciliter l'aboutissement des projets en limitant l'instruction à dix mois⁴⁶, contre deux à trois ans aujourd'hui. L'objectif à terme est d'aboutir à un permis unique, permettant de diviser par deux les délais de réalisation des projets, qui sont actuellement de 6 à 8 ans.

Du fait de ces éléments, et compte tenu du redémarrage de la filière en 2014, les hypothèses sont revues à la hausse sur le moyen terme. Le rythme d'installation retenu est de 1000 MW par an au lieu des 800 MW par an envisagés dans le précédent Bilan prévisionnel 2014.

Le facteur de charge éolien

Le parc éolien a produit 17 TWh au cours de l'année 2014. Le facteur de charge annuel moyen s'élève à 22,9% sur les cinq dernières années, ce qui équivaut, en énergie, à 2000 heures environ de fonctionnement à pleine puissance. Globalement, le facteur de charge annuel moyen présente une bonne stabilité au cours des cinq dernières années : sa variation est de l'ordre de 1% à la hausse ou à la baisse autour de sa moyenne.

Historiques du facteur de charge éolien annuel

Année	2010	2011	2012	2013	2014
Facteur de charge annuel	22,5%	21,7%	24,0%	23,2%	22,6%

⁴⁵ Le projet de loi relatif à la transition énergétique a généralisé le dispositif expérimental de l'instruction unique à l'ensemble du territoire et le projet de loi pour la croissance et l'activité a pérennisé ce dispositif expérimental au-delà des trois ans de l'expérimentation. ⁴⁶ Hors recours.

L'évolution du facteur de charge mensuel de l'ensemble du parc français est plus erratique, entre des minima inférieurs à 20% et des maxima de l'ordre de 40%. Il suit très nettement une trajectoire saisonnière, avec une production plus forte en hiver qu'en été, comme l'illustre le graphique de la page suivante.

Pour l'appréciation du risque d'équilibre offre/demande, le facteur de charge durant les mois d'hiver joue un rôle majeur. Le facteur de charge moyen du mois de janvier était de l'ordre de 30% sur les cinq dernières années, avec un écart type d'environ 5%.

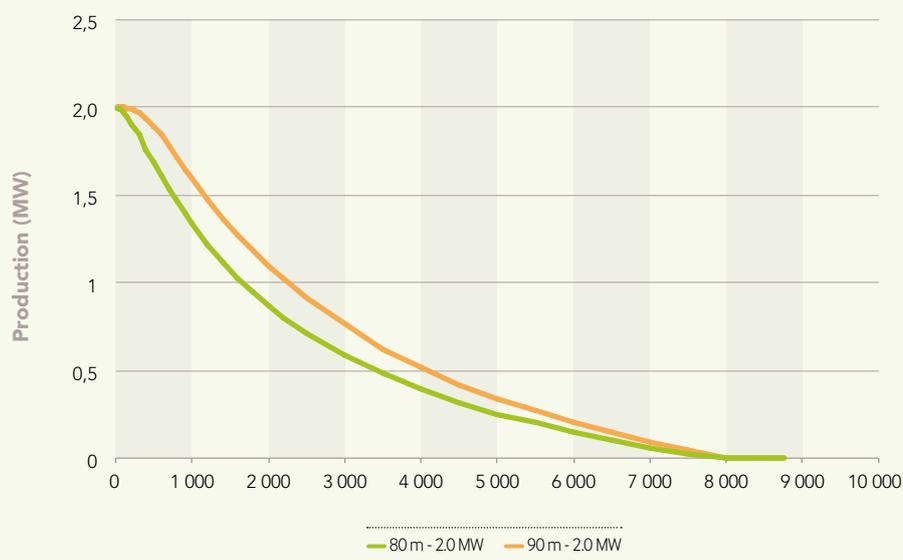


Les caractéristiques des machines et leur impact sur le facteur de charge

Les machines éoliennes ont des profils de facteur de charge qui dépendent du ratio « puissance maximale/surface du rotor ». Plus précisément, à puissance maximale identique de la génératrice, plus le rotor est de grande taille, plus la production annuelle et le facteur de charge seront élevés.

Cette caractéristique se vérifie de façon très concrète sur des parcs proches géographiquement et composés de machines de dimensions différentes mais de capacités identiques, comme l'illustre le graphique ci-dessous, où la seule différence entre les machines est le dimensionnement du rotor.

Monotones de la production en 2014 (en moyenne par machine) de deux parcs éoliens, situés sur un même site, dotés de machines de puissance identique mais de rotors différents



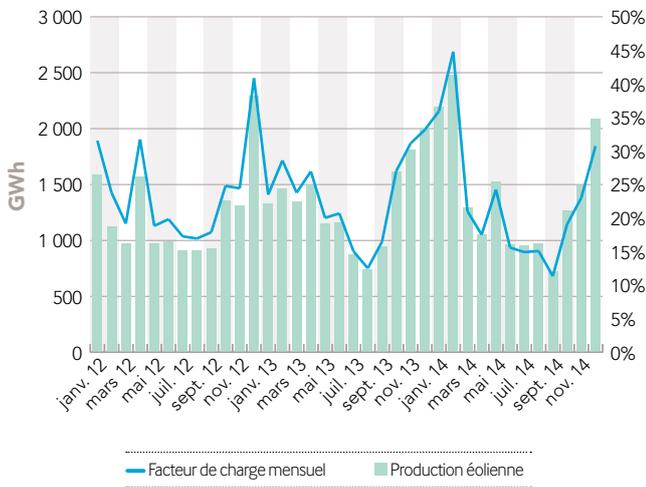
Les formes des monotones sont très semblables aux courbes de production théoriques. La machine la plus « toilée » est bien la plus productive : +22% en énergie produite annuellement, et un facteur de charge qui passe de 25% à 31%.

Globalement, dans les zones présentant des régimes de vent plus faibles, l'augmentation de la taille du rotor est une solution pour augmenter le productible et maintenir un facteur de charge significatif. C'est probablement une des raisons qui expliquent que

le facteur de charge des parcs nouvellement installés ne diminue pas par rapport à l'historique, bien qu'ils soient désormais installés dans des zones aux régimes de vent moins favorables.

Le mécanisme de soutien mis en place par les pouvoirs publics peut inciter les producteurs à dimensionner le ratio « puissance maximale/surface du rotor » afin de ne pas dépasser un certain niveau de productible.

Facteur de charge et production éolienne mensuels en France de 2012 à 2014



La prise en compte de l'aléa qui pèse sur les conditions de vent est donc nécessaire dans une analyse de risque sur l'équilibre offre-demande. Le modèle probabiliste utilisé pour le Bilan prévisionnel intègre plusieurs chroniques de facteurs de charge au pas horaire, dans chaque pays, corrélées géographiquement entre elles. Ces chroniques sont élaborées par RTE et s'appuient en grande partie sur une base de données réalisées par l'université danoise DTU Wind en 2013, et utilisée dans le cadre des études menées par ENTSO-E. Cette base est construite à partir des données historiques de vent des années 2000 à 2011 et d'hypothèses d'évolution des parcs éoliens à l'horizon 2020.

3.1.2. L'éolien en mer

Deux appels d'offres ont déjà permis de lancer la planification de six parcs éoliens en mer, pour une puissance totale de près de 3000 MW.

Les projets retenus à l'occasion du premier appel d'offres totalisent environ 2000 MW sur quatre sites : 480 MW à Saint-Nazaire (Loire-Atlantique), 450 MW à Courseulles-sur-Mer (Calvados), 498 MW à Fécamp (Seine-Maritime) et 500 MW à Saint-Brieuc (Côtes-d'Armor). Ces projets présentent un certain nombre de défis à relever : environnementaux, d'acceptabilité mais aussi technologiques avec la mise en place de turbines de nouvelle génération. Leur mise en service était prévue, selon les termes de l'appel d'offres, entre 2018 et 2020.

Les projets retenus dans le cadre du second appel d'offres représentent environ 1000 MW répartis sur deux sites : 496 MW au Tréport et 496 MW à Noirmoutier. La mise en service de ces parcs est prévue à l'horizon 2023.

Sur le moyen terme, l'hypothèse retenue dans le cadre du Bilan prévisionnel est celui d'une mise en service progressive des projets retenus dans le cadre du premier appel d'offres, avec l'installation de 1000 MW au cours de l'année 2019, et de 1000 MW supplémentaires courant 2020.

3.1.3. Le solaire photovoltaïque

Les hypothèses sur le parc installé à moyen terme

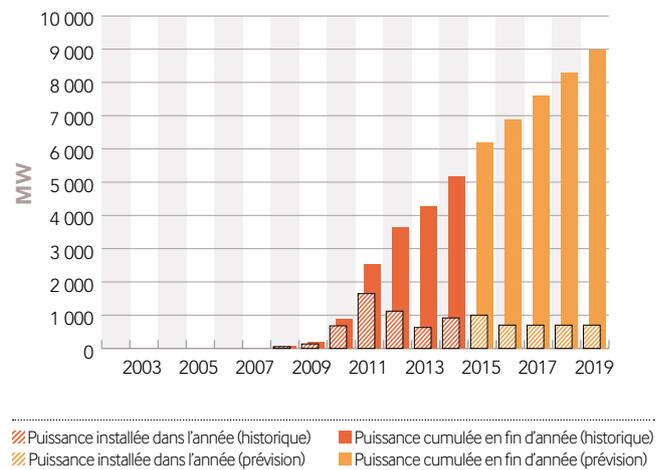
Au 1^{er} janvier 2015, le parc photovoltaïque en France continentale s'élevait à 5,2 GW. Un volume d'un peu plus de 900 MW a été raccordé durant l'année 2014.

Le solaire photovoltaïque est une filière qui a été marquée par des cycles d'accélération et de retournement très marqués, en France comme dans le reste des pays de l'Union européenne. Les baisses de coût des matériels ont été très significatives. À long terme, certains observateurs font le pari d'un développement de cette filière sans subvention ; à moyen terme il repose néanmoins pour l'essentiel sur les dispositifs de soutien mis en place.

En 2015, un des plus grands projets français de centrale au sol devrait être mis en service en Gironde. Le projet Cestas, développé par Neoen et représentant une capacité de 300 MW, bénéficie d'un tarif à 105 €/MWh. Le tarif « centrale au sol » fixé par les arrêtés actuellement en vigueur est nettement inférieur et limite la possibilité que d'autres projets similaires se développent.

Au-delà, de nombreuses incertitudes pèsent sur la filière et sur l'évolution des mécanismes de soutien.

Hypothèses d'évolution du parc solaire photovoltaïque



Dans une approche prudente, le Bilan prévisionnel retient l'hypothèse d'une croissance du parc de 1000 MW en 2015, suivie par l'installation de 700 MW par an tous les ans jusqu'en 2020.

Le facteur de charge photovoltaïque

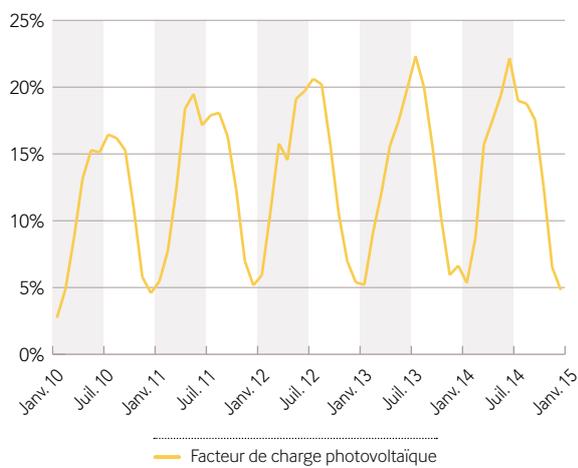
Le facteur de charge moyen en 2014 a été de 14 %. Le photovoltaïque a produit 5,9 TWh, en augmentation de 27 % par rapport à 2013.

Sans surprise, la production photovoltaïque se caractérise par une saisonnalité très marquée, son facteur de charge mensuel évoluant de 5 % en décembre à plus de 20 % lors des mois d'été.

À cette variabilité saisonnière, s'ajoute une périodicité journalière. Cette caractéristique est en train de modifier progressivement les périodes de tension sur les prix du système électrique au fur et à mesure de l'augmentation de la pénétration du photovoltaïque, en la concentrant de plus en plus en début de matinée (9h) et à la pointe du soir (19h). Du fait de la taille des parcs installés en Allemagne ou en Italie, ce phénomène est particulièrement marqué dans ces pays, où des phénomènes de prix spot très bas sont parfois observés au cours de la journée, reflétant une surabondance de production.

Comme pour la production éolienne, le modèle probabiliste utilisé pour le Bilan prévisionnel intègre plusieurs chroniques de facteurs de charge photovoltaïque au pas horaire,

Facteur de charge photovoltaïque mensuel moyen en France depuis 2011



⁴⁷ En accord avec la réglementation en vigueur, l'électricité produite à partir de déchets ménagers n'est considérée comme renouvelable qu'à hauteur de 50%. En effet, l'arrêté du 8 novembre 2007 stipule que « la production d'électricité renouvelable à partir d'une usine d'incinération d'ordures ménagères est égale à 50% de l'ensemble de la production d'électricité produite par l'usine ». Les chiffres de capacité installée et de production présentés dans ce paragraphe intègrent néanmoins la totalité du parc d'incinération de déchets ménagers. Dans la suite du document, les tableaux de puissances installées comptent 50% de la capacité des incinérateurs dans la filière « bioénergies » et 50% dans la filière « thermique décentralisé non renouvelable ».

dans chaque pays, corrélées géographiquement entre elles. Ces chroniques sont élaborées par RTE mais s'appuient en grande partie sur une base de données réalisées par l'université danoise DTU Wind en 2013, pour les études menées par ENTSO-E. Cette base est construite à partir des données historiques d'ensoleillement des années 2000 à 2011.

3.1.4. Les bioénergies

La filière des bioénergies est constituée des groupes thermiques fonctionnant avec des combustibles renouvelables. Elle comprend des installations produisant de l'électricité à partir de biomasse (bois, paille, marc de raisin...), de biogaz ou de déchets ménagers⁴⁷ ou de papeterie.

Toutes filières confondues, le parc thermique renouvelable s'élève à 1,1 GW au 1^{er} janvier 2015. La capacité installée a connu une croissance de 92 MW en 2014. Par rapport à l'éolien ou au photovoltaïque, la filière thermique renouvelable se caractérise par un fonctionnement relativement constant sur toute l'année, pour une production totale de 5 TWh en 2014.

Le parc de bioénergies raccordé au 1^{er} janvier 2015 représente la moitié de l'objectif national de raccordement à 2020. La somme des capacités installées et en file d'attente correspond aux deux tiers de cet objectif. Le rythme de développement relativement important ces dernières années est lié aux appels d'offres lancés en 2003, 2006, 2009 et 2010. Aucun appel d'offres n'a été relancé depuis 2010.

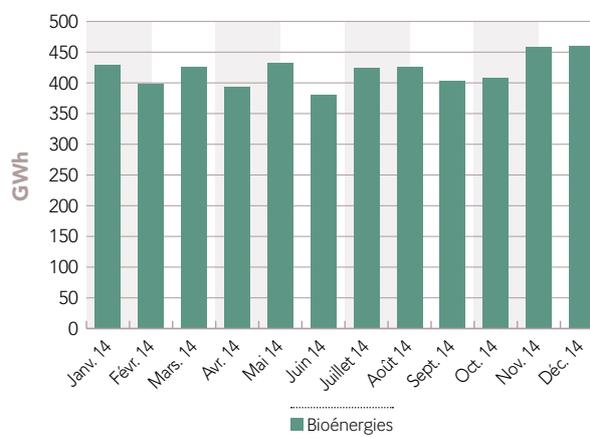
Le projet actuel le plus significatif de production d'électricité à partir de biomasse est celui de la reconversion de la centrale Provence 4, fonctionnant précédemment au charbon, prévue pour le second semestre 2015. Doté d'une puissance de 150 MW, ce projet a été retenu dans le cadre de l'appel d'offres de 2010. Son fonctionnement prévisionnel est de 7500 heures par an, soit un facteur de charge de près de 85%.

Au-delà de cette reconversion, les quelques projets actuellement en file d'attente sur les réseaux de transport et de distribution représentent un volume de moins de 100 MW, et aucun projet solide n'est prévu au-delà de 2017. De tels projets sont en effet difficiles à réaliser car ils nécessitent en général une contractualisation sur une longue durée auprès des acteurs de la filière bois. Par ailleurs, leur équilibre économique nécessite généralement une valorisation de la chaleur produite et donc un débouché pour celle-ci, ce qui constitue une difficulté supplémentaire. C'est pourquoi le

Bilan prévisionnel 2015 retient, outre la centrale Provence 4, la mise en service de 30 MW par an sur les années 2015, 2016 et 2017, puis un ralentissement du rythme d'installation sur les années suivantes, porté à 10 MW par an.

La filière biogaz présente les mêmes exigences en termes de débouché pour la chaleur et de contractualisation de l'approvisionnement. Les installations concernées sont de petite taille (moins de 1 MW en moyenne dans la file d'attente actuelle d'ERDF) et permettent, pour la plupart, la valorisation de déchets agricoles. Des difficultés liées à une maintenance parfois lourde et coûteuse font peser un risque sur la pérennité de certaines installations, et limite les perspectives de développement de la filière. Une stabilité de la filière est retenue dans le Bilan prévisionnel 2015.

Production mensuelle renouvelable de la filière bioénergies en 2014



+

Les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP)

Les STEP sont des installations qui présentent de multiples caractéristiques :

- ▶ La puissance de turbinage traduit la puissance maximale pouvant être produite par l'installation.
- ▶ La puissance de pompage correspond à la puissance maximale consommée par l'installation lorsqu'elle remonte de l'eau du bassin inférieur au bassin supérieur. Cette valeur peut être en pratique inférieure à la puissance de turbinage lorsque l'installation présente un certain nombre de turbines non réversibles fonctionnant uniquement en injection.
- ▶ Le rendement de ces installations est de l'ordre de 70% : une consommation des pompes de 1 MWh

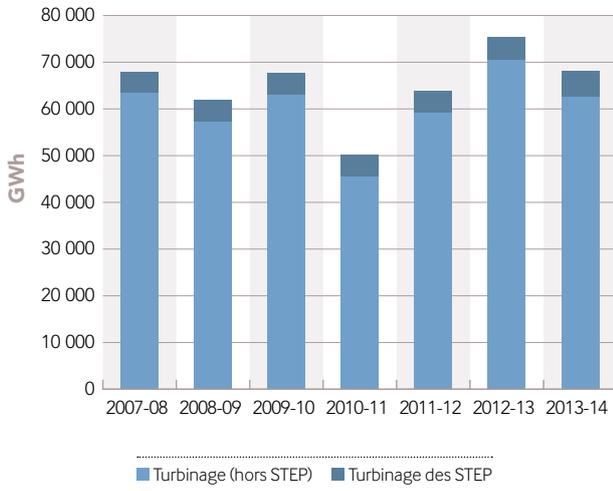
permettra de remonter d'aval en amont un volume d'eau qui, une fois turbiné, délivrera une production de 0,7 MWh.

- ▶ Les tailles des réservoirs à l'amont et à l'aval de la STEP qui conditionnent le volume d'énergie pouvant être stocké. Ces réservoirs peuvent être le cas échéant alimentés par des apports naturels significatifs.
- ▶ La valeur de 4,3 GW correspond à la somme des puissances de pompage des six principales STEP. Elle est à mettre en regard du chiffre de 5 GW qui correspond à la somme des puissances d'injection comme l'illustre le tableau suivant.

Les six principales STEP françaises

Centrale	Puissance de turbinage	Puissance de pompage
Le Cheylas	485 MW	480 MW
La Coche	320 MW	330 MW
Grand Maison	1690 MW	1275 MW
Montezic	910 MW	870 MW
Revin	808 MW	710 MW
Super Bissorte	742 MW	630 MW

Historique de production hydraulique



Enfin, la production d'électricité par incinération de déchets est supposée stable sur tout l'horizon de moyen terme, du fait qu'aucun projet significatif n'est en cours et qu'aucune évolution réglementaire n'est connue à ce jour.

3.1.5. L'hydraulique

L'équipement hydroélectrique français n'a que très peu évolué au cours des 25 dernières années. La puissance totale des installations est de 25,2 GW en France continentale et se décompose comme suit :

- ▶ 7,6 GW d'usines au fil de l'eau, dont la capacité du réservoir amont est très réduite (inférieure à deux heures) et ne permet pratiquement pas de stockage : la production de ces usines dépend uniquement des apports hydrauliques instantanés ;
- ▶ 4,2 GW de type «écluse», qui disposent d'un réservoir amont de taille moyenne (compris entre 2h et 400h), permettant de stocker l'eau en période de faible consommation selon des cycles journaliers (stockage la nuit, turbinage en journée) ou hebdomadaires (stockage la nuit et les jours de week-end, turbinage en jours ouvrables) mais guère au-delà ;
- ▶ 9,1 GW d'usines de lac, dont la capacité du réservoir permet un stockage sur une période beaucoup plus longue (durée de plus de 400 heures), offrant, sauf circonstances exceptionnelles, la garantie de pouvoir disposer de la puissance de l'usine indépendamment des conditions hydrologiques du moment ;
- ▶ 4,3 GW de STEP (station de transfert d'énergie par pompage), où le remplissage du réservoir amont à l'aide de pompes, en période de faible consommation résiduelle⁴⁸, permet de garantir la disponibilité de puissance de l'usine au moment des fortes consommations.

⁴⁸ La consommation résiduelle correspond à la consommation brute diminuée de la production fatale. Cette notion est définie dans la partie 6 de ce document.

La production hydraulique connaît des variations importantes d'une année sur l'autre, en fonction de la pluviométrie. La production hydraulique moyenne (hors supplément de production lié aux STEP) a été d'environ 60 TWh sur les dernières années. Celle-ci s'avère très variable d'une année sur l'autre avec des écarts de plus ou moins 10 TWh par rapport à la moyenne.

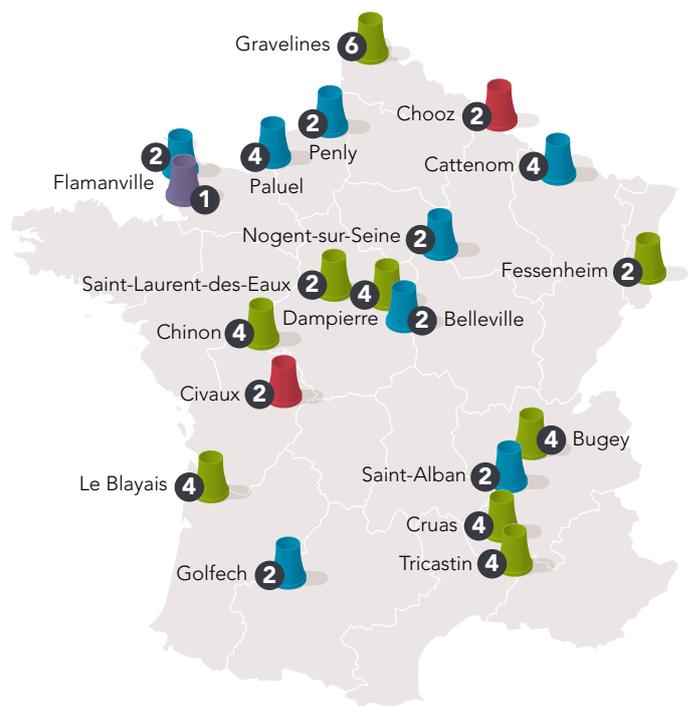
Le graphique ci-contre illustre la production hydraulique renouvelable (hors STEP) annuelle depuis 2008, ainsi que le volume d'injection des STEP (et issu du pompage). Ce dernier est stable d'une année sur l'autre, de l'ordre de 5 TWh.

3.2. Le parc nucléaire

3.2.1. Les hypothèses de parc installé et disponible à l'horizon de moyen terme

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

Carte des centrales nucléaires au 1^{er} janvier 2015



Source : IRSN

Puissance par réacteur : 900 MW (vert), 1300 MW (bleu), 1450 MW (rouge)
 1650 MW (EPR en construction) (x) Nombre de réacteurs par site

Ce parc est composé de trois paliers techniques standardisés :

- ▶ le palier « 900 MW » comprenant 34 réacteurs, dont notamment les réacteurs de Fessenheim ;
- ▶ le palier « 1300 MW » comprenant 20 réacteurs ;
- ▶ le palier « 1450 MW » ou « N4 » comprenant 4 réacteurs.

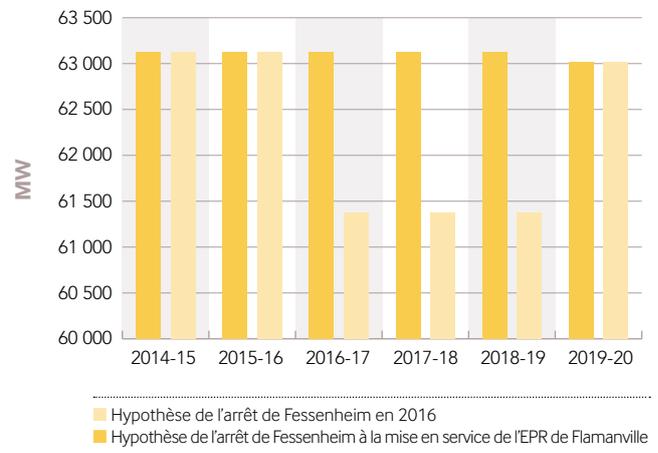
Comme l'illustre le tableau ci-après, le développement du parc nucléaire a fait l'objet d'un investissement très concentré sur la période 1980-1990, avec des pointes d'installations pouvant atteindre de 6000 à 7000 MW par an.

À moyen terme, ce parc devrait être complété d'un réacteur supplémentaire de type EPR (European Pressurised Water Reactor) d'une puissance nominale de 1650 MW, sur le site de Flamanville.

La date de mise en service de l'EPR a été décalée par EDF à fin 2018. Conformément à l'hypothèse prudente prise dans le cadre du Bilan prévisionnel précédent, l'hypothèse retenue est celle d'une disponibilité réduite de moitié au cours de l'hiver 2019-2020, avant d'atteindre une pleine disponibilité à l'hiver suivant.

Cette édition du Bilan prévisionnel considère deux hypothèses « enveloppes » relatives au parc nucléaire, dans le

Hypothèses d'évolution du parc nucléaire

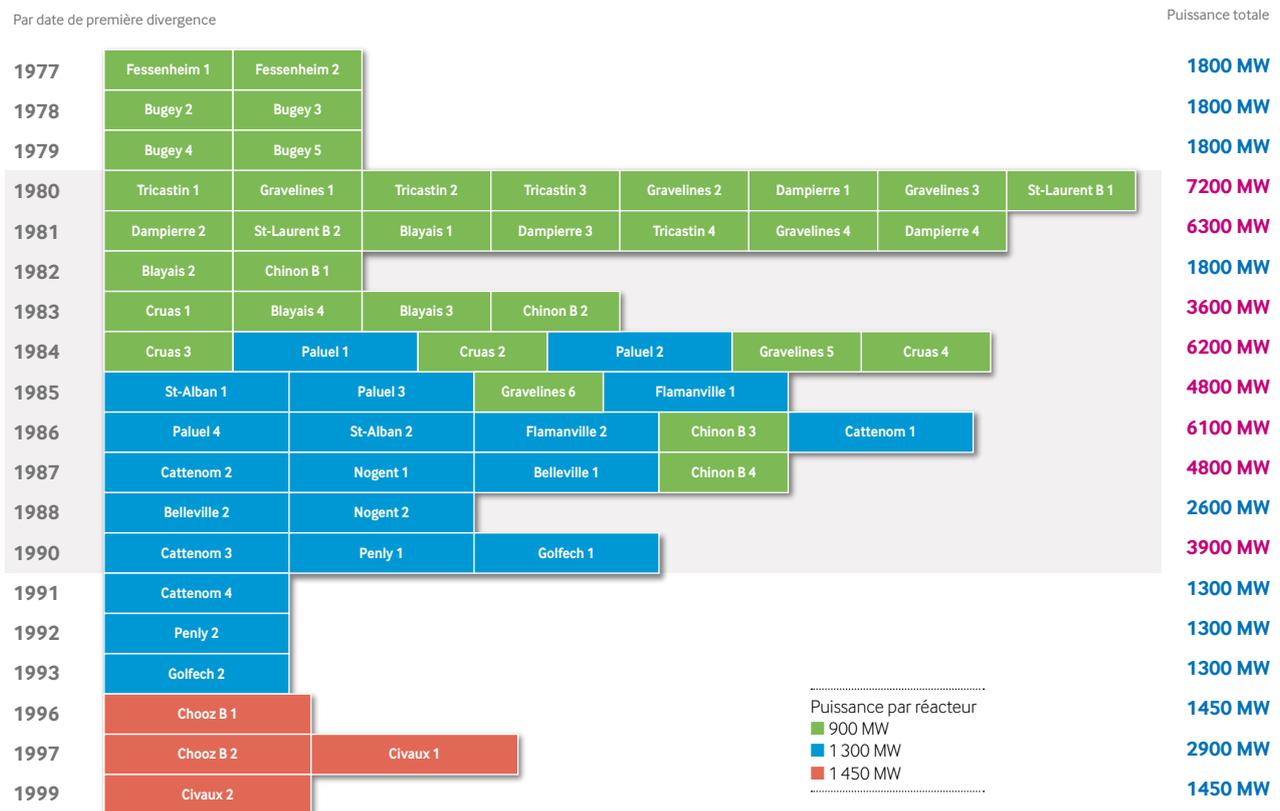


respect du seuil de 63,2 GW instauré dans la loi relative à la transition énergétique :

- ▶ l'arrêt de Fessenheim en 2016 ;
- ▶ l'arrêt de Fessenheim à la mise en service de l'EPR de Flamanville.

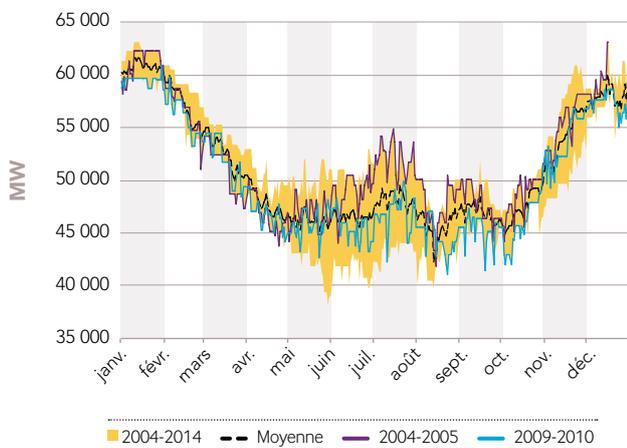
L'analyse de risque à moyen terme sera effectuée sur la base de chacune de ces hypothèses.

Parc nucléaire en France au 1^{er} janvier 2015

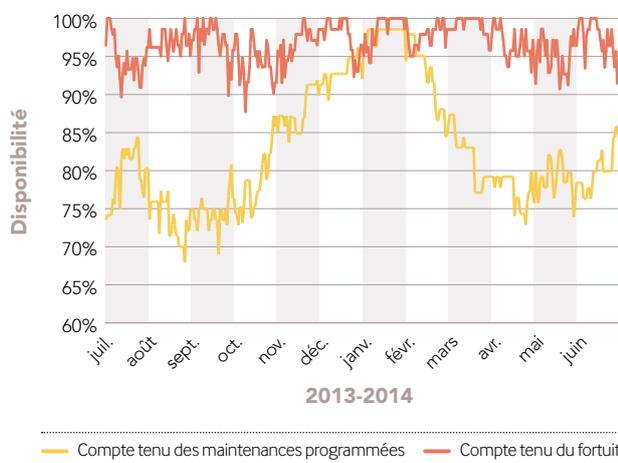
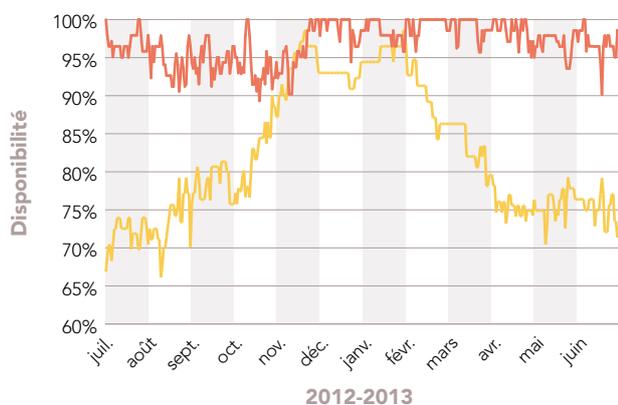


Source : ASN – décembre 2013

Historiques de disponibilité journalière du parc nucléaire sur la période 2004-2014



Exemples de chroniques de disponibilité journalière du parc nucléaire pour les années à cheval 2012-2013 et 2013-2014



Sources : données UFE et plateforme Transparence³⁸

Il convient de souligner que ces hypothèses de travail relatives à l'EPR et à la centrale de Fessenheim ne préjugent pas de la décision définitive des pouvoirs publics et des acteurs concernés, qui fera suite à la promulgation de la prochaine programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

3.2.2. L'évolution de la disponibilité et sa modélisation dans le Bilan prévisionnel

La disponibilité du parc nucléaire est un aléa important pour l'équilibre du système électrique, compte tenu du niveau de capacité installée. Les hypothèses retenues de l'évolution de cette disponibilité pour le Bilan prévisionnel sont similaires à celles de l'historique récent (2004-2014), tant en espérance qu'en dispersion. Cet historique est présenté à la figure ci-contre.

La trajectoire de disponibilité du parc nucléaire est le reflet du placement des maintenances programmées par EDF (rechargement en combustible ou arrêt de tranche pour maintenance lourde), mais également des indisponibilités fortuites (non prévues par le producteur).

Les maintenances programmées (ainsi que leur éventuelle prolongation) sont du premier ordre dans le calcul de la disponibilité globale. EDF optimise le placement des arrêts programmés au cours de l'année pour suivre les évolutions de la consommation : en hiver où la consommation est plus importante, la disponibilité du parc nucléaire augmente alors qu'en été elle diminue. En tenant compte uniquement des arrêts pour maintenance, la disponibilité programmée annuelle moyenne est de l'ordre de 85%.

Les indisponibilités fortuites des tranches en fonctionnement (pannes hors périodes d'arrêt programmé), très variables d'un jour à l'autre, sont en revanche statistiquement assez stables sur une période annuelle. Les indisponibilités liées aux arrêts fortuits sont estimées entre 2 et 3% du productible annuel.

Le niveau de disponibilité globale du parc nucléaire peut varier d'une année à l'autre, comme le montrent les graphiques ci-contre.

Du point de vue de l'équilibre offre-demande et du risque de défaillance, la disponibilité du nucléaire doit être particulièrement analysée durant les mois d'hiver.

L'analyse de l'historique sur les dix dernières années montre que la disponibilité du parc nucléaire est toujours plus élevée durant la période hivernale, et présente une variabilité plus réduite en hiver que le reste de l'année.

³⁸ http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_traders_fournisseurs/vie/prod/accueil.jsp

Les hypothèses du Bilan prévisionnel 2015 retiennent une disponibilité hivernale globale moyenne de plus de 90%, similaire à celle observée au cours des dix dernières années d'historique.

3.3. Le parc thermique à flamme

Cette catégorie comprend les groupes fonctionnant au charbon ou au fioul, les cycles combinés au gaz et les turbines à combustion. Les centrales thermiques à flamme sont généralement utilisées en France pour répondre à un besoin de semi-base (centrales charbon et cycles combinés au gaz) ou de pointe (centrales fioul, Diesel et turbines à combustion).

3.3.1. Les cycles combinés au gaz

De l'émergence d'une filière aux mises sous cocon³⁹

Dans un contexte d'ouverture du marché à la concurrence et stimulés par des perspectives 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, compris entre 57 et 61 %, contre 35% environ pour une centrale thermique classique. Par ailleurs, l'impact environnemental de ce type de centrales fonctionnant au gaz naturel est moindre que celui d'une centrale thermique classique, avec un taux d'émission de CO₂ réduit de moitié. Enfin, les perspectives de prix du gaz durablement basses laissent à l'époque entrevoir une forte compétitivité économique de ces moyens de production.

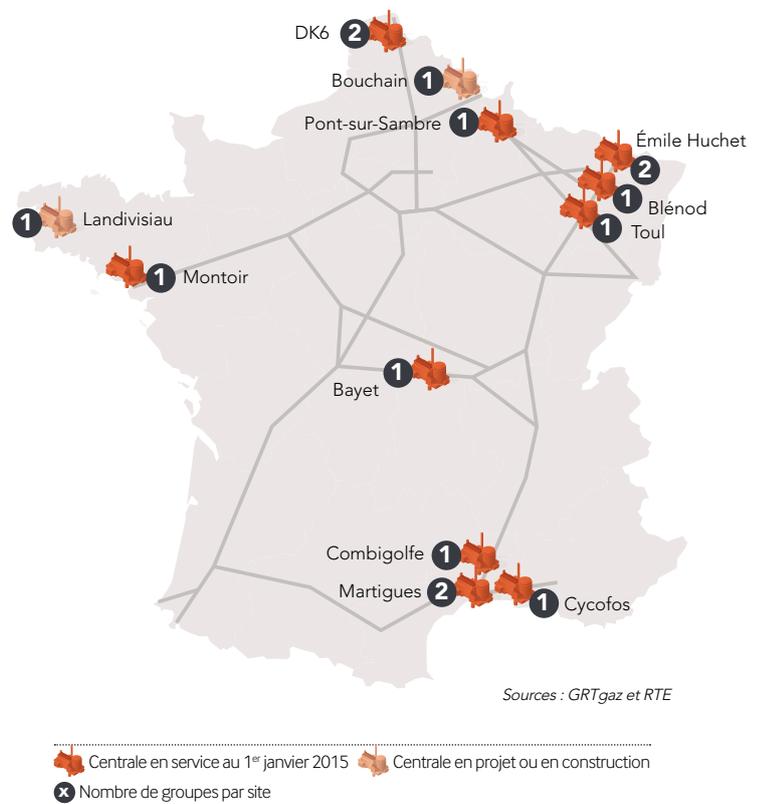
C'est ainsi que la filière a connu un développement assez rapide au cours de la dernière décennie, avec des mises en service opérationnelles principalement concentrées entre 2008 et 2012. **En 2015, le parc français compte treize centrales de ce type, pour une capacité installée de 5,7 GW.**

Le développement des cycles combinés au gaz s'est, depuis, fortement ralenti, puisqu'en 2015, seules deux nouvelles installations sont en cours de construction, dont le projet de centrale à Landivisiau retenu à l'issue de l'appel d'offres mené par la CRE en 2011 dans le cadre de la sécurisation de l'alimentation électrique en Bretagne.

De fait, plusieurs éléments ont perturbé l'essor industriel de cette filière en Europe, et notamment en France :

- La crise économique et un effort plus important dans les mesures d'efficacité énergétique ont réduit la croissance de la demande électrique depuis 2008.

Carte des cycles combinés au gaz au 1^{er} janvier 2015

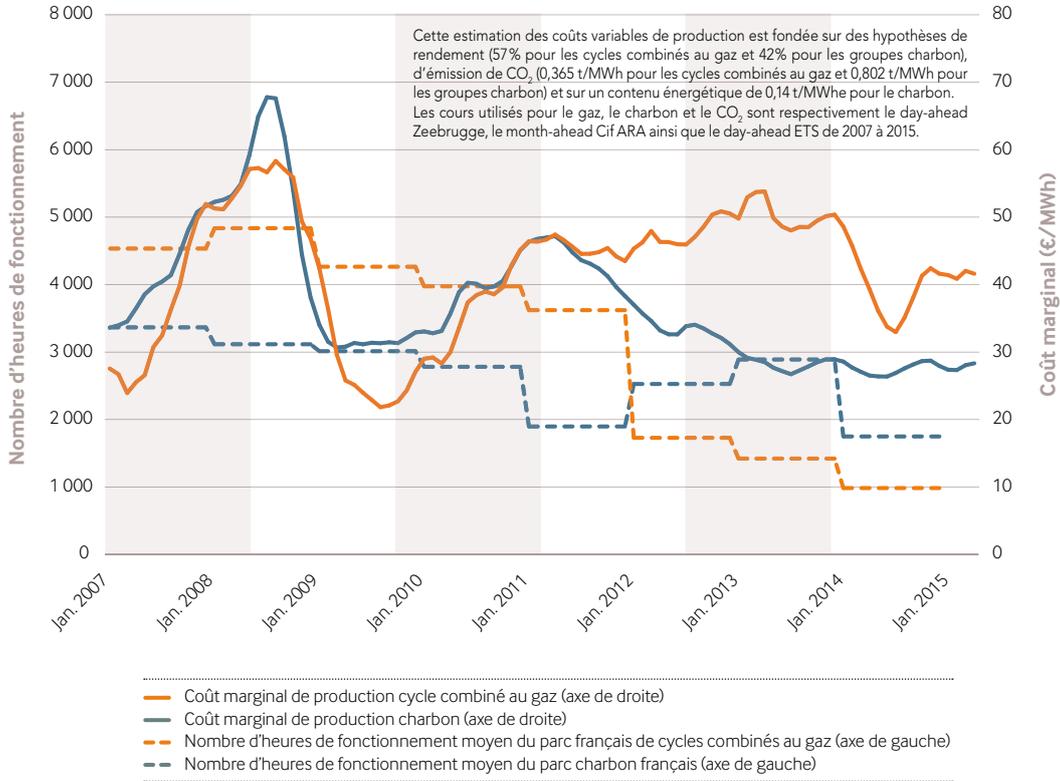


- Dans le même temps, les centrales à charbon européennes ont connu un regain d'activité important en raison de l'évolution des prix des combustibles. D'un côté, le prix du charbon a fortement baissé en Europe, sous l'effet du développement du gaz de schiste aux États-Unis, induisant une contraction de la demande américaine et, par ricochet, une surabondance de l'offre de charbon en Europe. À l'inverse, les prix du gaz – tirés par la hausse de la demande en Asie consécutive à l'accident de Fukushima – ont sensiblement augmenté. Cette évolution des prix des combustibles, combinée à des prix du CO₂ extrêmement bas sur le marché ETS⁴⁰, a eu pour conséquence de rendre les centrales à gaz moins compétitives que celles à charbon.
- Enfin, le développement des énergies renouvelables subventionnées « hors marché » et bénéficiant d'un accès prioritaire sur le marché électrique a été rapide et significatif, réduisant le recours au thermique classique.

L'ensemble de la filière des cycles combinés au gaz est affectée par ces difficultés, mais les implications sont différentes selon les stratégies et les portefeuilles de production des acteurs concernés.

³⁹ Mise à l'arrêt pour quelques années avec possibilité de remise en service sous des délais courts. ⁴⁰ Emission Trading Scheme : système d'échange de quotas d'émission

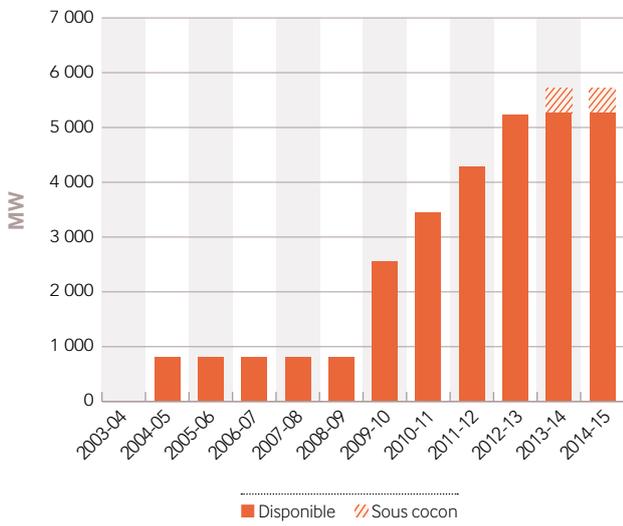
Estimation des coûts variables de production comparés d'un cycle combiné au gaz et d'un groupe charbon



Face à cette situation, **certains producteurs – en France comme dans le reste de l'Europe – ont décidé du retrait saisonnier voire de la mise sous cocon temporaire de certaines unités**, afin d'en limiter les coûts fixes et de préserver

les matériels dans l'attente de conditions de marché plus favorables. À l'inverse, d'autres acteurs maintiennent leurs groupes en fonctionnement malgré des revenus faibles sur le marché de l'énergie.

Historique de la capacité installée du parc de cycles combinés au gaz en France



Enjeux pesant sur l'avenir de la filière

Afin de prendre des décisions sur le maintien ou le retrait de groupes, les acteurs sont confrontés à la nécessité d'anticiper les évolutions des prix des combustibles, du CO₂ et de la demande d'électricité. Or ces éléments sont par nature volatiles et difficilement prévisibles.

De plus, les contraintes techniques et les coûts induits par le maintien de groupes sous cocon ne permettent pas aux acteurs concernés d'envisager cette solution au-delà de quelques années.

En France, un groupe a été mis sous cocon au cours des hivers 2013-2014 et 2014-2015 et son retour est annoncé pour l'hiver 2015-2016. À l'exception d'une unité en maintenance longue, l'ensemble du parc de cycles combinés au gaz devrait être en état de produire au cours de l'hiver 2015-2016. Au-delà, la stratégie à l'égard de certains groupes reste ouverte.

Hypothèses retenues sur l'évolution de la filière à moyen terme

Dans ce contexte de visibilité réduite sur un possible rétablissement de la rentabilité de la filière, **une approche prudente sur les hypothèses d'évolution du parc de cycles combinés au gaz à moyen terme est retenue :**

- ▶ Sur l'hiver 2015-2016, la puissance disponible totale est réduite pour tenir compte de l'indisponibilité temporaire d'un groupe en maintenance longue ;
- ▶ À partir de l'hiver 2016-2017, une hypothèse de plusieurs mises sous cocon est à nouveau retenue : elles concernent deux groupes sur l'hiver 2016-2017, puis trois groupes à partir de l'hiver 2017-2018 jusqu'à la fin de l'horizon de l'étude ;
- ▶ Par ailleurs, les deux groupes actuellement en projet poursuivent leur développement avec des mises en service prévues respectivement à l'hiver 2016-2017 et 2018-2019, conformément aux calendriers prévisionnels.

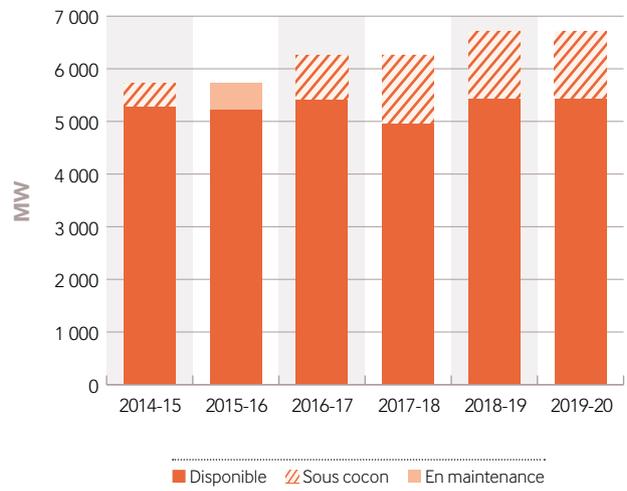
Avec ces hypothèses, la capacité disponible du parc de cycles combinés au gaz est revue à la hausse sur les trois premiers hivers par rapport au Bilan prévisionnel 2014. Au-delà de l'hiver 2017-2018, les hypothèses sont équivalentes dans les Bilans prévisionnels 2014 et 2015.

3.3.2. Les groupes charbon

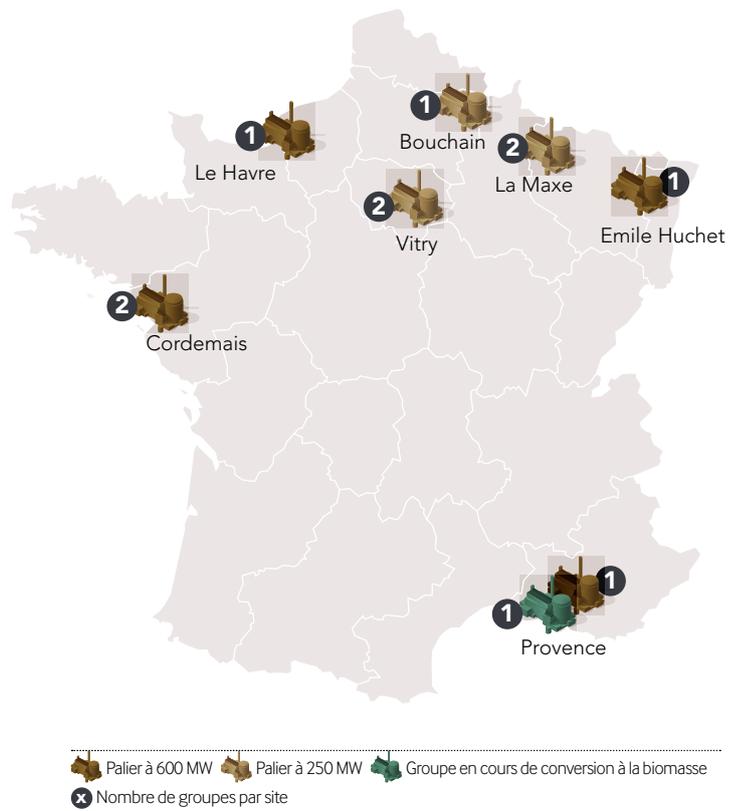
Le parc charbon français a été construit en deux temps : le développement massif de groupes de 250 MW dans les années 70 ainsi que d'un groupe de 600 MW, suivi dans les années 80 de la mise en service de six groupes de 600 MW, portant ainsi la capacité installée totale à 6,9 GW.

Après plusieurs décennies de fonctionnement, la filière charbon a été fortement affectée par l'évolution des réglementations environnementales européennes. Celles-ci limitent fortement les émissions autorisées de polluants atmosphériques (dioxyde de soufre, oxyde d'azote et poussières), avec des seuils fixés pour la période 2008-2015 par la directive GIC⁴¹ et au-delà par la directive IED⁴². Ainsi depuis 2013, les fermetures de centrales non conformes se succèdent et l'année 2015, marquant la fin de la période dérogatoire prévue par la directive environnementale GIC, verra la fermeture des six⁴³ derniers groupes de 250 MW. **Au total, près de 4 GW de puissance installée auront été retirés du parc entre 2013 et fin 2015.**

Hypothèses d'évolution du parc de cycles combinés au gaz

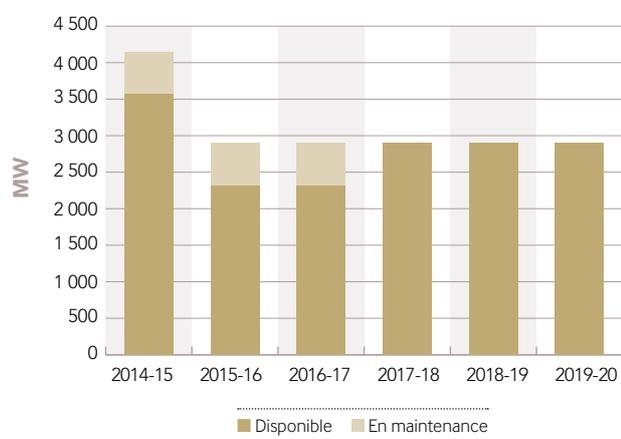


Carte des centrales thermiques au charbon au 1^{er} janvier 2015

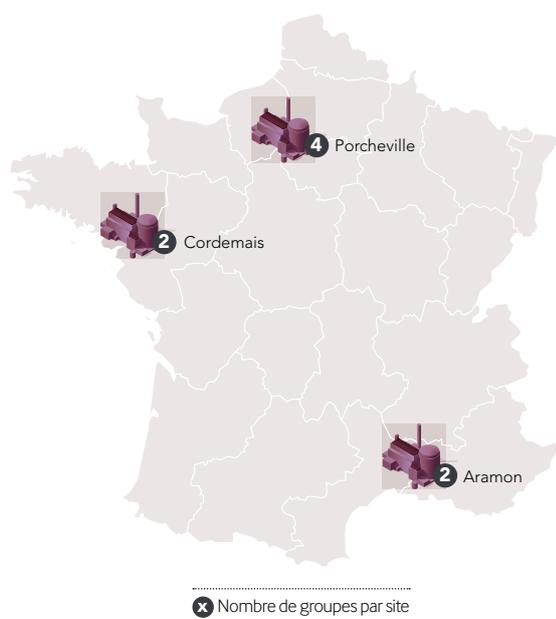


⁴¹ Directive environnementale « grandes installations de combustion » (ou « Large Combustion Plants Directive »). ⁴² « Industrial Emissions Directive », directive 2010/75/UE relative aux émissions industrielles et fixant des contraintes applicables au 1^{er} janvier 2016. ⁴³ L'une de ces unités est en cours de conversion à la biomasse avec une mise en service industrielle prévue courant 2015 pour une puissance de 150 MW et le déclassement d'une autre centrale est prévu indépendamment des nouvelles normes.

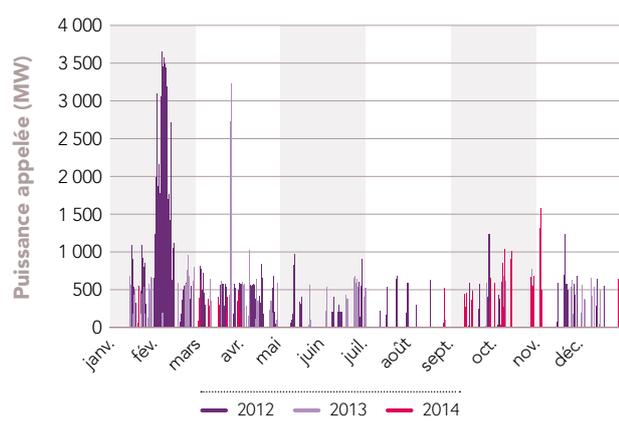
Hypothèses d'évolution du parc charbon



Carte des groupes fioul au 1^{er} janvier 2015



Évolution de la puissance produite par les groupes fioul en France sur les années 2012 à 2014



Les cinq groupes charbon de 600 MW les plus récents ont fait l'objet de travaux d'adaptation leur permettant de respecter les limites d'émission en vigueur à partir du 1^{er} janvier 2016. Par ailleurs, deux d'entre eux feront l'objet d'opérations lourdes de rénovation respectivement en 2015 et 2016 (similaires à celles réalisées en 2014 sur un autre groupe) qui impliqueront des périodes d'arrêt relativement longues. L'hypothèse retenue est de considérer l'indisponibilité d'un groupe sur chacun des hivers 2015-2016 et 2016-2017.

Avec cette hypothèse, la capacité disponible du parc charbon sera réduite de 600 MW les deux premiers hivers par rapport au Bilan prévisionnel 2014 et retrouvera son niveau de 2,9 GW sur le reste de la période.

3.3.3. Les groupes fioul

Après la fermeture progressive, sur plusieurs années, de nombreuses installations de ce type, le parc est constitué au 1^{er} janvier 2015 de huit turbines à vapeur alimentées par une chaudière au fioul, pour une capacité totale de 5,1 GW. Ces installations, mises en service dans les années 70 sur les sites d'Aramon, Cordemais et Porcheville, atteignent aujourd'hui des durées d'exploitation qui s'échelonnent entre 38 et 47 ans.

Deux d'entre elles (1,3 GW) ont fait l'objet d'importants travaux de dépollution visant à se conformer aux normes environnementales entrant en vigueur au 1^{er} janvier 2016 et sont donc considérées présentes sur tout l'horizon d'étude, comme dans l'édition précédente du Bilan prévisionnel.

S'agissant des six autres groupes en revanche, un élément nouveau contribue à revoir les hypothèses à moyen terme. En effet, le Bilan prévisionnel 2014 avait retenu l'hypothèse d'une mise à l'arrêt de l'ensemble de ces installations au-delà du 31 décembre 2015, considérant comme très incertain l'engagement de travaux de dépollution pour mise aux normes, au regard du niveau supposé des investissements nécessaires. À la date de parution de cette étude, les producteurs indiquent que des optimisations ont pu être entreprises au niveau du fonctionnement des brûleurs, permettant ainsi aux groupes de réduire leurs émissions de polluants et de fonctionner au-delà du 31 décembre 2015. Pour autant, la visibilité à moyen terme reste réduite car d'autres facteurs – notamment économiques – interviendront dans la décision de maintenir ces installations sur le marché après 2017.

Pour ces installations, le nombre d'heures équivalent pleine puissance moyen a varié, sur les années 2012 à 2014, entre 30 heures et 180 heures environ. Si leur sollicitation est très

ponctuelle, on constate que la puissance des groupes fioul est largement mise à contribution lors des périodes les plus tendues en matière d'équilibre offre-demande. Ainsi, en février 2012, les groupes fioul ont contribué à faire face à des conditions climatiques extrêmes, avec une puissance appelée dépassant 3,5 GW.

Dans ce contexte, le Bilan prévisionnel 2015 retient l'hypothèse du maintien des huit groupes fioul sur l'hiver 2015-2016, suivi de la fermeture de deux groupes avant l'hiver 2016-2017. Au-delà, compte tenu de l'incertitude qui pèse sur la pérennité de ces groupes, seul le maintien des deux unités ayant fait à ce jour l'objet de travaux de rénovation est considéré.

Ces hypothèses conduisent à une capacité du parc fioul supérieure de 3,8 GW puis 2,4 GW par rapport au Bilan prévisionnel 2014 au cours des deux prochains hivers. Au-delà, les hypothèses sont identiques à celles retenues dans l'exercice précédent.

3.3.4. Le parc de turbines à combustion

Le parc actuel compte treize unités⁴⁴, alimentées au fioul ou au gaz, pour une puissance cumulée de l'ordre de 1,8 GW.

Ces installations, dont plus des deux tiers ont été mises en service après 2007, sont conformes aux normes environnementales entrant en vigueur au 1^{er} janvier 2016 et doivent pouvoir être maintenues en fonctionnement sur tout l'horizon de moyen terme.

Le Bilan prévisionnel 2015 considère une stabilité du parc de turbines à combustion sur l'ensemble de l'horizon de moyen terme, conformément aux hypothèses du Bilan prévisionnel précédent.

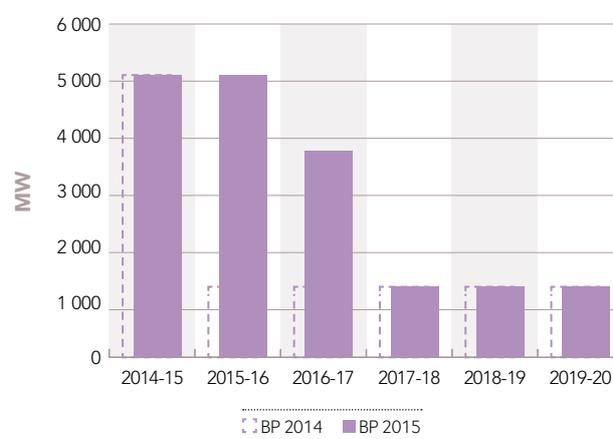
3.3.5. Le parc thermique décentralisé

Le parc de production thermique décentralisée regroupe toutes les installations thermiques à flamme autres que celles décrites précédemment. Il est composé pour l'essentiel de cogénérations, ainsi que de groupes Diesel et de quelques turbines à vapeur fonctionnant au fioul ou au gaz. Au 1^{er} janvier 2015, la puissance totale des installations décentralisées utilisant des combustibles fossiles est de 7,2 GW dont seule une partie (de l'ordre de 3 GW) est effectivement disponible.

Le parc de cogénérations tend à se stabiliser

De 1997 à 2006, les cogénérations raccordées aux réseaux de transport ou de distribution ont bénéficié de contrats

Hypothèses d'évolution du parc fioul



Carte des turbines à combustion au 1^{er} janvier 2015



d'obligation d'achat. Ces contrats ont été conclus pour une durée de douze ans à compter de la date de mise en service industrielle des installations. Pour la majeure partie des unités, ces contrats sont aujourd'hui arrivés à expiration.

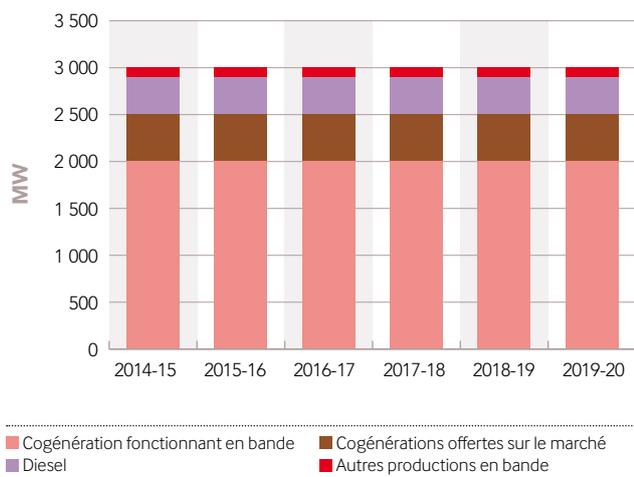
Les opérateurs d'installations de moins de 12 MW (environ 50% du parc) ont eu la possibilité, à l'issue de leur contrat, de renouveler l'obligation d'achat pour une seconde période de douze ans, à condition de réaliser une opération de rénovation (arrêté du 14 décembre 2006).

⁴⁴ Unités de puissance installée supérieure à 70 MW

Production du parc de cogénérations sur l'année 2014



Hypothèses d'évolution du parc de production thermique décentralisé Puissance hivernale disponible



En revanche, les nouvelles unités de plus de 12 MW ne sont plus éligibles au dispositif d'obligation d'achat. Pour ces installations, une prime de capacité temporaire a été mise en place en 2013. Cette prime est effective pour trois ans, jusqu'à la mise en place du mécanisme de capacité.

Dans ces conditions, une partie des installations sous obligation d'achat a rempli les conditions pour un renouvellement de contrat, d'autres ont été fermées, et enfin un certain nombre a opté pour un fonctionnement sur le marché.

Ainsi, après une réduction du parc ces dernières années, la capacité installée semble aujourd'hui se stabiliser. Aucune évolution significative n'est considérée sur l'horizon de moyen terme.

Les contrats d'obligation d'achat portant sur la période hivernale, la production du parc des cogénérations se concentre essentiellement du mois de novembre au mois de mars. En dehors de cette période, seules certaines unités, associées à des processus industriels pour la plupart, continuent de fonctionner en raison d'un besoin de chaleur permanent.

Le graphique ci-contre représente le profil de la production constatée du parc de cogénérations en 2014.

Au vu des productions réalisées sur l'année 2014, la modélisation choisie pour le parc de cogénérations est une production continue de 2000 MW sur la période hivernale, et de 500 MW d'avril à octobre, auxquelles se rajoutent des offres valorisées sur le mécanisme d'ajustement à hauteur de 500 MW.

Le reste du parc thermique décentralisé ne subit pas d'évolution notable

Le parc de groupes Diesel est constitué d'installations de petite taille, pour l'essentiel raccordées sur les réseaux de distribution. La production de ces installations est valorisée sur les marchés, et essentiellement activée via des offres sur le mécanisme d'ajustement.

La production disponible associée à ces moyens est de l'ordre de 400 MW. Aucune évolution n'est considérée à moyen terme sur ce parc.

Enfin, le parc thermique décentralisé comporte de petites installations fonctionnant au fioul ou au gaz, essentiellement raccordées aux réseaux de distribution. Leur production cumulée constatée sur 2014 est de l'ordre de 100 MW en hiver et de 50 MW en été. Le volume de ces installations est considéré comme pérenne sur l'horizon d'étude.

3.4. Les effacements

En termes d'équilibre offre-demande d'électricité, il est équivalent d'accroître la production ou de réduire la consommation. Au-delà des mesures d'efficacité énergétique qui contribuent à réduire de manière structurelle les puissances consommées, il est possible de commander l'effacement ponctuel d'une partie de la demande de certains consommateurs. Ces actions volontaires d'effacement permettent des réductions de puissance consommée et constituent un levier d'ajustement de l'offre à la demande au même titre que des moyens de production

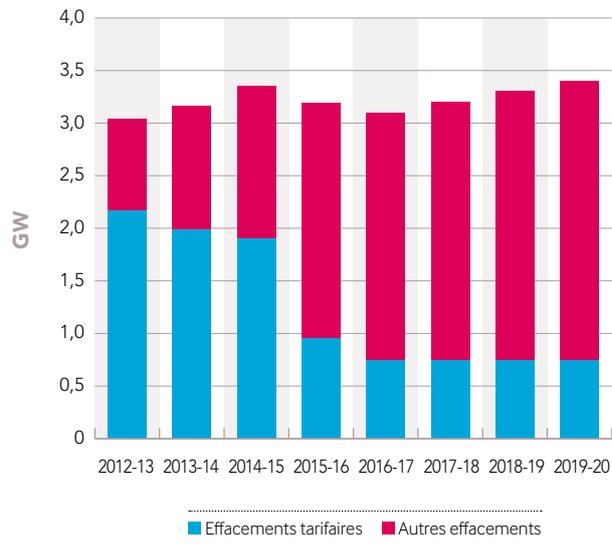
flexibles. Économiquement, les effacements de consommation peuvent ainsi constituer une alternative efficace aux moyens de production les plus coûteux mobilisés lors des pointes de consommation et pourraient même, dans les cas les plus extrêmes, éviter des situations où toute la production disponible serait insuffisante à satisfaire la demande.

Le premier mécanisme d'effacement de consommation apparu historiquement, et toujours le plus important en termes de réduction de puissance, est constitué des **effacements tarifaires**, au travers des options EJP⁴⁹ (créées dans les années 1980) et Tempo⁵⁰ (qui leur ont succédé dans les années 1990), qui font toujours partie des tarifs réglementés. Leur principe est d'inciter le consommateur à réduire de lui-même sa consommation par un tarif très élevé sur 22 périodes mobiles (de 18 heures pour EJP, de 16 heures pour Tempo en jour rouge) placées par le fournisseur obligé sur les périodes de prix les plus élevés (du 1^{er} novembre au 31 mars). En contrepartie, le tarif est plus attractif en dehors de ces périodes. À noter que depuis le 1^{er} novembre 2014, RTE gère le signal Tempo et le relaie sur $\text{éCO}_2\text{mix}$ ⁵¹, dans le but de permettre aux fournisseurs alternatifs de proposer de tels tarifs.

L'extinction du tarif EJP bleu depuis 1998, puis du Tempo bleu professionnel depuis 2004, ainsi que la sortie du tarif réglementé de vente de sites industriels ayant souscrit un tarif à option « effaçable », ont entraîné une érosion de la puissance disponible pour atteindre 1 900 MW environ sur l'hiver 2014-2015 (effet complémentaire de réduction des pertes inclus). Cette diminution progressive devrait s'accroître fortement avec la fin des tarifs réglementés de vente jaune et vert au 1^{er} janvier 2016, prévue par l'article L337-9 du Code de l'énergie : la suppression d'une grande partie des contrats EJP devrait ainsi réduire le volume d'effacements historiques à un peu moins de 1 000 MW sur l'hiver 2015-2016 (contre environ 6 000 MW dans les années 90).

Il existe aussi des offres d'effacement hors du cadre des tarifs réglementés : les contrats bilatéraux liant un consommateur à son fournisseur d'électricité peuvent ainsi contenir des clauses qui permettent des effacements, sous des formats variables (puissance effacée, durée, fréquence, période d'activation autorisée...), appropriés aux besoins du fournisseur et aux usages et équipements du consommateur.

Volumes d'effacements cumulables sur l'hiver



Par ailleurs, des **effacements de marché** se développent, offrant aux consommateurs la possibilité de valoriser leurs effacements sur différents mécanismes de marché par l'intermédiaire d'opérateurs d'effacement.

Ainsi, les consommateurs ont la faculté de participer au **mécanisme d'ajustement**⁵², instrument mis en place par RTE en avril 2003 pour donner à l'exploitant du système électrique une vision exhaustive de tous les moyens à sa disposition pour maintenir l'équilibre offre-demande. À ce titre, un consommateur qui a la possibilité de réduire sa consommation peut déposer une offre (« offre à la hausse », dans la terminologie du mécanisme d'ajustement), spécifiant la puissance effacée, le délai d'activation et autres contraintes techniques, ainsi que le coût lié à l'activation. Ces offres sont donc tout à fait analogues aux offres d'augmentation de puissance déposées par les producteurs. L'activation de l'offre est commandée par l'exploitant du système électrique, en fonction des besoins et selon le principe de préséance économique entre toutes les offres à la hausse disponibles (production et effacement de consommation). Le consommateur est alors rémunéré pour l'énergie effacée.

Les appels d'offres organisés par RTE (voir encadré) ont également permis une forte augmentation du volume d'effacements activés depuis leur apparition en 2010. Les nouveaux

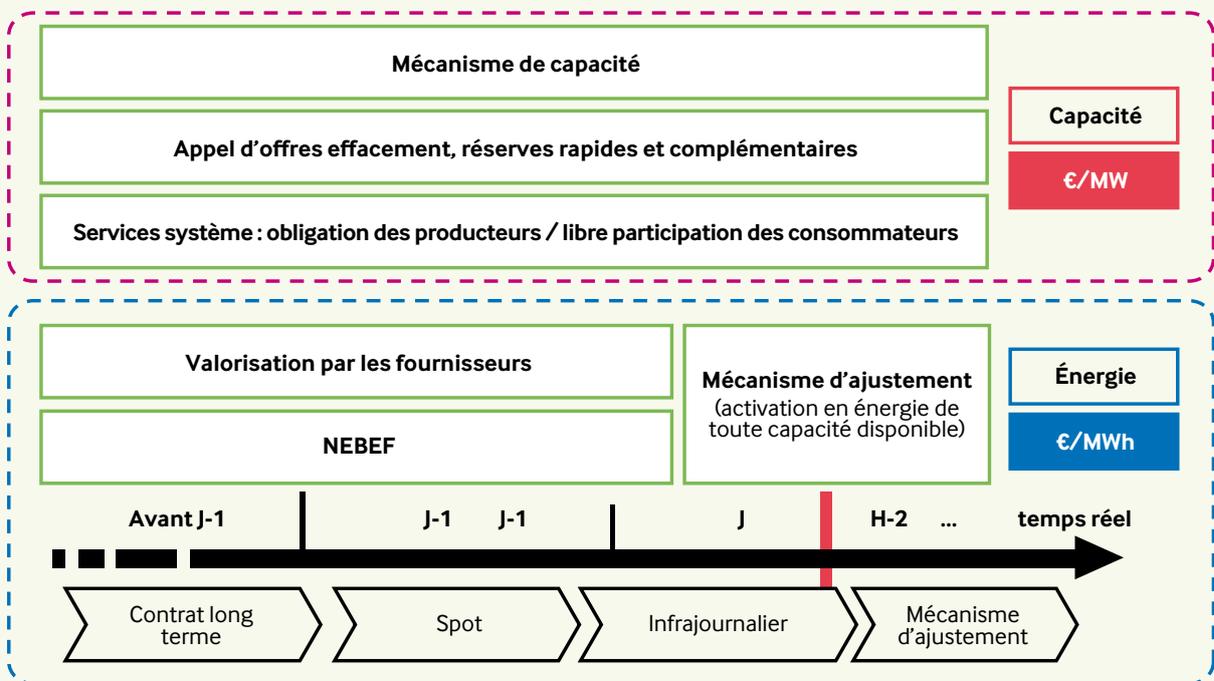
⁴⁹ Effacement jour de pointe, option tarifaire en extinction, c'est-à-dire qui n'est plus proposée aux consommateurs aujourd'hui mais peut être conservée par ceux qui l'avaient préalablement choisie. ⁵⁰ Pour la structure et les niveaux de prix de ces options, voir le site internet de la CRE : <http://www.cre.fr/marches/marche-de-detail/marche-de-l-electricite> ⁵¹ <http://www.rte-france.com/fr/eco2mix/eco2mix> ⁵² Toutes les informations concernant le mécanisme d'ajustement sont fournies sur le site internet de RTE, à la page : http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/vie_mecanisme.jsp



Les actions de RTE pour soutenir le développement des effacements

En tant que gestionnaire du réseau de transport, RTE participe activement au développement et à la mise en œuvre des nouvelles solutions de marché contribuant à l'équilibre offre-demande du système, comme les effacements. RTE intervient à différents niveaux pour favoriser l'émergence des offres d'effacements, à la réussite de leur mise en place et à leur valorisation en énergie et/ou en capacité.

L'ensemble des mécanismes d'ores et déjà mis en œuvre permet aujourd'hui à la France d'être classée au premier rang en Europe dans l'intercomparaison annuelle du SEDC*, qui évalue le degré d'ouverture des marchés aux effacements de consommation.



Les appels d'offres spécifiques aux effacements, aux réserves rapides et complémentaires

L'article 7 de la loi NOME prévoit que «le gestionnaire du réseau public de transport organise un appel d'offres (...) pour mettre en œuvre des capacités d'effacement additionnelles sur une durée de trois ans». Dans ce cadre, RTE a contractualisé en 2013 la mise à disposition de capacités d'effacement activables sur le mécanisme d'ajustement auprès des acteurs d'ajustement pour l'année 2014. Les offres des sociétés Actility, Alpiq Energy France, EDF, Energy Pool Développement, EON Energie, GDF Suez, Smart

Grid Energy, Solvay Energy Services et Voltalis ont été retenues pour un volume total qui varie entre 1000 MW et 1800 MW.

Conformément à l'article 321-11 du Code de l'énergie, RTE veille à la disponibilité et à la mise en œuvre des réserves nécessaires au fonctionnement du réseau. À ce titre, il organise des appels d'offres permettant de s'assurer que des offres d'ajustement portant sur des quantités suffisantes seront quotidiennement soumises sur le mécanisme d'ajustement et que les délais de mise en œuvre associés à ces offres

seront compatibles avec les impératifs de sûreté du système électrique. Dans ce contexte, RTE contractualise 1000 MW de réserves rapides (activables en 13 minutes) et 500 MW de réserves complémentaires (activables en 30 minutes), parmi lesquelles les effacements sont en concurrence avec les offres de production.

L'expérimentation en Bretagne

Afin de répondre aux enjeux d'alimentation en Bretagne, et dans l'attente des renforcements structurels prévus dans le cadre du pacte électrique breton, RTE a initié en 2012 et renouvelé depuis lors une expérimentation destinée à mobiliser des offres locales d'effacement et de production. Pour l'hiver 2014-2015, celle-ci a permis à quatre opérateurs retenus suite à un appel d'offres de RTE (Actility, Energy Pool, E.ON France Energy Solutions SAS, déjà retenus l'année précédente, et Valoris Energie, nouvel entrant dans cette expérimentation) de proposer des puissances de 1 MW ou plus pour passer les pointes cet hiver, sur sollicitation de RTE. Au total, ce sont 62 MW qui étaient mobilisables entre le 1^{er} novembre 2014 et le 31 mars 2015.

Le mécanisme de capacité

Le mécanisme d'obligation de capacité permet de valoriser les actions de maîtrise de la consommation à la pointe, qu'elles soient mises en œuvre par des fournisseurs ou par des opérateurs d'effacement. Le mécanisme autorise, en effet, deux types de valorisation pour les actions de maîtrise de la courbe de charge :

- ▶ une valorisation explicite pour les effacements de consommation via l'émission de certificats de capacité ;
- ▶ une valorisation implicite via la réduction de l'obligation de capacité pour les fournisseurs que permettront les actions de modération de la consommation.

Le mécanisme NEBEF

La loi n°2013-312 du 15 avril 2013 introduit, dans le Code de l'énergie, la possibilité pour les opérateurs d'effacement de valoriser l'énergie des sites indépendamment de l'accord des fournisseurs d'énergie. En contrepartie, les opérateurs d'effacement acquittent un versement aux fournisseurs. La loi précise également que les opérateurs d'effacement bénéficient d'une prime financée par la Contribution au service public de l'électricité (CSPE) au titre de leurs avantages pour la collectivité. Les effacements peuvent enfin faire l'objet d'une valorisation sur le mécanisme de capacité, en proportion de leur contribution à la sécurité d'alimentation du territoire.

Dans le cadre de ce nouveau mécanisme d'effacement appelé NEBEF (notification d'échange de blocs d'effacement), RTE a mis en place des méthodes robustes pour certifier les effacements et attester ainsi de leur valeur énergétique. En effet, le modèle retenu par les pouvoirs publics confie à RTE un rôle central de tiers de confiance entre les opérateurs d'effacement et les fournisseurs.

Répondant à ces sollicitations, RTE a rédigé les règles de valorisation des effacements qui ont donné naissance à la première expérimentation de valorisation des effacements sur les marchés de l'électricité (« NEBEF 1.0 »).

Le passage du mécanisme en mode pérenne a été réalisé avec la publication des nouvelles règles « NEBEF 2.0 » qui déclinent les dispositions réglementaires (décret effacement publié en juillet 2014). Validées par la Commission de régulation de l'énergie le 17 décembre 2014, elles s'inscrivent dans le prolongement du dispositif expérimental et introduisent plusieurs nouveautés qui l'améliorent en termes de flexibilité et de souplesse.

* Smart Energy Demand Coalition
http://sedc-coalition.eu/wp-content/uploads/2014/04/SEDC-Mapping_DR_In_Europe-2014-04111.pdf



Effacements volontaires : les dispositifs ÉcoWatt en Bretagne et en PACA



Dans les régions où la consommation d'électricité est encore dynamique mais qui demeurent fortement déficitaires en moyens de production (Bretagne, Est-PACA), l'allègement des contraintes sur le réseau de transport peut aussi intégrer une action volontaire des consommateurs, incités de façon préventive à réduire leur consommation d'électricité en période de tension.

C'est pourquoi RTE poursuit le développement des dispositifs ÉcoWatt Bretagne* et ÉcoWatt PACA** en partenariat avec les collectivités territoriales. Ces dispositifs invitent les consommateurs, particuliers, collectivités et entreprises, de Bretagne et de la région PACA, à une démarche citoyenne

* <http://www.ecowatt-bretagne.fr/>

** <http://www.ecowatt-paca.fr>



et volontaire pour modérer leur consommation d'électricité en hiver, aux heures où sont constatés des pics de consommation. Ces dispositifs ont démontré leur efficacité lors d'hiver plus rigoureux avec un impact sur la pointe de consommation de l'ordre de 3%.

La saison 2014-2015 d'ÉcoWatt a connu un hiver sans alerte en raison de conditions climatiques tout à fait exceptionnelles ainsi qu'une bonne disponibilité des moyens de production et du réseau. Le dispositif maintient sa dynamique, avec 56 100 ÉcoW'acteurs pour la Bretagne et 28 200 pour PACA.

mécanismes qui ont été mis en œuvre récemment – **NEBEF** et prime financée par la CSPE⁵³, **mécanisme de capacité** – devraient permettre de soutenir cette tendance.

Compte tenu de ces éléments, la capacité globale d'effacements cumulables retenue à moyen terme est légèrement croissante au-delà de 2016, et supérieure à 3 GW. La répartition entre les différents mécanismes d'effacement évolue toutefois assez fortement, du fait de la contraction des effacements tarifaires et du développement des effacements de marché. Cette hypothèse prudente ne prend pas en compte l'effet du mécanisme de capacité qui pourra amener à l'émergence de capacités d'effacements supplémentaires.

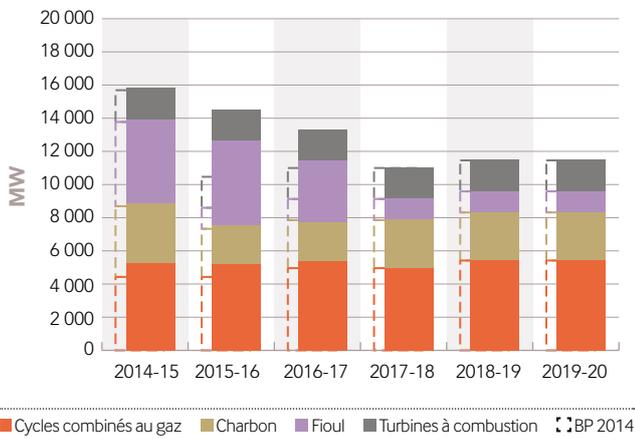
3.5. Synthèse du parc de production

3.5.1. Synthèse du parc thermique à flamme

Les graphiques ci-contre illustrent la trajectoire prévisionnelle découlant des hypothèses décrites précédemment. **Elle correspond à un scénario volontairement prudent de l'évolution du parc thermique centralisé.** Au vu des informations délivrées par les producteurs – notamment pour les groupes fioul – et dans le contexte de la mise en œuvre effective du mécanisme de capacité en 2015, les hypothèses de capacité du parc thermique à flamme ont été revues à la hausse sur les deux premiers hivers. Par rapport au Bilan prévisionnel 2014, les hypothèses de puissance disponible sont ainsi supérieures d'environ 4 GW sur l'hiver 2015-2016 et 2,3 GW

⁵³ Contribution au service public de l'électricité. Plus d'informations disponibles sur le site de la CRE : <http://www.cre.fr/glossaire/contribution-au-service-public-de-l-electricite-cspe>

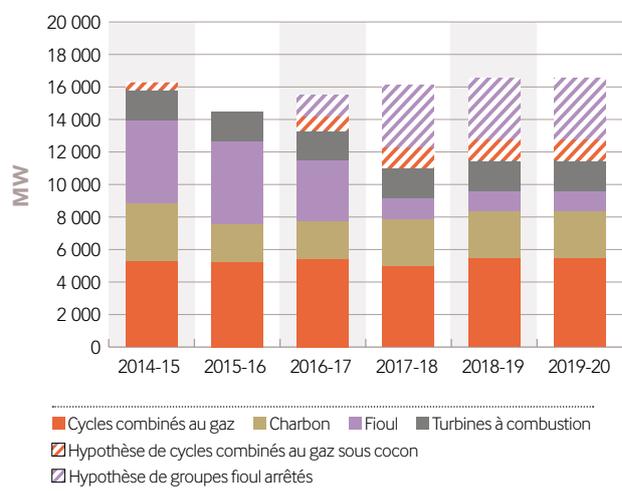
Hypothèses du parc thermique à flamme et comparaison avec le Bilan prévisionnel 2014



sur l'hiver 2016-2017. En raison des incertitudes qui entourent les filières des cycles combinés au gaz et des groupes fioul au-delà de 2017, les hypothèses retenues sont sensiblement égales à celles du Bilan prévisionnel précédent.

Cette approche résolument prudente ne préjuge pas de l'évolution effective des différentes filières à l'horizon de

Illustration des leviers mobilisables à la hausse sur le parc thermique par rapport aux hypothèses retenues



moyen terme. Les hypothèses de fermeture, de mise sous cocon ou de retrait partiel prises dans cette étude sont donc à interpréter comme autant de leviers mobilisables face à des situations où un déficit de production serait anticipé par les acteurs. Ces leviers représentent près de 4 GW à partir de l'hiver 2017-2018.

3.5.2. Synthèse du parc de production

Synthèse des hypothèses d'évolution du parc français

Valeurs au 1 ^{er} janvier (en GW)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Nucléaire*	63,1	63,1	61,4 / 63,1	61,4 / 63,1	61,4 / 63,1	63,0
Charbon	4,2	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
<i>dont en état de produire</i>	3,6	2,3	2,3	2,9	2,9	2,9
<i>dont en maintenance</i>	0,6	0,6	0,6	0,0	0,0	0,0
Cycles combinés au gaz	5,7	5,7	6,3	6,3	6,7	6,7
<i>dont en état de produire</i>	5,3	5,2	5,4	5,0	5,4	5,4
<i>dont en cocon</i>	0,5	0,0	0,8	1,3	1,3	1,3
<i>dont en maintenance</i>	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0
Fioul et turbines à combustion	7,0	6,9	5,6	3,1	3,1	3,1
Thermique décentralisé non EnR	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
Thermique décentralisé EnR	1,1	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4
Hydroélectricité (turbinage)	25,2	25,2	25,2	25,2	25,5	25,2
Éolien	9,2	10,1	11,1	12,1	13,1	15,1
Photovoltaïque	5,2	6,2	6,9	7,6	8,3	9,0
Effacements de consommation	3,3	3,2	3,1	3,2	3,3	3,4

* Deux hypothèses relatives à l'arrêt de Fessenheim sont considérées pour les années 2017 à 2019 : arrêt en 2016 / arrêt à la mise en service de l'EPR de Flamanville



PARTIE 4

Les hypothèses européennes

4.1

L'évolution de la demande d'électricité

4.2

L'évolution de l'offre

4.3

Les capacités d'interconnexions aux frontières françaises

Les hypothèses européennes

La modélisation explicite de douze pays⁵⁴ du système électrique ouest-européen permet de prendre pleinement en compte l'influence des échanges d'électricité aux frontières sur l'équilibre offre-demande en France. Pour chaque pays, RTE élabore des hypothèses d'évolution du parc de production et de la consommation dans une approche similaire, bien que simplifiée, à celle mise en œuvre pour la France.

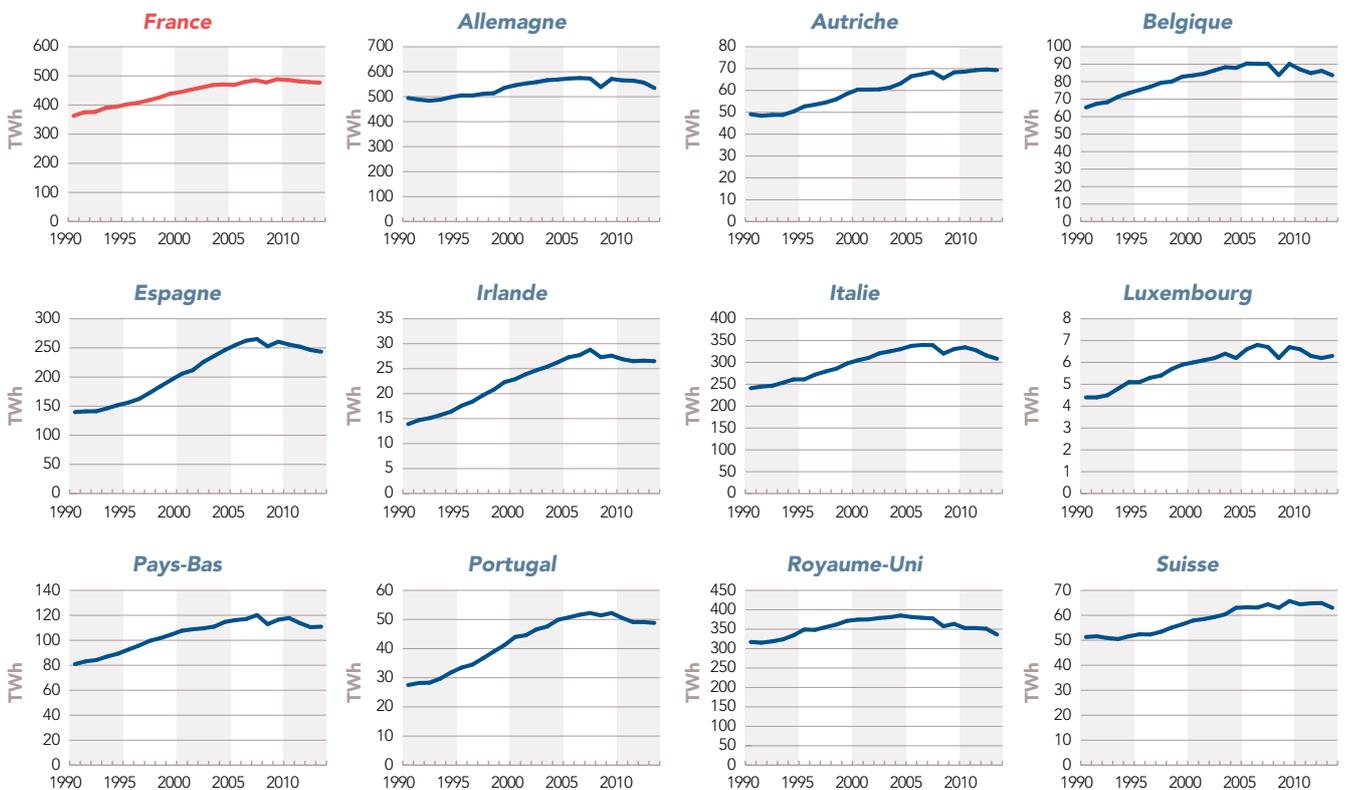
Ces **hypothèses, propres à RTE**, reposent sur une veille des marchés européens ainsi que sur des consultations menées auprès d'acteurs du système électrique européen (gestionnaires de réseau de transport, producteurs, opérateurs d'effacement...).

4.1. L'évolution de la demande d'électricité

À l'instar des évolutions constatées en France, la consommation intérieure brute d'électricité⁵⁵ en Europe a été affectée par les effets d'un contexte économique dégradé : elle a baissé de près de 1% par an en moyenne depuis 2007 sur l'ensemble des pays étudiés.

Cette baisse s'inscrit dans la continuité d'un ralentissement de la croissance de la demande depuis de nombreuses

Consommation intérieure brute d'électricité



⁵⁴ Allemagne, Autriche, Belgique, Espagne, France, Irlande, Italie, Luxembourg, Pays-Bas, Portugal, Royaume-Uni, Suisse ⁵⁵ De même que pour la France, les consommations électriques considérées dans cette partie concernent le réseau interconnecté, en incluant les pertes de transport et de distribution et excluent les consommations de pompage des stations de transfert d'énergie par pompage et celles des auxiliaires des centrales de production.

années, induit par une croissance économique moins vigoureuse et structurellement moins énergivore que dans les décennies précédentes, ainsi que par une amélioration continue de l'efficacité énergétique.

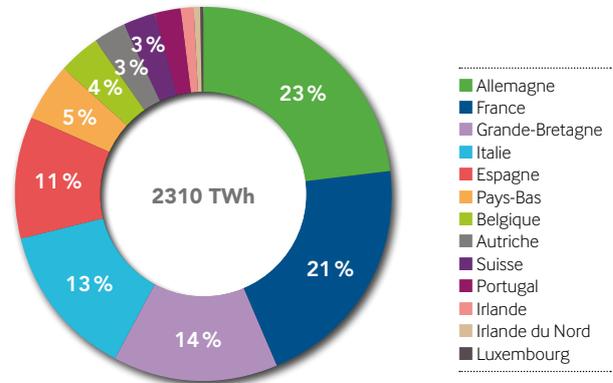
Les graphiques précédents illustrent l'évolution de la demande électrique brute sur les pays du périmètre étudié.

Il est à noter que les cinq grands pays ouest-européen – Allemagne, France, Grande-Bretagne, Italie et Espagne – représentent à eux seuls plus de 80% de la consommation d'électricité de la zone d'étude. L'Allemagne en particulier en représente à elle seule près du quart.

Les projections de consommation d'électricité des pays étudiés sont déclinées sur trois scénarios – « Référence », variante « Haute » et variante « Basse » – de façon similaire à celles réalisées pour la France. En revanche, la variante « MDE renforcée » vise à illustrer les leviers d'efficacité énergétique à la main des pouvoirs publics pour agir sur le système électrique français et est donc combinée avec le scénario « Référence » pour les autres pays.

Ces projections sont basées sur un cadre macroéconomique de court terme cohérent avec celui retenu pour la France, établi au travers d'une approche similaire.

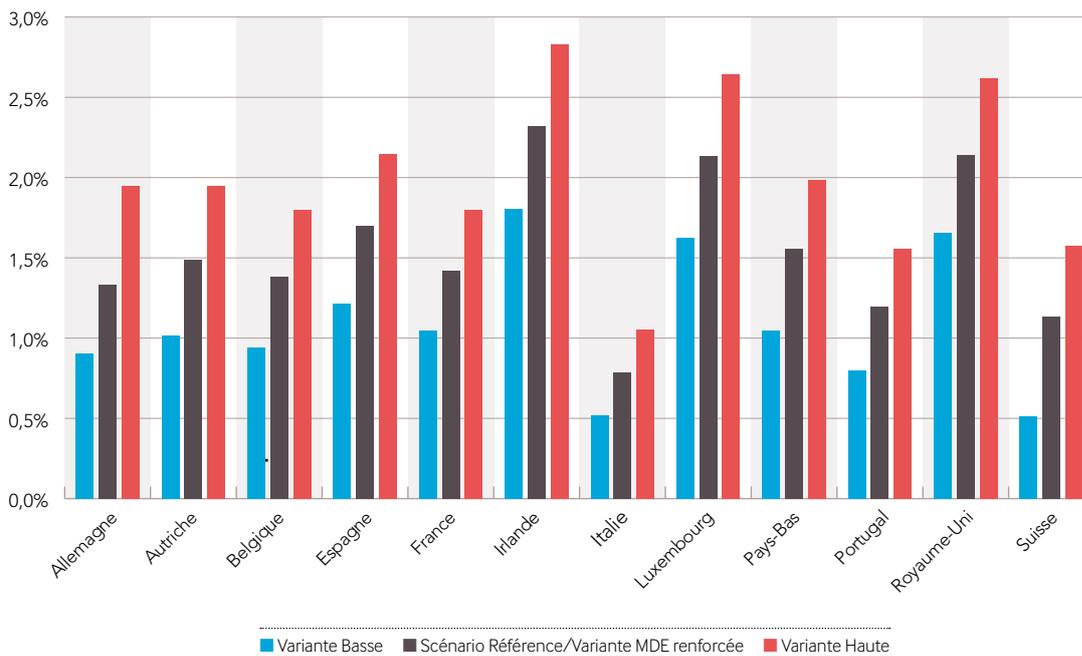
Consommation d'électricité en 2014 sur le périmètre du Bilan prévisionnel



Ainsi, les hypothèses de croissance du PIB des autres pays européens sur les années 2015 et 2016 s'appuient sur un vaste panel de prévisions externes. Au-delà, un scénario récent de la Commission européenne⁵⁶ a été utilisé comme scénario « pivot » pour élaborer trois trajectoires de croissance économique par pays.

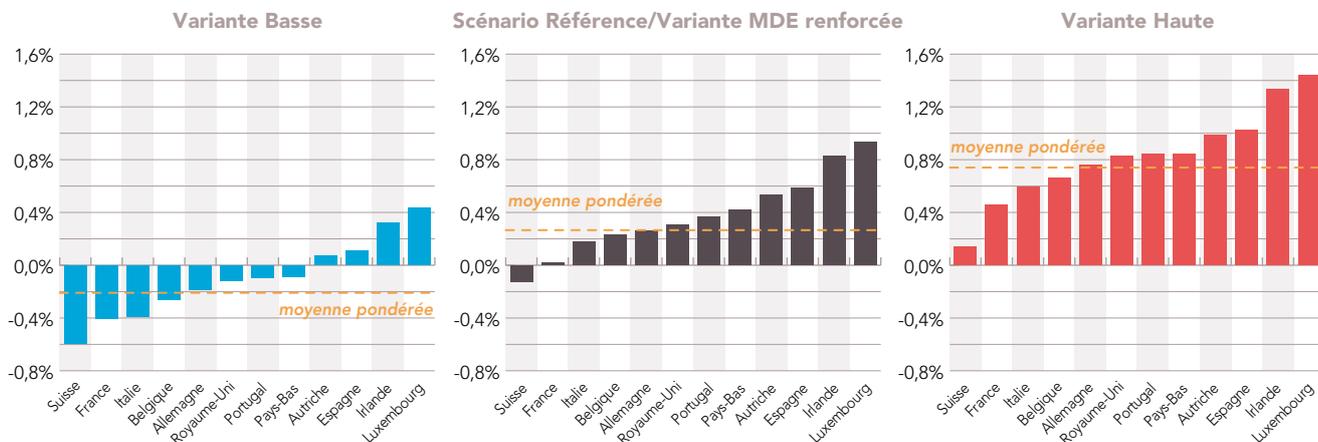
Les projections de croissance du PIB résultantes pour l'ensemble des pays étudiés sont fournies dans le graphique ci-dessous.

Taux de croissance annuel moyen 2014-2020 du PIB



⁵⁶ « EU energy, transport and GHG emissions – Trends to 2050 » : https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/trends_to_2050_update_2013.pdf

Taux de croissance annuel moyen 2014-2020 de la demande électrique



La disparité des rythmes de croissance économique ainsi projetés se traduit également par des dynamiques de consommation électrique contrastées : l’Irlande et l’Espagne notamment devraient connaître un essor soutenu de la consommation, contrairement à l’Italie dont les perspectives de croissance économique restent peu vigoureuses.

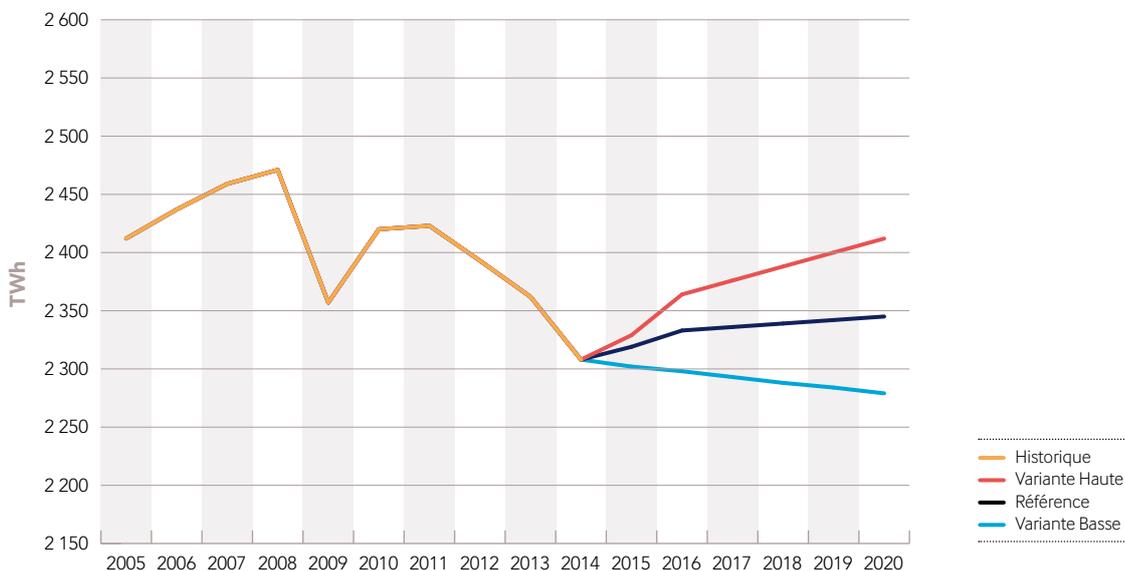
Au global, les projections de la demande électrique totale de la zone étudiée affichent des taux de croissance annuels moyens très modérés à l’horizon 2020, dans la continuité de l’inflexion d’ensemble constatée sur l’historique (taux de croissance annuel moyen de +1,0% environ sur les années 2000).

Ainsi, sur le périmètre des douze pays considérés, la croissance annuelle moyenne de la consommation à l’horizon 2020 devrait s’établir à :

- +0,7% dans la variante « Haute » ;
- +0,3% dans le scénario « Référence » ;
- -0,2% dans la variante « Basse ».

Cette consommation électrique est sensible à la température. En hiver, du fait du chauffage électrique, la consommation est d’autant plus forte que les températures sont rigoureuses. En été, la consommation peut augmenter avec les températures chaudes essentiellement via l’usage de la climatisation.

Consommation d’électricité sur les pays analysés



Cette sensibilité de la consommation d'électricité à la température peut être visualisée graphiquement en représentant la consommation journalière en fonction de la température journalière moyenne sur le pays. Les niveaux de consommation sont très différents selon les pays, mais le phénomène de thermosensibilité d'hiver est toujours visible : pour les températures froides, la consommation augmente lorsque la température diminue (cf. graphique ci-contre).

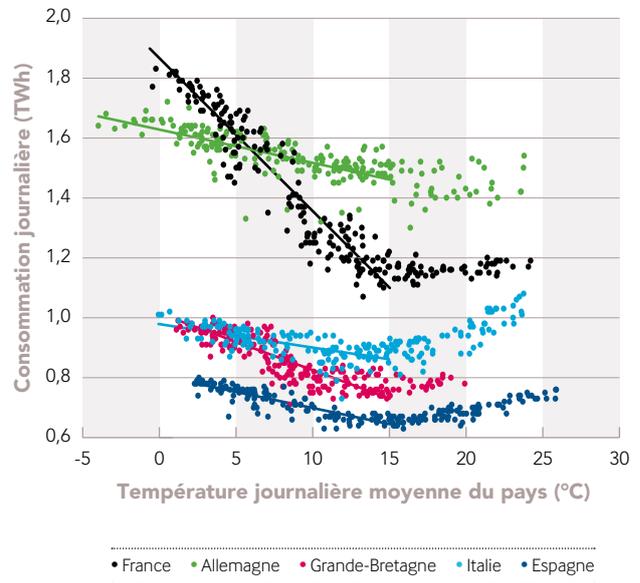
La France est de loin le pays où ce phénomène est le plus marqué ; en première approximation, la thermosensibilité française est 2,5 fois plus élevée que celle de la Grande-Bretagne, 4,5 fois plus élevée que celle de l'Allemagne, et 5 fois plus élevée que celle de l'Italie ou de l'Espagne.

Pour les pays du sud (Italie et Espagne), l'usage de la climatisation lors de périodes à fortes températures est également visible.

Comme pour la France, les évolutions de la demande en énergie dans les pays analysés se traduisent par des évolutions à un rythme sensiblement équivalent de l'indicateur « pointe à une chance sur dix ».

Toutefois, du fait d'une thermosensibilité de la demande bien moindre, la monotone des pics annuels d'appels de

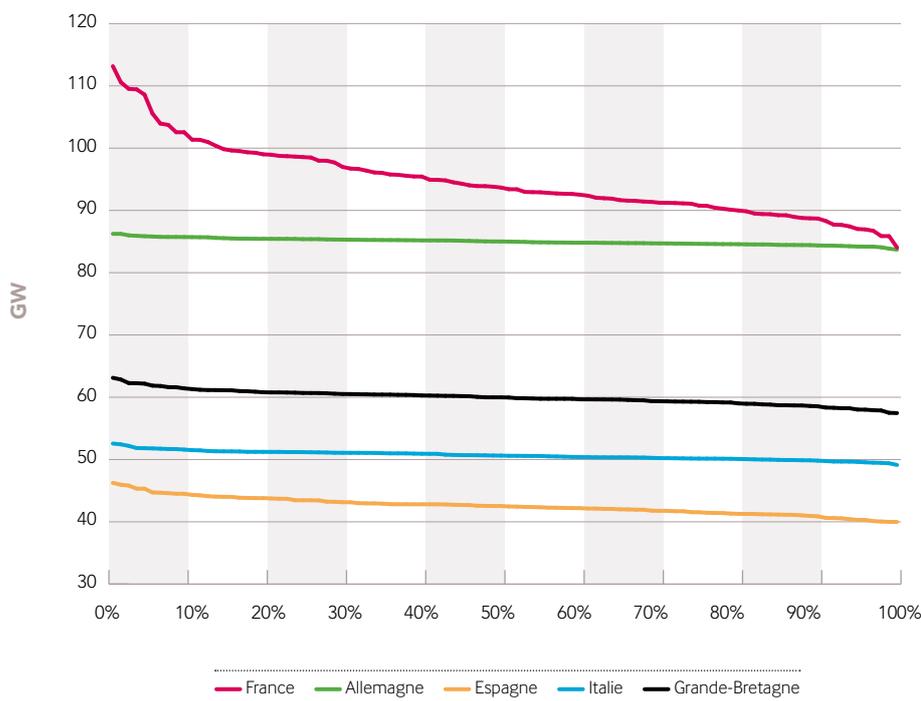
Consommation électrique journalière en fonction de la température



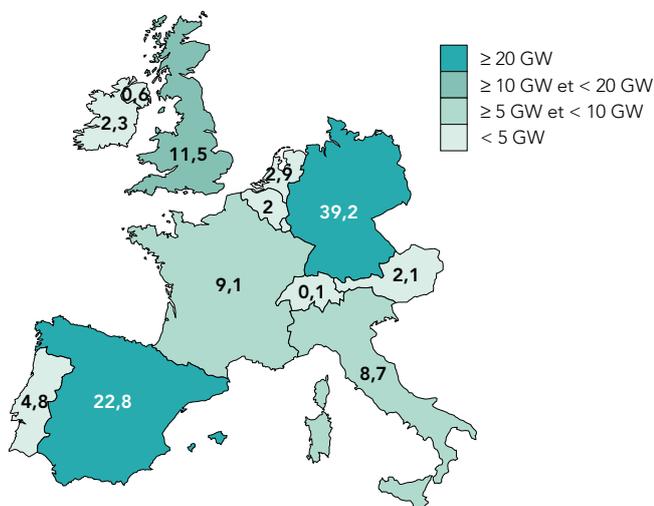
puissance par scénario climatique présente un profil plus plat que celle de la France (cf. graphique ci-après). L'impact de conditions climatiques sévères est donc bien moindre dans les autres pays européens qu'en France.

Monotone des pics annuels d'appel de puissance par scénario climatique

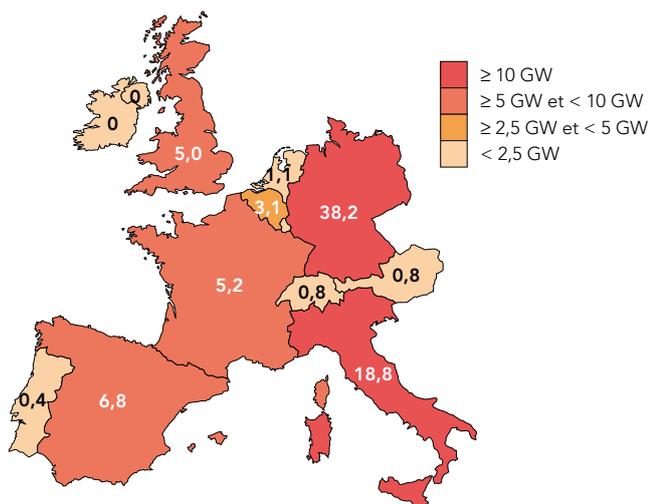
Scénario « Référence » pour l'année à cheval 2016-2017



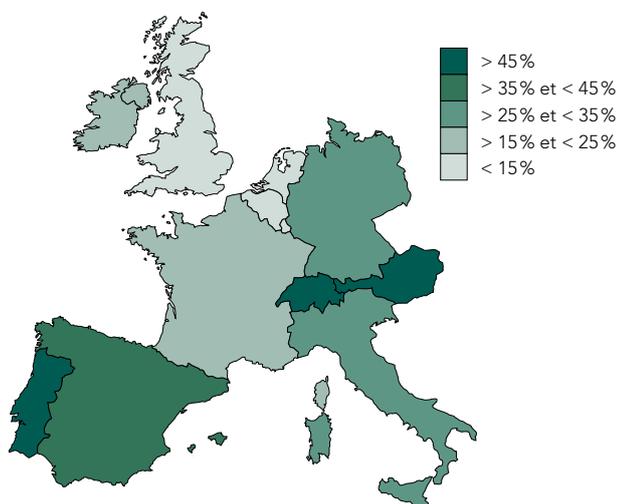
Parcs éoliens installés au 1^{er} janvier 2015



Parcs solaires installés au 1^{er} janvier 2015



Part de la consommation couverte par les énergies renouvelables pour l'année 2014



4.2. L'évolution de l'offre

4.2.1. Les énergies renouvelables

La production hydraulique, qui est la plus ancienne source d'électricité renouvelable, conserve aujourd'hui une part essentielle dans le mix énergétique de plusieurs pays d'Europe de l'Ouest. **La France** (25 GW), **l'Italie** (22 GW), et **l'Espagne** (19 GW) disposent aujourd'hui des parcs les plus importants.

Les capacités hydroélectriques évoluent aujourd'hui très peu, hormis en Suisse et en Autriche qui concentrent l'essentiel des grands projets (près de 2 GW de STEP en projets en Suisse et près de 1 GW en Autriche). Ces deux pays sont ceux dans lesquels le taux de couverture de la consommation par l'énergie électrique d'origine hydraulique est le plus important, dépassant 50%.

Depuis le début des années 2000, les filières éolienne et photovoltaïque se sont fortement développées sous l'impulsion des politiques environnementales de la plupart des pays européens. Le paquet énergie-climat (2008), ainsi que la directive européenne associée, fixent notamment des objectifs de croissance des énergies renouvelables. À l'échelle européenne, ces politiques ont conduit à un développement massif des différentes filières, bien que les dynamiques observées varient selon les pays.

En 2015, **l'Allemagne** dispose de la plus grande capacité installée d'Europe de l'Ouest pour les filières éolienne (39 GW) et photovoltaïque (38 GW).

L'Allemagne et la Grande-Bretagne ont porté en 2014 près de deux tiers de la croissance des parcs éolien et photovoltaïque des douze pays étudiés.

En Allemagne, l'année 2014 a été marquée par la promulgation de la loi sur les énergies renouvelables (EEG⁵⁷ 2014) qui fixe de nouveaux objectifs de développement pour ces filières. La dynamique actuelle de développement des filières éoliennes terrestre et en mer incite à prendre comme hypothèse une atteinte de ces objectifs à l'horizon 2020. Une hypothèse plus prudente est retenue pour la filière photovoltaïque qui subit un ralentissement du rythme d'installation avec 1,8 GW raccordés en 2014.

⁵⁷ <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gesetz-fuer-den-ausbau-erneuerbarer-energien>

La Grande-Bretagne a connu la plus importante progression du parc photovoltaïque d'Europe en 2014 avec 2,2 GW raccordés, et par ailleurs possède aujourd'hui le plus important parc d'éoliennes en mer.

Ces deux pays continuent d'afficher des ambitions importantes à moyen terme.

L'Europe du Sud a également tiré parti du fort potentiel de développement des filières solaire et éolienne. En Espagne, l'énergie produite par la filière éolienne représente 22% du mix électrique et, en Italie, l'énergie produite par la filière photovoltaïque représente 10% du mix.

Cependant, après des années de dynamique forte de construction d'installations, ces filières marquent désormais le pas du fait de la remise en question des politiques de soutien. Les hypothèses retenues pour le Bilan prévisionnel sont celles d'une croissance limitée, en cohérence avec les rythmes de progression actuels. Dans ces deux pays, aucun développement de l'éolien en mer n'est considéré d'ici à 2020.

La Belgique conserve une dynamique modérée de l'évolution de ses parcs éolien et photovoltaïque, et la filière éolienne en mer présente de nombreux projets solides. Les hypothèses du Bilan prévisionnel intègrent la réalisation de la majorité de ces projets d'ici à 2020.

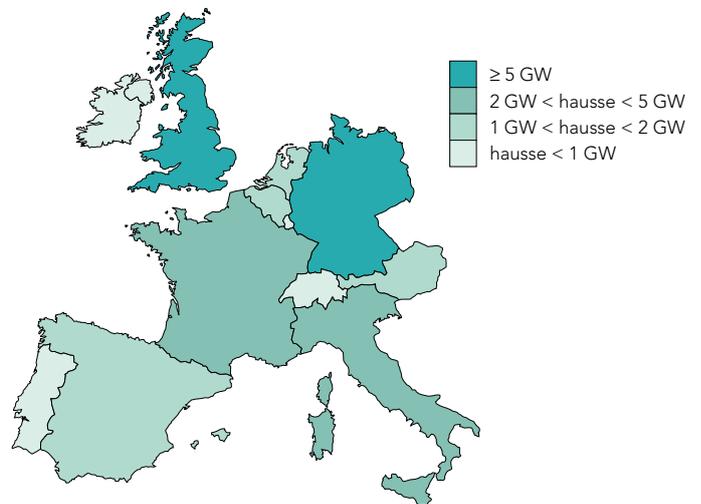
Les hypothèses, pour les douze pays modélisés, retiennent une croissance d'ici à 2020 du parc éolien de 41 GW (dont 12 GW pour l'éolien en mer) et du parc photovoltaïque de 27 GW.

4.2.2. La filière nucléaire

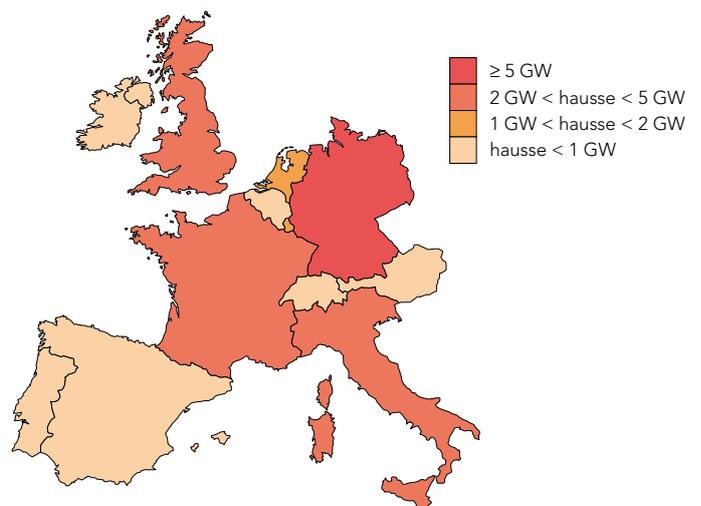
En matière de politique nucléaire, il existe une grande diversité de situations en Europe : alors que certains pays, comme la France, ont fait le choix d'une production d'électricité majoritairement basée sur le nucléaire, d'autres pays, comme l'Italie, l'Irlande, le Portugal ou l'Autriche, n'ont aucun réacteur en service.

Avec 63,1 GW de puissance installée, **la France** dispose de plus de la moitié du parc nucléaire de l'ensemble des pays de l'ENTSO-E. Les deux autres principaux parcs nucléaires sont les parcs allemand (12,1 GW) et britannique (9,4 GW). Le parc nucléaire en Belgique est plus modeste (6 GW), mais l'électricité produite a représenté plus de 40% du mix électrique du pays en 2014.

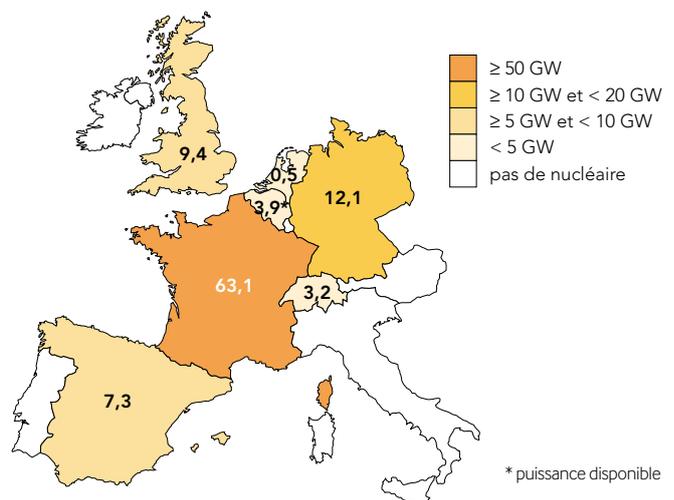
Hypothèses d'évolution des capacités éoliennes terrestres et en mer entre 2015 et 2020



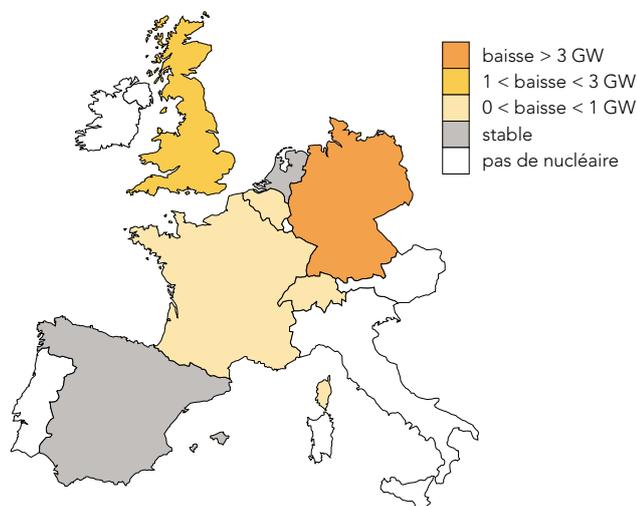
Hypothèses d'évolution des capacités photovoltaïques et solaires thermodynamiques entre 2015 et 2020



Parc nucléaire installé au 1^{er} janvier 2015



Hypothèses d'évolution de la capacité nucléaire entre 2015 et 2020



La majorité des centrales nucléaires installées en Europe de l'Ouest ont été construites dans les années 1980. Les deux réacteurs les plus anciens actuellement en service sont situés en Suisse (groupes mis en service en 1969).

Certains pays, comme l'Allemagne ou la Belgique, ont pris la décision d'établir un plan de sortie du nucléaire avec une échéance de fermeture du dernier réacteur.

L'Allemagne prévoit de fermer l'ensemble de son parc nucléaire encore en activité, soit neuf tranches, entre 2015 et 2022.

En Belgique, le gouvernement a établi un plan de sortie du nucléaire d'ici à 2025, avec trois tranches déclassées d'ici à 2020. Cependant, le planning des fermetures pourrait être remis en question suite à la découverte de microfissures dans les cuves de deux tranches (Doel 3 et Tihange 2), qui ont conduit à leur mise à l'arrêt depuis 2012. Le redémarrage de ces deux centrales est soumis à l'accord de l'Agence fédérale de contrôle nucléaire belge (AFCN). Devant l'indisponibilité prolongée de ces deux centrales et la fragilisation de la sécurité d'approvisionnement en Belgique, les déclassements définitifs des tranches Doel 1 et 2 prévus pour 2015 pourraient être remis en cause.

L'Espagne et les Pays-Bas n'ont pas annoncé de sortie du nucléaire, mais aucun nouveau projet de centrale ne se dessine aujourd'hui. En Espagne, la plus ancienne tranche du parc a été mise à l'arrêt fin 2012 du fait de nouvelles taxes et de coûts induits par les travaux de mise en conformité à la

suite de l'accident de Fukushima. Malgré le feu vert obtenu auprès du Conseil de la sécurité nucléaire pour la prolongation de l'activité de la centrale, le consortium qui l'exploite n'a pas renouvelé sa licence. Aux Pays-Bas, la seule centrale nucléaire du pays n'a pas fait l'objet d'annonce de déclassement pour le moment.

La Suisse a décidé de ne pas renouveler les centrales nucléaires en service au-delà de 50 ans d'exploitation. Ainsi, deux groupes devraient être fermés d'ici à 2020 dont un de manière anticipée du fait de coûts de modernisation élevés.

À l'inverse, **la Grande-Bretagne** intègre le nucléaire dans son futur mix énergétique. Les déclassements de deux tranches puis de quatre tranches sont prévus en 2015 et en 2019, alors que des projets de nouvelles centrales sont annoncés. Le projet le plus avancé est aujourd'hui celui de deux tranches EPR prévues aux alentours de 2025.

Sur les douze pays considérés, les hypothèses retenues pour le Bilan prévisionnel intègrent la mise à l'arrêt progressive de 14 tranches nucléaires⁵⁸ (soit près de 10 GW de puissance installée) d'ici à 2020, ainsi que la mise en service fin 2017 d'une tranche (EPR de Flamanville).

4.2.3. Les cycles combinés au gaz

Au début des années 2000, les perspectives de prix du gaz durablement basses permettaient d'imaginer une forte compétitivité économique des cycles combinés au gaz. Les premières unités ont été installées en Europe dans un contexte d'ouverture du marché à la concurrence et de croissance de la consommation électrique.

Porté par des perspectives positives, l'essor de la filière a été très rapide dans de nombreux pays. **L'Espagne** (25 GW de puissance installée en 2014), **la Grande-Bretagne** (28 GW) et **l'Italie** (37 GW), ont vu le raccordement d'un grand nombre d'installations en quelques années. Le développement de cette filière a été dans la même période plus mesuré en France (5,7 GW). C'est en Italie que la part de l'énergie produite par les cycles combinés au gaz dans le mix énergétique (35%) a été la plus importante en 2014.

Après ces années de croissance, la filière rencontre aujourd'hui des difficultés économiques en raison de la compétitivité économique du charbon, de l'essor des énergies renouvelables et d'une demande atone. Les taux d'utilisation des cycles combinés au gaz sont aujourd'hui bas, bien inférieurs à ceux du début des années 2000.

⁵⁸ Y compris les deux tranches de Fessenheim

Les conséquences sur la filière sont plus ou moins marquées suivant les pays, essentiellement du fait des différences des mix énergétiques et de leurs perspectives d'évolution.

C'est **en Italie et en Espagne** que la situation semble aujourd'hui la moins favorable pour la filière. La baisse de la consommation et l'essor important des énergies renouvelables combinés à la construction massive de cycles combinés au gaz ont conduit à des situations de forte surcapacité.

En Espagne, des dispositions réglementaires sont annoncées et devraient entraîner la mise sous cocon d'une partie du parc.

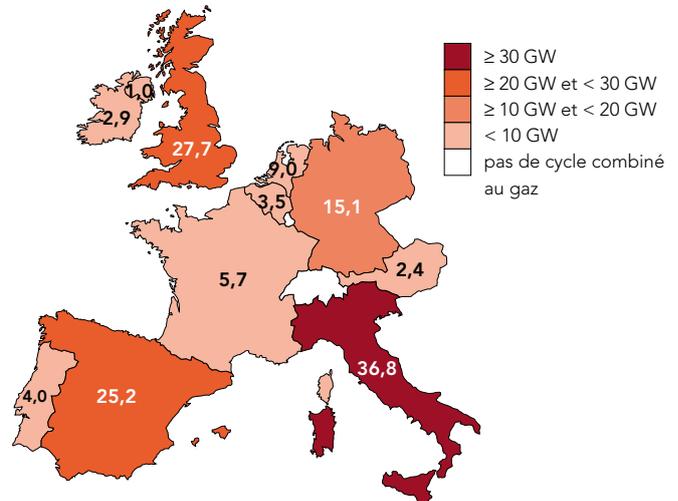
En Italie, les congestions structurelles du réseau accroissent les difficultés de la filière. Les groupes situés dans le sud du pays peinent à trouver des débouchés dans le nord du pays ou dans le reste de l'Europe. Ainsi, deux des principaux producteurs ont annoncé d'importantes mises sous cocon.

Sur l'horizon de moyen terme, les hypothèses retenues pour le Bilan prévisionnel considèrent une décroissance du parc de cycles combinés au gaz de 6 GW en Espagne et de 4,5 GW en Italie.

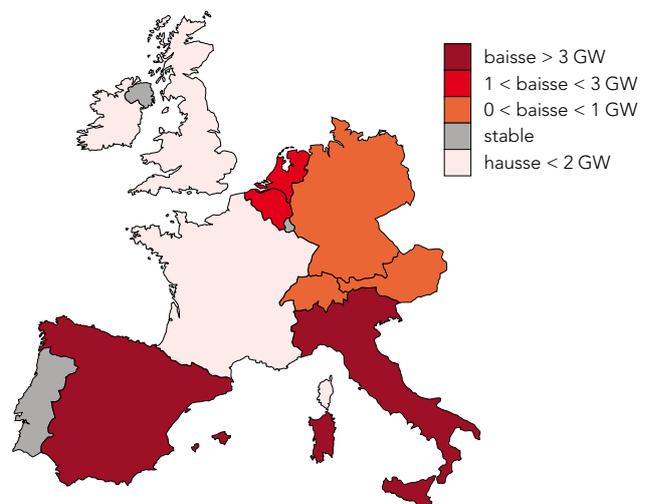
En Allemagne, bien qu'ayant un poids moindre dans le mix énergétique, la filière des cycles combinés au gaz se trouve exposée aux mêmes difficultés. Ainsi, la fermeture pour raisons économiques de groupes récents (près de 1,5 GW), pourtant considérés comme faisant partie des unités ayant les meilleurs rendements énergétiques en Europe, a été annoncée. Néanmoins, quelques unités sont actuellement en construction, ce qui conduit à limiter la réduction du parc. Sur l'horizon de moyen terme, le Bilan prévisionnel retient une décroissance du parc de cycles combinés au gaz de moins de 1 GW.

En Belgique aussi, des cycles combinés au gaz sont menacés de fermeture ou de mise sous cocon. Néanmoins, l'arrêt prolongé des deux tranches nucléaires de Doel 3 et Tihange 2 fragilise la sécurité d'approvisionnement du pays. La mise en place en 2014, par le gouvernement belge, d'une réserve stratégique pourrait maintenir quelques cycles combinés au gaz menacés de fermeture sur les deux prochains hivers. Les groupes formant les réserves stratégiques sont néanmoins sortis du marché, et ne peuvent fonctionner que sur ordre du gestionnaire de réseau, en cas de risque avéré de défaillance. Au-delà de 2017, aucune certitude n'existe quant au maintien des réserves stratégiques ni au retour sur le marché des unités en réserve. Les hypothèses du Bilan prévisionnel retiennent donc une forte décroissance du parc de cycles combinés au gaz (plus de 1 GW) à partir de 2017.

Parc de cycles combinés au gaz installé au 1^{er} janvier 2015



Hypothèses d'évolution de la capacité des cycles combinés au gaz entre 2015 et 2020



Parmi les pays considérés, c'est **en Grande-Bretagne** que les perspectives de la filière semblent les plus optimistes. Des cycles combinés au gaz sont aujourd'hui en construction. La probable fermeture massive de groupes charbon dans les années à venir conduit à retenir des hypothèses de légère croissance du parc de cycles combinés au gaz sur l'horizon de moyen terme.

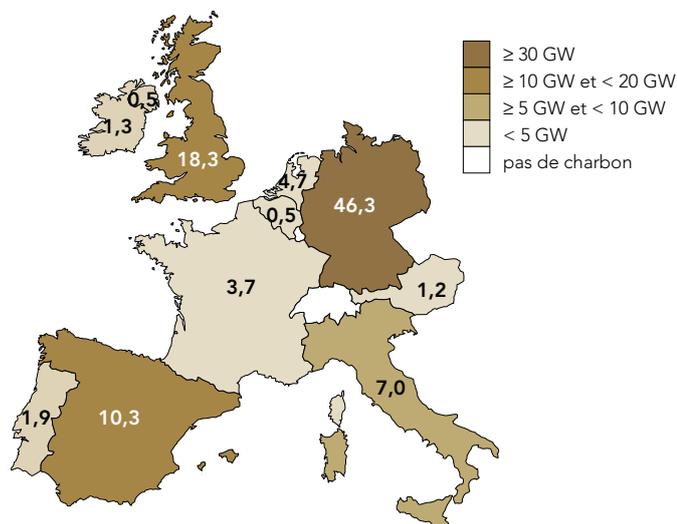
À l'échelle des douze pays étudiés, les hypothèses retenues pour le Bilan prévisionnel sont une décroissance nette de la capacité de production des cycles combinés au gaz d'environ 15 GW d'ici à 2020, avec des disparités très marquées entre les pays.

4.2.4. La filière charbon

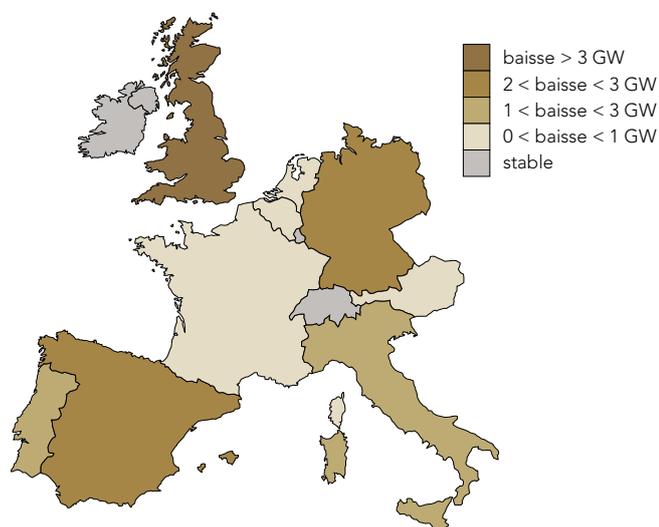
En Europe de l'Ouest, le parc charbon est majoritairement installé **en Allemagne** (46 GW) et **en Grande-Bretagne** (18 GW). C'est également dans ces deux pays que l'électricité produite par la filière charbon a représenté en 2014 la plus grande part dans le mix énergétique, respectivement 46% et 28%. Les parcs sont de capacité moins importante en Espagne (10 GW) et en Italie (7 GW).

À moyen terme, un grand nombre de groupes charbon devraient être déclassés du fait de l'ancienneté d'une partie du parc et des contraintes environnementales portées par la directive européenne.

Parc charbon installé au 1^{er} janvier 2015



Hypothèses d'évolution de la capacité des groupes charbon entre 2015 et 2020



En l'absence de planning officiel de fermetures, l'hypothèse retenue pour le Bilan prévisionnel est l'arrêt des installations après 45 ans, dès lors qu'elles n'ont pas fait l'objet d'adaptations pour réduire leurs émissions. Cette hypothèse relève d'une approche prudente dans le cadre de l'analyse de risque de l'équilibre offre-demande.

La Grande-Bretagne, qui dispose d'un parc ancien, pourrait ainsi voir la capacité installée décroître de 30% dans les cinq prochaines années. En l'absence de nouveau projet, la trajectoire retenue dans le Bilan prévisionnel conduit à un parc charbon de 12 GW à l'horizon 2020.

En Italie, les contraintes environnementales et sociales pèsent fortement sur les centrales les plus polluantes. Des unités ont fait l'objet de travaux d'adaptation, tandis que d'autres sont menacées par des procédures juridiques. Par ailleurs, les producteurs ont annoncé vouloir réduire leur parc considéré aujourd'hui comme surcapacitaire. Compte tenu de l'âge des installations, l'hypothèse retenue est une contraction de l'actuel parc charbon d'environ 2 GW d'ici à 2020.

En Espagne, les hypothèses de déclassement des centrales les plus anciennes amènent à une réduction de plus de 2 GW du parc charbon, avec la fermeture des dernières installations fonctionnant au lignite. Une capacité de 8 GW environ est considérée à l'horizon 2020 dans le Bilan prévisionnel.

En Belgique, une seule centrale charbon est actuellement en service. Sa fermeture prochaine est annoncée. Aucun projet de nouvelle centrale charbon n'est à l'ordre du jour.

En Allemagne et aux Pays-Bas, l'évolution de la filière charbon se distingue de celle des autres pays. Des installations vont être déclassées, mais de nouveaux groupes sont en construction pour compenser en partie les fermetures annoncées. Le parc charbon allemand devrait être pratiquement stable sur l'horizon de moyen terme. En 2020, avec un parc de près de 44 GW, l'Allemagne devrait disposer de plus de 50% du parc charbon des pays étudiés.

À l'échelle du périmètre étudié, la réduction du parc charbon retenue dans le Bilan prévisionnel atteint 20 GW d'ici à 2020.

4.3. Les capacités d'interconnexions aux frontières françaises

RTE et ses partenaires européens assurent une coordination renforcée de l'utilisation des interconnexions pour veiller à la solidarité entre les pays européens. Les interconnexions permettent également à un fournisseur d'électricité de vendre son énergie à un client situé dans un autre pays d'Europe. Enfin, elles contribuent à optimiser à l'échelle européenne l'utilisation des moyens de production et en particulier l'intégration des énergies renouvelables variables.

La France est interconnectée avec tous ses voisins par de nombreuses liaisons transfrontalières. Pour autant, les capacités d'échanges avec les différents pays et leur utilisation sont très différenciées.

Le profil d'utilisation des interconnexions est propre à chaque frontière et varie en fonction :

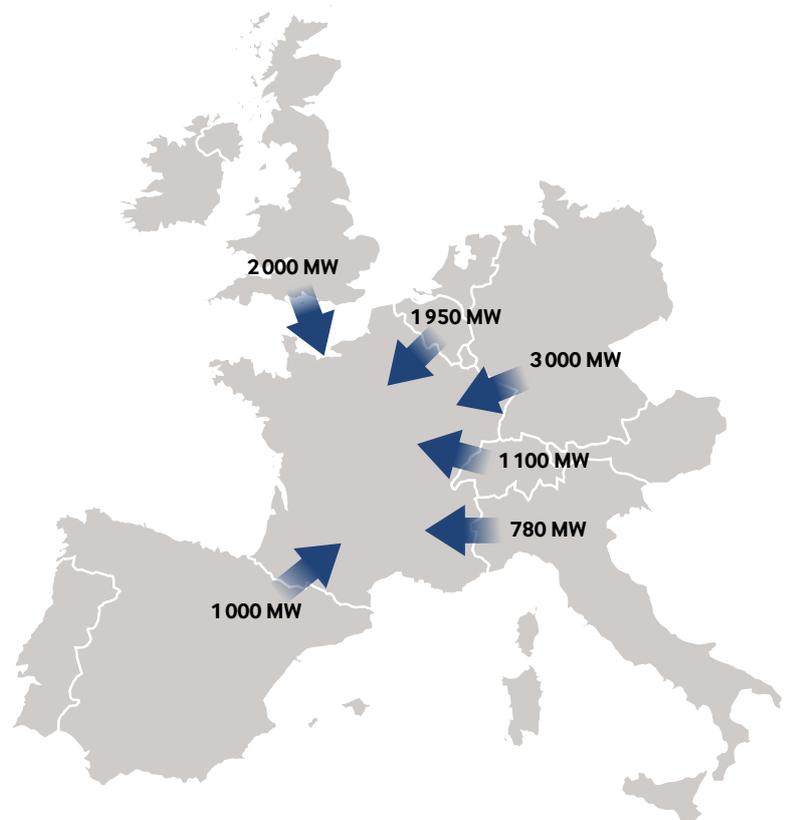
- des caractéristiques des mix de production de chaque pays, et notamment du niveau de production des énergies renouvelables.
- du niveau de consommation, qui dépend de la saison, du type de jour (ouvré ou chômé), du moment de la journée, etc.
- des capacités d'import et d'export, qui peuvent être différentes selon les contraintes internes des réseaux de chaque pays.

RTE optimise l'utilisation des capacités d'échanges existantes grâce à des mécanismes de marché

RTE et ses partenaires européens mettent en place des mécanismes de marché pour optimiser l'utilisation des capacités disponibles. En premier lieu, le couplage par les prix des marchés de dix-sept pays européens, du Portugal à la mer Baltique et de la Grande-Bretagne à l'Autriche, permet depuis 2014 une optimisation économique de l'utilisation des moyens de production à l'échelle du continent.

Les capacités d'import et d'export disponibles pour les échanges commerciaux ou « Net Transfer Capacity » (NTC) sont calculées et publiées conjointement par les gestionnaires de réseau. Elles dépendent à la fois des caractéristiques des lignes d'interconnexion, de leur disponibilité et des contraintes internes sur les réseaux électriques dans chaque pays. En 2013, la capacité moyenne d'export de la France sur l'ensemble de ses frontières a été de 12 GW et sa capacité d'import de 9 GW. La France a exporté 70 TWh et importé 23 TWh, soit un solde exportateur de 47 TWh.

Échanges aux frontières le 9 février 2012 à 8 h



Depuis le 21 mai 2015, une nouvelle méthode de calcul, le « flow-based », permet d'augmenter les échanges transfrontaliers au plus près des capacités physiques réelles du réseau pour les pays de la zone CWE (Allemagne, Belgique, Pays-Bas, France).

Dans une approche prudente d'analyse de risque de l'équilibre offre-demande, et dans l'attente d'un retour d'expérience des effets du flow-based sur les échanges transfrontaliers, les capacités d'échanges restent modélisées pour cette édition du Bilan prévisionnel par des NTC sur l'ensemble des frontières.

Une alimentation sécurisée grâce aux interconnexions lors de consommations exceptionnelles

Lors de la vague de froid de février 2012, des valeurs de consommation historiques ont été atteintes pendant plusieurs journées consécutives. Les échanges aux frontières ont été fortement mobilisés sur toute cette période. Du 3 au 13 février, la France a constamment importé de l'électricité. Le 9 février, ces imports ont dépassé 8000 MW de 7 h à midi et ont permis de couvrir jusqu'à 10% de la consommation française. La capacité limite d'importation d'électricité a été atteinte sur la plupart des frontières.

Des besoins d'interconnexion très hétérogènes selon les pays

Les capacités de production installées dans les pays en regard de leur consommation sont très différentes d'un pays européen à l'autre : certains pays sont structurellement importateurs et d'autres exportateurs. Dans ce paysage très contrasté, certaines capacités d'échanges en apparence peu élevées sont en pratique suffisantes étant donné le peu d'opportunité économique aux échanges d'électricité. D'autres qui semblent plus élevées sont saturées et mériteraient d'être renforcées.

Des capacités aux interconnexions qui évoluent

Outre les hypothèses d'offre et de demande dans les pays voisins, les études du Bilan prévisionnel reposent sur des hypothèses de capacités d'échanges entre pays. Ces hypothèses font, elles aussi, l'objet d'une actualisation pour prendre en compte les informations les plus récentes disponibles dans le « Schéma décennal du réseau de transport 2014 » et dans sa version européenne présentée par ENTSO-E, le « Ten Year Network Development Plan 2014 ».

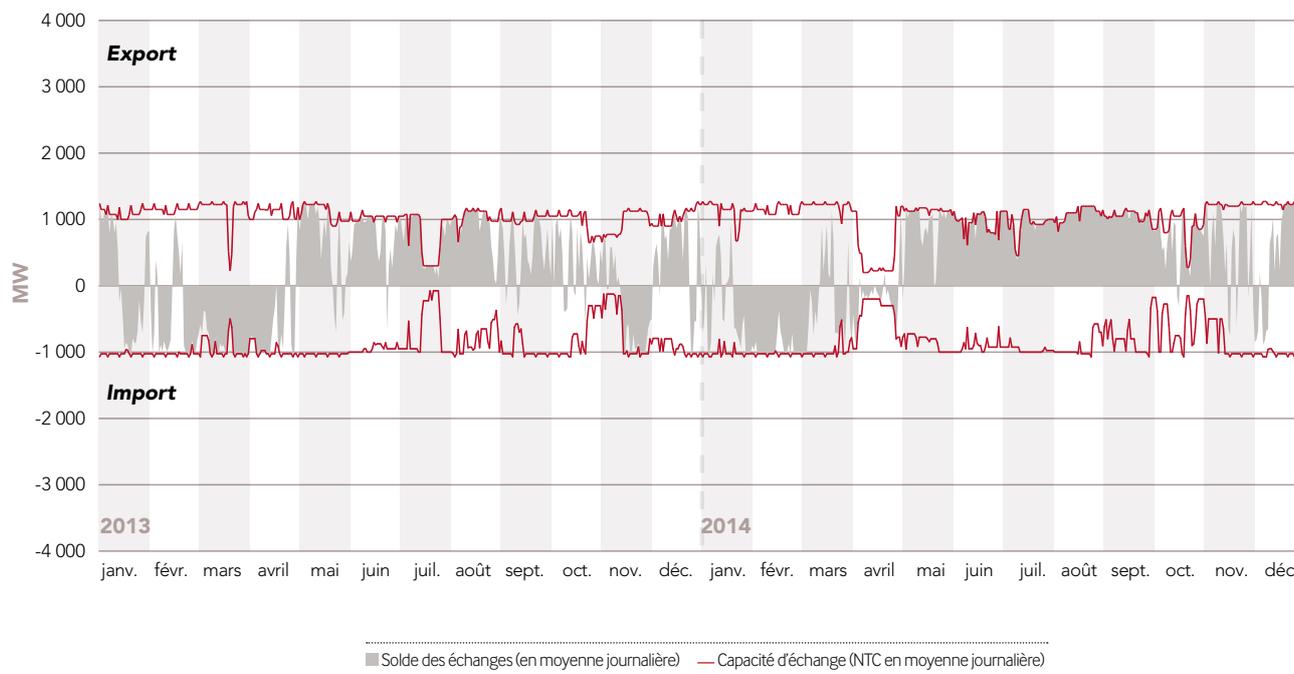
Entre 2015 et 2020, les capacités des interconnexions françaises sont amenées à évoluer de manière significative :

- La liaison à courant continu entre Baixas (Perpignan) et Santa Llogaia (au nord de Barcelone) a été inaugurée en février 2015, pour une mise en service à l'été 2015. La réalisation de cette nouvelle liaison conduira à une augmentation des capacités d'échanges avec l'Espagne pour l'hiver 2015-2016,
- La mise en service de la liaison à courant continu Grande-Île-Piosasco (de Chambéry à Turin) au cours de l'année 2020 permettra une augmentation de la capacité d'échange entre la France et l'Italie.

La mise en service en 2019 d'une liaison à courant continu de 1000 MW entre la France et la Grande-Bretagne était retenue comme hypothèse dans la précédente édition du Bilan prévisionnel. Le projet connaît aujourd'hui des retards. Ainsi, dans une approche prudente, la mise en service de cette ligne d'ici à 2020 n'est pas retenue.

Tenant compte des projets ci-dessus, et de renforcements sur les réseaux amont, l'estimation des capacités

Capacités et échanges journaliers entre la France et l'Espagne en 2013 et 2014



L'interconnexion France-Espagne était celle qui disposait des capacités d'échanges les plus faibles. Elle était saturée aussi bien en import qu'en export selon la production éolienne en Espagne. La mise en service de la ligne Baixas-Santa Llogaia permettra de plus que doubler les capacités d'échange.

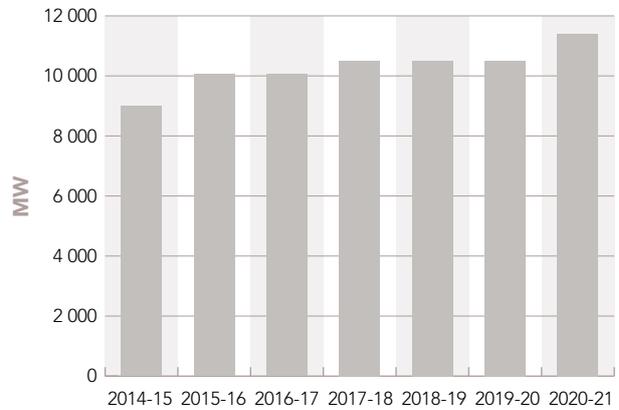
Source : Bilan électrique 2014 (http://www.rte-france.com/sites/default/files/bilan_electrique_2014.pdf)

commerciales hivernales réalisée pour le Bilan prévisionnel conduit à fin 2020 aux valeurs suivantes :

- ▶ entre la France et la Grande-Bretagne, une capacité d'import et d'export de 2000 MW,
- ▶ entre la France et la Belgique, une capacité d'import de 1400 MW et d'export de 3200 MW,
- ▶ entre la France et l'Allemagne, une capacité d'import de 2300 MW et d'export de 1800 MW,
- ▶ entre la France et la Suisse, une capacité d'import de 1100 MW et d'export de 3200 MW,
- ▶ entre la France et l'Italie, une capacité d'import de 2100 MW et d'export de 4300 MW,
- ▶ entre la France et l'Espagne, une capacité d'import de 2500 MW et d'export de 2800 MW.

La somme des capacités d'import hivernales par frontière, déterminantes pour l'estimation du risque de défaillance, atteint une valeur maximale de 11,4 GW fin 2020.

Hypothèses d'évolution de la capacité hivernale d'import en France





Allemagne

Les énergies renouvelables atteignent plus de 26% dans le mix électrique en Allemagne, néanmoins la part cumulée prise par le charbon et le lignite reste la plus importante d'Europe de l'Ouest.

Une croissance des énergies renouvelables toujours soutenue

L'Allemagne est le pays qui possède les plus fortes capacités de productions renouvelables installées en Europe avec plus de 39 GW d'éolien (dont 1 GW d'éolien en mer) et 38 GW de photovoltaïque.

L'année 2014 a été marquée par le raccordement de plus de 4,3 GW d'éolien et 1,8 GW de photovoltaïque. Au cours de l'année 2015, près de 2 GW d'éolien en mer devraient être raccordés.

Doté d'un parc renouvelable déjà important, l'Allemagne conserve des objectifs ambitieux de développement pour les années à venir. Ces objectifs ont été réaffirmés par la loi du 1^{er} août 2014 (EEG 2014) relative aux énergies renouvelables.

Sur un horizon de cinq ans, les hypothèses retenues pour le Bilan prévisionnel sont une progression annuelle de 2,5 GW pour l'éolien et de 1,8 GW pour le photovoltaïque, ainsi qu'un parc installé de 6,5 GW d'éolien en mer. Les parcs biomasse (6,3 GW) et hydraulique (11 GW) devraient peu évoluer d'ici à 2020.

Une puissance installée pour le thermique classique pratiquement stable sur un horizon de moyen terme

Le mix énergétique allemand s'appuie fortement sur les filières charbon (26 GW) et lignite (19 GW). Des installations anciennes ou ne respectant pas les normes environnementales vont être déclassées (de l'ordre de 5 GW), alors que de nouvelles installations vont être mises en service (3,5 GW) d'ici à 2020.

La filière des cycles combinés au gaz (13,5 GW) rencontre des difficultés également en Allemagne, et des installations récentes mais ne fonctionnant que rarement devraient fermer. De nouveaux groupes sont néanmoins en construction (1,3 GW).

Le parc de centrales à gaz conventionnel (5 GW) devrait peu évoluer d'ici à 2020. En revanche, le parc de moyens de pointe, représentant 6 GW, devrait se réduire à 3,6 GW à ce même horizon.

Enfin, le parc thermique fossile comporte également un peu plus de 5 GW de production décentralisée, répartie sur un grand nombre de sites ; ce parc est supposé stable sur l'horizon d'étude.

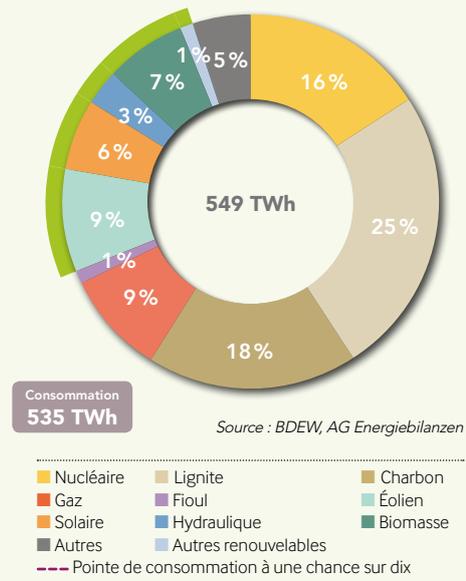
Sur l'horizon de moyen terme, la puissance installée du parc thermique classique est considéré comme relativement stable.

Une sortie du nucléaire prévue en 2023

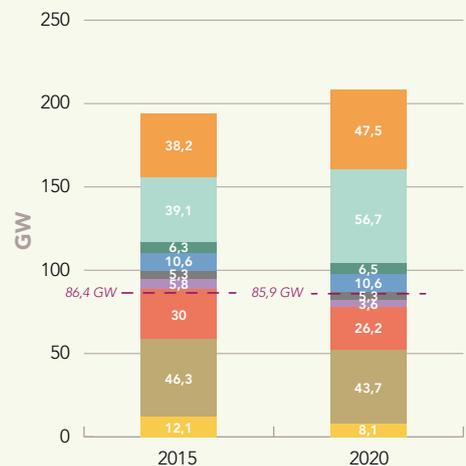
L'Allemagne poursuit son plan de sortie du nucléaire décidé après l'accident de Fukushima en 2011.

Le parc nucléaire allemand est composé de neuf tranches pour une capacité totale de 12 GW. À l'horizon 2020, trois centrales auront été arrêtées ; la capacité installée sera alors ramenée à 8 GW.

Mix électrique en 2014



Hypothèses d'évolution du parc



Synthèse





Grande-Bretagne

Le mix électrique de Grande-Bretagne est dominé par les énergies fossiles (58%).

Un parc d'énergies renouvelables qui poursuit sa croissance

La Grande-Bretagne possède le parc éolien en mer le plus important d'Europe (plus de 4 GW), avec de forts objectifs de développement. À l'horizon 2020, ce parc devrait atteindre 7 GW installés.

Le parc éolien terrestre est légèrement inférieur à celui de la France (de l'ordre de 8 GW). Le rythme actuel de raccordement est soutenu, et ce sont plus de 11 GW qui devraient être raccordés en 2020.

C'est en Grande-Bretagne que la croissance du parc photovoltaïque a été la plus importante en Europe en 2014, avec 2,2 GW supplémentaires installés. D'une capacité de l'ordre de 5 GW en 2015, le parc devrait atteindre 9,6 GW à l'horizon 2020.

Les filières biomasse (3 GW) et hydraulique (4 GW) sont considérées stables sur l'horizon d'étude.

Un parc thermique classique en forte décroissance du fait de la fermeture de centrales charbon

Les groupes charbon britanniques sont relativement anciens, et de nombreuses installations vont être déclassées dans les prochaines années. D'ici à 2020, la puissance raccordée devrait être réduite de 30% (baisse de 18,3 GW à 12,5 GW).

Le parc de cycles combinés au gaz représente environ 28 GW et 820 MW sont en construction. Sur un horizon de moyen terme, le parc devrait croître légèrement.

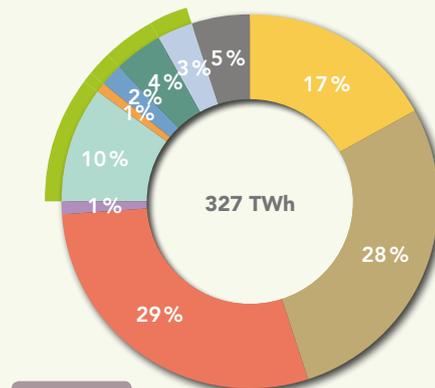
Le parc de production de moyens de pointe (3 GW) devrait décroître fortement du fait des réglementations environnementales d'ici à fin 2015. Plus de 1,3 GW vont ainsi être déclassés.

Un mix électrique conservant une part nucléaire, mais un parc en décroissance

Plusieurs centrales seront déclassées d'ici à 2020. Avec la fermeture de six tranches, le parc nucléaire verra sa capacité installée passer de 9,4 GW à 6,6 GW sur l'horizon de moyen terme.

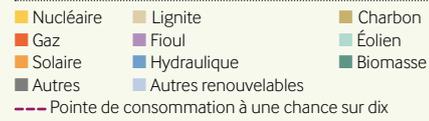
Cependant, la Grande-Bretagne intègre le nucléaire dans sa politique énergétique à long terme. Plusieurs projets sont en cours (Hinkley Point C étant le plus avancé), et la prolongation de dix années supplémentaires d'une partie des centrales est envisagée.

Mix électrique en 2014



Consommation
327 TWh

Source : ENTSO-E 2015



Hypothèses d'évolution du parc



Synthèse





Espagne

Les énergies renouvelables occupent en Espagne une place importante, avec plus de 42% du mix électrique.

Un parc d'énergies renouvelables qui n'évolue plus

Face au problème de la dette énergétique qui a atteint le seuil critique de 25 milliards d'euros en 2013, le gouvernement espagnol a modifié les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables. Après des années de croissance soutenue, ces filières sont à l'arrêt avec seulement une centaine de mégawatts installés au cours des deux dernières années, contre plusieurs milliers les années précédentes.

L'hypothèse retenue pour le Bilan prévisionnel est un taux de raccordement moyen de 200 MW par an sur l'horizon de moyen terme pour l'éolien et de 100 MW par an pour le solaire (photovoltaïque et thermodynamique).

Le développement du parc éolien en mer n'est pas envisagé avant 2021 au plus tôt.

Les filières biomasse (1 GW) et hydraulique (20,9 GW) sont considérées comme stables sur l'horizon d'étude.

L'importante surcapacité thermique devrait entraîner la mise sous cocon de nombreux cycles combinés au gaz

Le parc thermique espagnol comporte également des centrales charbon (9,2 GW) et lignite (1,1 GW). Composé d'installations polluantes et anciennes, celui-ci devrait être réduit d'ici à 2020 de plus de 2 GW avec notamment le déclassement des dernières installations au lignite.

En 2015, la capacité du parc espagnol de cycles combinés au gaz est de près de 25 GW. La plupart des groupes ont été construits après 2000, notamment du fait du dispositif, incitatif, de « garantie de puissance », rémunérant la capacité.

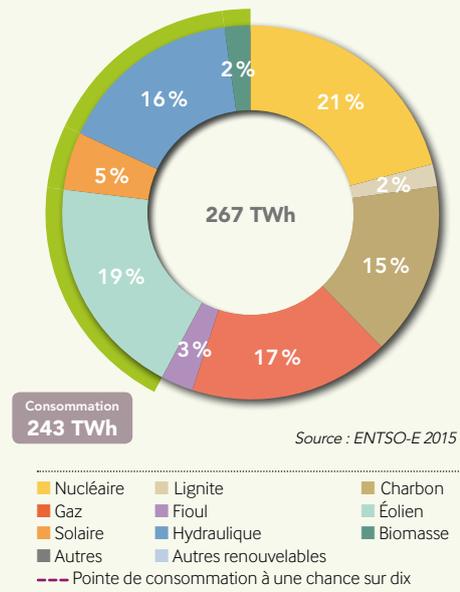
Un ensemble de mesures ont été engagées par les autorités espagnoles pour limiter la surcapacité : elles conduisent à la mise sous cocon d'environ 6 GW de cycles combinés au gaz.

Un parc nucléaire stable sur l'horizon de moyen terme

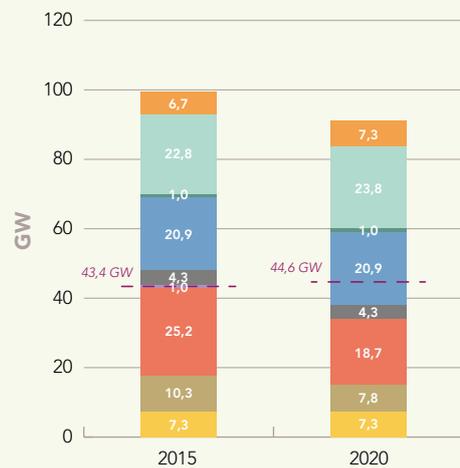
L'Espagne compte actuellement sept tranches nucléaires en service pour une capacité totale d'environ 7 GW.

La centrale la plus âgée d'Espagne (Santa Maria de Garoña) a été mise à l'arrêt en décembre 2012, six mois avant la date prévue, notamment du fait des coûts induits par les travaux de mise en conformité des centrales à la suite de l'accident de Fukushima. Dans les hypothèses du Bilan prévisionnel, cette centrale est maintenue à l'arrêt sur tout l'horizon d'étude.

Mix électrique en 2014



Hypothèses d'évolution du parc



Synthèse





Italie

Avec une part de 41 % du mix électrique, les énergies renouvelables sont au cœur du système électrique italien.

La croissance du parc d'énergies renouvelables a fortement ralenti

Après des années de forte croissance, le développement du parc éolien, et dans une moindre mesure celui du parc photovoltaïque est en net ralentissement.

Le parc éolien a progressé de seulement 300 MW au cours des années 2013 et 2014, contre plus de 1 GW par an les années précédentes. L'hypothèse retenue dans le Bilan prévisionnel est une progression moyenne de 450 MW par an sur l'horizon de moyen terme.

Le parc photovoltaïque a crû de 800 MW en 2014. Les hypothèses de moyen terme retiennent une progression de 950 MW par an.

Le développement du parc éolien en mer n'est pas envisagé avant 2021 au plus tôt.

La surcapacité du parc devrait entraîner une décroissance du parc thermique

Face à une situation de surcapacité, et aux difficultés pour rentabiliser les moyens installés, deux des principaux producteurs italiens ont annoncé des fermetures massives de groupes à court et moyen termes.

Le parc de cycles combinés au gaz (36,8 GW) est l'un des plus importants d'Europe. Une part significative de ces groupes fonctionne très peu, et des mises sous cocon sont annoncées. L'hypothèse d'une baisse de 4,5 GW du parc d'ici à 2020 est retenue dans le Bilan prévisionnel.

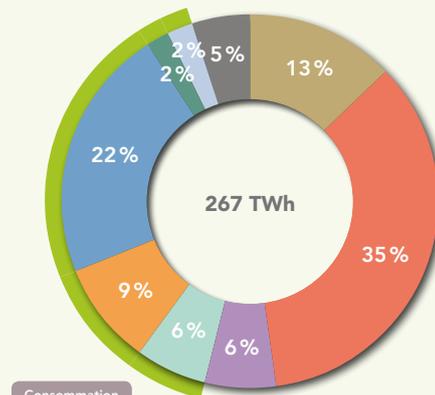
Le parc charbon (7,0 GW) est soumis à des contraintes environnementales. Certaines unités ont été mises aux normes, d'autres sont à l'arrêt du fait de procédures juridiques. Les hypothèses du Bilan prévisionnel considèrent une baisse de 2 GW sur l'horizon de moyen terme.

L'Italie dispose également d'un parc d'installations anciennes fonctionnant au fioul (6,7 GW). Pour cette filière également, des mises sous cocon ou des déclassements sont annoncés. Suivant une hypothèse prudente, les groupes fioul sont supposés à l'arrêt à l'horizon 2020.

Un mix électrique sans installation nucléaire

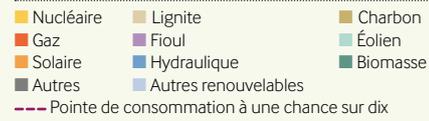
L'Italie a effectué une sortie du nucléaire civil en 1987. Aucun projet de centrale nucléaire n'est en cours.

Mix électrique en 2014



Consommation
308 TWh

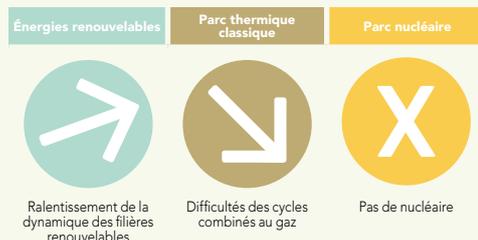
Source : ENTSO-E 2015



Hypothèses d'évolution du parc



Synthèse





Belgique

L'énergie nucléaire représente la part la plus importante du mix de production électrique en Belgique, suivie par les filières de production à partir de gaz. L'équilibre est toutefois fragilisé par l'indisponibilité prolongée depuis 2012 de deux tranches nucléaires de taille importante (2 GW au total) ainsi qu'un parc thermique soumis à des risques de retraits temporaires ou définitifs.

Un parc éolien en mer en croissance

De nombreux parcs éoliens en mer sont actuellement en projet, dont une grande partie devrait voir le jour dans les années à venir. Une capacité totale d'environ 1,8 GW est envisagée d'ici à 2020 dans le Bilan prévisionnel, représentant un léger retard d'environ deux ans par rapport aux objectifs belges 2020. Le parc terrestre, dont la capacité actuelle est d'environ 1,2 GW, pourrait suivre une progression en ligne avec son développement récent, soit 150 MW par an environ.

Le parc photovoltaïque représente aujourd'hui 3,1 GW, mais son rythme d'installation passé étant très irrégulier, une hypothèse prudente de 150 MW par an est retenue pour les années à venir.

De nombreux groupes thermiques soumis à un risque de fermeture ou de retrait temporaire

Sur les trois prochaines années, de nombreux groupes thermiques sont amenés à entrer sous cocon ou à être fermés, pour obsolescence ou pour manque de rentabilité économique. Plusieurs cycles combinés au gaz sortent du marché dès l'hiver prochain, mais la plupart pourraient continuer à contribuer à l'équilibre offre-demande en étant mis à disposition dans les réserves stratégiques mises en place l'hiver dernier pour assurer la sécurité d'approvisionnement.

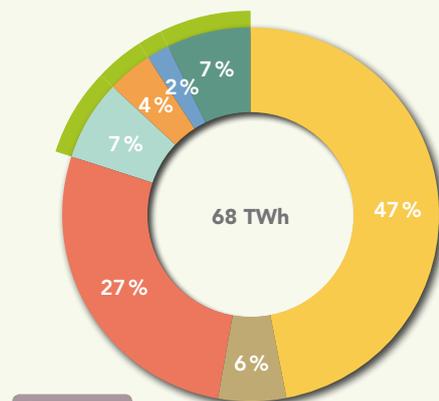
Le parc des moyens de pointe, ancien, pourrait se réduire sur les prochaines années. Enfin, la filière charbon pourrait disparaître en 2016 en raison des normes environnementales et de l'âge du dernier groupe encore existant.

Un planning de sortie du nucléaire perturbé par les indisponibilités prolongées

La Belgique compte actuellement sept tranches nucléaires, pour une capacité totale de 5,8 GW. Un plan de sortie du nucléaire à 2025 est actuellement en vigueur, cependant les indisponibilités prolongées des tranches Doel 3 et Tihange 2 pourrait en modifier le calendrier. Aucune date de redémarrage de ces unités n'étant pour le moment décidée, le Bilan prévisionnel 2015 les considère comme absentes sur tout l'horizon d'étude.

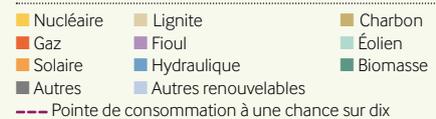
L'indisponibilité de ces deux tranches, ajoutée aux risques de fermetures du parc thermique, fragilise l'équilibre offre-demande. C'est pourquoi il est envisagé de reculer la date de fermeture, initialement prévue en 2015, de l'une ou des deux tranches nucléaires de 400 MW. L'hypothèse du Bilan prévisionnel est qu'une de ces deux tranches est prolongée, et produit de nouveau à partir de l'hiver 2016-2017.

Mix électrique en 2014

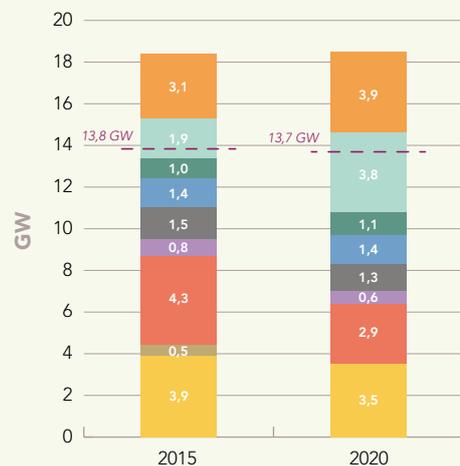


Consommation
84 TWh

Source : ENTSO-E 2015



Hypothèses d'évolution du parc



Synthèse





PARTIE 5

L'analyse de risque à moyen terme

5.1

Objectif et méthode d'analyse de la défaillance

5.2

Analyse du risque de défaillance sur l'horizon 2015-2020

5.3

Sensibilité aux hypothèses de consommation

5.4

Sensibilité aux événements extrêmes

5.5

Contribution des interconnexions à l'équilibre offre-demande

5.6

Mise en œuvre du mécanisme de capacité

5.7

Bilan énergétique

L'analyse de risque à moyen terme

L'analyse de l'équilibre offre-demande à moyen terme vise à apprécier les risques de défaillance susceptibles d'apparaître à un horizon de cinq ans, à partir de l'évolution probable de la consommation et de l'offre disponible en France et en Europe, tout en tenant compte des imports de l'étranger et des effacements de consommation. Compte tenu des incertitudes qui pèsent à cet horizon, notamment sur le contexte économique et l'évolution de la production thermique centralisée en France comme en Europe, des analyses de sensibilité à ces hypothèses sont présentées pour en évaluer l'impact sur le diagnostic.

5.1. Objectif et méthode d'analyse de la défaillance

5.1.1. Définition des indicateurs de la sécurité d'approvisionnement

La sauvegarde de l'intégrité du système français et européen interconnecté oblige au maintien impératif, 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. Grâce au plan de sauvegarde du réseau, **la conséquence de la défaillance n'est pas un blackout généralisé**. La coupure de l'alimentation d'une partie limitée des consommateurs permet alors d'éviter l'effondrement de l'ensemble du système européen.

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 : la fréquence des délestages, leur durée, le volume d'énergie non délivrée. Pour une demande donnée, ces paramètres sont des fonctions décroissantes de la puissance disponible. Mais les relations qui les lient entre eux sont complexes à déterminer et dépendantes de la nature et de l'ampleur des aléas affectant le système électrique concerné, eux-mêmes dépendant du mix des productions et de la nature des consommations.

Conformément à l'article 11 du décret du 20 septembre 2006 relatif aux Bilans prévisionnels, 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, indépendamment de la profondeur de ce déficit.

L'espérance de durée de défaillance en France sur les années à venir est évaluée à l'issue des simulations⁵⁹ de fonctionnement du système électrique français intégré dans son environnement européen. Si elle est inférieure à trois heures par an, l'offre est jugée suffisante et une **marge de capacité** peut être estimée. Dans le cas contraire, les simulations sont reprises afin d'évaluer la puissance manquante ou **déficit de capacité**, en ajoutant en France de nouveaux moyens fictifs jusqu'à respecter le critère d'une durée de défaillance inférieure à trois heures par an. Cette offre complémentaire correspond à une puissance parfaitement disponible et sans contrainte de stock, sans préjuger des moyens (groupes thermiques, énergies renouvelables, effacements de consommation...) qui la fourniront.

⁵⁹ Des éléments méthodologiques supplémentaires sont présentés dans la partie 1 de ce document.

Il convient d'insister sur le fait que 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.

D'autres indicateurs sont également fournis dans cette partie, parmi lesquels le **solde des échanges**, les **productions en énergie** des différentes filières, ainsi que les estimations d'émissions de CO₂ relatives à la production d'électricité. Les tableaux associés présentent les résultats en espérance annuelle (moyenne des productions sur l'ensemble des mille combinaisons d'aléas simulées).

5.1.2. Spécificité des vagues de froid

Du fait de la structure de la consommation française, les situations de défaillance sont rencontrées tout particulièrement lors des périodes de froid. On estime en général que le respect du critère d'équilibre des trois heures permet de couvrir une vague de froid décennale.

La vague de froid de février 2012 est l'illustration d'un événement climatique exceptionnel d'une durée et d'une ampleur inédites depuis plus de vingt ans. À cet égard, un parc de production et d'effacement permettant un strict respect du critère de défaillance ne suffirait pas à garantir la couverture de la pointe de consommation que l'on observerait aux conditions climatiques équivalentes à celles de l'hiver 2011-2012. S'il a été néanmoins possible de préserver l'équilibre entre l'offre et la demande, c'est parce que la France disposait alors de marges, grâce à la bonne disponibilité circonstancielle de son parc de production et par celles des pays voisins, combinée à des marges sur les capacités d'interconnexion. La totalité des moyens de production disponibles en France ont été alors sollicités, tandis que les imports d'électricité se sont élevés à leur plus haut niveau historique.

Ainsi, même si le critère de défaillance est strictement respecté, des délestages de consommation pourraient être nécessaires pour maintenir l'équilibre offre-demande dans l'éventualité d'aléas très défavorables tels que les vagues de froid sévères de janvier 1985, janvier 1987 ou février 2012.

5.2. Analyse du risque de défaillance

L'analyse de la défaillance menée dans le cadre du Bilan prévisionnel 2015 s'appuie sur les hypothèses de demande et d'offre exposées dans les chapitres précédents. Les hypothèses de demande sont déclinées en quatre scénarios (« Référence », « Haut », « Bas », « MDE renforcée »), tandis que l'offre fait l'objet de deux hypothèses « enveloppes » sur le parc nucléaire.

Hypothèse de l'arrêt de Fessenheim en 2016

L'hiver 2015-2016 se caractérise par des marges importantes (4,8 GW), malgré la réduction du parc charbon de 1,4 GW au cours de l'année. En effet, en considérant les informations communiquées par les producteurs sur cette échéance proche, l'ensemble du parc thermique installé devrait être en état de produire, exception faite des maintenances longues prévues pour deux groupes.

Les marges diminuent à l'hiver 2016-2017 suite à la fermeture de Fessenheim et à la réduction du parc fioul de 1,4 GW. La mise sous cocon de deux cycles combinés au gaz est compensée par la mise en service d'une nouvelle unité et le retour de maintenance d'un autre groupe.

À l'hiver 2017-2018, un léger déficit apparaît du fait de l'arrêt de 2,4 GW de groupes fioul supplémentaires et de la mise

Analyse du risque de défaillance

Scénario de consommation « Référence » – Hypothèse d'arrêt de Fessenheim en 2016

	Hiver 2015-2016	Hiver 2016-2017	Hiver 2017-2018	Hiver 2018-2019	Hiver 2019-2020
Énergie de défaillance	1,4 GWh	6,1 GWh	12,9 GWh	10,9 GWh	7,0 GWh
Espérance de durée de défaillance	0h30	1h45	3h15	2h45	2h00
Marge ou déficit de capacité	4800 MW	1700 MW	-200 MW	300 MW	1200 MW

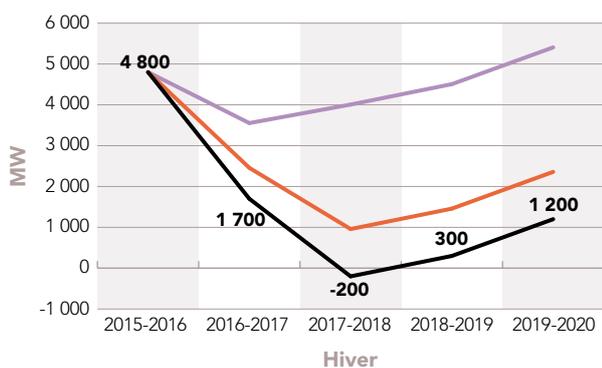
Analyse du risque de défaillance

Scénario de consommation « Référence » – Hypothèse d'arrêt de Fessenheim à la mise en service de l'EPR

	Hiver 2015-2016	Hiver 2016-2017	Hiver 2017-2018	Hiver 2018-2019	Hiver 2019-2020
Énergie de défaillance	1,4 GWh	3,7 GWh	7,6 GWh	6,7 GWh	7,0 GWh
Espérance de durée de défaillance	0h30	1 h 15	2h00	1h45	2h00
Marge ou déficit de capacité	4 800 MW	3 200 MW	1 300 MW	1 800 MW	1 200 MW

Marge ou déficit de capacité à moyen terme

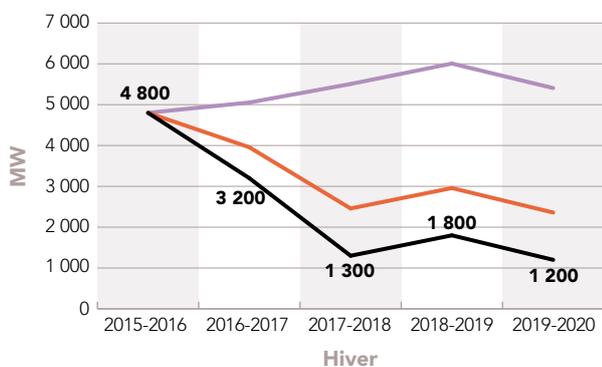
Hypothèse de l'arrêt de Fessenheim en 2016 – Scénario de consommation « Référence »



— Marge/déficit – Scénario de consommation "Référence" – Hypothèse d'arrêt de Fessenheim en 2016
 — Marge - Variante "Maintien des cycles combinés au gaz"
 — Marge - Variante "Maintien des cycles combinés au gaz et des groupes fioul"

Marge ou déficit de capacité à moyen terme

Hypothèse d'arrêt de Fessenheim à la mise en service de l'EPR – Scénario de consommation « Référence »



— Marge/déficit – Scénario de consommation "Référence" – Hypothèse de l'arrêt de Fessenheim à la mise en service de l'EPR
 — Marge - Variante "Maintien des cycles combinés au gaz"
 — Marge - Variante "Maintien des cycles combinés au gaz et des groupes fioul"

sous cocon d'un cycle combiné au gaz. Ces retraits sont compensés partiellement par le retour de maintenance d'un groupe charbon et l'augmentation des capacités d'import françaises.

Dès l'hiver 2018-2019, des marges sont retrouvées notamment suite au démarrage d'un nouveau cycle combiné au gaz. Ces marges augmentent sensiblement à l'hiver 2019-2020 avec la mise en service de l'EPR de Flamanville et le raccordement des nouveaux parcs éoliens terrestres et maritimes.

Hypothèse de l'arrêt de Fessenheim à la mise en service de l'EPR de Flamanville

Tous les autres paramètres en termes d'évolution de consommation ou de production restent inchangés.

L'analyse de risque conduit à un diagnostic identique pour le premier hiver. Les marges s'accroissent significativement sur les hivers suivants.

Elles sont sur l'ensemble de l'horizon 2015-2020 supérieures à 1200 MW.

5.2.1. Des marges qui augmentent en cas de maintien des groupes fioul et des cycles combinés au gaz

En raison des incertitudes qui entourent les filières des cycles combinés au gaz et des groupes fioul, notamment au-delà de 2017, les hypothèses retenues dans cet exercice du Bilan prévisionnel sont prudentes quant aux capacités de production thermique disponibles à cet horizon.

Si les groupes fioul et les cycles combinés à gaz sont maintenus disponibles par les producteurs, plusieurs gigawatts de marges supplémentaires peuvent être retrouvés sur l'horizon 2015-2020.

5.2.2. Comparaison au Bilan prévisionnel précédent

Le Bilan prévisionnel 2014 prévoyait, sous l'hypothèse de l'arrêt de Fessenheim en 2016, un déficit de capacité dès l'hiver 2015-2016, augmentant à l'hiver suivant avant de se résorber à l'hiver 2018-2019.

Les producteurs ont depuis sensiblement revu les hypothèses relatives à leurs parcs thermiques à flamme, notamment pour les deux prochains hivers. Les groupes fioul sont maintenus en fonctionnement à minima pour deux hivers, et certains cycles combinés au gaz précédemment annoncés sous cocon sont désormais annoncés en fonctionnement. Par rapport au Bilan prévisionnel 2014, les hypothèses de puissance disponible pour le parc thermique à flamme sont ainsi supérieures de 4 GW sur l'hiver 2015-2016 et de 2,3 GW sur l'hiver 2016-2017.

À partir de l'hiver 2017-2018, la révision à la baisse des perspectives d'évolution de la demande explique l'amélioration des marges. Le report de la mise en service de l'EPR de Flamanville modère toutefois ces effets.

Les marges sur l'horizon de moyen terme sont significativement revues à la hausse dans le Bilan prévisionnel 2015.

5.3. Sensibilité aux hypothèses de consommation

Au-delà de la mobilisation de moyens de production ou d'effacement envisagée au chapitre précédent pour maîtriser le risque de défaillance, les variantes de consommation permettent d'explorer la sensibilité du diagnostic à l'effort d'efficacité énergétique et à la croissance économique.

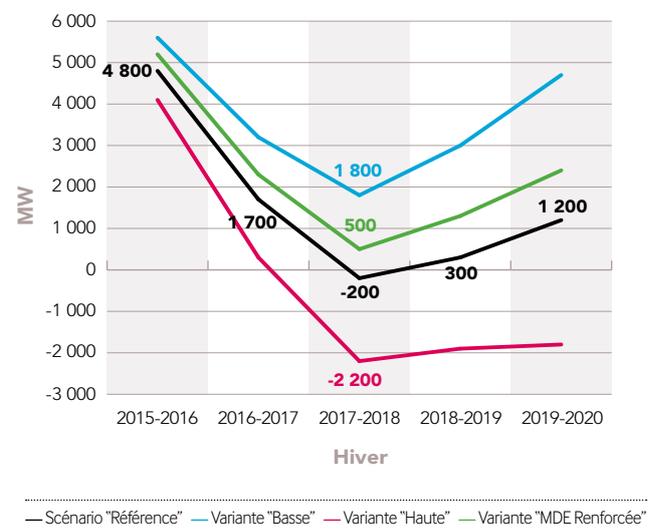
Des efforts supplémentaires d'efficacité énergétique permettent d'éviter un déficit de capacité sur l'hiver 2017-2018, et d'assurer ainsi le respect du critère de sûreté sur tout l'horizon de moyen terme. En effet, l'efficacité énergétique permet de réduire non seulement l'énergie consommée mais également, dans une certaine mesure, la puissance appelée lors des pointes, et donc le risque sur la sécurité d'approvisionnement.

De même, les conditions économiques moins porteuses envisagées dans la variante « Basse » affectent la demande et dégagent des marges de capacité supplémentaires sur tout l'horizon.

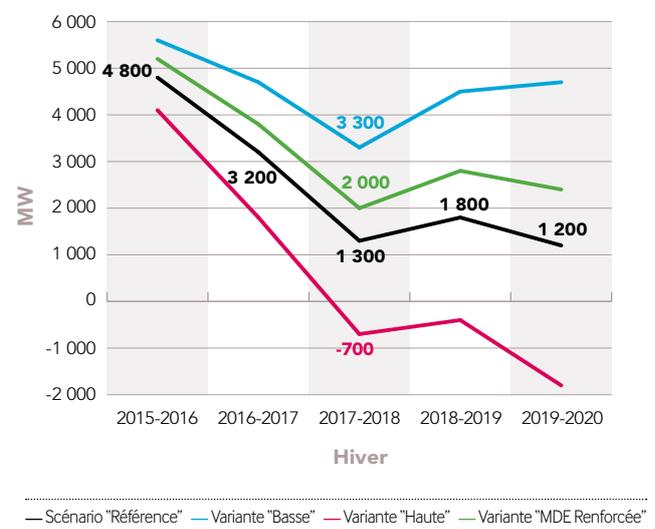
Le regain de croissance de la consommation envisagé dans la variante « Haute » conduirait en revanche à un risque élevé de déficit de capacité à partir de l'hiver 2017-2018 et jusqu'à la fin de l'horizon de moyen terme.

En synthèse, les différentes variantes illustrent la grande sensibilité du diagnostic aux hypothèses d'évolution de la consommation.

Marge ou déficit de capacité à moyen terme Hypothèse d'arrêt de Fessenheim en 2016



Marge ou déficit de capacité à moyen terme Hypothèse d'arrêt de Fessenheim à la mise en service de l'EPR



5.4. Sensibilité aux événements extrêmes

Le seuil d'alerte des trois heures du Bilan prévisionnel est relatif à l'espérance de durée de défaillance. Cette espérance est la moyenne des durées de défaillance obtenues pour mille combinaisons différentes d'aléas.

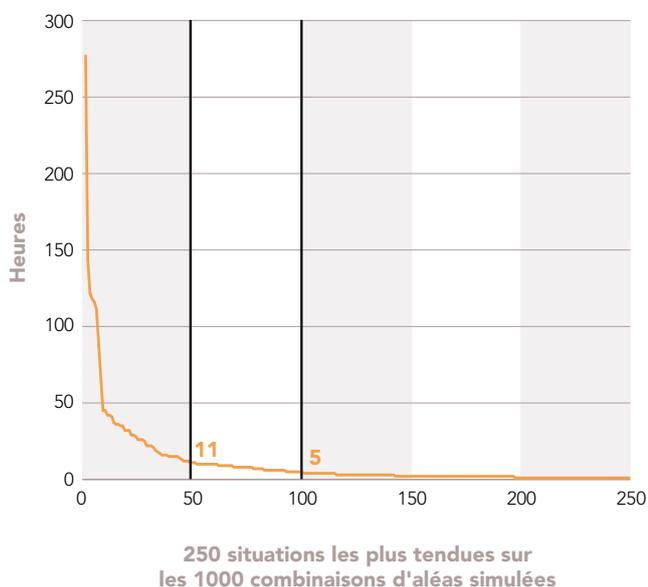
Or les analyses montrent une dispersion de la défaillance autour de son espérance.

À titre d'exemple, sur l'hiver 2018-2019, pour lequel la marge est de 300 MW, les valeurs obtenues lors des différentes simulations sont très variables, allant de 0 heure dans 74 % des combinaisons d'aléas à un maximum de 102 heures dans la combinaison la plus défavorable, dont la probabilité n'est cependant que d'une chance sur mille.

La situation rencontrée en février 2012 a une probabilité d'occurrence estimée entre une chance sur dix et une chance sur vingt. Le graphique ci-dessous présente les durées de défaillance des 250 combinaisons d'aléas les plus défavorables, parmi les 1000 simulées pour l'hiver 2018-2019. L'abscisse 50 représente la probabilité «une chance sur vingt», et l'abscisse 100 la probabilité «une chance sur dix». Sur l'hiver 2018-2019, qui présente pourtant des marges significatives, la durée annuelle de

Monotone de durée de défaillance

Hypothèse de l'arrêt de Fessenheim en 2016 – Scénario de consommation « Référence » - Hiver 2018-2019



défaillance à une chance sur dix est alors de 5 h, et atteint 11 h à une chance sur vingt.

Le respect du critère n'implique pas que toutes les situations seront surmontées sans défaillance. Une vague de froid similaire à celle de février 2012 pourrait rendre nécessaires des délestages importants si les marges sont inférieures à celles qui ont permis de surmonter la situation en 2012.

5.5. Contribution des interconnexions à l'équilibre offre-demande

5.5.1. Analyse de risque sans prise en compte des échanges transfrontaliers

Sans les interconnexions, la France n'aurait pas les moyens d'assurer son équilibre offre-demande.

L'analyse « France isolée », menée sans prendre en compte les échanges transfrontaliers, montre l'importance de la contribution des imports à la sécurité d'approvisionnement française. Cette contribution s'élève en moyenne autour de 8 à 10 GW en situation de pointe sur les prochaines années. Le développement des interconnexions mais également la disponibilité de capacités à l'étranger (où la baisse de la consommation permet aussi de dégager des marges) expliquent le niveau élevé de cette contribution. En l'état actuel de sa consommation et compte tenu des évolutions en cours du parc de production, la France, sans les interconnexions, n'aurait pas les moyens d'assurer seule son équilibre offre-demande.

5.5.2. Contribution des échanges à la couverture de la défaillance

Les échanges d'énergie aux interconnexions permettent, à tout instant, d'optimiser l'utilisation des moyens de production à l'échelle européenne, mais aussi d'assurer une solidarité entre les pays européens. Ainsi, 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, à la fois, les capacités d'interconnexion et les moyens de production disponibles dans les pays voisins. Cependant, malgré ces contributions étrangères, certaines situations particulièrement défavorables (températures très basses, absence de vent, nombreuses indisponibilités de moyens de production, etc.) peuvent mener à des épisodes de défaillance. La figure ci-dessous illustre, lors de ces situations de défaillance, la probabilité que les pays voisins soient en

Analyse du risque de défaillance sans échanges aux interconnexions

Scénario de consommation « Référence » – Arrêt de Fessenheim à la mise en service de l'EPR

	Hiver 2015-2016	Hiver 2016-2017	Hiver 2017-2018	Hiver 2018-2019	Hiver 2019-2020
Énergie de défaillance	53,8 GWh	85,1 GWh	458,9 GWh	128,8 GWh	133,2 GWh
Espérance de durée de défaillance	14h	20h	34h	28h	30h
Déficit de capacité	-4 600 MW	-5 400 MW	-7 200 MW	-6 600 MW	-6 700 MW

mesure d'exporter de l'énergie vers la France, réduisant ainsi l'énergie non distribuée en France.

Ainsi, à l'hiver 2015-2016, l'Espagne, l'Italie, la Suisse et l'Allemagne exportent vers la France dans plus de 90% des périodes de défaillance françaises issues des simulations. Dans plus de 60% des situations de défaillance en France, la Grande-Bretagne est en mesure d'exporter de l'énergie vers la France.

La contribution de la Belgique à la couverture de la défaillance française est réduite à l'hiver 2017-2018, en conséquence de deux hypothèses structurantes :

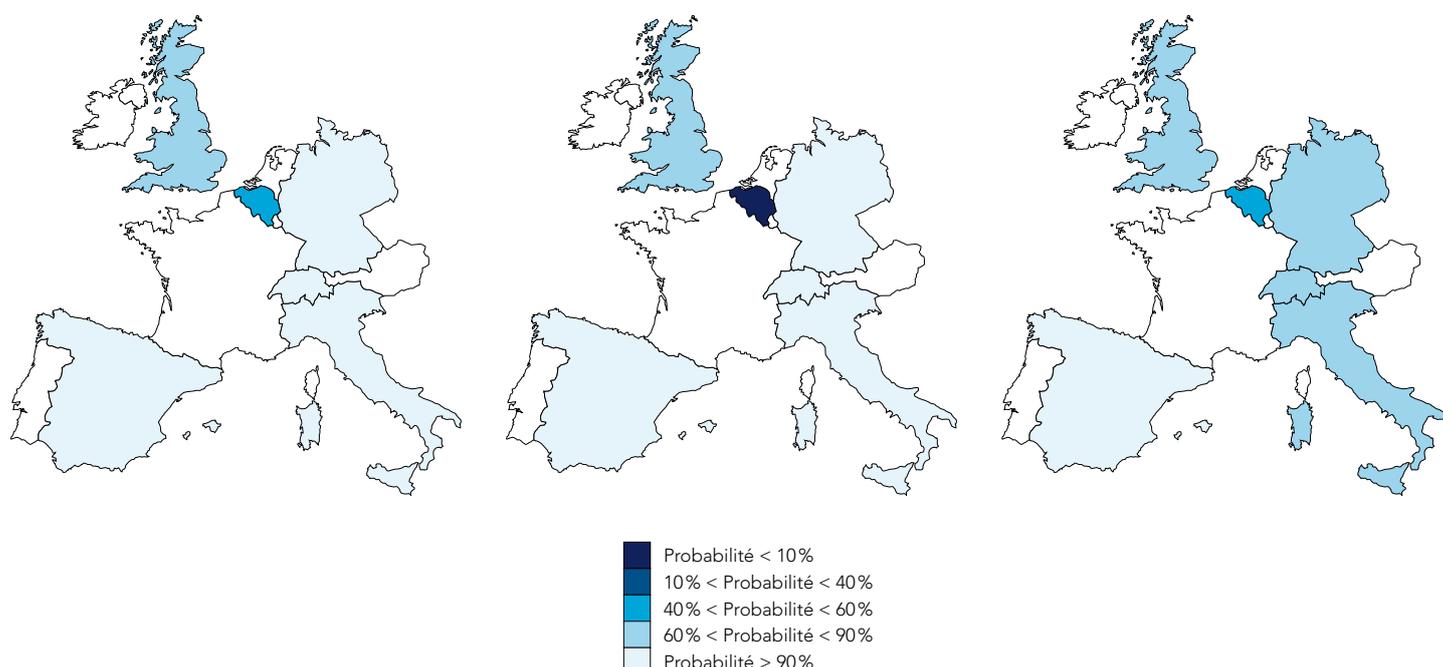
- ▶ la fermeture en 2017 des cycles combinés au gaz qui étaient intégrés jusqu'à l'hiver précédent dans la réserve stratégique belge ;
- ▶ la prolongation des indisponibilités d'une partie du parc nucléaire belge.

Probabilités, lors des situations de défaillance en France, que les pays voisins soient en mesure d'exporter de l'énergie vers la France

Hiver 2015-2016

Hiver 2017-2018

Hiver 2019-2020



À l'hiver 2019-2020, l'hypothèse de la mise en service d'une interconnexion entre la Belgique et les Pays-Bas permet à la Belgique de recouvrer des marges. Par ailleurs, la capacité de la plupart des autres pays voisins à exporter vers la France diminue. En effet, à cette échéance éloignée, des hypothèses prudentes de fermeture sont prises sur certains groupes vieillissant partout en Europe, tandis qu'aucun projet n'est aujourd'hui assez avancé pour être considéré à 2019, ce qui mène à une réduction des parcs de production dans chacun des pays.

5.6. Mise en œuvre du mécanisme de capacité

La mise en place d'une obligation de capacité prévue par la loi NOME vise à sécuriser l'alimentation électrique française, notamment lors des périodes de très forte consommation. Elle consiste à créer une obligation nouvelle pour les fournisseurs d'électricité qui doivent contribuer à la sécurité d'alimentation en fonction de la consommation en puissance et en énergie de leurs clients. Cette responsabilisation des fournisseurs sur la consommation en puissance de leurs clients doit notamment permettre de contenir la croissance excessive de la pointe par une incitation économique à la maîtrise des consommations.

Le décret n°2012-1405 du 14 décembre 2012⁶⁰ définit l'organisation générale du mécanisme. Les principes exposés dans le décret ont fait l'objet d'une nouvelle étape de déclinaison afin que le mécanisme puisse être opérationnel pour l'année civile 2017.

Tel est l'objet des règles et dispositions complémentaires⁶¹ approuvées par la ministre en charge de l'Énergie dans l'arrêté du 22 janvier 2015. Les règles mises en application par l'arrêté fixent les paramètres du mécanisme pour les deux premières années. Pour 2019, les valeurs sont supposées reconduites.

Pour l'année de livraison suivante (c'est-à-dire 2020), ces paramètres seront fixés au plus tard au 1^{er} janvier 2016 par

approbation du ministre en charge de l'Énergie et après avis de la CRE sur proposition de RTE. Sans nouvelles valeurs approuvées, les valeurs de l'année de livraison précédente seront reconduites.

Plusieurs indicateurs prévisionnels du mécanisme de capacité sont issus des simulations et publiés annuellement dans le Bilan prévisionnel :

- ▶ les prévisions d'obligation France pour les années AL⁶²+1, AL+2, AL+3 pour lesquelles les paramètres du mécanisme auront déjà été fixés ;
- ▶ les prévisions d'obligation France pour l'année AL+4 calculées en supposant une reconduction des paramètres de l'année précédente.

Cette édition du Bilan prévisionnel présente ci-dessous les estimations de l'indicateur « puissance de référence » représentatif de la contribution de l'ensemble des consommateurs français au risque de défaillance pendant les années de livraison considérées. Cette « puissance de référence » doit être couverte à la fois par les interconnexions et par le parc de production et d'effacements.

Le coefficient de sécurité du mécanisme, dont la valeur a été fixée à 0,93 dans l'arrêté du 22 janvier 2015 pour les deux premières années de livraison, intègre notamment, dans son calcul, la contribution des interconnexions à la couverture de cette « puissance de référence ».

L'obligation France publiée en respect avec les dispositions de l'article 18 du décret n°2012-1405 du 14 décembre 2012 relatif à la mise en place du mécanisme de capacité, correspond à la somme des obligations auxquelles seront soumis les fournisseurs aux horizons étudiés.

L'année 2017 correspond à la première année de livraison du mécanisme. L'année 2016 est insérée à titre indicatif. De plus, les valeurs affichées représentent une espérance de l'obligation France calculée sur cent scénarios climatiques, la dispersion autour de cette moyenne est de l'ordre de 900 MW.

⁶⁰ <http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000026786328&dateTexte=&categorieLien=id> ⁶¹ Les règles du mécanisme de capacité et le rapport d'accompagnement sont disponibles sur le site internet de RTE : <http://www.rte-france.com/fr/article/marche-de-capacite> ⁶² Année de livraison du mécanisme de capacité

Prévision de la puissance de référence France suivant les variantes de consommation (en GW)

Variante de consommation	2016	2017	2018	2019	2020
Haute	97,2	98,1	98,9	99,6	100,4
Référence	96,4	96,8	97,1	97,4	97,6
MDE renforcée	95,9	96,1	96,2	96,3	96,3
Basse	95,5	95,3	95,1	94,9	94,6

Prévision de l'obligation de capacité France suivant les variantes de consommation (en GW)

Variante de consommation	2016	2017	2018	2019	2020
Haute	90,4	91,2	92,0	92,6	93,4
Référence	89,7	90,0	90,3	90,6	90,8
MDE renforcée	89,2	89,4	89,5	89,6	89,9
Basse	88,8	88,6	88,4	88,3	88,0
Coefficient de sécurité	0,93*	0,93*	0,93*	0,93**	0,93**

* Coefficient de sécurité validé dans l'arrêté paru le 22 janvier 2015 pour les deux premières années du mécanisme

** Coefficient de sécurité supposé reconduit sur les deux années suivantes



Le mécanisme de capacité prévu par la loi NOME

Le mécanisme de capacité s'articule autour de deux piliers : l'obligation pour les fournisseurs de détenir des garanties de capacité et l'obligation pour les exploitants de capacité de conclure des contrats de certification de capacité.

Les fournisseurs et autres acteurs obligés* sont obligés de détenir pour chaque année de livraison un volume de garanties de capacités défini à partir de la consommation constatée à la pointe de leurs clients, consommation qui est ramenée à une température extrême de référence, afin de satisfaire à l'objectif de sécurité d'approvisionnement mentionné à l'article L.335-2 du Code de l'énergie. Après l'année de livraison, RTE notifie à chaque acteur obligé le montant du déséquilibre entre son obligation et le volume de garanties de capacité détenues, ainsi que le règlement financier correspondant.

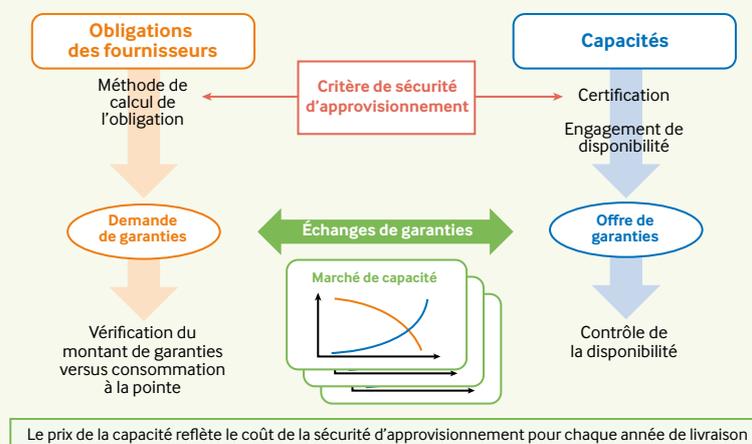
Les exploitants de capacités de production et d'effacement de consommation sont tenus de conclure avec RTE un contrat de certification pour leurs capacités. Par ce contrat, les exploitants s'engagent sur un certain niveau de capacité et notamment sur la disponibilité de leur moyen lors des périodes de tension hivernale. Ils se voient octroyer, en fonction de ce niveau de capacité qui doit refléter la contribution de la capacité à la sécurité d'approvisionnement, un montant de garanties de capacité. Les exploitants sont rattachés à un responsable de périmètre de certification, qui est redevable financièrement des éventuels écarts entre le niveau de

capacité certifié et le niveau de capacité effectivement disponible l'année de livraison considérée. Après cette année de livraison, RTE calcule les écarts pour chaque responsable de périmètre de certification, au vu de la disponibilité réelle des capacités. Le responsable de périmètre de certification paie les écarts. Les exploitants de capacités peuvent se rééquilibrer à la hausse ou à la baisse jusqu'à la fin de l'année de livraison.

Une fois les premières certifications effectives, les exploitants et les fournisseurs peuvent alors s'échanger des garanties de capacité et ceci jusqu'à la date limite de cession après la fin de l'année de livraison.

Le mécanisme de capacité a déjà démarré pour les premières années de livraison avec l'ouverture de la période de certification des moyens de production et d'effacement existants au 1^{er} avril 2015. Cette période se clôturera le 15 octobre 2015 pour l'année de livraison 2017, 1^{er} décembre 2015 pour l'année de livraison 2018 et le 1^{er} novembre pour l'année 2019. Le début des certifications est accompagné de la mise en place du registre** public de capacité. Ce nouveau registre contribuera, à l'avenir, à la construction des hypothèses de parc de production retenues dans le cadre du Bilan prévisionnel en plus des outils dont dispose déjà RTE. Il est à noter que le montant de certificats indiqué dans le registre est déclaratif et pourra être révisé par les acteurs.

Schéma global du mécanisme de capacité



* Consommateurs ou gestionnaires de réseau pour leurs pertes qui ne s'approvisionnent pas pour toute ou partie de leur consommation auprès d'un fournisseur. ** http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/meca_capa/meca_capa_rcc.jsp

5.7. Bilan énergétique

L'analyse des bilans énergétiques présentée dans les tableaux ci-après appelle plusieurs commentaires :

- Les températures particulièrement douces observées durant l'année 2014 ont donné lieu à une consommation d'un niveau relativement faible, le plus bas constaté depuis l'année 2002, ce qui explique une production modérée des différentes filières ;
- La production de la filière charbon est réduite en 2016 et 2017 en raison des maintenances longues de deux groupes sur les hivers 2015-2016 et 2016-2017, et se stabilise sur les années 2018 à 2020 ; celle des cycles combinés au gaz est stable sur toute la période ;
- La production renouvelable augmente régulièrement pour atteindre près de 23% de la consommation nationale d'électricité en 2020. Les émissions de CO₂, relativement basses en 2016 en raison de la maintenance des deux groupes charbon, sont stables sur les années suivantes.

Bilans énergétiques

Scénario de consommation « Référence » – Hypothèse d'arrêt de Fessenheim en 2016

TWh	2014*	2016**	2017	2018	2019	2020
Consommation France continentale	463,4	478,4	479,9	481,2	482,5	483,7
Pompage	7,9	6,4	6,4	6,5	6,8	7,1
Solde exportateur	67,8	69,7	68,3	70,8	76,3	85,8
Demande totale	539,1	554,5	554,6	558,5	565,6	576,6
Nucléaire	415,9	420,4	414,9	414,5	416,8	422,1
Charbon	8,3	12,4	14,5	16,0	15,7	15,4
Cycles combinés au gaz	5,2	10,7	11,2	11,0	11,1	10,7
Moyens de pointe de production et d'effacement (cumulables)	0,6	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Thermique décentralisé non EnR	13,3	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9
Thermique décentralisé EnR	5,5	5,8	5,9	6,0	6,1	6,1
Hydroélectricité	67,5	63,5	63,3	63,3	63,7	63,8
Éolien	17,1	21,6	23,7	25,7	29,4	34,7
Photovoltaïque	5,8	8,0	8,9	9,8	10,6	11,5
Offre totale	539,1	554,5	554,6	558,5	565,6	576,6
Ratio nucléaire dans la production	77,1%	75,8%	74,8%	74,2%	73,7%	73,2%
Couverture de la consommation par les EnR	20,7%	19,7%	20,2%	20,8%	21,7%	22,9%
Émission de CO ₂ (MtCO ₂)	16,6	22,9	25,1	26,5	26,2	25,8

* 2014 : - consommation non corrigée des aléas climatiques (la consommation de 2014 à température de référence est estimée à 476,2 TWh)
- effacements cumulables connus de RTE

** 2016 et années suivantes : consommation à température de référence

Bilans énergétiques

Scénario de consommation « Référence » – Hypothèse d'arrêt de Fessenheim à la mise en service de l'EPR

TWh	2014*	2016**	2017	2018	2019	2020
Consommation France continentale	463,4	478,4	479,9	481,2	482,5	483,7
Pompage	7,9	6,6	6,7	6,8	6,9	7,1
Solde exportateur	67,8	73,3	76,1	78,6	80,5	85,8
Demande totale	539,1	558,2	562,7	566,5	569,9	576,6
Nucléaire	415,9	424,9	425,1	424,5	422,3	422,1
Charbon	8,3	12,0	13,5	15,0	15,1	15,4
Cycles combinés au gaz	5,2	10,1	10,0	9,8	10,5	10,7
Moyens de pointe de production et d'effacement (cumulables)	0,6	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2
Thermique décentralisé non EnR	13,3	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9
Thermique décentralisé EnR	5,5	5,8	5,9	6,0	6,1	6,1
Hydroélectricité	67,5	63,6	63,6	63,5	63,8	63,8
Éolien	17,1	21,6	23,7	25,7	29,4	34,7
Photovoltaïque	5,8	8,0	8,9	9,8	10,6	11,5
Offre totale	539,1	558,2	562,7	566,5	569,9	576,6
Ratio nucléaire dans la production	77,1%	76,1%	75,5%	74,9%	74,1%	73,2%
Couverture de la consommation par les EnR	20,7%	19,7%	20,2%	20,8%	21,7%	22,9%
Émission de CO ₂ (MtCO ₂)	16,6	22,3	23,7	25,0	25,4	25,8

* 2014 : - consommation non corrigée des aléas climatiques (la consommation de 2014 à température de référence est estimée à 476,2 TWh)
- effacements cumulables connus de RTE

** 2016 et années suivantes : consommation à température de référence



PARTIE 6

Le développement des énergies renouvelables et besoins de flexibilité

6.1

Les scénarios à long terme du Bilan prévisionnel 2014

6.2

La consommation résiduelle

6.3

Les principaux impacts de l'éolien et du photovoltaïque

6.4

Des indicateurs de variabilité de la consommation résiduelle

6.5

Synthèse

Le développement des énergies renouvelables et besoins de flexibilité

La capacité des parcs de production éolien et photovoltaïque installés en France et en Europe a considérablement augmenté ces dernières années. Au 1^{er} janvier 2015, en France continentale, la puissance cumulée du parc éolien s'élevait à 9,1 GW, et celle du parc photovoltaïque à 5,2 GW. Sur l'ensemble des douze pays étudiés dans le Bilan prévisionnel, 106 GW d'éolien et 78 GW de photovoltaïque étaient installés.

À long terme, la progression de la pénétration de ces énergies d'origine renouvelable est appelée à continuer, des incertitudes demeurant cependant sur leur rythme d'installation. Ainsi, les scénarios prospectifs établis par RTE à l'occasion du Bilan prévisionnel 2014 retiennent en France des capacités installées en 2030 comprises entre 12 et 24 GW pour le photovoltaïque, et entre 22 et 37 GW pour l'éolien (terrestre et en mer).

Les conditions climatiques – vitesse du vent, ensoleillement – ayant un impact direct sur la production des moyens éoliens et photovoltaïques, celle-ci est variable et délicate à prévoir précisément. Au fur et à mesure de la progression du photovoltaïque et de l'éolien, ces caractéristiques modifieront de plus en plus profondément le fonctionnement du système électrique, soulevant des questions tant techniques qu'économiques.

La problématique de la flexibilité est l'un des grands enjeux induits par le développement du parc renouvelable. Afin d'apporter des premiers éléments d'éclairage, ce chapitre propose une analyse prospective des besoins de flexibilité journaliers et hebdomadaires à long terme en France. Cette analyse est effectuée à l'horizon 2030 pour les scénarios « Diversification » et « Nouveau mix » du Bilan prévisionnel 2014.

Les conclusions présentées dans ce chapitre fournissent de premières informations, mais ne constituent pas un diagnostic exhaustif des besoins de flexibilité liés au développement des énergies renouvelables. Les problématiques relevant de l'exploitation du système électrique ne sont notamment pas abordées dans ce chapitre.

6.1. Les scénarios à long terme du Bilan prévisionnel 2014

Dans l'édition 2014 du Bilan prévisionnel, quatre scénarios prospectifs à long terme (2030) étaient proposés. Ces scénarios avaient pour objectif d'explorer des variations plausibles du mix énergétique, dans des visions contrastées.

Les principaux leviers de différenciation des scénarios étaient les suivants :

- ▶ d'une part, le développement des usages spécifiques de l'électricité (informatisation, automatisation, etc.), la pénétration de mesures d'efficacité énergétique, les transferts d'usage vers l'électricité (chauffage et transport électrique notamment) et le pilotage de la demande ;
- ▶ d'autre part, le développement des énergies renouvelables, l'évolution de la capacité nucléaire, l'avenir des centrales existantes, les éventuels besoins en moyens de stockage et en réseau de transport pour assurer le bon fonctionnement du système électrique national interconnecté au sein du système européen.

Ce chapitre additionnel au Bilan prévisionnel 2015 est consacré à l'impact de l'éolien et du photovoltaïque sur la variabilité de la consommation résiduelle en France. Il propose un complément d'analyse sur deux scénarios à long terme envisagés dans l'édition 2014. Les deux scénarios retenus sont le scénario C « Diversification » et le scénario D « Nouveau mix ». Ces scénarios présentent en effet une consommation électrique nationale en 2030 proche de son niveau actuel, et une pénétration importante des énergies éolienne et photovoltaïque.

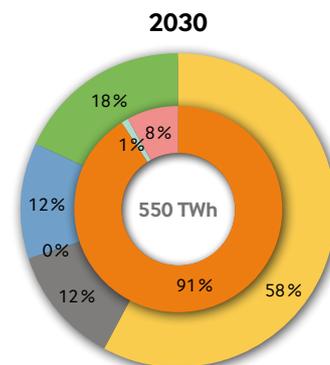
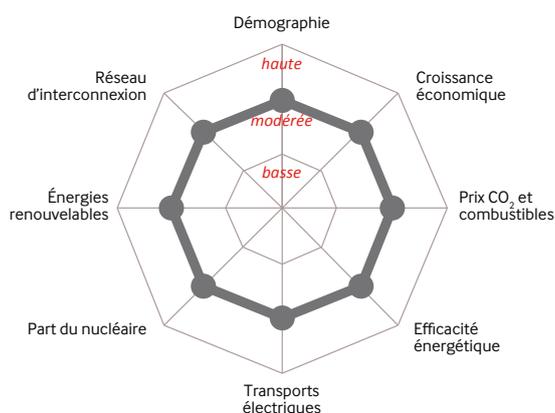
Le **scénario « Diversification »** retient une consommation électrique nationale de 501 TWh en 2030 (soit près de 5% de hausse par rapport à 2014), avec un effort d'efficacité énergétique de 79 TWh. La pointe à « une chance sur dix » croît de près de 5 GW pour atteindre 105 GW en 2030.

Dans ce scénario, 30 GW d'éolien et 16,4 GW de photovoltaïque sont installés en France. Leur production couvre ainsi près de 18% de la consommation annuelle d'électricité.

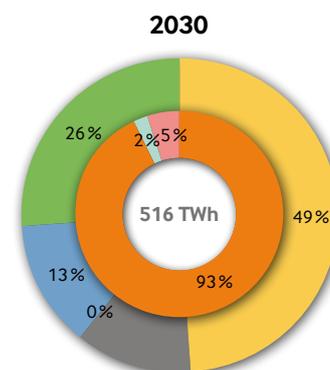
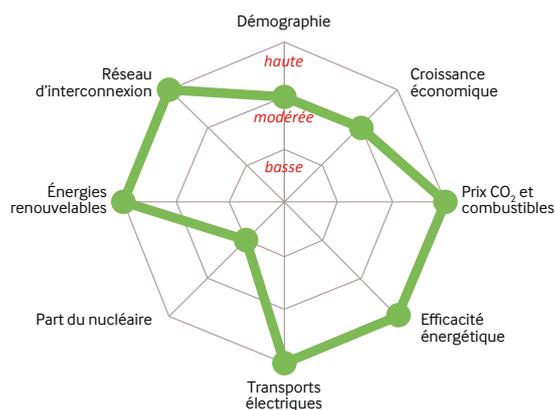
Le **scénario « Nouveau mix »** retient une consommation électrique nationale de 480 TWh en 2030 (quasiment identique à la consommation actuelle), avec un effort de plus de 105 TWh d'efficacité énergétique mais avec d'importants transferts d'usage, dont les véhicules électriques. La pointe à « une chance sur dix » est elle aussi quasiment stable sur la période avec 100 GW en 2030.

Dans ce scénario, 37 GW d'éolien et 24 GW de photovoltaïque sont installés en France. Leur production couvre ainsi près de 25% de la consommation annuelle d'électricité.

Scénario C « Diversification » 2030



Scénario D « Nouveau mix » 2030



6.2. La consommation résiduelle

Le système électrique est exploité de façon à pouvoir couvrir à tout instant la demande par une offre équivalente. Historiquement, cet équilibre entre l'offre et la demande s'effectuait presque exclusivement par l'adaptation de la production à l'évolution de la consommation.

Le développement des énergies renouvelables, d'une part, et des effacements, d'autre part, a contribué à modifier en partie cette répartition des rôles. En particulier, la production d'énergie renouvelable, du moins pour les filières éolienne ou photovoltaïque, présente la caractéristique d'être non dispatchable, et sa variabilité doit être intégrée dans l'exploitation du système électrique.

Les acteurs du système électrique doivent donc, de plus en plus, apprendre à piloter les autres moyens à leur disposition (moyens de production thermiques ou hydrauliques, interconnexions, effacements ou stockage) en fonction de l'évolution de la **consommation résiduelle**, c'est-à-dire de la consommation brute diminuée de la production fatale⁶³.

Plus la consommation résiduelle est variable, plus les productions pilotables doivent être flexibles, afin de suivre les évolutions de la consommation résiduelle et garantir

l'équilibre offre-demande à tout instant. **Les besoins de flexibilité sont donc intrinsèquement liés à la variabilité de la consommation résiduelle.**

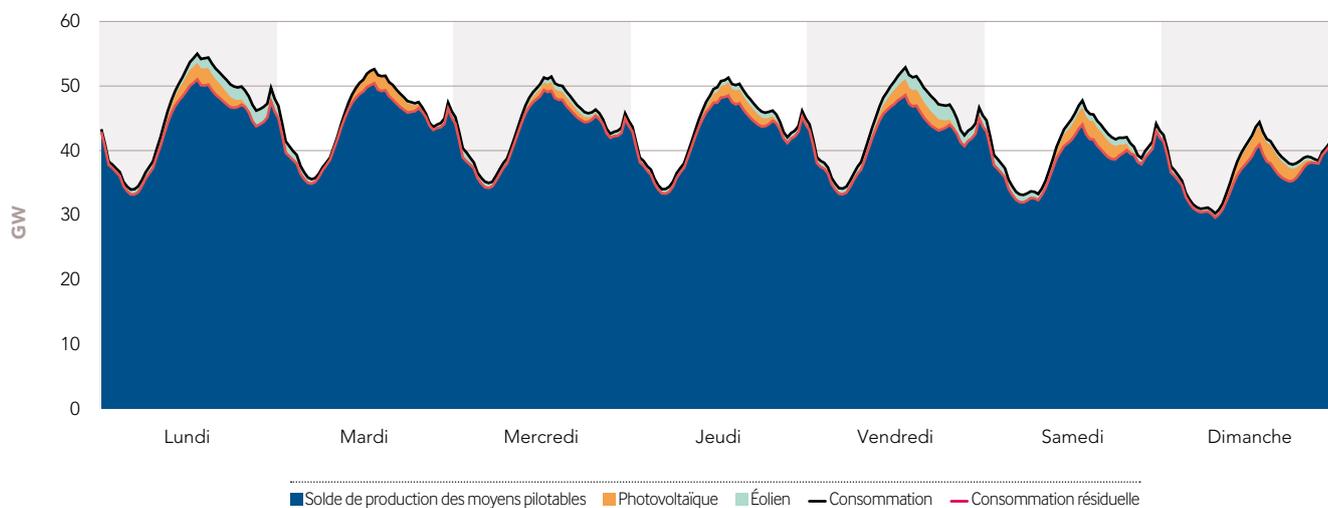
Le graphique ci-dessous illustre la différence entre consommation électrique brute et consommation résiduelle. Compte tenu de la pénétration actuellement modérée de l'éolien et du photovoltaïque en France, la consommation résiduelle est très proche de la consommation électrique brute, et présente donc les mêmes caractéristiques. En particulier, on retrouve :

- ▶ une périodicité hebdomadaire : la consommation des jours ouvrés est plus importante que la consommation des jours de week-end, et assez proche d'un jour ouvré à l'autre ;
- ▶ une périodicité journalière : la forme de la consommation résiduelle reste la même d'un jour à l'autre ; elle est caractérisée par une pointe en matinée, et par des creux de nuit très marqués ;
- ▶ la saisonnalité de la consommation résiduelle, qui est plus importante en hiver qu'en été, en raison de la thermosensibilité de la consommation brute.

Avec une forte pénétration éolienne et photovoltaïque, de profondes modifications de la forme de la consommation résiduelle apparaissent. Cela est illustré par le graphique en page suivante, basé sur le scénario « Nouveau mix » qui considère 37 GW d'éolien et 24 GW de photovoltaïque installés en France.

Illustration de la définition retenue pour la consommation résiduelle

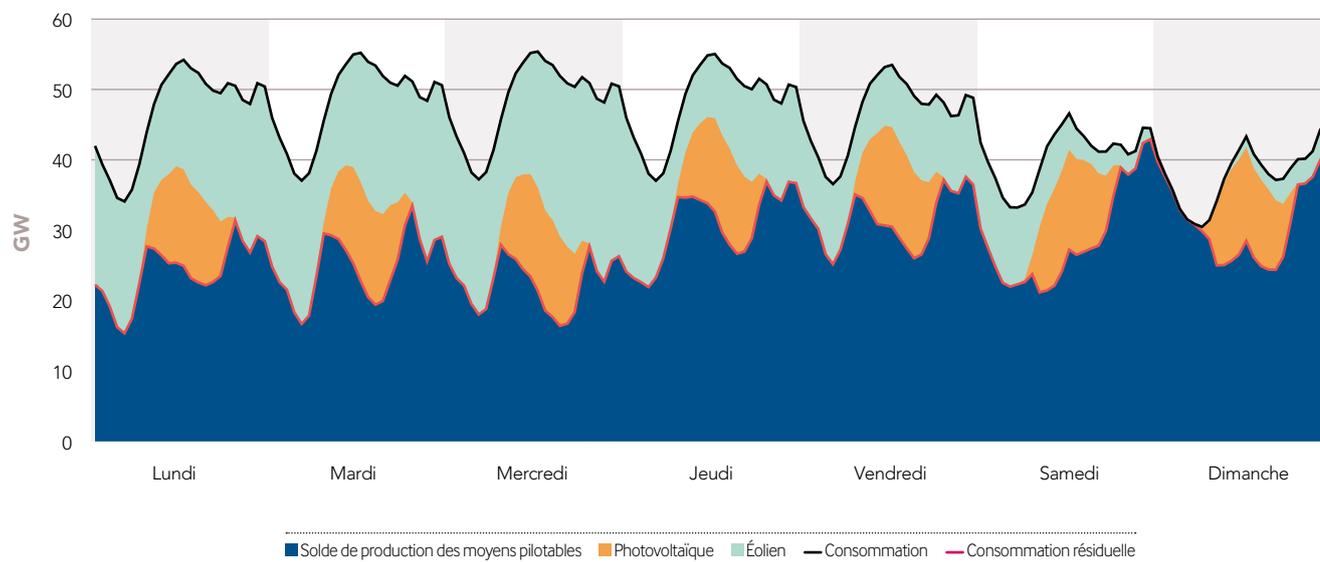
Semaine du lundi 5 au dimanche 11 août 2013 en France



⁶³ Dans ce chapitre, la consommation résiduelle est définie comme la consommation électrique nette des productions des filières éolienne et photovoltaïque. La production hydraulique de fil de l'eau est elle aussi non pilotable, mais assez peu variable sur une journée ou une semaine. C'est pourquoi elle n'est pas intégrée dans les analyses menées.

Illustration de la définition retenue pour la consommation résiduelle

Semaine du lundi 24 au dimanche 30 juillet 2030 dans le scénario « Nouveau mix » du Bilan prévisionnel 2014 en France



La structure de la consommation résiduelle est alors très différente de sa structure actuelle. En effet, avec un tel niveau de capacité installée, la production fatale des énergies renouvelables est très importante et fait fortement baisser la consommation résiduelle. Outre son niveau, la forme de la consommation résiduelle est elle aussi modifiée : la production photovoltaïque contribue à créer un nouveau creux en milieu de journée, tandis que la production éolienne atténue la périodicité hebdomadaire de la consommation. L'écart journalier entre le maximum et le minimum de la consommation résiduelle peut également augmenter (sur l'illustration précédente, c'est le cas le samedi).

Tous ces éléments pourraient profondément modifier la gestion des groupes de production pilotables thermiques et hydrauliques, mais aussi celle des moyens de stockage ou d'effacements.

Plus les volumes d'éolien et de photovoltaïque installés seront importants, plus la différence entre la consommation et la consommation résiduelle augmentera. La forme et la variabilité de la consommation résiduelle évolueront avec les capacités installées de production renouvelable, modifiant les besoins de flexibilité associés.

6.3. Les principaux impacts de l'éolien et du photovoltaïque

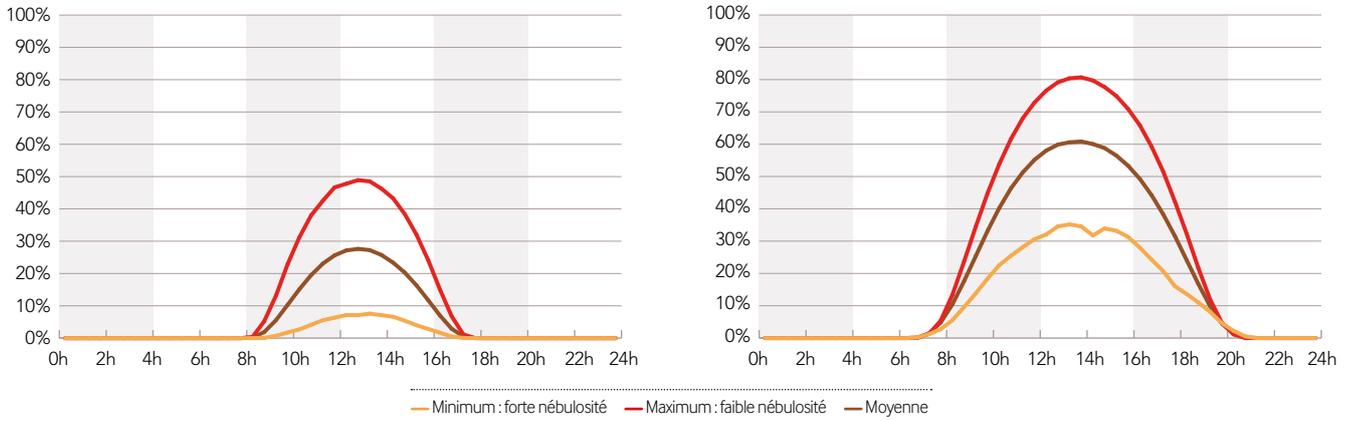
6.3.1. Le photovoltaïque modifie la forme journalière de la consommation résiduelle

La production photovoltaïque se caractérise par une **saisonnalité** très marquée. Son facteur de charge mensuel moyen évolue de 5% en décembre à près de 20% lors des mois d'été ; en moyenne, le photovoltaïque produit trois fois plus en été qu'en hiver.

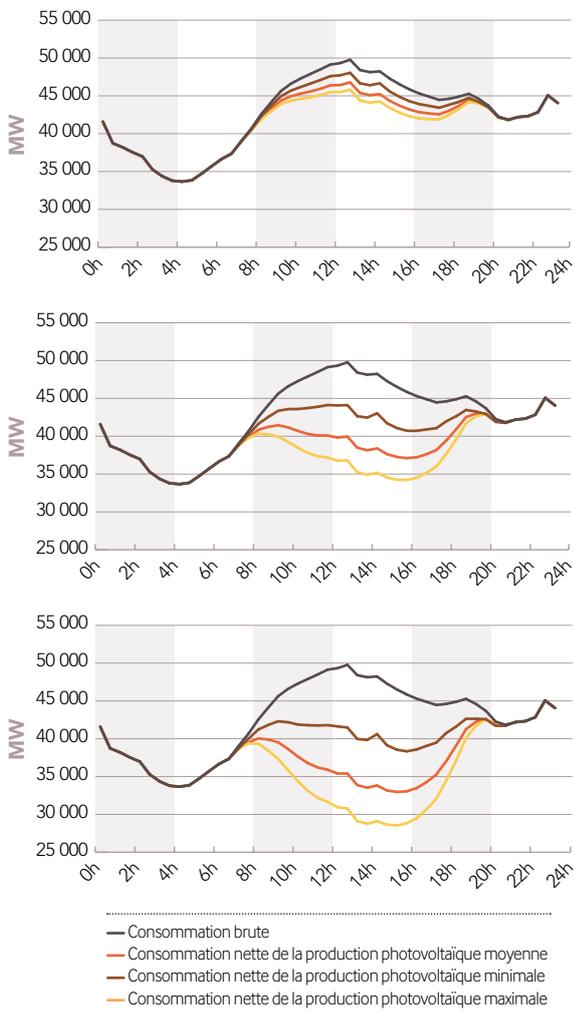
Une autre caractéristique forte de la production photovoltaïque est sa **périodicité journalière** ; son profil de production peut être assimilé à une courbe en cloche centrée sur le milieu de journée. En hiver, la plage de production du photovoltaïque est centrée essentiellement sur le créneau 10h-16h, alors qu'elle s'étale de 8h30 à 19h30 en été. Comme l'illustrent les graphiques ci-après, la nébulosité n'affecte pas la forme de la production photovoltaïque, mais elle en modifie l'amplitude.

Les variations de nébulosité d'un jour à l'autre étant généralement peu importantes, la production photovoltaïque évolue relativement peu d'un jour à l'autre. En revanche, elle évolue de manière importante d'une heure à l'autre, suivant le cycle du soleil.

Facteur de charge photovoltaïque national sur une journée des mois de janvier (gauche) et août (droite), sur la période 2011-2014



Évolution de la consommation électrique nette de la production photovoltaïque sur une journée type d'août dans la situation actuelle (en haut) et dans les scénarios « Diversification » (au centre) et « Nouveau mix » (en bas)



Compte tenu de ces caractéristiques, la pénétration du photovoltaïque dans le système électrique modifie la structure de la consommation résiduelle.

La production photovoltaïque permet de diminuer la consommation résiduelle en journée. Son effet est particulièrement marqué en été, période où la consommation française est relativement peu élevée, et où la production photovoltaïque est importante. Les graphiques ci-contre illustrent l'impact de la production photovoltaïque en France sur une journée type d'août, dans la situation actuelle et dans les scénarios « Diversification » et « Nouveau mix » du Bilan prévisionnel 2014 à horizon 2030.

La production photovoltaïque permet de lisser la pointe du matin, qui se concentre sur la plage 8h-9h, et un creux de mi-journée apparaît. La pointe de 19h est peu affectée par la production photovoltaïque, si bien que l'écart entre « creux de l'après-midi » et « pointe du soir » augmente avec la pénétration du photovoltaïque.

Ces effets sont visibles dès aujourd'hui, avec environ 5 GW de photovoltaïque installés : la pointe estivale de 12h est largement diminuée, le point de consommation résiduelle à 16h se rapproche du creux de consommation de 21h, tandis que la pointe à 19h est peu touchée.

Dans une situation correspondant à une pénétration importante du photovoltaïque, ces phénomènes sont plus marqués. En été dans le scénario « Nouveau mix », le creux de consommation résiduelle de l'après-midi est en moyenne aussi bas que le creux de nuit de 4h. Dans le cas d'une journée où la production photovoltaïque est importante, le creux de l'après-midi peut même être plus bas que le creux de nuit.

6.3.2. L'éolien fait disparaître la périodicité hebdomadaire de la consommation résiduelle

La production éolienne se caractérise elle aussi par une **saisonnalité** marquée, son facteur de charge mensuel moyen évoluant de 15% en juillet à près de 30% en janvier. En moyenne, l'éolien produit deux fois plus en hiver qu'en été.

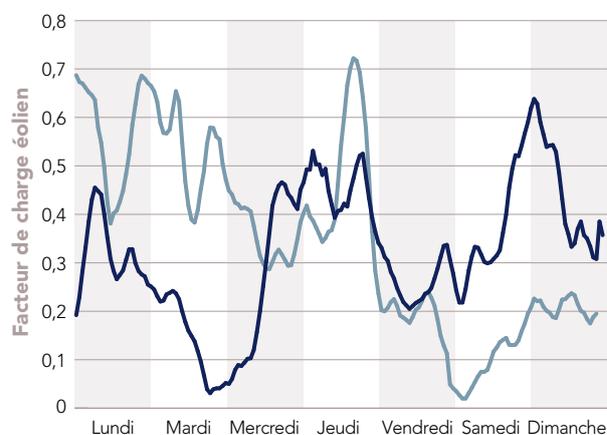
Contrairement à la production photovoltaïque, la production éolienne ne présente **pas de périodicité** évidente. Alors que les effets du photovoltaïque peuvent être appréhendés simplement, grâce à sa périodicité journalière et à la forme caractéristique de sa production, il n'en est pas de même pour l'éolien.

L'absence de périodicité du facteur de charge éolien ne permet pas de modifier structurellement (de manière régulière et périodique) la forme de la consommation résiduelle, et d'évaluer a priori les impacts horaires d'une forte production éolienne. Par exemple, la production éolienne peut être très importante en hiver à 19h, ou au contraire être quasi nulle et ainsi ne rien produire à la pointe de consommation.

Le graphique ci-contre illustre l'absence de périodicité de la production éolienne. Globalement, le facteur de charge éolien varie assez peu d'une heure à l'autre.

En revanche, alors que la consommation et la production photovoltaïque sont assez régulières sur une semaine, la production éolienne fluctue fortement d'un jour à l'autre.

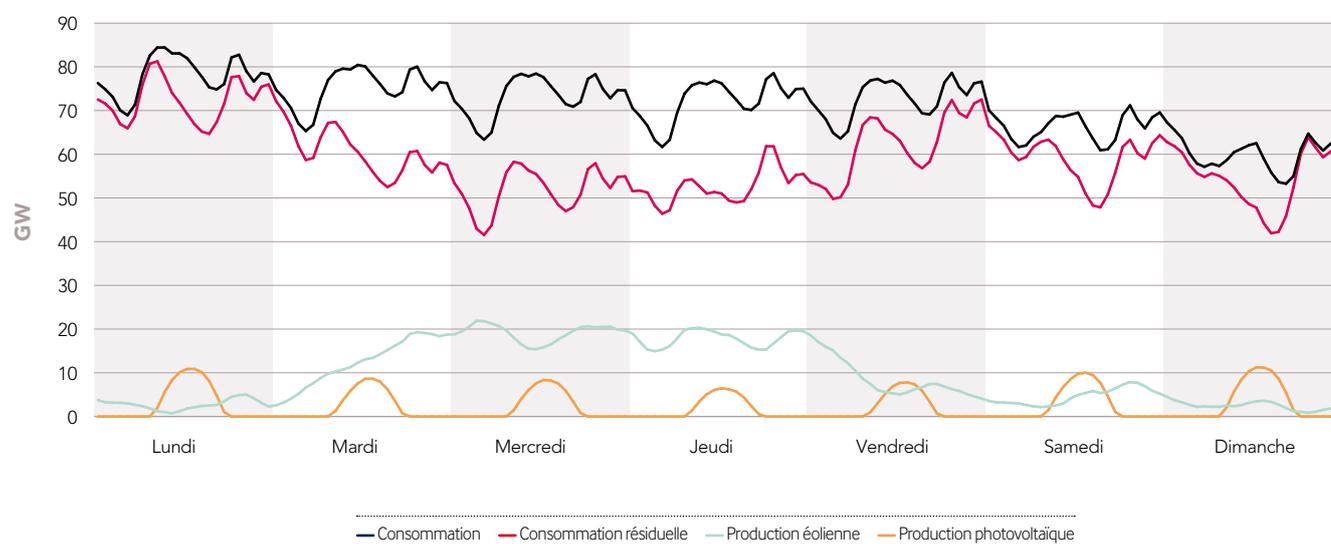
Variations du facteur de charge éolien en France sur deux semaines d'hiver distinctes



Par conséquent, une capacité éolienne importante différencie la consommation résiduelle de chacun des jours de la semaine, et efface en partie la périodicité hebdomadaire jours ouvrés – week-end que l'on connaît actuellement.

Dans le graphique ci-dessous, des journées sans vent succèdent à des journées ventées, et inversement. Ainsi, sur la semaine tracée, la consommation résiduelle est plus importante le samedi que le mercredi. Le mardi, la production éolienne est importante dans la soirée, si bien que la pointe de consommation de 19h n'apparaît plus dans la consommation résiduelle.

Variations de la consommation et des productions renouvelables en France sur une semaine de février dans le scénario « Nouveau mix » 2030 du Bilan prévisionnel 2014



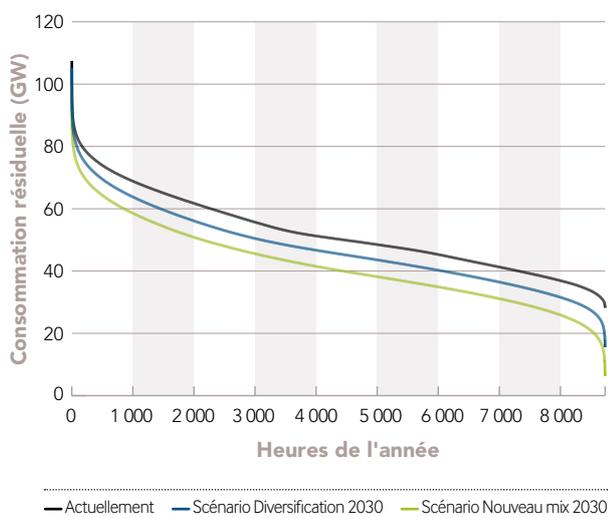
6.3.3. L'évolution des monotones de consommation résiduelle

En triant sur les 8760 heures de l'année les valeurs horaires de consommation résiduelle, de la valeur la plus importante à la valeur la plus faible, on obtient une courbe appelée « monotone ». Les monotones de consommation résiduelle permettent de visualiser aisément l'amplitude des puissances auxquelles devra répondre la production programmable, sur un an (puissance maximale, minimale, etc.). Leur étude permet d'appréhender de manière simple les impacts cumulés de l'éolien et du photovoltaïque sur les puissances à satisfaire par les moyens de production pilotables, sur une année.

Dans les scénarios « Diversification » et « Nouveau mix », la consommation résiduelle est globalement plus faible qu'actuellement. En effet, plus le volume d'énergies renouvelables fatales installé est important, plus celles-ci produisent, et plus celles-ci conduisent à réduire la consommation résiduelle.

L'analyse des extrémités des monotones montre que les capacités renouvelables installées font significativement baisser les minima de consommation résiduelle tandis qu'elles diminuent dans une moindre mesure les pointes. En effet, la production photovoltaïque est maximale en milieu de journée en été, saison durant laquelle les consommations d'électricité sont assez faibles en France, mais est relativement peu importante en hiver lors des pointes de consommation, aux environs de 19h.

Monotones de consommation résiduelle en France pour différents scénarios



6.4. Des indicateurs de variabilité de la consommation résiduelle

Afin de compléter les éléments développés dans les parties précédentes, une mesure plus quantitative de la variabilité journalière et hebdomadaire de la consommation résiduelle française est proposée dans ce paragraphe.

Trois indicateurs ont été retenus pour évaluer la **variabilité journalière et hebdomadaire** de la consommation résiduelle en France. Ces indicateurs ne prétendent pas à l'exhaustivité mais visent à donner quelques éléments généraux d'appréciation des évolutions associées aux scénarios « Diversification » et « Nouveau mix » du Bilan prévisionnel 2014. La définition d'indicateurs renvoyant à des problématiques d'exploitation du système électrique n'est pas abordée dans ce chapitre.

6.4.1. Variabilité journalière de la consommation résiduelle

Définition d'indicateurs de la variabilité journalière de la consommation résiduelle

Un premier indicateur correspond au **volume d'énergie à déplacer** pour que la consommation résiduelle soit lisse sur la journée, et constamment égale à sa moyenne journalière. Il s'exprime en gigawattheures par jour. Plus le volume d'énergie à déplacer est important, plus la consommation résiduelle est variable au cours d'une journée.

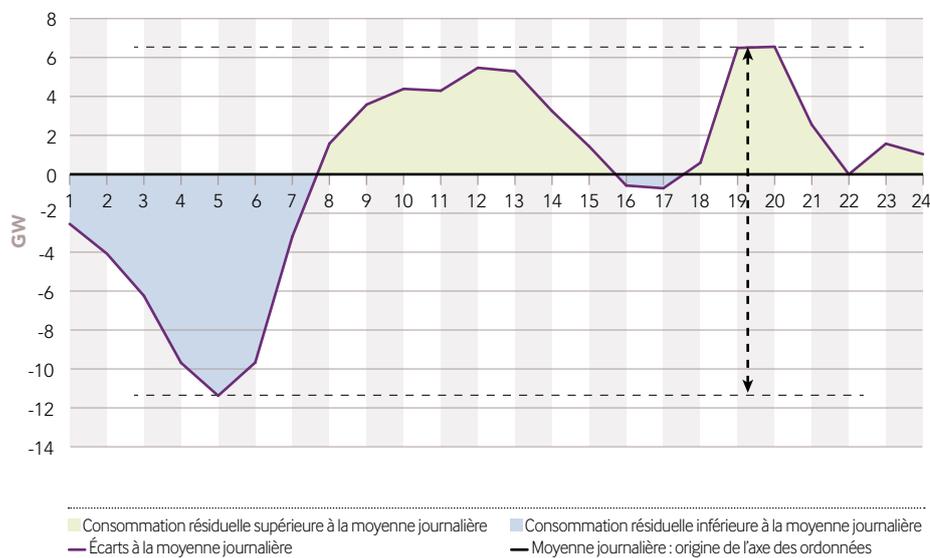
Cet indicateur avait été utilisé dans le cadre de l'étude sur le potentiel du stockage d'énergies réalisée par Artelys, Enea Consulting et le G2ELAB pour le compte de l'ADEME⁶⁴.

Par définition, sur le graphique en page suivante, ce volume correspond à l'aire bleue (égale, par construction, à l'aire verte).

Le second indicateur retenu représente **l'écart en puissance sur une journée entre le maximum et le minimum** de la consommation résiduelle. Il permet d'appréhender rapidement l'écart entre les différents niveaux de puissances auxquels devront répondre les moyens programmables au sein d'une journée. Il est représenté par la flèche noire en pointillés sur le même graphique.

⁶⁴ http://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/20140409_rapport-potential-stockage-NRJ.pdf - En lien avec cette étude, un état des lieux des technologies de stockage a été présenté dans le Bilan prévisionnel 2014.

Illustration graphique des indicateurs retenus pour mesurer la variabilité journalière de la consommation résiduelle



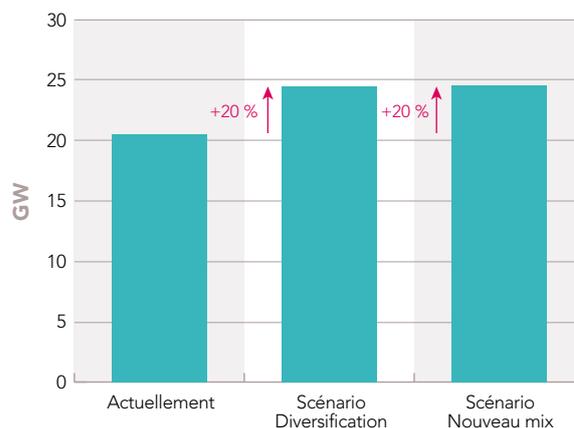
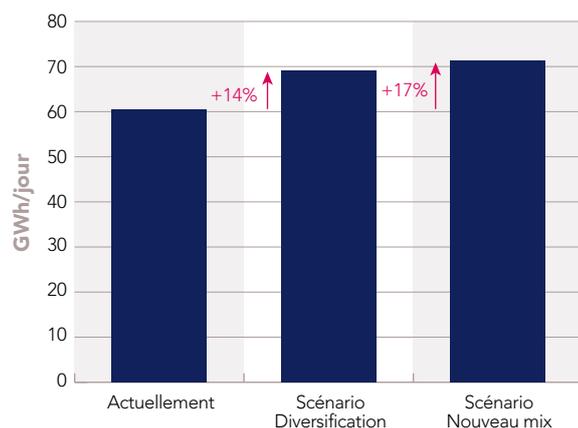
Valeurs des indicateurs définis dans les scénarios « Diversification » et « Nouveau mix »

Dans les scénarios « Nouveau mix » et « Diversification », la variabilité journalière de la consommation résiduelle est assez proche mais est plus importante qu'aujourd'hui. Par rapport à la situation actuelle, l'écart journalier entre le creux et la pointe de consommation résiduelle augmente de 20%. L'écart en énergie à la moyenne journalière de la consommation résiduelle augmente quant à lui un peu plus fortement dans le scénario « Nouveau mix » (+17%) que dans le scénario « Diversification » (+14%).

Bien que le scénario « Nouveau mix » présente une pénétration des énergies renouvelables plus importante que le scénario « Diversification », la variabilité journalière de la consommation résiduelle française est similaire dans les deux scénarios. Plusieurs éléments expliquent ce phénomène :

- ▶ l'éolien varie en moyenne assez peu d'une heure à l'autre, et donc affecte relativement peu la variabilité journalière de la consommation résiduelle ;
- ▶ les premiers gigawatts de photovoltaïque installés permettent de lisser la consommation résiduelle : le photovoltaïque produit aux heures de journée, pendant lesquelles la consommation française est plus importante que la nuit.

Variabilité journalière de la consommation résiduelle : indicateur en énergie (gauche) et en puissance (droite)



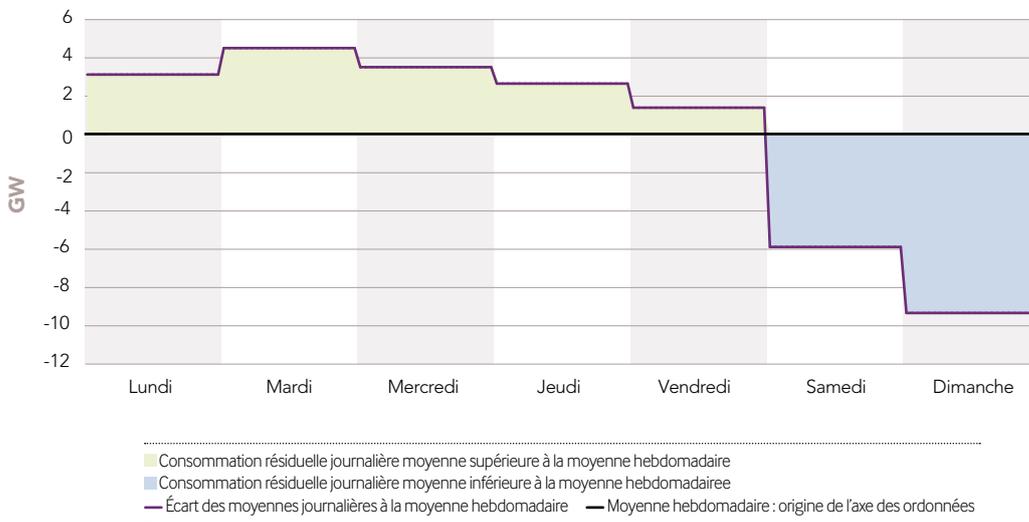
6.4.2. Variabilité hebdomadaire de la consommation résiduelle

Définition d'un indicateur de la variabilité hebdomadaire de la consommation résiduelle

L'indicateur retenu correspond au **volume d'énergie** à déplacer pour que la consommation résiduelle soit lisse sur la semaine, et constamment égale à sa moyenne hebdomadaire.

Le calcul de cet indicateur suit le même principe que pour l'indicateur journalier de volume d'énergie à déplacer, mais est déterminé à partir des consommations résiduelles moyennes journalières et de la moyenne hebdomadaire. En effet, afin d'isoler le besoin hebdomadaire, on considère qu'au sein d'une journée la consommation résiduelle est lisse et constamment égale à sa moyenne journalière. Cet indicateur s'exprime en gigawattheures par semaine.

Illustration graphique de l'indicateur retenu pour mesurer la variabilité hebdomadaire de la consommation résiduelle



Valeurs de l'indicateur défini dans les scénarios « Diversification » et « Nouveau mix »

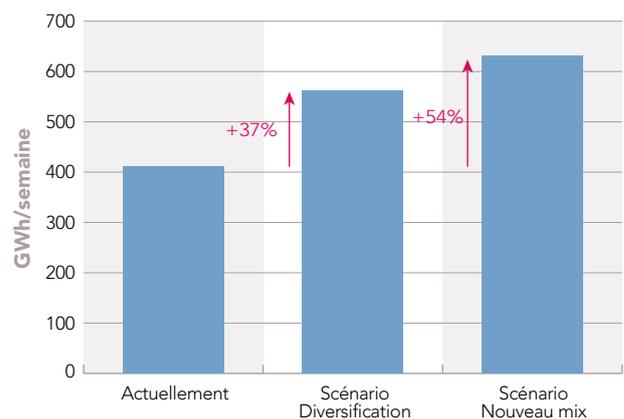
La variabilité hebdomadaire de la consommation résiduelle augmente très fortement par rapport à la situation actuelle, de 37 % dans le scénario « Diversification » et de 54 % dans le scénario « Nouveau mix ».

Cela s'explique par la forte variabilité de l'éolien au sein d'une semaine : alors que la consommation et la production photovoltaïque sont assez régulières d'un jour à l'autre, la production éolienne varie fortement. Elle différencie donc chacun des jours de la semaine, et augmente la variabilité hebdomadaire de la consommation résiduelle. Ainsi, plus la production éolienne est importante dans un scénario, plus la variabilité hebdomadaire de la consommation résiduelle française y est importante.

Les indicateurs étudiés montrent que la variabilité hebdomadaire de la consommation résiduelle augmente plus fortement que sa variabilité journalière, tant dans le scénario « Diversification » que dans le scénario « Nouveau mix ».

Cela pourrait offrir des opportunités plus importantes pour les moyens capables de fonctionner sur des durées longues (moyens de production pilotables « classiques » – thermiques ou hydrauliques –, STEP hebdomadaires, etc.).

Variabilité hebdomadaire de la consommation résiduelle : indicateur en énergie



6.5. Synthèse

Les analyses proposées fournissent de premiers éléments de qualification des besoins de flexibilité journaliers et hebdomadaires à long terme, liés au développement des énergies renouvelables. Elles montrent que les productions éolienne et photovoltaïque ont des impacts bien différents sur la variabilité de la consommation résiduelle : le photovoltaïque affecte principalement sa variabilité journalière, alors que l'éolien modifie principalement sa variabilité hebdomadaire.

L'analyse de la variabilité hebdomadaire et journalière de la consommation résiduelle française dans les scénarios «Nouveau mix» 2030 et «Diversification» 2030 du Bilan

prévisionnel 2014 montre, au vu des indicateurs de mesure étudiés, que la variabilité de la consommation résiduelle devrait augmenter. En outre, cette augmentation devrait être plus forte au pas hebdomadaire qu'au pas journalier. Cela pourrait offrir des opportunités plus importantes pour les moyens capables de fonctionner sur des durées longues (moyens de production pilotables thermiques ou hydrauliques, STEP hebdomadaires, interconnexions, et le cas échéant pilotage de la demande).

Il faut cependant souligner que cette augmentation de la variabilité de la consommation résiduelle ne nécessitera pas forcément d'investissement massif dans de nouveaux moyens flexibles, les moyens actuellement existant pouvant être suffisants pour les satisfaire, du moins en partie.

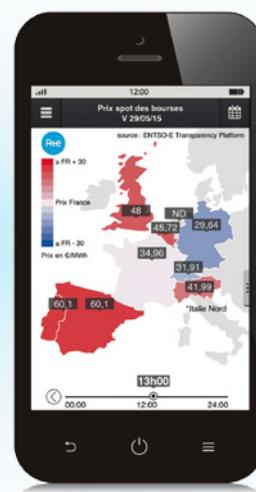
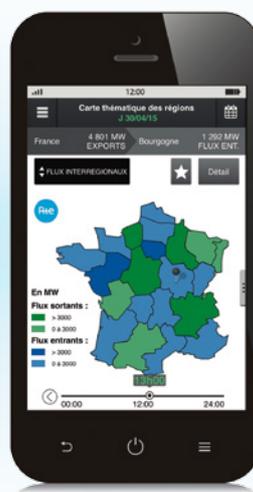
Tout savoir de l'électricité en France et dans votre région

Comprendre les enjeux du système électrique

Découvrir en temps réel les évolutions de l'électricité en France

Visualiser la mise en œuvre de la transition énergétique dans votre région

Consulter les prix de marché de l'électricité en Europe



Une application intelligente au service de la transparence

Grâce à sa navigation simple et ergonomique, éCO2mix vous propose un accès rapide aux données régionales et nationales du système électrique

www.rte-france.com/eco2mix

RTE met à la disposition du public des données sur la base de comptages effectués sur son réseau et à partir d'informations transmises par ERDF, les entreprises locales de distribution et certains producteurs.

Télécharger gratuitement
l'application dès maintenant !



Le réseau de l'intelligence électrique



Le réseau de l'intelligence électrique

**Direction de l'économie, de la prospective
et de la transparence**

1, terrasse Bellini TSA 41000
92919 La Défense Cedex
www.rte-france.com

