Réseaux électriques intelligents

Valeur économique, environnementale et déploiement d'ensemble

SEPTEMBRE 2017

Contribution de RTE

RAPPORT COMPLET

La responsabilité de RTE Réseau de transport d'électricité S.A. ne saurait être engagée pour les dommages de toute nature, directs ou indirects, résultant de l'utilisation ou de l'exploitation des données et informations contenues dans le présent document, et notamment toute perte d'exploitation, perte financière ou commerciale.

Réseaux électriques intelligents

Valeur économique, environnementale et déploiement d'ensemble

SEPTEMBRE 2017

Contribution de RTE

RAPPORT COMPLET

Sommaire

Partie 1 Contexte et objectifs 6

Partie 2 Solutions *smart grids* considérées 8

2.1 Principes de sélection des fonctions avancées à étudier 8

2.2 Fonctions avancées étudiées 9

2.2.1 Stockage 9

2.2.2 Gestion active de la demande résidentielle, industrielle et tertiaire (i.e. effacements/modulation de consommation) 10

2.2.3 Commandabilité de la production EnR 11

Partie 3 Objectifs 13

Partie 4 Démarche et méthodologie 14

4.1 Rappels sur le cadre méthodologique défini en 2015 15

4.1.1 Principes généraux 15

4.1.2 Principes de modélisation du fonctionnement du système électrique 15

4.1.3 Modèle FlexiS 16

4.1.4 Bilan économique 17

4.1.5 Bilan environnemental 17

4.2 Présentation des avancées méthodologiques apportées depuis 2015 18

4.2.1 Compléments relatifs à la représentation du réseau de transport, de ses contraintes et des coûts associés 18

4.2.2 Compléments relatifs à la représentation élargie de la diversité des configurations locales 19

4.2.3 Approfondissement de la représentation du fonctionnement court-terme de l'équilibre offre-demande 20

4.2.4 Représentation du «passage à l'échelle» et modélisation des effets de concurrence entre les différentes solutions smart grids 20

Partie 5 Positionnement par rapport aux travaux publiés en France et en Europe sur les flexibilités *smart grids* 24

Partie 6 Hypothèses de contexte 26

Partie 7 Grille d'analyse des résultats quantitatifs 32

7.1 Le choix d'une approche «par fondamentaux» 32

7.2 Limites de la modélisation retenue par RTE et impact sur la précision des résultats 33

7.3 Définition des valeurs affichées dans la suite du rapport 34

7.4 Coûts fixes de capacités de production évités 35

7.5 Coûts variables de production évités *via* les arbitrages sur le marché spot J-1 37

7.6 Bénéfices additionnels induit par la participation au mécanisme d'ajustement 38

7.7 Bénéfices additionnels associés à la fourniture de réserve primaire de fréquence 38

7.8 Bénéfices additionnels pour le réseau public de transport 39

Partie 8 Évaluations économiques et environnementales « solution par solution » 40

8.1. Stockage 40
8.1.1 Hypothèses 42
8.1.2 Analyses économiques 43
8.1.3 Analyses environnementales 47
8.1.4 Conclusions 51

8.2 Gestion active de la demande résidentielle 52
8.2.1 Hypothèses 53
8.2.2 Analyses économiques 62
8.2.3 Analyses environnementales 67
8.2.4 Conclusions 69

8.3 Gestion active de la demande industrielle et tertiaire 70
8.3.1 Hypothèses 71
8.3.2 Analyses économiques 76
8.3.3 Analyses environnementales 79
8.3.4 Conclusions 80

8.4 Commandabilité de la production éolienne 80
8.4.1 Hypothèses 81
8.4.2 Participation de la production éolienne à la réserve à la baisse et à l'ajustement 82
8.4.3 Commandabilité de la production éolienne pour la gestion des congestions sur le réseau de transport 83
8.4.4 Conclusions 85

Partie 9 Scénarios de déploiement globaux économiquement pertinents 86

9.1 Limites de l'approche « solution » par « solution » 86

9.2 Approche considérée pour évaluer les niveaux de déploiement 86

9.3 Hypothèses 87

9.4 Identification des déploiements économiquement pertinents 87
9.4.1 Niveaux des déploiements économiquement pertinents tenant compte des effets de concurrence entre toutes les fonctions avancées 87
9.4.2 Niveaux de déploiement du stockage par batteries 88
9.4.3 Niveaux de déploiement des solutions de gestion active de la demande résidentielle (ou effacements diffus) 89
9.4.4 Niveaux de déploiement de la gestion active de la demande dans les secteurs industriel et « gros » tertiaire (ou de l'effacement industriel et tertiaire) 93

9.5 Bilan économique des déploiements globaux à l'horizon 2030 93

9.6 Bilan environnemental des déploiements globaux à l'horizon 2030 93

9.7 Conclusion 94

Partie 10 Conclusions et perspectives 95

Partie 11 Bibliographie 96

Partie 1

Contexte et objectifs

La France et de nombreux pays européens se sont engagés depuis plusieurs années dans une ambitieuse transition énergétique. En France, cette ambition s'est traduite dans la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, adoptée à l'été 2015, qui définit des objectifs en matière d'évolution du mix de production, de maîtrise de la consommation et de transferts d'usages vers l'électricité. En particulier, le développement de la production électrique d'origine renouvelable, variable et décentralisée, et les évolutions des modes de consommation, notamment le développement de la mobilité électrique, soulèvent de nombreux défis pour l'ensemble des acteurs du système électrique.

Les innovations permises par les technologies de l'information et de la communication offrent des solutions, dites *smart grids*, pour relever ces défis. Nombre d'entre elles ont déjà pu être validées techniquement dans différents cadres (démonstrateurs *smart grids*, participation aux mécanismes de marchés, etc.). Leur déploiement constitue un levier potentiel pour l'optimisation économique de l'ensemble du système électrique, la réduction de son empreinte environnementale et la consolidation d'une filière industrielle compétitive et créatrice d'emplois.

Afin d'accompagner un déploiement rationnel de ces solutions *smart grids*, les pouvoirs publics ont souhaité disposer d'analyses quantitatives publiques sur l'intérêt socio-économique (intérêt économique, environnemental et évaluation des effets sur l'emploi) de différentes solutions *smart grids*. L'enjeu était de compléter les éclairages apportés par les différents démonstrateurs, qui ont permis de disposer d'une première sélection sur les solutions *smart grids* prometteuses, mais dont les analyses présentent de fortes hétérogénéités en termes de méthode, de périmètre d'évaluation et d'hypothèses retenues, rendant difficile leur exploitation pour accompagner le déploiement des *smart grids*.

Dans ce contexte, RTE a piloté un groupe de travail regroupant l'ensemble des parties prenantes du secteur électrique, des industriels développant des solutions *smart grids*, des acteurs académiques et institutionnels et a remis en juillet 2015 un rapport sur la valorisation socio-économique des *smart grids*[1] aux ministres en charge de l'économie et de l'énergie. Ce rapport a permis d'établir un cadre méthodologique de référence, partagé avec les acteurs de la filière, pour mener les analyses de valorisation des solutions *smart grids* et d'identifier, parmi ces solutions, celles qui pourraient être prometteuses d'un point de vue économique, environnemental et en termes de création d'emplois. Il s'agissait donc d'un premier outil d'aide à la décision destiné à accompagner les réflexions des industriels et des acteurs publics pour cibler le développement des solutions ayant le plus de valeur du point du système électrique, de l'environnement et de l'emploi.

Suite à cette étude, les ministres en charge de l'économie et de l'énergie ont confié à l'ADEME, l'ADEeF, Enedis et RTE, dans la cadre d'une animation assurée par l'ADEME et RTE, la poursuite de ces analyses en s'appuyant sur un groupe de travail élargi à l'ensemble des parties prenantes du système électrique.

Ces évaluations visent à éclairer de manière plus complète les décisions des différents acteurs concernés : (i) les pouvoirs publics pour définir le cadre de régulation pertinent et promouvoir si besoin, à travers diverses formes de soutien, le déploiement de ces solutions, (ii) les fabricants de ces solutions, pour orienter leur stratégie d'innovation vers les solutions à plus forte valeur ajoutée, (iii) le gestionnaire de réseau de transport et les gestionnaires de réseaux de distribution, pour définir leurs stratégies (à travers l'investissement en propre ou le recours à des services fournis par des tiers) leur permettant de répondre aux besoins en matière de gestion des réseaux et, spécifiquement pour le GRT, de

1. Rapport de l'étude : www.rte-france.com/sites/default/files/rei_bd_1.pdf
Synthèse de l'étude :www.rte-france.com/sites/default/files/rei-synthese_6.pdf

gestion du système et améliorer ainsi le coût et le service rendu aux utilisateurs et (iv) les acteurs de marché (notamment les opérateurs de flexibilité) pour orienter leurs stratégies de développement.

Le présent rapport constitue la contribution de RTE à la demande formulée par les pouvoirs publics. Il restitue les analyses menées, en concertation avec les parties prenantes, et permet d'apporter des éclairages complémentaires au rapport de juillet 2015 sur l'apport socio-économique des solutions *smart grids*, notamment :

- en affinant et actualisant certaines hypothèses (caractéristiques des services apportés par les solutions *smart grids*, coûts, etc.) à partir des retours d'expérience disponibles depuis juillet 2015 et des contributions des parties prenantes du secteur et en évaluant la sensibilité des résultats aux hypothèses les plus discutées ou incertaines ;

- en étendant le périmètre des solutions *smart grids* étudiées, notamment au stockage d'électricité et à différentes options de gestion active de la demande, en particulier en tenant compte, pour la demande résidentielle, des formes de pilotage permises par les compteurs communicants en cours de déploiement ;

- en passant d'analyses « solution par solution », portant sur des déploiements de faible ampleur (à la marge du système), à des analyses tenant compte de la profondeur des gisements, des effets des niveaux de déploiement sur la valeur économique et des effets de concurrence entre les différentes solutions *smart grids* pour finalement proposer des scénarios de déploiement multi-solutions économiquement pertinents ;

- en complétant les analyses menées sur un horizon prospectif (à l'horizon 2030) par des évaluations dans le contexte actuel, ce qui permet d'identifier à quel horizon les déploiements de solutions *smart grids* sont pertinents ;

- en intégrant l'analyse du cycle de vie aux bilans environnementaux, de manière notamment à rendre compte de l'influence du lieu de fabrication.

Partie 2

Solutions *smart grids* considérées

Les réseaux électriques intelligents ou *smart grids* représentent un ensemble de solutions reposant sur des innovations matérielles, logicielles ou organisationnelles qui peuvent offrir de nouveaux services au système électrique et peuvent permettre une exploitation optimisée présentant des gains sur les plans économique, environnemental ou technique.

Cette section décrit les solutions retenues dans l'étude et les principes ayant conduit à ces choix. Les caractéristiques détaillées (caractéristiques techniques, coûts, etc.) des fonctions sont définies dans les parties 8.1 à 8.4.

2.1 PRINCIPES DE SÉLECTION DES FONCTIONS AVANCÉES À ÉTUDIER

La grande diversité des fonctions avancées *smart grids* (en termes de services rendus au système électrique, de maturité technologique, etc.) rend nécessaire un choix sur le périmètre de solutions à étudier prioritairement.

Cette priorisation s'est établie sur les critères suivants :

- **Enjeu du débat public :**
  Il s'agit de définir un périmètre de fonctions avancées dont la pertinence économique est attestée et pour lesquelles des dispositions en matière de réglementation ou de régulation font l'objet de réflexions ou d'un débat public plus structuré. En particulier, les déploiements déjà engagés et irréversibles ne font pas partie du périmètre d'étude[2].

- **Existence d'un gisement économique potentiel significatif :**
  Il s'agit de porter les efforts d'analyse sur les fonctions *smart grids* présentant un potentiel de développement/déploiement significatif et d'éviter l'analyse de fonctions « de niche » présentant un intérêt moins marqué en termes d'éclairage pour le débat public.

- **Maturité technologique :**
  Dans la mesure où les enjeux du débat public sont d'autant plus prégnants que les solutions technologiques sont disponibles, il s'agit de prioriser les analyses sur les fonctions avancées technologiquement matures ou proches de l'être.

- **Cohérence du périmètre étudié :**
  Les différentes fonctions avancées sont susceptibles d'apporter au système électrique des services complémentaires ou, au contraire, similaires (et donc potentiellement concurrents). La valeur et le niveau de déploiement pertinent d'une fonction est donc susceptible de dépendre du déploiement ou non d'autres fonctions avancées. Dans les réflexions engagées par les acteurs publics ou privé, il est alors particulièrement utile et important de disposer d'analyses permettant de capter les principaux effets potentiels d'éviction ou de complémentarité des fonctions

2. Et sont considérés comme déployés dans le scénario de référence.

avancées entre elles. Cela a nécessairement un impact sur le périmètre des fonctions à étudier.

Sur la base de ces critères et en concertation avec les parties prenantes, le périmètre de fonctions étudiées a ainsi été adapté par rapport au rapport de juillet 2015 :

- Certaines fonctions ne sont pas conservées dans le périmètre d'analyse car de nouvelles analyses n'auraient pas conduit à revoir significativement les résultats.
  C'est le cas de la localisation automatique de défauts, dont le déploiement par RTE est désormais engagé sur la majeure partie du réseau de transport et de l'observabilité des productions EnR, pour laquelle le cadre réglementaire est désormais défini[3]. Les analyses de juillet 2015 ont contribué à éclairer ces décisions et orientations.
  C'est aussi le cas pour l'estimation dynamique des capacités de transit sur le réseau de transport, fonction pour laquelle l'intérêt économique présenté dans le rapport de juillet 2015 reste valable de façon générique mais où l'approfondissement des analyses passe par une caractérisation technique (en termes de gain sur les capacités de transit) extrêmement spécifique à chaque configuration locales (tracé des lignes, caractéristiques locales du vent, etc.). Une analyse au cas par cas doit donc être privilégiée, dans le cadre de l'exploitation et du développement du réseau de transport.
- Les fonctions apportant un service de flexibilité (stockage, effacements de consommation – industriels, tertiaires et résidentiels – et écrêtements de production EnR), étudiées dans le rapport de juillet 2015 sont conservées et font l'objet d'analyses complémentaires dans le but :
  - de consolider et d'affiner selon les avancées récentes des démonstrateurs les hypothèses de coûts, de caractéristiques techniques. En effet, sur ces segments d'activité sujets à de fortes évolutions, il convient d'actualiser avec la communauté des parties prenantes les travaux sur les hypothèses afin de disposer d'un corpus le plus réaliste possible au vu des diverses expériences accumulées depuis juillet 2015 ;
  - d'identifier les effets d'éviction ou de complémentarité entre fonctions ;
  - de dégager une évaluation du niveau de déploiement pertinent (ou « passage à l'échelle »).

2.2 FONCTIONS AVANCÉES ÉTUDIÉES

2.2.1 Stockage

Le système électrique français est confronté à une variabilité importante de la demande électrique en raison de sa forte thermosensibilité. L'essor des EnR conduit à accroître les besoins de flexibilité du système électrique pour répondre à des enjeux nouveaux de variabilité journalière et infrajournalière. Pour ces raisons, le stockage apparaît comme une solution technique idéale, en permettant de répartir l'énergie consommée et « lisser » la puissance, au bénéfice du dimensionnement du mix de production et des réseaux.

Le stockage d'électricité est déjà présent de façon conséquente dans le système électrique à travers le stockage gravitaire hydraulique (lac, stations de transfert d'énergie par pompage) et à travers certains usages « stockables » de l'électricité (p. ex eau chaude sanitaire)[4].

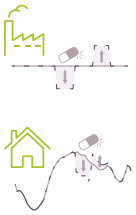
Beaucoup de réflexions sur le plan économique, institutionnel ou technique, portent aujourd'hui sur d'autres technologies de stockage, notamment les batteries dont les performances et coûts ne cessent de s'améliorer. Leur insertion massive dans le système électrique est une question importante à l'étude.

Ces solutions de stockage, dont le gisement et la localisation sont relativement peu contraints par rapport aux leviers « classiques », représentent une piste supplémentaire d'optimisation pouvant contribuer (i) à l'adéquation

3. Code réseau européen *Requirement for Generators,* publié au Journal officiel de l'Union européenne
4. Ces dernières solutions sont, dans ces travaux, rangées dans la catégorie « gestion active de la demande », décrite au paragraphe 2.2.2.

long-terme entre l'offre et de la demande d'électricité, (ii) à l'équilibre offre-demande aux horizons journalier, infra-journalier et temps réel (ajustement, services système fréquence), (iii) à la réduction des contraintes sur les réseaux et des besoins de renforcement.

Les analyses menées sur le stockage d'électricité dans le rapport de juillet 2015 ne portaient que sur un service très particulier apporté par le stockage (la fourniture de réserve primaire fréquence). Dans le contexte décrit ci-dessus, il est apparu nécessaire de les compléter dans le présent rapport pour évaluer de façon plus globale l'intérêt socio-économique de solutions de stockage.



2.2.2 Gestion active de la demande résidentielle, industrielle et tertiaire (i.e. effacements/modulation de consommation)

La gestion active de la demande représente l'aptitude des consommateurs à adapter temporairement et de façon spécifique leur consommation d'électricité aux besoins ponctuels du système électrique en réponse à un signal externe. Cette adaptation peut résulter soit d'une incitation tarifaire, soit d'un pilotage de certains usages par un opérateur indépendant – appelé opérateur d'effacement – qui valorise cette flexibilité en l'offrant au système électrique (par l'intermédiaire des différents marchés de l'électricité).

La gestion active de la demande diffère du délestage de consommation qui représente le dernier recours à la disposition des gestionnaires de réseaux pour faire face à des situations exceptionnelles mettant en jeu la sauvegarde du système électrique. Pour le consommateur, la gestion active de la demande relève d'une participation choisie tandis que le délestage est subi.

L'analyse des solutions de gestion active de la demande soulève d'emblée une difficulté méthodologique qui porte sur la distinction entre ces solutions d'une part et les solutions d'efficacité énergétique d'autre part.

Les solutions de gestion active de la demande doivent se distinguer des solutions d'efficacité énergétique, même si dans certains cas, ces deux types de solutions peuvent être liés (mutualisation de coûts, effets de déclencheur, etc.).

Les solutions d'efficacité énergétique portent sur l'amélioration ou l'optimisation de l'utilisation de l'énergie (isolation thermique du bâti, chauffage au plus près des besoins et habitudes des utilisateurs, baisse des consommations unitaires des appareils électriques, etc.) au périmètre de chaque site de consommation et sans interaction avec des signaux ponctuels du système électrique. Les actions d'efficacité énergétique sont destinées à réduire de façon pérenne l'énergie consommée par le site. Ces solutions s'envisagent a priori à confort et niveau de service inchangé.

La gestion active de la demande participe, quant à elle, d'une logique différente : la consommation est modifiée ponctuellement pour rendre un service dédié au système électrique. Il y a donc, a priori, une perte d'utilité ou de confort, même limitée pour les consommateurs concernés.

Techniquement, la gestion active de la demande repose sur la réponse à un signal (signal prix défini par l'offre de fourniture ou activation par l'intermédiaire de l'opérateur d'effacement) en fonction des opportunités perçues par les opérateurs (fournisseurs ou opérateurs d'effacement) sur les marchés de l'électricité. Dans certains cas, une conséquence peut être une réduction de la demande en énergie.

Différents types de consommateurs et d'usages électriques chez ces consommateurs peuvent en pratique apporter cette flexibilité.

Le périmètre d'étude retenu ici cible :

- le secteur résidentiel, sur les usages chauffage électrique, production d'eau chaude sanitaire, recharge de véhicule électrique ;
- les secteurs tertiaire et industriel (en intégrant les moyens de production – groupes électrogènes – disponibles sur certains sites industriels ou tertiaires).

La gestion active de la demande constitue un levier pouvant contribuer (i) à l'adéquation long-terme entre l'offre et de la demande, (ii) à l'équilibre offre-demande aux horizons journaliers, infra-journaliers et temps réel (ajustement, éventuellement services système fréquence), (iii) à la réduction des congestions sur les réseaux et des besoins de renforcement.

2.2.3 Commandabilité de la production EnR

La transition énergétique conduit à une augmentation significative de la part des énergies renouvelables (notamment production éolienne et solaire) dans le mix énergétique.

Ces énergies sont variables (la production électrique dépend d'un phénomène naturel variable) et sont souvent présentées comme «fatales».

Pour autant, ces installations de production peuvent être commandables (dans la limite de la disponibilité de la ressource primaire – la force du vent ou l'ensoleillement) et leur puissance active peut être modulée à la baisse (on parle d'écrêtement) dans des délais très brefs (quelques secondes). Différentes solutions techniques sont déjà déployées sur certaines installations mais la flexibilité de ces moyens est aujourd'hui peu exploitée.

L'utilisation de ce type de flexibilité doit notamment s'envisager sous l'angle économique. En effet, le coût marginal des EnR est nul et la perte de valeur pour chaque MWh d'énergie écrêtée est donc forte. Cette fonction peut néanmoins présenter un intérêt économique pour le système électrique à double titre : (i) la contribution aux besoins d'équilibrage offre-demande en temps réel et (ii) la gestion des contraintes sur les réseaux liés à l'insertion de productions EnR, qui permet ainsi de limiter le dimensionnement de l'infrastructure de réseau.

Dès ce stade du rapport, il est important de souligner que l'utilisation d'une telle flexibilité est sans impact significatif sur la part des EnR dans le mix de production électrique. Les MWh écrêtés sont faibles.

Partie 3

Objectifs

Les nouvelles analyses de RTE, présentées dans ce rapport, permettent de compléter et de préciser de manière significative les résultats publiés en juillet 2015. Conformément aux orientations ministérielles, il vise à apporter des éclairages quant aux niveaux de déploiement économiquement pertinents des différentes solutions *smart grids* en passant d'une logique d'analyse « solution par solution » à un passage à l'échelle permettant de mettre en évidence les potentiels effets de concurrence ou d'éviction entre les différentes solutions.

En pratique, l'analyse est d'abord présentée solution par solution. Ceci permet d'identifier la « profondeur » des gisements de valeur (i.e si ces gisements de valeur correspondent à des déploiements de niche ou au contraire à des déploiements massifs) en tenant compte du caractère « local » de certains gisements de valeur (correspondant à la gestion des contraintes sur le réseau de transport).

Par rapport au rapport de juillet 2015, les analyses ont aussi été menées dans le scénario de contexte actuel et non seulement dans un scénario de contexte prospectif.

Dans un second temps, l'évaluation porte sur des niveaux de déploiement économiquement pertinents (i.e. optimaux) des différentes solutions *smart grids*. Cette évaluation prend en compte les potentiels effets d'éviction entre les différentes solutions (p. e. si le déploiement d'une fonction vient potentiellement réduire le gisement de valeur accessible aux autres solutions). Elle inclut également une analyse de sensibilité par rapport aux hypothèses sur les coûts des différentes solutions.

Il s'agit ainsi d'identifier l'espace économique que peut prendre chacune des solutions étudiées et leur sensibilité aux hypothèses d'évolution des coûts (cout de la solution considérée et des solutions concurrentes).

Partie 4

Démarche et méthodologie

Synthèse de l'approche

Afin de mener les analyses sur la valeur socio-économique des *smart grids*, publiées en juillet 2015, RTE a développé un cadre méthodologique qui permet de quantifier les effets du déploiement des solutions *smart grids* sur (i) les choix d'investissement dans le réseau de transport, (ii) les capacités de production installées, (iii) l'utilisation (dispatch) de ces capacités.

Ce cadre méthodologique permet ainsi d'évaluer les conséquences « physiques » associée à un déploiement défini de solutions *smart grids* et d'en déduire ainsi, par comparaison entre une situation « sans » déploiement et une situation « avec » déploiement, les bénéfices économiques pour la collectivité et les impacts environnementaux.

Ce cadre méthodologique est instancié dans le modèle FlexiS, développé par RTE. Ce modèle représente (i) les décisions des acteurs du système électrique relatives à la gestion de l'équilibre offre-demande à toutes les échéances (des horizons d'investissement aux décisions d'équilibrage temps réel) et (ii) les décisions relatives au réseau de transport (dimensionnement et exploitation).

Cette modélisation a depuis 2015 fait l'objet d'évolutions significatives. Un premier volet d'évolution concerne le raffinement de la modélisation, notamment sur la représentativité des situations locales sur le réseau de transport : la diversité des situations locales est désormais représentée de façon plus exhaustive et les contraintes locales sont modélisées de façon plus fine, ce qui permet d'évaluer les enjeux pour le réseau à la maille nationale de façon plus représentative.

Un second volet porte sur le passage d'une logique d'évaluation d'un déploiement préalablement défini à l'estimation du déploiement multi-fonctions optimal économiquement. Il s'agit d'une avancée majeure d'un point de vue méthodologique, qui permet désormais d'identifier les niveaux de déploiements qui sont économiquement pertinents en tenant compte des effets de décroissance des rendements économiques en fonction du niveau de déploiement de chaque solution et des effets d'éviction entre solutions apportant des services similaires.

4.1 RAPPELS SUR LE CADRE MÉTHODOLOGIQUE DÉFINI EN 2015

La construction d'un cadre méthodologique, partagé avec les parties prenantes du système électrique et les acteurs de la filière des *smart grids*, constitue la principale plus-value des premiers travaux relatifs à la valorisation socio-économiques des *smart grid* publiés par RTE et ses partenaires en juillet 2015 (RTE, 2015).

En effet, dans ce contexte, le rapport avait permis de passer d'une logique d'analyse hétérogène des différentes fonctions *smart grids* à la définition d'un cadre méthodologique partagé et permettant ainsi de comparer les différentes solutions *smart grids*.

Il est par ailleurs applicable à un large éventail de solutions *smart grids* et peut donc être utilisé au-delà de la publication des présentes analyses.

Ce cadre permet d'évaluer de façon objective les différentes conséquences du déploiement des différentes solutions *smart grids* dans le système électrique en France. Cette évaluation porte sur trois composantes : (i) la valeur économique pour la collectivité, (ii) les impacts environnementaux et (iii) les effets sur l'emploi en France.

Les analyses présentées dans ce document portent sur les deux premières composantes, en intégrant des évolutions méthodologiques. Sur la troisième composante, l'approfondissement des analyses sera mené par l'ADEME dans un second temps, à l'automne 2017.

4.1.1 Principes généraux

L'évaluation de la valeur économique et de l'impact environnemental associés à un déploiement de solutions *smart grids* repose sur la comparaison du bilan économique et environnemental (coût et empreinte environnementale du système électrique) entre un scénario «sans» et un scénario «avec» *smart grids*. L'évaluation tient compte d'une part du déploiement des *smart grids* (coût et impact environnemental du déploiement) et d'autre part des conséquences physiques de l'utilisation des fonctions avancées déployées dans le système électrique (coûts évités dans le système électrique, modification des impacts environnementaux associés au fonctionnement du système électrique).

L'estimation des conséquences «physiques» sur le système électrique du déploiement des *smart grids* constitue l'étape centrale de l'évaluation à partir de laquelle la valeur économique et les impacts environnementaux sont estimés.

Il s'agit en pratique de quantifier les modifications portant (i) sur les choix d'investissement dans le réseau de transport, (ii) sur la gestion des situations de contraintes sur le réseau (écrêtement de production, délestage de consommation), (iii) sur les capacités de production installées, (iv) sur l'utilisation (dispatch) de ces capacités, résultant du déploiement de *smart grids*.

Cette étape nécessite de disposer d'une modélisation adaptée du système électrique et de définir (i) les services qui peuvent être apportés par les solutions *smart grids* susceptibles d'être déployées (les hypothèses sont décrites dans chaque partie relative à l'analyse de chaque fonction avancée) et (ii) les hypothèses caractérisant les scénarios de transition énergétique étudiés (les hypothèses sont décrites en partie 6).

4.1.2 Principes de modélisation du fonctionnement du système électrique

La quantification des conséquences physiques associées au déploiement des *smart grids* repose sur une modélisation permettant de simuler les décisions structurantes des différents acteurs du système électrique (décisions de développement du réseau de transport, décisions sur les investissements en capacités de production, décisions sur le dispatch des moyens) dans le scénario «sans» et dans le scénario «avec» le déploiement considéré[5].

5. Par définition, la modélisation ne peut rendre compte de manière parfaite de la complexité de l'ensemble des décisions prises par les acteurs du système électrique (critères non-purement économiques des investissements, viscosité dans la prise de décision). La modélisation peut donc être utilisée en différentiel pour comparer effectivement les résultats obtenus pour le scénario «sans» et le scénario «avec» le déploiement de *smart grids* considéré dans l'étude. Les niveaux absolus d'investissement dans le réseau de transport et les niveaux absolus de capacités installées des différentes filières, résultant des décisions modélisées, ne peuvent en aucun cas être utilisés en absolu pour constituer un scénario prospectif en tant que tel.

La modélisation suppose que les décisions des acteurs du système électrique concourent à l'atteinte de l'optimum économique pour le système électrique, dans le respect des orientations publiques structurantes (niveau de sécurité d'approvisionnement, part des EnR et du nucléaire dans le mix énergétique, etc.) et tient compte des décisions passées ou engagées (concernant le parc de production, le réseau de transport, le déploiement de compteurs communicants, etc.) d'une part et de l'ensemble des contraintes techniques pesant sur les différents éléments du système électrique d'autre part (contraintes de fonctionnement des moyens de production, des solutions *smart grids*, des réseaux, etc.).

Pour les activités en concurrence, ceci revient à supposer (i) que les signaux économiques renvoyés aux acteurs alignent bien l'intérêt individuel avec l'intérêt collectif, (ii) que les décisions des acteurs du système électrique résultent d'arbitrages économiques purement rationnels (sauf celles qui sont considérées comme des « invariants » résultant d'orientations publiques) et (iii) que le régime de concurrence s'apparente à celui de la concurrence pure et parfaite.

Cette hypothèse est classique et l'ensemble des études recensées par RTE d'analyse économique des *smart grids* reposent sur cette hypothèse[6].

Pour l'activité régulée du gestionnaire de réseau de transport, ceci revient à supposer que les décisions de RTE (développement et exploitation du réseau de transport, réalisation de l'équilibrage court-terme entre l'offre et de la demande) sont réalisées de façon optimale pour la collectivité. Ceci correspond effectivement aux objectifs de RTE.

Cette modélisation comporte deux volets correspondant aux postes de coûts du système électrique, hors réseaux de distribution[7] : (i) la gestion de l'équilibre entre la production et la consommation aux différents horizons temporels et (ii) le développement et l'exploitation du réseau de transport.

Elle tient compte des éventuels conflits d'usage sur l'utilisation des flexibilités entre les différents besoins du système électrique. En effet, les décisions d'utilisation maximisant la valeur pour l'équilibre offre-demande ne sont pas nécessairement identiques aux décisions maximisant la valeur pour le réseau de transport.

En pratique, le volet « réseau de transport » de la modélisation tient donc compte des signaux économiques de l'équilibre offre-demande, de sorte que les coûts considérés lors de l'activation des fonctions avancées pour la gestion des contraintes du réseau de transport prennent en compte les pertes d'opportunité pour l'équilibre offre-demande (p. ex pertes d'opportunité sur les marchés).

Ainsi, les résultats présentés dans le présent rapport sont cohérents et les valeurs présentées pour l'équilibre offre-demande et pour le réseau de transport sont additives.

4.1.3 Modèle FlexiS

Les résultats quantifiés sont tirés d'un modèle appelé FlexiS développé par RTE, qui représente le fonctionnement du système électrique au périmètre production-consommation-réseau de transport. La solution de modélisation consiste en pratique :

- à représenter les fondamentaux techniques et économiques du système électrique : la demande électrique et ses aléas, les moyens de production et les infrastructures de réseau de transport, leurs aléas, leurs contraintes de fonctionnement et leurs coûts ;
- à simuler les décisions structurantes prises, à différentes échéances de temps, par les acteurs du système électrique : investissements et déclassements sur le parc de production et le réseau à haute et très haute tension sur des cycles pluriannuels, programmation de la production à l'échéance journalière, décisions d'équilibrage en temps réel sur les différents moyens, etc.

Les choix de modélisation ont été établis de façon à évaluer précisément l'apport des solutions *smart grids* pour

6. Il convient cependant d'être conscient de plusieurs limites associées. D'une part,certains aspects du cadre de régulation (structure des taxes, structure et niveau des tarifs, etc.) peuvent conduire à ce que les signaux économiques perçus par les acteurs (acteurs de marché, consommateurs, etc.) conduisent à ce que les décisions d' acteurs économiquement rationnels différentes des décisions théoriquement optimales pour la collectivité (qui sont les décisions modélisées ici). D'autre part, la rationalité économique modélisée peut être parfois insuffisante pour appréhender la complexité des décisions des acteurs du système qui pourraient intégrer des critères de décision non modélisés : aspects organisationnels, politique industrielle, etc.
   En particulier, l'hypothèse sur la fluidité du processus de décision relatifs aux capacités de production (investissement ou déclassement) est structurante dans l'analyse. En effet, l'existence d'une « valeur capacitaire » des solutions de flexibilité considérées est adhérente à l'impact réel du déploiement des solutions *smart grids* sur les décisions relatives aux capacités (renoncement à des investissements, décisions de fermeture de moyens existants).
7. La valorisation socio-économique des *smart grids* pour le volet relatif aux réseaux publics de distribution fait l'objet d'un rapport publié par l'ADEeF et Enedis.

le système électrique. Un aspect structurant de l'intérêt des solutions *smart grids*, au moins dans les discours qualitatifs qui sont tenus, réside en effet dans la flexibilité de court-terme ou la réduction des incertitudes (à travers les solutions de mesure et de traitement de l'information pour améliorer les prévisions). Pour être en mesure d'en quantifier la valeur, la modélisation porte une attention détaillée au fonctionnement court-terme du système électrique.

Ainsi le modèle FlexiS a été développé pour permettre de représenter les incertitudes de court-terme auxquels font face les acteurs du système électrique (aux différentes échéances temporelles), les besoins de marges et réserves d'équilibrage devant être mobilisés pour y faire face et les contraintes de flexibilité du système (contraintes sur les moyens de production, etc.).

Cette spécificité liée à la modélisation précise du fonctionnement du système électrique différencie FlexiS des outils disponibles dans le commerce.

Le rapport de juillet 2015 détaille de façon complète les éléments de modélisation associés (pages 43 à 90)[8].

4.1.4 Bilan économique

La quantification du gain économique consiste à comptabiliser en valeur économique les conséquences physiques associées au déploiement des *smart grids* dans le système électrique quantifiées par l'intermédiaire du modèle FlexiS.

Les coûts et gains se répartissant de façon différente dans le temps, le bilan économique nécessite une hypothèse sur le taux d'actualisation. Le taux de 4,5 %, proposé par le Commissariat général à la stratégie et à la prospective pour les investissements publics dans le secteur de l'électricité, a été retenu. Il s'agit d'un taux réel, tous les coûts étant exprimés en euros constants (€2016). Les coûts, bénéfices et bilans seront restitués dans ce rapport en valeur annualisée.

Les analyses restituées dans ce rapport quantifient la valeur économique des solutions *smart grids* au périmètre de la collectivité sans considérer la répartition de la valeur entre les différents acteurs du système électrique. En aucun cas, les bénéfices identifiés pour la collectivité ne doivent être interprétés comme les revenus que peuvent attendre les acteurs investissant dans ces solutions.

4.1.5 Bilan environnemental

La méthodologie d'évaluation des impacts environnementaux du déploiement des *smart grids* s'inscrit dans le cadre général de l'analyse du cycle de vie (ACV) qui constitue une référence pour ce type d'analyse.

Les impacts environnementaux peuvent porter sur plusieurs indicateurs exprimant des enjeux de nature différente : épuisement des ressources non renouvelables, destruction de la couche d'ozone, toxicité humaine, perte de biodiversité, etc. Les *smart grids* sont susceptibles d'avoir des impacts environnementaux sur l'ensemble de ces indicateurs.

Néanmoins, dans la mesure où les impacts sur le changement climatique font l'objet d'une attention particulière et mobilisent les acteurs publics et privés, il a été choisi de focaliser les analyses environnementales sur l'effet sur le changement climatique. Cet effet est quantifié à travers l'impact du déploiement des *smart grids* sur les volumes de gaz à effet de serre émis. Il est mesuré en tonnes équivalent CO_2 émis (teqCO_2).

Le périmètre géographique d'une telle analyse est nécessairement mondial. En effet, d'une part, le déploiement des solutions *smart grids* est susceptible d'entraîner des impacts environnementaux dans toutes les étapes du cycle de vie (extraction des matières premières, fabrication, transport, utilisation, fin de vie), qui ne sont pas nécessairement localisées en France (à l'exception de leur utilisation). D'autre part, les analyses relatives sur émissions de gaz à effet de serre n'ont de sens qu'en étant considérées à la maille mondiale.

Les analyses reposent sur deux composantes :

- La première composante correspond aux impacts directement attribués au cycle de vie des ressources déployées (matériel, SI, etc.) et au déploiement en lui-même, indépendamment de l'utilisation de ces solutions au sein du système électrique. Ces impacts « attributionnels » s'analysent à partir de

8. http://www.rte-france.com/sites/default/files/rei_bd_1.pdf

l'identification et la quantification des flux physiques (matière, énergie, rejets, etc.) associés à l'ensemble des étapes du cycle de vie (hors étape d'utilisation au sein du système électrique) des ressources composant la solution considérée. Les fabricants de solutions *smart grids* réalisent de telles analyses « attributionnelles » (appelées *« Product Environmental Profile »*) sur les produits qu'ils fabriquent. Lorsqu'elles sont disponibles, ces analyses réalisées par les fabricants ont été utilisées pour les travaux restitués dans ce rapport.

- La seconde composante correspond aux impacts environnementaux résultant de l'utilisation des solutions *smart grids*. La quantification de ces impacts « conséquentiels » s'établit à partir de la quantification des conséquences physiques sur chaque élément évalué (utilisation des combustibles, développement des infrastructures de réseau de transport, capacités de production installées…) et des émissions de gaz à effet de serre de chaque élément.

4.2 PRÉSENTATION DES AVANCÉES MÉTHODOLOGIQUES APPORTÉES DEPUIS 2015

4.2.1 Compléments relatifs à la représentation du réseau de transport, de ses contraintes et des coûts associés

Afin d'évaluer les bénéfices que peuvent apporter les solutions *smart grids* pour le réseau de transport (réduction des coûts de congestion, des pertes et des investissements pour renforcement), les décisions de renforcement sont désormais simulées en appliquant, sur une représentation simplifiée du réseau, les principes technico-économiques régissant les décisions de RTE. Ces principes reposent sur l'arbitrage économique entre les coûts évités par le renforcement de réseau (réduction des coûts de congestions, d'énergie non distribuée et éventuelle réduction des pertes) et les coûts du renforcement lui-même (coûts d'investissements et de maintenance des nouveaux ouvrages).

La modélisation mise en œuvre pour le rapport de juillet 2015 était déjà fondée sur ces principes mais reposait par ailleurs sur plusieurs simplifications de la représentation des phénomènes physiques sur les réseaux par rapport aux outils opérationnels de RTE.

Elle a donc été améliorée sur plusieurs aspects pour représenter plus fidèlement la physique des réseaux (flux, pertes, etc.) et disposer de quantifications économiques plus précises.

Une représentation des réseaux « maillés », plus représentative des situations réelles
La représentation du réseau de répartition utilisée dans le cadre du rapport de juillet 2015 reposait sur des réseaux « en antenne ». Le présent rapport repose sur une représentation du maillage des différentes configurations de réseau de transport (sur la partie réseau de répartition). Ce type de représentation est plus réaliste.

La prise en compte des pertes électriques sur le réseau, qui représente une composante significative des décisions d'investissement et constitue un terme significatif de l'évaluation environnementale
Les pertes électriques sur le réseau n'étaient pas représentées dans la modélisation utilisée pour le rapport de juillet 2015. Leur prise en compte permet de simuler de façon plus précise les décisions de renforcement réseau (l'effet des renforcements sur les pertes constitue fréquemment une composante significative de la VAN des projets de renforcement) et de ne pas surestimer les bénéfices « réseau » des solutions *smart grids* étudiées. En effet, lorsque ces solutions permettent de différer ou annuler des renforcements, l'absence d'effet baissier sur les pertes résultant de l'absence de renforcement est désormais pris en compte.

Cette évolution influence également l'évaluation environnementale.

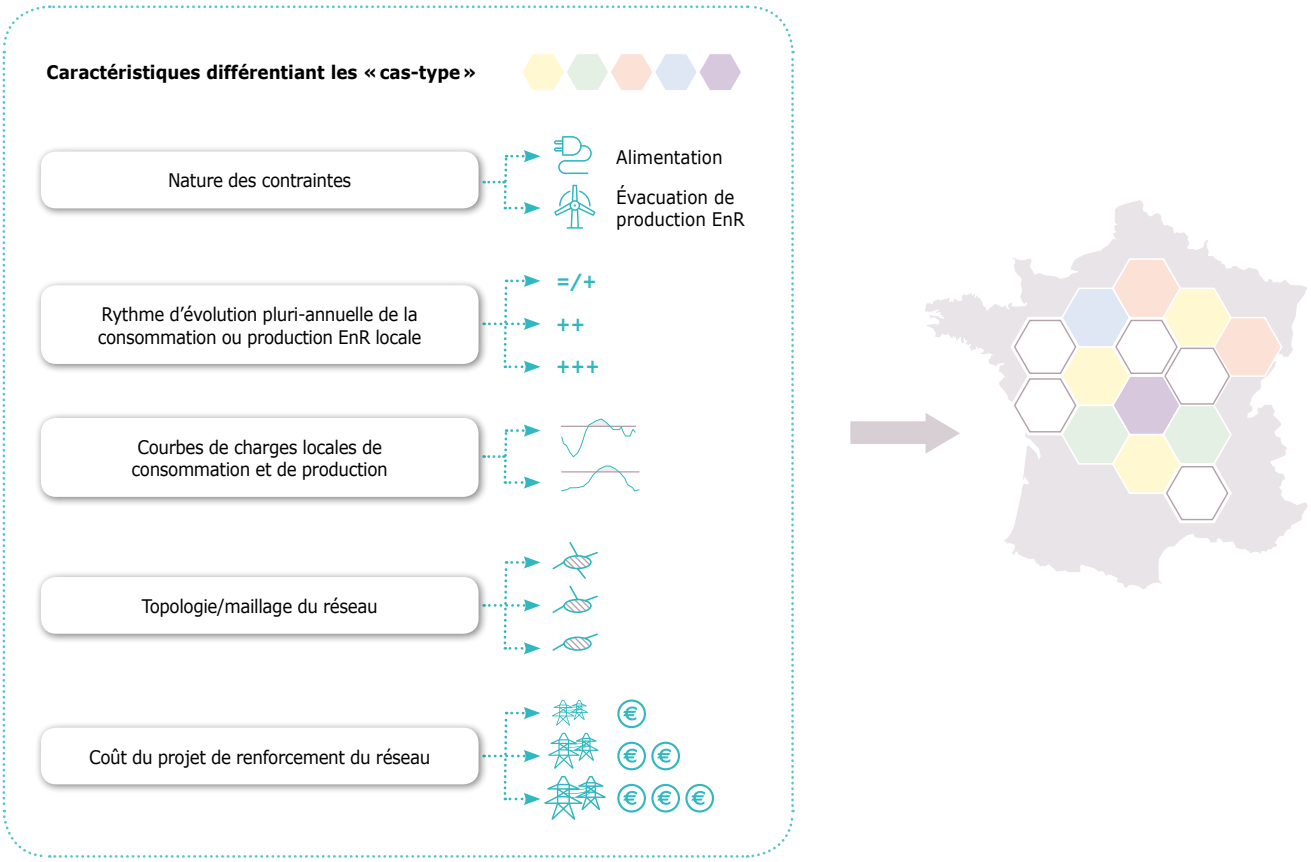
4.2.2 Compléments relatifs à la représentation élargie de la diversité des configurations locales

La valeur des solutions *smart grids* pour le réseau de transport dépend des spécificités locales du réseau : topologie des réseaux existants, saturation des réseaux, croissance locale de la consommation ou des puissances EnR raccordées, coûts des projets de renforcement, etc. Les évaluations n'ont de sens qu'en tenant compte de l'ensemble de ces spécificités.

Cependant, l'intérêt des analyses à apporter n'est pas de restituer de façon détaillée, sur chaque portion du réseau[9], la valeur qui peut être apportée par les solutions *smart grids* mais d'apporter des éclairages globaux, à la maille France, en restituant de façon lisible la diversité des situations.

Un enjeu important réside dans le nombre et la représentativité des «cas-types» utilisés pour représenter schématiquement le réseau de répartition afin d'être en mesure de tirer des enseignements utiles pour l'ensemble des acteurs[10].

Figure 1 / Représentation de la diversité des situations de réseau sous forme de «cas-type» représentatifs



9. Pour mener ces analyses, il faudrait en théorie d'abord représenter de façon exhaustive l'ensemble des situations identifiées sur le territoire français présentant des contraintes (actuellement ou dans les années à venir) et de mener sur chacune de ces situations une analyse ad-hoc qui consisterait à mener deux études de développement de réseau, une «sans» et une «avec» un déploiement de solutions *smart grids.*
   Cette approche serait très chronophage. L'approche alternative retenue consiste à représenter la diversité des situations locales en constituant un ensemble de «cas types» simplifiés représentatifs.
10. Cette représentation sous forme de «cas-types» est courante dans les travaux de modélisation du système électrique. Par définition, elle ne saurait prétendre à représenter toutes les situations possibles pouvant exister sur le réseau de transport. Sur des situations très spécifiques, où (i) soit les renforcements du réseau seraient particulièrement coûteux (configuration géographique, acceptabilité locale) ou (ii) soit les caractéristiques des solutions de flexibilité seraient particulièrement bien adaptées aux contraintes (forme, caractère temporaire et non pérenne), les valeurs des solutions de flexibilité pour le réseau peuvent théoriquement être beaucoup plus importantes que celles présentées dans le rapport. Ces situations potentielles doivent être considérées comme des «queues de distribution» sur lesquelles les gisements de valeur relève de gisement «de niche».

Le rapport de juillet 2015 reposait sur un nombre de «cas-types» très restreint (2), limitant la qualité de l'extrapolation à la maille France.

Le travail engagé depuis par RTE a consisté à construire une base élargie représentative des situations locales pour refléter les situations sur le territoire français métropolitain.

En pratique, 28 «cas-types» ont été établis et se différencient par :

- la topologie du réseau ;
- la nature des contraintes (alimentation de consommation ou évacuation de production EnR)
- le profil des courbes de charge de soutirage et d'injection locales ;
- le niveau de contraintes associées et leur évolution sur le long-terme ;
- le coût du projet de renforcement.

Chaque «cas-type» est pondéré par un niveau de représentativité, dans le but de dresser un paysage reflétant de façon simplifiée le réseau de répartition français.

4.2.3 Approfondissement de la représentation du fonctionnement court-terme de l'équilibre offre-demande

Un focus important de la modélisation porte sur la représentation court-terme de l'équilibrage du système électrique : représentation des incertitudes et de leur évolution à l'approche du temps réel (entre le J-1 et le temps réel), contraintes sur les différents leviers d'équilibrage (groupes de production, solutions *smart grids*).

Cet effort de modélisation des échéances de court-terme a pour enjeu une mesure de la valeur spécifique des solutions *smart grids* résultant de leur flexibilité «court-terme» différenciée par rapport au parc de production.

La modélisation a été améliorée par rapport aux travaux restitués en juillet 2015 en travaillant sur une représentation (i) plus complète des aléas sur les besoins d'ajustement[11] et (ii) plus fine de la dynamique d'évolution des incertitudes.

Ces évolutions permettent d'affiner le modèle – sans en remettre en cause les fondamentaux – et de consolider ainsi les analyses menées dans le rapport de juillet 2015. Il s'agit d'un cheminement classique en modélisation technico-économique.

4.2.4 Représentation du «passage à l'échelle» et modélisation des effets de concurrence entre les différentes solutions *smart grids*

Les travaux de 2015 permettaient de quantifier des valeurs «flexibilité» par «flexibilité», pour des déploiements marginaux. Ce type d'analyse est utile, et de fait la plupart des approches et des résultats commentés dans la littérature, et notamment les rapports publics, procèdent de ce type. La grande plus-value de l'exercice résidait donc dans la possibilité d'utiliser un seul et même modèle pour comparer les différentes flexibilités.

Pour autant, ces analyses ne suffisent pas à identifier les «bons» niveaux de développement des différentes solutions. Pour y parvenir, il est nécessaire de tenir compte d'une part des effets de décroissance des bénéfices (et éventuellement de croissance des coûts[12]) en fonction des niveaux de déploiement par effet d'échelle, et d'autre part des effets de concurrence entre les solutions de flexibilité pour l'accès aux gisements de valeur (valeur pour la contribution à la sécurité d'approvisionnement, participation aux réserves d'équilibrage, gestion des congestions, etc.).

Or le «passage à l'échelle» et l'analyse multifonctions peuvent fournir des éclairages majeurs en matière de prospective, en permettant d'identifier quels peuvent être les volumes déployés dans telle ou telle configuration d'évolution du contexte énergétique et des coûts des différentes technologies. Ces analyses peuvent alors être mises à profit dans le cadre de stratégies publiques d'accompagnement du développement de certaines filières.

C'est ce à quoi s'est attaché RTE dans le cadre des travaux d'approfondissement de la modélisation ayant servi de support aux analyses présentées dans ce rapport. La nouvelle modélisation de FlexiS permet désormais de procéder à une optimisation globale du déploiement des

11. Pour chaque instant considéré, la nouvelle modélisation représente désormais cinq scénarios (probabilisés) d'évolution des écarts de bouclage entre deux échéances consécutives (i.e. entre J-1 et H-2, entre H-2 et H-30' et entre H-30' et H-15'). La précédente modélisation ne considérait qu'un seul scénario.
12. Notamment pour la gestion active de la demande (résidentielle, industrielle et tertiaire).

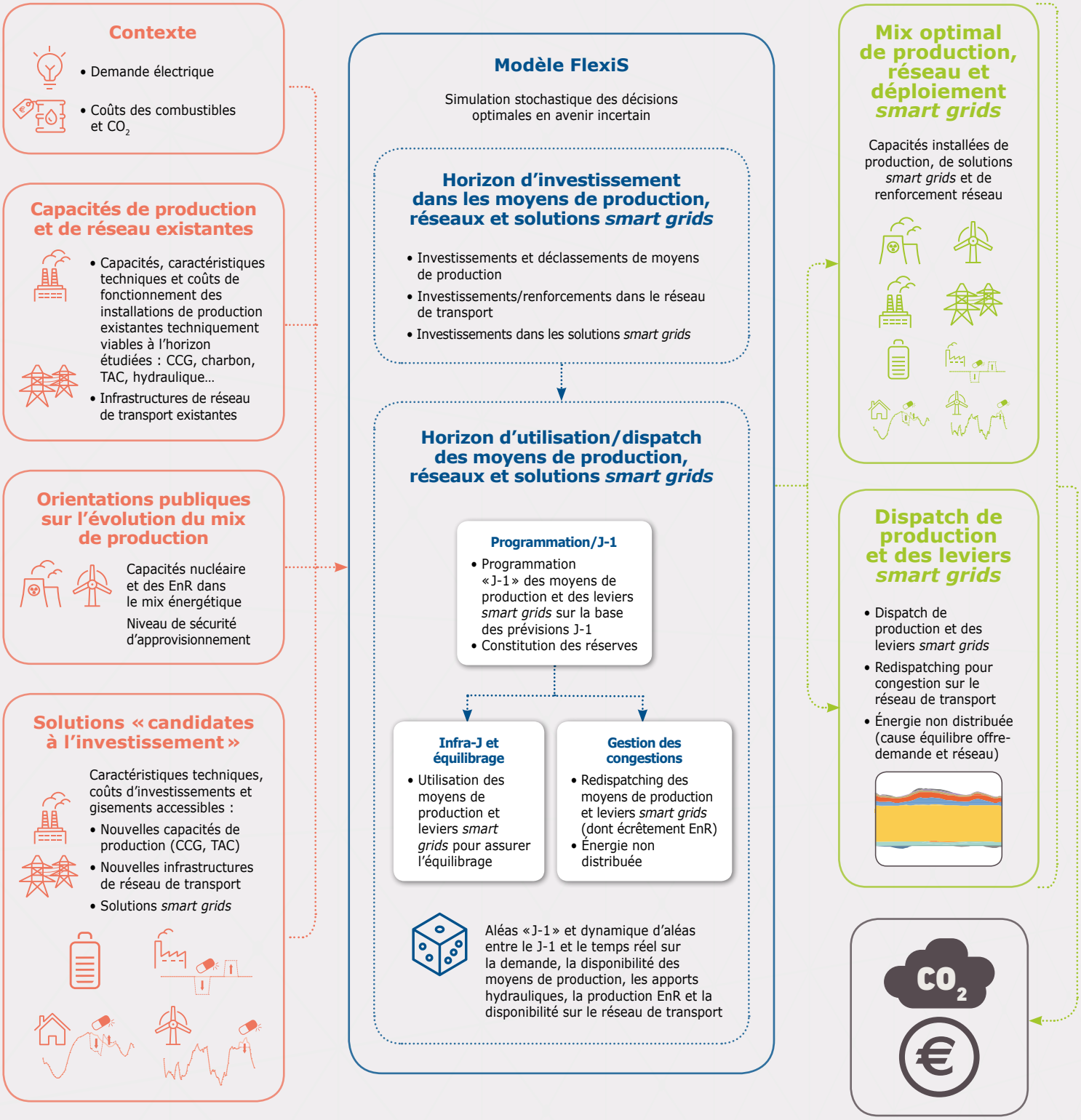


Figure 2 / Principe de fonctionnement du modèle FlexiS

solutions *smart grids*, conjointement avec l'optimisation des décisions sur les investissements et déclassements dans le parc de production.

Cette modélisation prend en compte (i) les contraintes de gisements et (ii) la dépendance des coûts au niveau de déploiement pour certaines solutions de flexibilité. C'est notamment le cas pour les solutions d'effacements, que ce soit dans le secteur industriel, tertiaire ou résidentiel[13].

Cette optimisation est présentée schématiquement page 21.

13. Le coût des capacités d'effacement industriel dépend fortement du niveau de déploiement, du fait de l'existence de consommateurs présentant des caractéristiques de *process* différenciés. Ceci est aussi vrai pour les consommateurs résidentiels du fait des différences de caractéristiques de consommation énergétique des ménages (notamment la consommation en énergie annuelle).

Partie 5

Positionnement par rapport aux travaux publiés en France et en Europe sur les flexibilités *smart grids*

5.1 POSITIONNEMENT DES NOUVEAUX RÉSULTATS PAR RAPPORT AUX TRAVAUX PUBLIÉS EN FRANCE ET EN EUROPE

Une littérature désormais volumineuse concerne la valeur des solutions de flexibilité *smart grids.* Plusieurs constats émergent de ces analyses :

- **Les études existantes ne quantifient pas la valeur pour l'ensemble des services que peuvent apporter les solutions de flexibilité *smart grids***
  La quasi-totalité des études publiées en France et en Europe sur la valorisation économique des solutions de flexibilité se concentre sur la quantification (i) de la valeur «capacitaire» correspondant à la contribution au dimensionnement du parc de production pour respecter le critère de sécurité d'approvisionnement et (ii) de la valeur d'arbitrage sur les marchés d'énergie. Quelques études quantifient la valeur associée à la participation aux réserves pour l'équilibre offre-demande. Aucune étude n'évalue la valeur résultant de l'utilisation effective des leviers de flexibilité *smart grids* dans le processus d'équilibrage court-terme.
  Seule une étude, portant sur le stockage, évalue un ordre de grandeur de la valeur pour le réseau de transport dans une configuration de réseau «contraint», sur la base de coûts normatifs, et sans évaluer les enjeux totaux à la maille France.

- **L'essentiel des études existantes sur la valeur des solutions de flexibilité porte sur le stockage**
  Les enjeux économiques liés aux solutions d'effacement de consommation et aux solutions d'écrêtement sont relativement peu étudiés et ne regardent qu'une partie du gisement (en général, le pilotage de l'eau chaude sanitaire électrique et de la recharge du véhicule électrique). Les enjeux associés aux écrêtements de production ne sont pas étudiés.

- **Les études existantes ne prennent pas en compte les effets de concurrence entre les différentes solutions de flexibilité *smart grids***
  Les analyses déjà publiées sont des analyses «solution par solution», qui évaluent la valeur d'un déploiement donné, sans identifier le niveau de déploiement économiquement pertinent. Les effets de concurrence et d'éviction entre solutions de flexibilité *smart grids* ne sont pas étudiés. Deux études font néanmoins exception. L'étude ADEME 2015 et CNRS 2016 représentent les effets de concurrence entre solutions mais limitent l'analyse aux différentes technologies de stockage.

La présente étude apporte donc une plus-value significative au niveau français et européen pour éclairer le débat en permettant :

(i) d'évaluer la valeur apportée par les flexibilités pour l'ensemble des services possibles qui peuvent être rendus au système électrique (à l'exception des besoins pour les réseaux de distribution), en tenant compte des conflits d'usage potentiels dans l'accès aux différentes sources de flexibilités

(ii) d'identifier les niveaux de déploiement économiquement pertinents des différentes solutions de flexibilité, en tenant compte des gisements de flexibilité mobilisables, de leurs coûts et des effets de passage à l'échelle et de concurrence pour l'accès aux différents gisements de valeur (gestion des congestions, besoins en capacités de production, besoins de flexibilités court-terme, etc.)

Les analyses de la présente étude s'appuient sur des modélisations et des hypothèses caractérisant les gisements de flexibilités qui sont au moins aussi fines que l'ensemble des études publiées (modélisation du fonctionnement court-terme du système électrique, représentation du réseau de transport, caractéristiques des flexibilités, etc.). Les analyses de sensibilités aux hypothèses les plus discutées/incertaines (notamment sur l'effacement/modulation de consommation résidentielle) permettent de rendre compte des enjeux pesant sur certains paramètres les plus sujets à débat et présentant le plus d'incertitudes.

Tableau 1 / Positionnement de la nouvelle étude de RTE par rapport aux travaux publiés en France et en Europe sur la valeur des solutions de flexibilité *smart grids* pour le système électrique

		(RTE, 2017)	(ADEME, 2013)	(IEA 2014)	(ADEME, 2015)	(EDF, 2015)	(RTE, 2015)	(Strbac et al., 2015)	(Brouwer et al., 2016)	(Commission européenne, 2016)	(SystemX, 2016)	(Després, et al., 2017)
Valeur estimée		Surplus collectif	Surplus collectif	Surplus collectif	Surplus collectif	Surplus collectif	Surplus collectif	Surplus collectif	Surplus collectif	Surplus collectif	Surplus collectif	Surplus collectif
Solutions de flexibilités *smart grids* étudiées	Stockage par batteries	✓	✓	✓	✓	✓	✓ Service spécifique	✓	✓	✓	✗	✓
	Effacement/modulation de consommation industrielle et tertiaire	✓	✗	✓	✓	✗	✓	✓	✓	✗	✗	✗
	Effacement/modulation de consommation résidentielle	✓	✓ ECS et recharge VE	✓	✓	✗	✓	✓	✓	✗	✓ Recharge VE et V2G	✓ Recharge VE
	Écrêtement de production EnR	✓	✗	✗	✗	✗	✓	✓	✓	✗	✗	✗
Services étudiés	Contribution au bouclage capacitaire sur le critère de sécurité d'approvisionnement	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Arbitrages sur les marchés J-1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Participation aux réserves	✓	✓	✗	✗	✗	✓	✓	✓	✓	✗	✓
	Participation à l'équilibrage	✓	✗	✗	✗	✗	✓	✗	✗	✗	✗	✗
	Gestion des congestions transport	✓	✓ Dans un cas particulier	✗	✓	✗	✓	✓	✗	✗	✗	✗
	Gestion des congestions distribution	✗	✓ Dans un cas particulier	✗	✗	✗	✗	✓	✗	✗	✗	✗
Prise en compte de la concurrence entre services		✓	✓	✗	✗	✗	✗	✓	✓	✗	✗	✓
Déploiements considérés	Marginal	✓	✓	✗	✗	✗	✓	✗	✗	✓	✗	✗
	Incrémental (avec volume significatif)	✓	✓	✓	✓	✓	✗	✓	✓	✗	✓	✓
	Optimisé	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✓
	Prise en compte des effets de concurrence et d'éviction entre solutions de flexibilité	✓	✗	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✓
Approche de modélisation	Représentations des décisions d'investissement sur le parc de production	✓	✗	✓	✓	✓	✓ Moyens de pointe	✓	✓	✗	✓	✓
	Représentations du dispatch J-1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Représentation des besoins de réserves et de leur constitution	✓	✓	✗	✗	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Représentation de l'équilibrage court-terme	✓	✗	✗	✗	✗	✓	✗	✗	✗	✗	✗
	Représentation des décisions d'investissement dans le réseau de transport France	✓	✗	✗	✗	✗	✓	✗	✗	✗	✗	✗
	Représentation des contraintes du réseau de transport France	✓	✓	✗	✓	✗	✓	✓	✗	✗	✗	✗
	Représentation des interconnexions	✓ Statique	✓ Statique	✓	✓	✓	✓ Statique	✓ Contrainte de bilan annuel nul	✓	✓	✓	✓

Partie 6

Hypothèses de contexte

6.1 SCÉNARIOS DE CONTEXTE SUR LE MIX

La valeur d'un déploiement dépend, dans une large mesure, du contexte dans lequel s'inscrit ce déploiement. Ainsi, il est utile de mener les analyses sur plusieurs scénarios de contexte, afin d'identifier la robustesse des résultats.

Les analyses de ce rapport ont été menées en fonction de deux scénarios de contexte :

- Une représentation du système actuel («scénario actuel») ;
- Une représentation du système à l'horizon 2030 cohérente avec les objectifs de transition énergétique et s'appuyant sur un scénario public (scénario «nouveau mix»).

Le cadre général du scénario de contexte actuel correspond à la projection du scénario «thermique haut» pour l'hiver 2017-2018 de l'édition 2016 du Bilan prévisionnel. Il reflète les niveaux de demande actuellement constatés, le parc de production existant et les niveaux de prix des combustibles et de CO_2 constatés sur les marchés.

Pour 2030 le scénario nouveau mix 2030 de l'édition 2014 du Bilan prévisionnel est utilisé. Ce scénario constitue une projection à l'horizon 2030 du mix énergétique, cohérent avec les orientations de la loi de transition énergétique pour la croissance verte avec notamment une réduction de la part du nucléaire

	Scénario de contexte actuel	Scénario nouveau mix 2030
Consommation annuelle (TWh)	478	481
Pointe de consommation à une chance sur 10 (GW)	100,9	100
Part du nucléaire dans la production	75 %	50 %
Part des EnR dans la production	19 %	37 %[14]
Capacité d'interconnexion en import (GW)	11,5	24
Prix CO_2 et combustibles		
CO_2 (€/t)	7	95
Gaz ($/Mbtu)	5,5	10,2
Fioul ($/baril)	97	78
Charbon ($/tonne)	71	110
Lignite ($/tonne)	10	10
Taux de change ($/€)	0,8	0,8

Tableau 2 / Principales hypothèses de contexte

14. Représente 40% de la consommation.

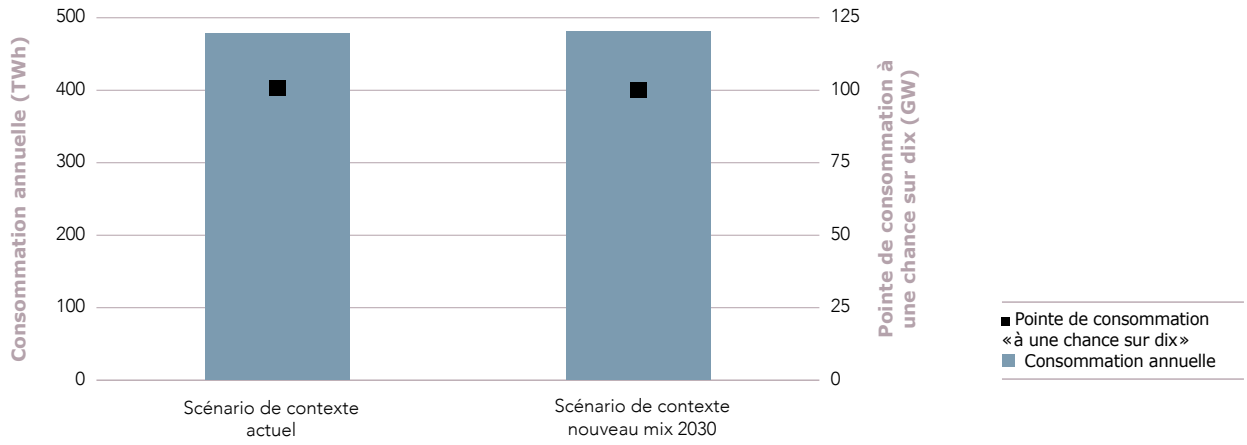


Figure 3 / Hypothèses sur la demande dans les deux scénarios de contexte considérés

(50 % de l'énergie produite) et un fort développement des énergies renouvelables (40 % de l'énergie consommée). Il est marqué par l'existence d'un besoin important de nouvelles capacités (en plus du développement des EnR) pour assurer le niveau visé de sécurité d'approvisionnement. En effet, l'addition du parc de production encore existant viable à cet horizon (en tenant compte des déclassements nécessaires de moyens nucléaires pour le respect des orientations publiques) et des projections de développement des EnR ne suffit pas à respecter le critère de sécurité d'approvisionnement. Il est également caractérisé par des prix des combustibles et du carbone élevés (notamment, un prix de 95 €/t pour le CO_2).

Il convient de rappeler que le parc de production considéré dans les analyses qui suivent est simulé[15], en tenant compte (i) du parc de production existant (c'est-à-dire du parc de production qui peut être encore en fonctionnement à l'horizon considéré), (ii) des orientations publiques sur les évolutions du parc de production (part du nucléaire, des EnR, place du charbon), (iii) des coûts de production (coûts variables, coûts d'opération et maintenance, coûts d'investissement) des différents moyens et (iv) du respect du critère public de sécurité d'approvisionnement. Ceci signifie que les moyens identifiés comme non rentables (au sens de leurs revenus sur les marchés de l'énergie et de la capacité) sont supposés fermer.

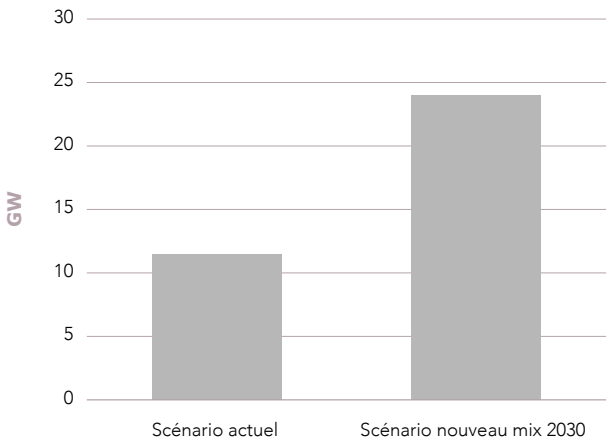
Demande

Les deux scénarios de contexte ont des niveaux de demande (en énergie annuelle ainsi qu'en puissance à la pointe) analogues.

Interconnexions

Les capacités d'interconnexion entre la France et ses voisins évoluent de façon significative entre le scénario actuel et le scénario nouveau mix 2030.

Figure 4 / Capacités d'import



15. C'est bien la simulation des décisions d'investissements et de déclassements des moyens de production qui permet notamment de quantifier la valeur «capacitaire» des solutions *smart grids*.

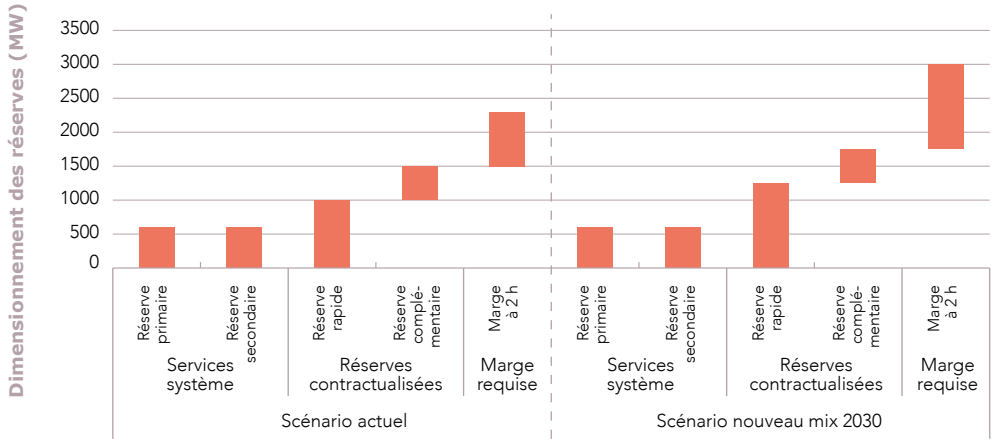


Figure 5 / Hypothèses de dimensionnement des différentes réserves et marges à la hausse (représentées jusqu'à deux heures avant le temps réel, en valeur moyenne)

Niveaux de réserves et marges requises

Le dimensionnement des réserves et marges requises évolue à l'horizon 2030 pour tenir compte de l'évolution des aléas de court-terme, du fait du développement des EnR et de la mise en service de l'EPR de Flamanville (augmentation de la taille du plus gros groupe). Les hypothèses considérées sur les besoins de réserves constituent une projection du potentiel dimensionnement des réserves à l'horizon 2030[16]. Ces hypothèses, établies pour cet exercice, doivent être considérées avec précaution.

Pour les besoins de l'exploitation opérationnelle du système, les hypothèses sur les spécifications des réserves et leur dimensionnement devront être réévaluées plus précisément, en fonction de l'évolution du système électrique. Par ailleurs, ces projections ne prennent pas en compte les effets de potentielles mutualisations de réserves entre pays.

Coûts de production

Les coûts proportionnels de production s'établissent en tenant compte (i) des coûts de combustibles, (ii) de la valeur attribuée aux émissions de CO_2 ainsi que (iii) de coûts proportionnels additionnels d'opération et maintenance.

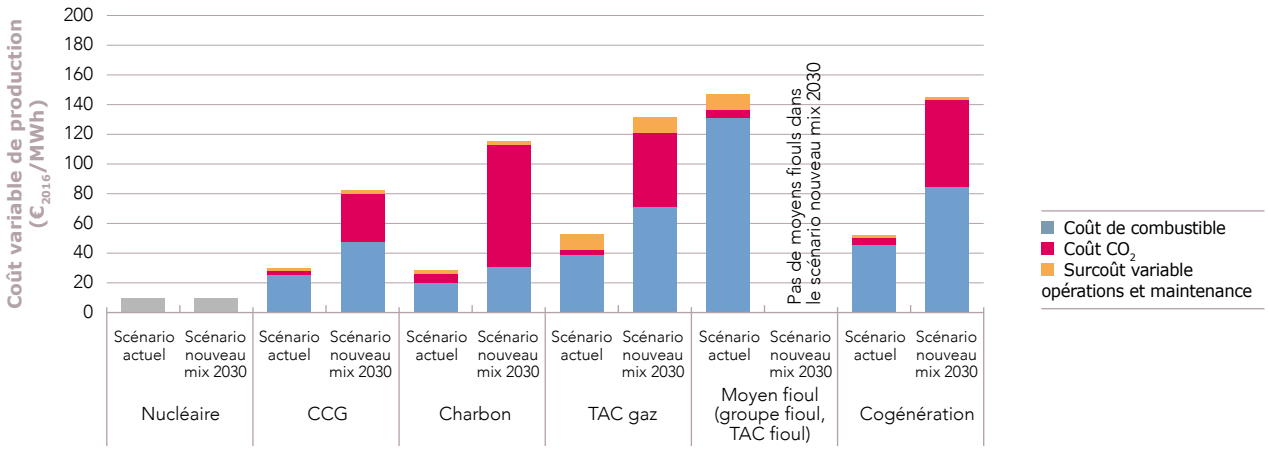


Figure 6 / Hypothèses de coûts proportionnels de production des différentes filières de production

16. Ces hypothèses supposent une parfaite observabilité des productions renouvelables.

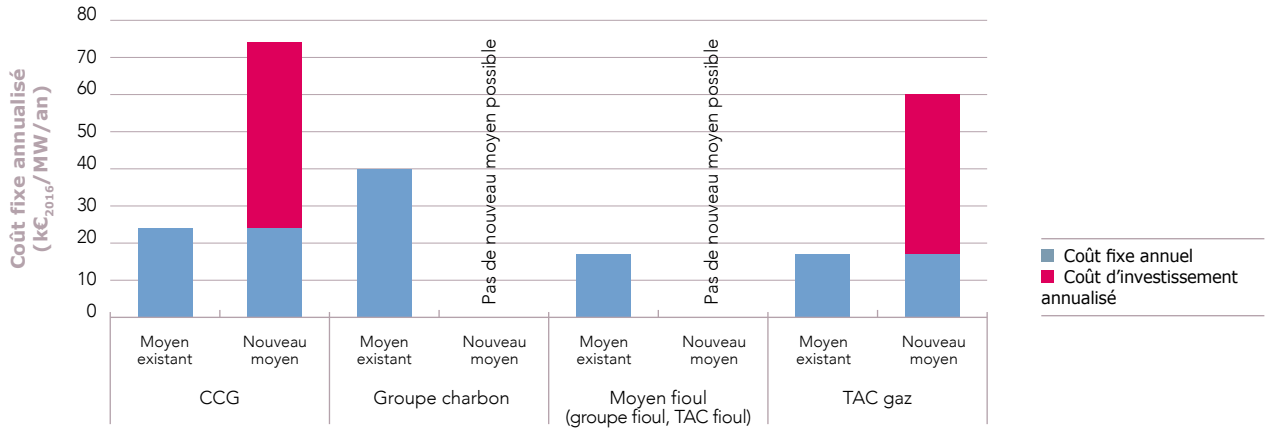


Figure 7 / Hypothèses de coûts fixes des différentes filières de production thermique

Pour le scénario actuel, les prix des combustibles fossiles ainsi que le prix du CO_2 se basent sur les cotations moyennes observées en 2016 pour les forward à horizon 2017.

Pour le scénario nouveau mix 2030, les prix des combustibles fossiles et du CO_2 correspondent au scénario «450 ppm» du World Energy Outlook de l'IEA.

Des coûts de démarrage sont aussi pris en compte.

Les coûts fixes, correspondant aux coûts de fonctionnement et, pour les nouvelles capacités, incluant les coûts d'investissement annualisés, sont supposés identiques pour les deux scénarios de contexte.

Parc de production

Le parc de production évolue de façon très sensible entre les deux scénarios de contexte, traduisant les orientations

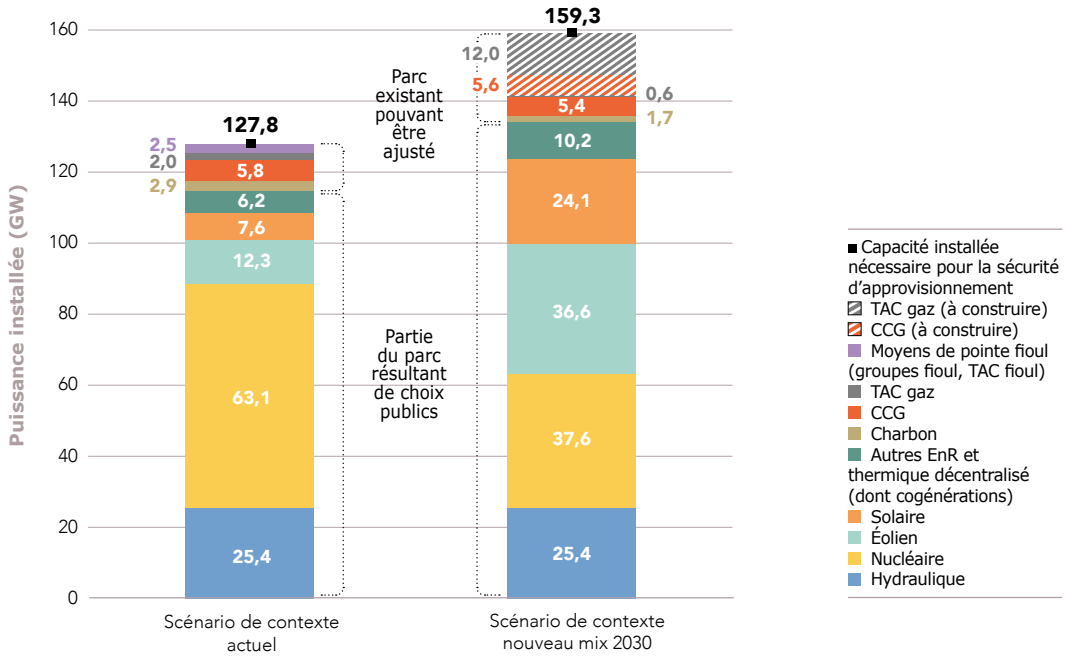


Figure 8 / Mix électrique «sans solutions *smart grids*», ajusté sur le critère de sécurité d'approvisionnement, dans les scénarios de contexte actuel et nouveau mix 2030

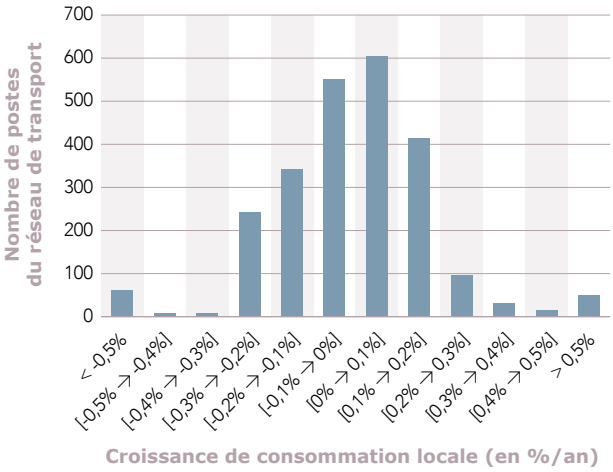


Figure 9 / Projections locales sur le réseau de transport des évolutions annuelles de consommation

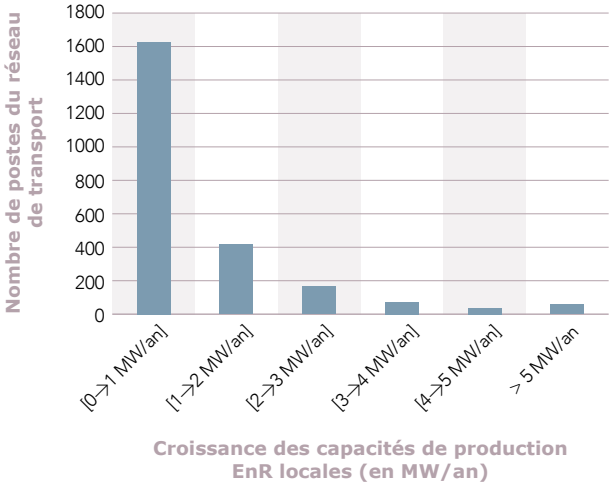


Figure 10 / Projections locales sur le réseau de transport des évolutions annuelles de capacités de production EnR

publiques sur la baisse de la part du nucléaire et l'insertion massive d'EnR.

La figure 8 représente, pour les deux scénarios de contexte étudiés, les parcs de production « ajustés » économiquement sur le critère de sécurité d'approvisionnement en tenant compte des parcs existants et, pour l'horizon 2030, des orientations publiques (sur la part des EnR et du nucléaire). Les parcs représentés en figure 8 sont ici ajustés économiquement sur le critère de sécurité d'approvisionnement sans prendre en compte les possibilités de recours aux différents leviers *smart grids*. Ils constituent les points de référence à partir desquels peuvent être comparés les scénarios de déploiement.

Déclinaison locale sur le réseau de transport des hypothèses nationales

Les évolutions de consommation et de production EnR, telles qu'envisagées dans le scénario nouveau mix à l'horizon 2030 font l'objet de déclinaisons locales.

Ces déclinaisons des hypothèses nationales, effectuées à la maille des postes du réseau de transport, permettent d'effectuer les projections sur l'évolution des contraintes sur le réseau de transport et d'évaluer la pertinence de projets de renforcement du réseau à mettre en œuvre. Ces déclinaisons locales sont actualisées par RTE à chaque nouvelle publication du Bilan prévisionnel.

Les « cas-types » représentatifs utilisés dans le cadre des travaux restitués dans le présent rapport *(cf. supra)* reposent sur ces déclinaisons locales.

Partie 7

Grille d'analyse des résultats quantitatifs

7.1 LE CHOIX D'UNE APPROCHE « PAR FONDAMENTAUX »

L'approche retenue (dite approche « par fondamentaux »), décrite en partie 4, repose sur une simulation du fonctionnement technique et économique du système électrique : cette simulation repose sur la représentation des prises de décision des acteurs du système électrique, en supposant que celles-ci sont économiquement rationnelles et en tenant compte de l'ensemble des contraintes pesant sur les actifs (de production, de réseau).

Cette approche nécessite un effort important de modélisation et de constitution de données (représentation de la physique du système électrique et de la structure des coûts de production et du réseau). L'impossibilité de représenter les prises de décisions réelles des acteurs, la totalité de leurs contraintes et objectifs (contraintes logistiques, considérations industrielles, sociales, environnementales dans la prise de décision) conduit nécessairement ce type de modèle à s'écarter de la réalité. En particulier, il est souvent délicat avec ces modèles de reproduire fidèlement ce qui peut être observés en réalité (dispatch des moyens de production, prix, etc.)

L'approche alternative pour mener ce type d'étude pourrait consister à mener des évaluations sur les signaux historiques de prix (prix spot de l'énergie, prix d'ajustements, prix de capacité, etc.). Cette approche alternative présente l'intérêt Cette approche d'éviter une phase de modélisation complexe. Mais elle présente plusieurs difficultés rédhibitoires pour les études réalisées ici : elle ne permet de considérer que des déploiements marginaux (qui ne sont pas susceptibles de faire bouger les prix) et ne peut pas s'appliquer à des horizons prospectifs pour lesquels les signaux de prix n'existent pas. Enfin, cette approche alternative ne fournit pas nécessairement une valeur pour la collectivité car les prix ne reflètent pas nécessairement les coûts.

Ainsi, malgré les limites potentielles des modèles de fondamentaux, ceux-ci sont les seuls à pouvoir apporter les réponses visées par ce rapport.

Toutes les études recensées par RTE[17] sur la valorisation des flexibilités *smart grids* se basent ainsi sur une approche « par fondamentaux ».

17. Voir partie 5. L'étude E-Cube (2013) est singulière et repose sur une approche sur signaux historiques.

7.2 LIMITES DE LA MODÉLISATION RETENUE PAR RTE ET IMPACT SUR LA PRÉCISION DES RÉSULTATS

Les avancées méthodologiques décrites dans le paragraphe 4.3 de ce rapport permettent une représentation fine du système électrique : décisions sur les investissements dans les capacités de production et le réseau de transport, le dispatch, l'équilibrage offre-demande à court-terme et la gestion des congestions.

L'outil de simulation implémentant cette modélisation repose sur la résolution d'un problème d'optimisation (i.e correspondant à la minimisation des coûts du système électrique). Pour que les simulations puissent se réaliser dans des temps de calculs acceptables, RTE a opéré certaines simplifications permettant de réduire la taille ou la complexité du problème.

La réduction du nombre de pas de temps horaires étudiés

La base d'étude comporte 1 000 scénarios d'une année, soit 8 760 000 points horaires, chacun modélisé avec plusieurs échéances (vu du J-1, de H-2, de H-30', de H-15' et du temps réel). Pour limiter la taille et la complexité des simulations, des techniques statistiques ont été utilisées pour sélectionner, un sous-ensemble de semaines représentatives, pondérées, disposant des propriétés statistiques similaires à l'échantillon complet. En pratique, il s'agit de regrouper un ensemble de semaines similaires (niveau de demande, production EnR, disponibilité des moyens de production).

La gestion « statique » des interconnexions

Un autre axe de simplification a porté sur la représentation des interconnexions. Les échanges entre la France et les pays voisins ont été simulés sur la base d'une représentation des parcs de production et des demandes dans les différents pays européens mais les chroniques d'échanges ont été figées à l'issu d'un premier calcul et n'ont pas été considérées comme impactées par le développement des solutions de flexibilité *smart grids* en France.

7.3 DÉFINITION DES VALEURS AFFICHÉES DANS LA SUITE DU RAPPORT

La valeur économique associée aux solutions considérées correspond à différents coûts du système électrique que ces solutions permettent d'éviter : coûts fixes de capacités de production, coûts variables de production, coûts des infrastructures de réseau de transport, etc. Les analyses de valeur sont restituées en plusieurs composantes additives[18].

- Coûts fixes de production évités ;
- Coûts variables de production évités *via* arbitrages sur le marché spot J-1 ;
- Bénéfices additionnels *via* participation au mécanisme d'ajustement (coûts variables de production) ;
- Bénéfices additionnels *via* participation au réglage primaire de fréquence (coûts variables de production) ;
- Bénéfices additionnels pour le réseau de transport (investissement, congestion et pertes).

La figure 11 décrit comment les différentes composantes sont évaluées.

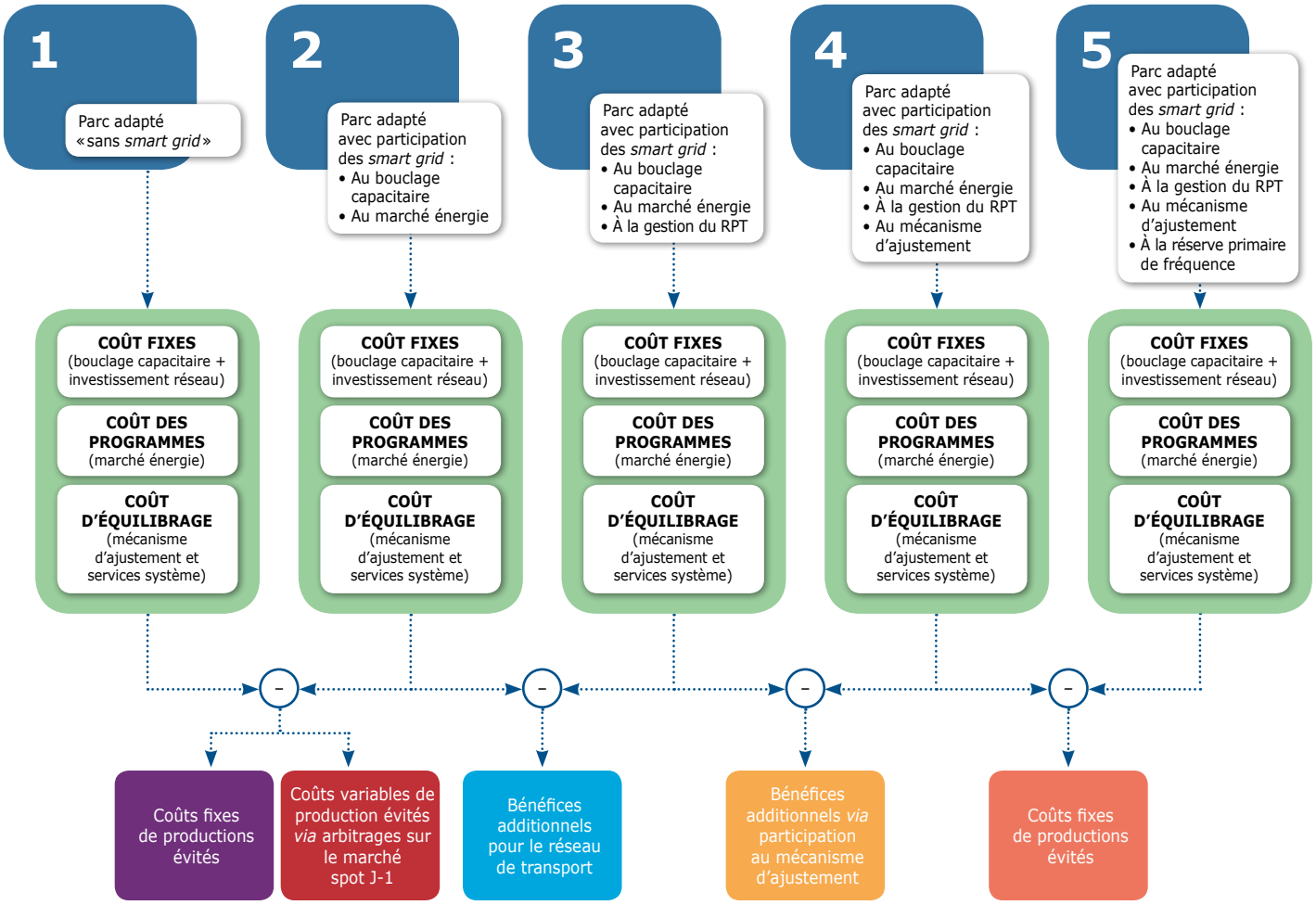


Figure 11 / Méthodologie de décomposition des bénéfices induit par le déploiement des smart grid

18. Cette caractéristique est essentielle pour la lisibilité des résultats. Les bénéfices ne peuvent pas être représentés selon le service apporté (participation au marché de l'énergie, à l'ajustement, à la gestion des congestions, etc.) car l'existence de contraintes inhérentes à la fourniture simultanée de services conduirait à des composantes qui ne seraient pas additives.

7.4 COÛTS FIXES DE CAPACITÉS DE PRODUCTION ÉVITÉS

Les coûts fixes de production évités par le déploiement de solutions *smart grids* ne doivent pas être assimilés aux revenus qui pourraient être tirés sur le mécanisme de capacité pour plusieurs raisons :

- Le prix de la capacité n'est *a priori* pas relié aux coûts fixes des moyens de production mais aux différentiels entre les coûts fixes et les revenus sur les marchés de l'énergie.
- La valeur tirée sur les marchés représente le surplus pour le promoteur des déploiements *smart grids* mais pas l'intégralité du surplus collectif
  Cette remarque est générique et n'est pas spécifique au mécanisme de capacité. Si le déploiement de solutions *smart grids* n'est pas marginal, alors ce déploiement est susceptible d'avoir un effet à la baisse sur le prix de la capacité et créé donc un surplus pour le consommateur. La valeur tirée sur le mécanisme de capacité ne reflète que le surplus pour le promoteur du déploiement *smart grids* et n'intègre pas le surplus consommateurs. La valeur n'est sont pas comparable au surplus collectif.

L'espace économique est très différent entre le scénario de contexte actuel et le scénario 2030

Le déploiement de solutions de flexibilité *smart grids* peut réduire le besoin en capacités de production, à niveau de sécurité d'approvisionnement inchangé (respect du critère de 3h de défaillance en espérance annuelle). La valeur économique associée correspond aux coûts fixes annualisés des actifs de production économisés.

Les coûts évités de capacité diffèrent selon qu'il s'agit de centrales existantes qui seraient fermées (économie de coûts fixes de fonctionnement) ou de nouvelles capacités qui ne seraient pas construites (économies supplémentaires de coûts d'investissement). L'espace économique (niveau et profondeur des bénéfices) associés aux économies de capacités dépend ainsi directement de la marge dont disposent les parcs existants par rapport au critère réglementaire de sécurité d'approvisionnement.

Dans le scénario de contexte actuel, le parc de production existant est suffisant pour satisfaire le critère de sécurité d'approvisionnement. Ainsi, dans ce scénario de contexte, les bénéfices capacitaires attendus du déploiement des *smart grids* correspondent donc aux coûts fixes de fonctionnement (coûts d'opération et maintenance) des moyens les moins rentables nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement, qui sont, avec les hypothèses considérées, les groupes charbons, dont les coûts fixes sont évalués à 40 k€/MW/an. À ce niveau de bénéfices à hauteur de 40 k€/MW/an, correspond une profondeur de moins de 3 GW (capacité de production des groupes charbon). Pour des déploiements plus importants, les bénéfices en coûts fixes évités sont plus faibles, de l'ordre de 25 k€/MW/an, correspondant à l'hypothèse de coûts fixes des CCG.

À l'inverse, dans le scénario nouveau mix 2030, le respect du critère de sécurité d'approvisionnement requiert d'importants investissements en moyens de production. Les bénéfices en coûts fixes de production évités par le déploiement de solutions *smart grids* correspondent aux coûts fixes de nouvelles centrales TAC gaz (coûts d'investissements et coûts d'opération et maintenance), de l'ordre de 60 k€/MW/an[19].

Les coûts fixes de production évités dépendent des contraintes de stock des solutions *smart grids.*

Les contraintes de stock des actifs *smart grids* (contraintes de stock des actifs de stockage, durée et nombre d'activation des effacements, etc.) limitent leur contribution à la sécurité d'approvisionnement. L'effet des contraintes de stock dépend du « paysage de défaillance », c'est-à-dire de la durée des épisodes de défaillance. Plus les épisodes défaillance sont longs et moins les actifs ayant des contraintes de stock peuvent se substituer à des moyens de production de pointe pour assurer la sécurité d'approvisionnement[20].

19. En pratique, les bénéfices associés au déploiement de solutions *smart grids* peuvent être supérieurs à cette valeur du fait du taux de disponibilité des TAC.
20. Pour certains groupes, les coûts de démarrage sont en fait des coûts de combustible.

Dans les deux scénarios de contexte considérés, les épisodes de défaillance des parcs adaptés sont généralement de courte durée. Les épisodes de défaillance de moins de 2 heures représentent près de 70 % des épisodes de défaillance dans le scénario de contexte actuel. Dans le scénario nouveau mix 2030, ils représentent 80 %. Dans ces scénarios, les actifs disposant de contraintes de stock de 2 heures ou plus (stockage par batterie, effacements diffus, etc.) ont une contribution capacitaire importante, relativement proche de celle d'un actif sans contrainte de stock.

7.5 COÛTS VARIABLES DE PRODUCTION ÉVITÉS *VIA* LES ARBITRAGES SUR LE MARCHÉ SPOT J-1

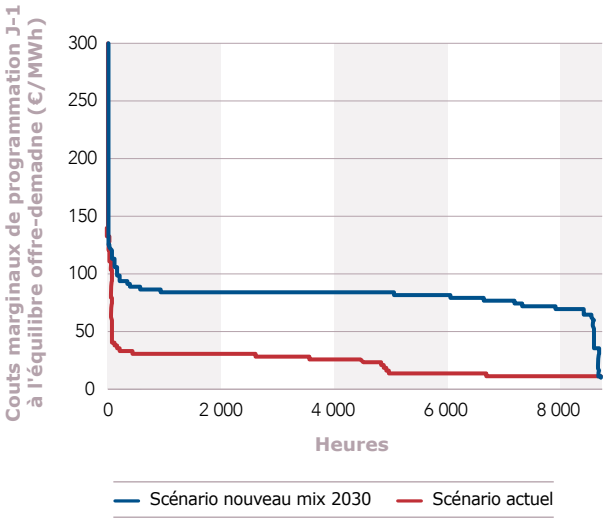


Figure 12 / Monotone de coûts marginaux des programmes J-1 dans les deux scénarios de contexte étudiés

Cette composante de valeur correspond aux bénéfices en termes de coûts variables de production évités (coûts de combustibles, de CO_2 et de démarrage[16]) résultant uniquement de l'utilisation des solutions *smart grids* sur le marché J-1 de l'énergie (en supposant que ces solutions ne fournissent pas d'autres services d'équilibrage).

Cette composante des bénéfices ne ne correspond pas aux revenus qui peuvent être obtenus sur le marché énergie par le promoteur des déploiements smart grids considérés car ces bénéfices incluent le surplus pour les consommateurs (qui peuvent éventuellement profiter de l'impact baissier sur les prix du déploiement des *smart grids*).

Ces bénéfices dépendent (i) des différentiels de coûts variables des groupes de production du parc, lorsque les solutions smart grids permettent de déplacer (dans le temps) de l'énergie (ii) du niveau absolu de ces coûts lorsque les déplacements d'énergie permis par les actifs *smart grid* s'accompagnent d'une surconsommation (cas d'un stockage dont le rendement serait inférieur à 100 %) ou d'une économie d'énergie (cas d'un effacement dont le taux de report serait inférieur à 100 %).

Les scénarios de contexte retenus sont marqués par des différentiels de coûts de production (entre CCG et charbon) relativement peu différentiés. Ainsi, les coûts variables de production évités via les arbitrages sur le marché Spot J-1 sont globalement assez limités sauf pour les effacements de consommation lorsqu'on considère une hypothèse d'économie d'énergie significative.

Ils peuvent, dans certains cas, être négatifs lorsque l'effet du déploiement de la solution smart gris considérée conduit à évincer des moyens de production au coût fixe élevé (mais au coût variable faible), reportant l'énergie produite par ces moyens vers d'autres moyens au coût variable plus élevé.

7.6 BÉNÉFICES ADDITIONNELS INDUIT PAR LA PARTICIPATION AU MÉCANISME D'AJUSTEMENT

Les bénéfices considérés ici correspondent aux économies de coûts de combustible, CO_2 et démarrage résultant de la participation des solutions *smart grids* à la constitution des réserves (hors services système) et leur activation sur le mécanisme d'ajustement. Ces bénéfices sont calculés en différentiel, par rapport à la situation où ces solutions *smart grids* ne participeraient qu'au marché J-1 de l'énergie et pas aux services d'équilibrage court-terme.

Ces bénéfices ne doivent pas être interprétés comme des revenus qui seraient obtenus sur les appels d'offre de réserve et le mécanisme d'ajustement car ils représentent des bénéfices supplémentaires résultant de la participation aux mécanismes d'équilibrage. Les prix sur les marchés d'équilibrage reflètent non pas la valeur supplémentaire mais doivent théoriquement refléter la perte d'opportunité sur les marchés J-1 et infra-journaliers liée à la participation aux réserves.

D'un point de vue quantitatif, la valeur de ces bénéfices dépend très fortement des contraintes et coûts d'activation des solutions *smart grids*.

7.7 BÉNÉFICES ADDITIONNELS ASSOCIÉS À LA FOURNITURE DE RÉSERVE PRIMAIRE DE FRÉQUENCE

La constitution des services système de fréquence (réserve primaire et secondaire) représente un coût significatif pour la collectivité. Il provient pour l'essentiel des périodes où la réservation de puissance à la hausse sur des groupes nucléaires est nécessaire, conduisant à limiter leur productible en deçà de leur puissance maximale. La perte de ce productible à coût marginal faible doit être compensée par la production de groupes dont les coûts variables de production sont plus élevés (CCG par exemple).

Les besoins du système électrique français en services système représentent un volume limité. La valeur associée à la fourniture de services système par les solutions *smart grids* est donc très sensible aux hypothèses sur la contribution des différentes filières à ces services. Sur ce plan, les hypothèses considérées par RTE pour l'horizon 2030 sont a priori conservatrices. D'une part, la capacité de participation aux services système des différentes filières de production a été supposée identique. D'autre part, la participation de capacités étrangères pour fournir des services système n'a pas été considérée dans la modélisation, alors qu'aujourd'hui les échanges de réserve primaire sont déjà une réalité. Enfin, certains groupes de production possèdent des contraintes dites « complantes » entre la fourniture de la réserve primaire et secondaire. Ces contraintes conduisent a priori a faire baisser le prix de constitution de la réserve primaire et RTE a considéré que ces contraintes pouvaient être levées (i.e. elles ne sont pas modélisées).

Dans le scénario de contexte actuel, le coût marginal de constitution de la réserve primaire est estimé à 140 k€/MW/an, valeur qui est cohérente avec les signaux actuels sur le marché d'approvisionnement en réserve primaire *(« FCR Cooperation »)*

Dans le scénario de contexte à 2030, le coût marginal est estimé à près de 600 k€/MW/an. Cette valeur, très élevée, est à mettre en regard des hypothèses faites.

L'augmentation entre le scénario actuel et le scénario 2030 sur le niveau estimé sur le coût marginal de constitution de réserve primaire de fréquence résulte (i) de l'augmentation des périodes où les groupes nucléaires sont nécessaires pour fournir les services système (du fait de la forte pénétration de capacités EnR ne participant pas à la fourniture de services système) et (ii) d'un écart des coûts variables de production entre le nucléaire et les autres moyens thermiques beaucoup plus important.

Ce niveau de coût marginal de constitution de la réserve primaire est conforme en ordre de grandeur aux analyses

publiques existantes (étude ADEME (2013). Cependant, il convient d'être très prudent sur ce niveau qui, pour les raisons évoquées plus haut, pourrait s'avérer en pratique plus faible sous l'effet conjugué (i) de l'augmentation de capacité à fournir de la réserve primaire de certains moyens (notamment hydraulique), (ii) de la participation transfrontalière et (iii) de la persistance de contraintes complantes entre fourniture de réserve primaire et secondaire sur certains moyens de production.

Néanmoins, ces incertitudes sur le niveau réel du coût marginal de constitution de la réserve primaire ne présentent pas d'enjeu de premier ordre pour les analyses. Même avec des hypothèses optimistes, le coût de constitution de la réserve primaire semble devoir rester suffisamment élevé pour quelque centaines de MW et permettre de rentabiliser des déploiements de faible ampleur de solutions *smart grids* pouvant fournir des services système (notamment le stockage).

7.8 BÉNÉFICES ADDITIONNELS POUR LE RÉSEAU PUBLIC DE TRANSPORT

Les bénéfices pour le réseau apportés par les solutions *smart grids* correspondent aux coûts des contraintes réseau qui sont évités par le déploiement considérés des solutions de flexibilité *smart grids* diminués d'éventuels surcoûts (en particulier, à travers l'effet à la hausse sur les pertes électriques résultant des renforcements évités). Les coûts des contraintes intègrent (i) les coûts correspondant à l'énergie non distribuée, (ii) les coûts de développement du réseau et (iii) les pertes d'opportunité sur les marchés (i.e. coûts de redispatching).

Les bénéfices pour le réseau de transport sont estimés en supposant que les déploiements des solutions *smart grids* sont localisés de façon optimale pour le réseau de transport, en tenant compte des éventuelles contraintes de gisements (notamment pour les effacements de consommation).

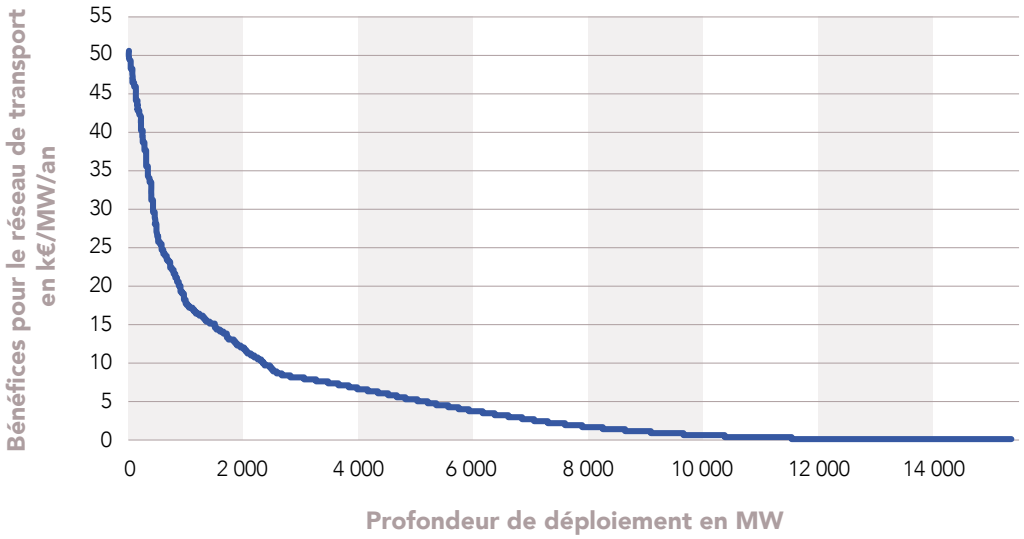


Figure 13 / Bénéfices marginaux pour le réseau de transport à la maille nationale associés au déploiement des solutions de flexibilité smart grids, en fonction de l'ampleur du déploiement (pour des déploiements optimisés sur le territoire) – bénéfices pour une flexibilité parfaite en injection et soutirage (i.e. équivaut à 1 MW de capacité de transit supplémentaire)

Partie 8

Évaluations économiques et environnementales « solution par solution »

Pour faciliter l'appropriation des résultats, la restitution proposée dans ce rapport a été articulée en deux volets. Un premier volet (cette partie) consiste en des analyses « fonction par fonction », les effets de passage à l'échelle complétant les analyses marginales réalisées dans le rapport de juillet 2015. Le second volet (partie 9) porte sur l'identification de scénarios globaux de déploiement tenant compte des effets de compétition entre solutions *smart grid*.

Dans cette partie, la valeur économique et environnementale des déploiements de chacune des fonctions avancées *smart grid* est réalisée sans tenir compte des éventuels effets de concurrence qui peuvent exister entre ces solutions. Chaque solution est analysée seule, en supposant que les autres solutions ne sont pas déployées.

8.1. STOCKAGE

Le stockage d'électricité est déjà présent de façon conséquente dans le système électrique à travers le stockage gravitaire hydraulique (lac, stations de transfert d'énergie par pompage) – dont les gisements de développement apparaissent limités – et à travers certains usages « stockables » de l'électricité (p. ex eau chaude sanitaire)[21].

Les évolutions technologiques récentes ouvrent de nouvelles perspectives au stockage d'électricité. Ces solutions devraient être en mesure de contribuer, a priori sans contrainte de gisement, à l'équilibre offre-demande à différents horizons temporels et, du fait d'absence de contrainte géographique forte, à la réduction des coûts des réseaux de transport et de distribution[22] (coûts de congestion, de renforcement des réseaux, etc.).

Plusieurs études publiques ont permis d'apporter des éclairages sur le potentiel économique de moyens de stockage pour le système électrique.

L'étude publiée par l'ADEME en 2013, qui évalue la rentabilité économique du déploiement marginal de différentes technologies de stockage à l'horizon 2030 constitue en France une référence (même si certaines hypothèses de coût ont fortement évolué depuis).

Le rapport sur la valorisation socio-économique des *smart grids2*[23] publié par RTE en juillet 2015 apporte quant à lui un éclairage spécifique sur l'apport de déploiement de moyens de stockage dédiés à la fourniture de la réserve primaire sur ce même horizon 2030, toujours dans le cadre d'un déploiement marginal.

Ces études concluent à l'absence de modèle économique pour la plupart des technologies de stockage (dont notamment le stockage par batterie) à l'horizon 2030 en dehors de la valeur résultant de la participation aux services système.

21. Ces dernières solutions sont, dans ces travaux, rangées dans la catégorie « gestion active de la demande ».
22. Les analyses de la valeur du stockage pour les réseaux de distribution ne sont pas présentées dans ce rapport.
23. *Valorisation socio-économique des réseaux électriques intelligents, op. cit*

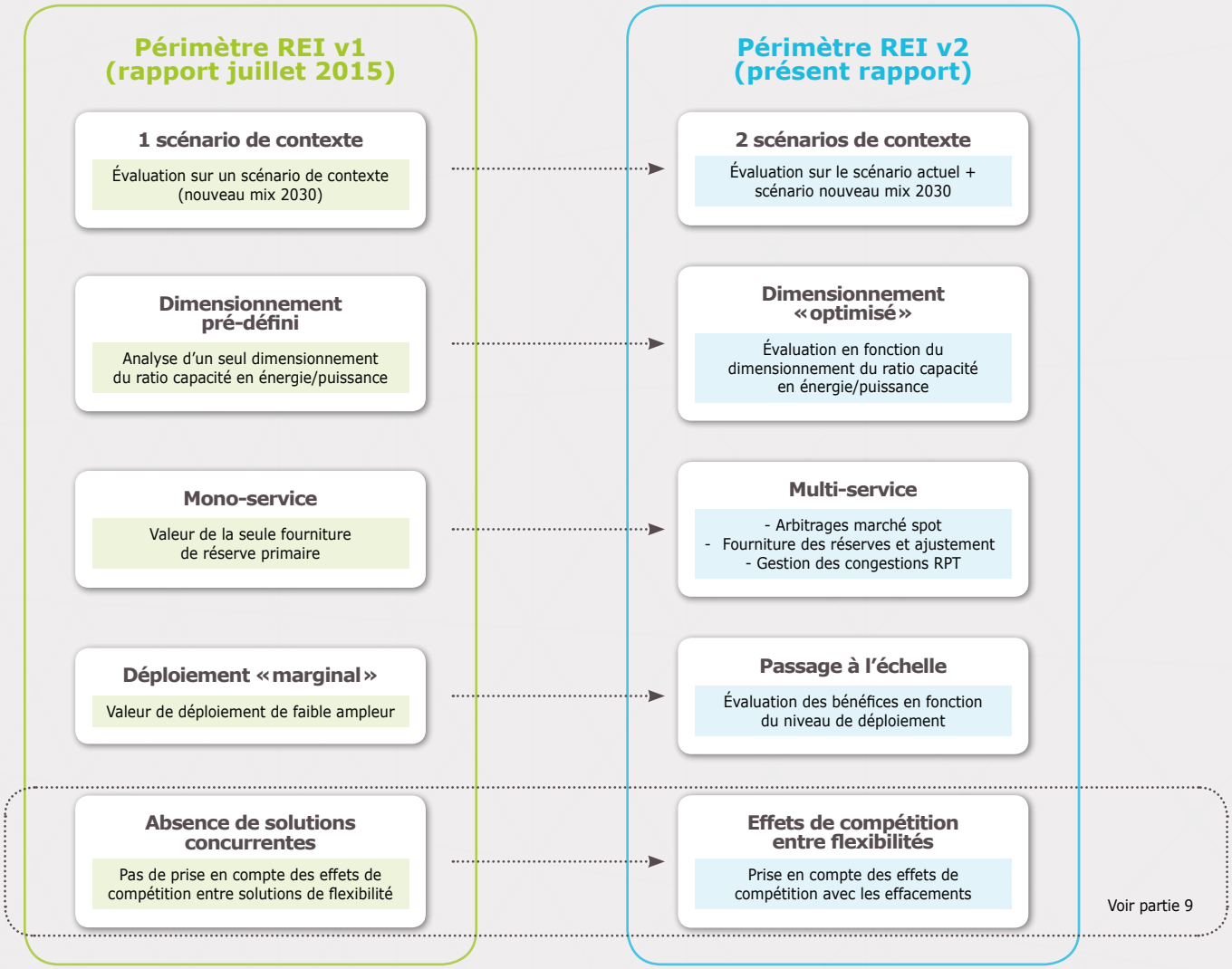


Figure 14 / Apports des analyses présentées dans ce rapport par rapport au rapport de juillet 2015

La présente étude complète ces analyses sous plusieurs aspects : (i) l'analyse de la valeur «multi-service» du stockage, c'est-à-dire l'analyse tenant compte de l'ensemble des services qui peuvent être simultanément[24] apportés par les moyens de stockage (gestion des congestions sur le réseau de transport, services système, contribution au couplage capacitaire, etc.), (ii) le passage à l'échelle (p. ex l'effet du niveau de déploiement du stockage sur sa valeur pour le système électrique) et (iii) l'évaluation de l'impact environnemental.

24. En tenant compte des contraintes inhérentes à la fourniture simultanée de ces services.

8.1.1 Hypothèses

L'éventail de technologies de stockage d'énergie électrique est vaste : STEP[25], volants d'inertie, stockage thermique, stockage par air comprimé, batteries électrochimiques, power to gas to power, etc. Ces technologies ont aujourd'hui des degrés divers de maturité. Chaque technologie possède ses propres caractéristiques techniques, sa structure de coûts et une analyse quantitative portant sur leur intérêt économique et environnemental nécessite de préciser ce périmètre technologique. Parmi les solutions aujourd'hui technologiquement matures, il apparaît pertinent de s'intéresser particulièrement aux batteries électrochimiques car leurs performances ne cessent de s'améliorer et leurs coûts ne cessent de diminuer.

Les hypothèses retenues pour les analyses quantitatives reflètent ainsi les caractéristiques connues ou projetées des batteries, en particulier des batteries Li-Ion qui bénéficient aujourd'hui d'un environnement économique favorable (résultant du développement de l'électromobilité et des applications portables).

Une caractéristique essentielle des actifs de stockage porte sur le dimensionnement relatif de la puissance et de la capacité de stockage en énergie. Pour les technologies de stockage par batterie, le dimensionnement de ce ratio entre la capacité de stockage en énergie et la puissance ne présente pas de contrainte de faisabilité et résulte d'un choix. Les études présentées ci-dessous ne supposent ainsi pas de dimensionnement a priori de ce ratio, mais supposent qu'il résulte d'un arbitrage économique[26].

Les principales caractéristiques et hypothèses de coûts et d'impact environnemental utilisées pour les études sont listées ci-dessous. Ces hypothèses intègrent une baisse des coûts des batteries à l'horizon 2030, comme projetée par différents instituts.

Tableau 3 / Hypothèses considérées sur les caractéristiques techniques, les coûts et les impacts environnementaux pour les batteries Li-Ion

Caractéristiques techniques	Hypothèse actuelle	Hypothèse projetée 2030
Rendement du cycle	90 %[27]	
Durée de vie	Limitée à 10 ans et à 10 000 cycles[28]	
Taux de disponibilité	97 %	
Participation aux réserves manuelles	100 % de la puissance en injection et soutirage pour tous les délais de mobilisation. Sous condition de disposer du stock	
Participation aux services système fréquence	100 % de la puissance primaire. Sous condition de disposer du stock	
Coûts	**Hypothèse actuelle[29]**	**Hypothèse projetée 2030[30]**
Coût d'investissement	360 k€/MWh_{stock} + 160 k€/$MW_{puissance}$	205 k€/MWh_{stock}[31] + 140 k€/$MW_{puissance}$
Coût d'exploitation et maintenance	2 k€/MW/an	2 k€/MW/an
Impact environnemental	**Hypothèse actuelle**	**Hypothèse projetée 2030**
Émissions de CO2 lors du cycle de vie hors effets de l'utilisation dans le système électrique)[32]	9 tCO_2/MWh stock/an si fabrication en France 20 tCO_2/MWh stock/an si fabrication en Chine[33]	

25. Stations de Transfert d'Énergie par Pompage.
26. Il est supposé que le dimensionnement correspond à celui qui maximise les bénéfices par euro investi.
27. Le taux d'auto-décharge a été ici négligé.
28. En pratique, le nombre de cycle maximal n'est pas atteint dans les simulations effectuées dans les études réalisées. Avec les hypothèses considérées, c'est la durée de 10 ans et non le nombre de cycle qui détermine la fin de vie des batteries.
29. Coûts issus des PowerPack de Tesla.
30. Coûts issus de *«Energy Technology Reference Indicator projections for 2010-2050»* (JRC, 2014).
31. Cette hypothèse est cohérente avec (Nykvist & Nilsson, 2015) qui synthétise les projections de coûts de nombreuses études internationales.
32. Hypothèses issues de récentes études actuelles (universitaires, ADEME…) donnant des émissions de CO_2 de l'ordre de 150 tCO_2/MWh
33. Mix électrique en Chine composé à environ 75 % de production thermique classique (principalement issue de charbon), 22 % de production renouvelable et 3 % de nucléaire.

8.1.2 Analyses économiques

Les moyens de stockage peuvent être utilisés pour répondre à différents besoins du système électrique, en fonction de leurs caractéristiques techniques. En particulier, ils peuvent contribuer (i) à la gestion des congestions sur le réseau de transport, (ii) à la fourniture de services d'équilibrage (réserve primaire, réserves manuelles), (iii) au bouclage capacitaire sur le critère de sécurité d'approvisionnement et (iv) aux déplacements d'énergie des heures aux coûts de production les plus élevés vers les heures aux coûts de production les plus faibles.

Aussi, dans le cadre de la présente étude, l'évaluation des bénéfices globaux pour le système électrique tient compte des contraintes inhérentes à la fourniture simultanée de ces différents services et met en évidence la valeur du stockage associée à chacun de ces services.

8.1.2.1 Bénéfices associés au déploiement du stockage

Participation aux services d'équilibrage

Les solutions de stockage par batterie peuvent notamment participer à la réserve primaire et permettent ainsi des bénéfices importants en réduisant notamment la perte de productible nucléaire dont le coût variable de production est faible. Cependant, l'espace économique associé à la fourniture de réserve primaire est restreint à un marché de niche, limité par le besoin de réserve primaire du système électrique. La valeur économique est donc particulièrement sensible à l'émergence de solutions concurrentes pouvant fournir de la réserve primaire (notamment la gestion active de la demande par les industriels et la participation de capacités situées dans d'autres pays).

Ces résultats est conforme aux analyses publiques existantes (étude ADEME (2013), rapport de juillet 2015 sur la valorisation socio-économique des réseaux électriques intelligents (RTE, 2015)). La participation aux réserves tertiaires pour l'équilibrage présente comparativement une valeur faible, elle aussi bornée à un gisement limité. Ces résultats sont partagés, dans des proportions contrastées, pour les deux scénarios de contexte considérés. Cette analyse complète les études publiques précitées qui n'abordaient pas cet aspect.

Contribution au bouclage capacitaire sur le critère de sécurité d'approvisionnement

Les moyens de stockage contribuent à la sécurité d'approvisionnement, en fonction de la puissance installée et de la capacité de stockage en énergie. Pour un niveau de sécurité d'approvisionnement fixé (c.-à-d. le critère d'une espérance de défaillance annuelle de 3 heures, défini par la réglementation actuelle), le déploiement de moyens de stockage permet de réduire le besoin en capacités de production du parc et, par conséquent, éviter la construction de nouvelles capacités ou le maintien de certaines capacités existantes.

Le niveau et la profondeur des bénéfices associés dépendent donc fortement du parc existant et de la nécessité ou non de nouvelles capacités pour assurer le respect du critère de sécurité d'approvisionnement. En effet, la valeur capacitaire est très différenciée selon qu'il s'agit de capacités existantes qui seraient fermées (évitement des coûts fixes de fonctionnement) ou de capacités nouvelles qui seraient évitées (évitement supplémentaire d'un coût d'investissement).

Dans un scénario où il est nécessaire de construire de nouvelles capacités pour assurer la sécurité d'approvisionnement (c'est le cas du scénario 2030 considéré), la contribution au bouclage capacitaire sur le critère de sécurité d'approvisionnement représente l'essentiel des bénéfices apportés par les moyens de stockage. La profondeur de ce gisement de valeur correspond à l'ampleur des besoins de nouvelles capacités de production.

Arbitrages entre périodes aux coûts marginaux différents

Les déplacements d'énergie entre périodes aux coûts marginaux différents et les coûts de démarrages de groupes thermiques évités conduisent à dégager des bénéfices relativement limités en regard des autres composantes de valeur.

Ce résultat est valable dans les deux scénarios de contexte considérés. Il résulte des faibles différentiels de coûts marginaux au sein d'une journée et sont relativement adhérents aux hypothèses de ces scénarios de contexte. La faible dispersion des coûts marginaux à la maille journalière résulte notamment (i) de coûts de production peu différentiés entre les différentes filières thermiques dans le scénario actuel et (ii) la puissance installée importante des unités de production à cycle combiné gaz, conduisant à des durées de marginalités importantes sur cette filière (notamment à l'horizon 2030). Les monotones de coûts marginaux sont présentées en partie 7.5.

Gestion des congestions sur le réseau de transport, renforcement évités et effets sur les pertes
Les bénéfices pour le réseau de transport, reflétant ici une localisation parfaite des capacités de stockage, ne sont, dans le cas générique, pas du même ordre de grandeur que les bénéfices associés à l'équilibre offre-demande aux différents horizons temporels (notamment la contribution à la sécurité d'approvisionnement). Il est à noter cependant que cette évaluation résulte d'analyses menées sur des représentations de réseaux génériques. Aussi, ces résultats se sauraient rendre compte de situations très spécifiques, ici non modélisées, où l'apport de ces solutions pour le réseau pourrait être beaucoup plus important. Ces cas pourraient correspondre à des situations où les renforcements du réseau seraient (i) soit très coûteux (configuration géographique), (ii) soit trop tardifs car n'ayant pu être anticipés, ce qui conduirait à une période de plusieurs années avec de fortes contraintes. Du fait de la quasi-absence de contrainte (ou de surcoût) de localisation pesant sur les moyens de stockage considérés, cette valeur révèle l'enjeu associé aux choix de localisation.

8.1.2.2 Sensibilité de la valeur d'un actif de stockage à son dimensionnement énergie/puissance.

Les coûts et les bénéfices apportés par des actifs de stockage par batterie dépendent de le capacité de stockage en énergie : pour une puissance donnée, plus le volume d'énergie pouvant être stocké par ces batteries est faible, moins l'investissement est important mais plus les services apportés au système électrique sont contraints.

Ainsi, le dimensionnement du ratio entre la capacité de stockage en énergie et la puissance (appelée aussi « durée de stock ») constitue un déterminent potentiellement prépondérant de la rentabilité économique de ces actifs. L'analyse de sensibilité des coûts des batteries et des bénéfices au dimensionnement du stockage en énergie permet d'identifier que les meilleurs ratios bénéfices/coûts sont obtenus pour des moyens de stockage disposant d'une capacité de stockage en énergie relativement faible.

Lorsque la valorisation porte essentiellement sur la fourniture de réserve primaire (ce qui est le cas pour les premiers centaines de MW déployés), la durée de stock

Figure 15 / Sensibilité des coûts et des bénéfices du stockage par batterie au ratio entre la capacité de stockage en énergie et la puissance – analyse pour un déploiement marginal dans le scénario de contexte actuel

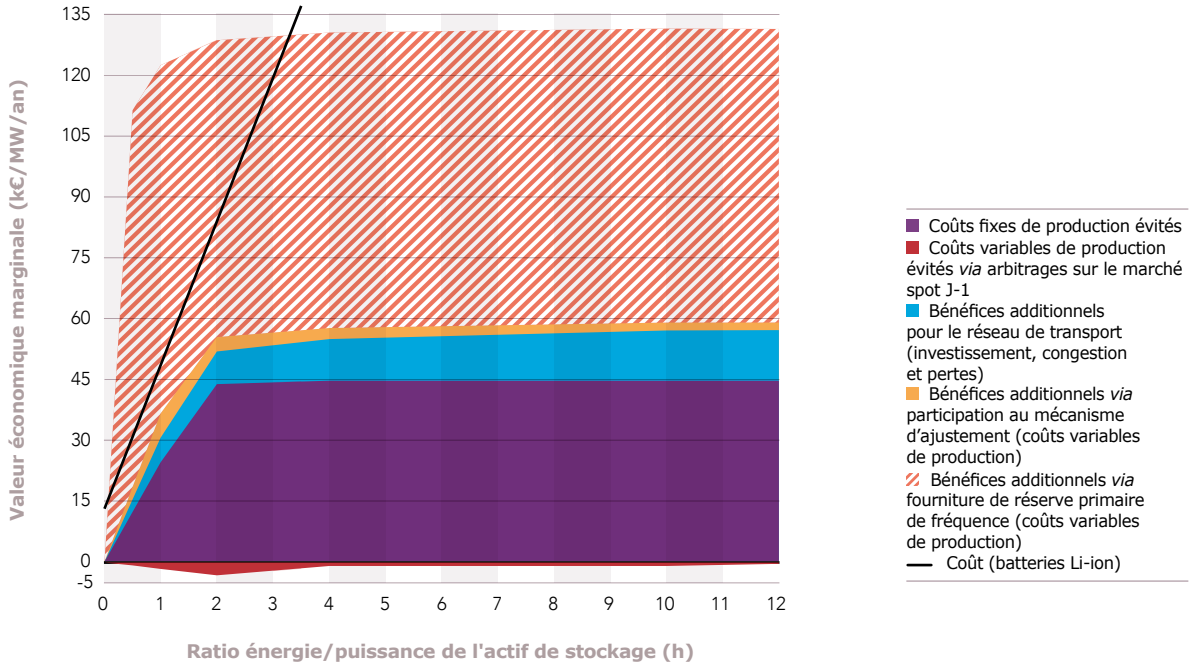
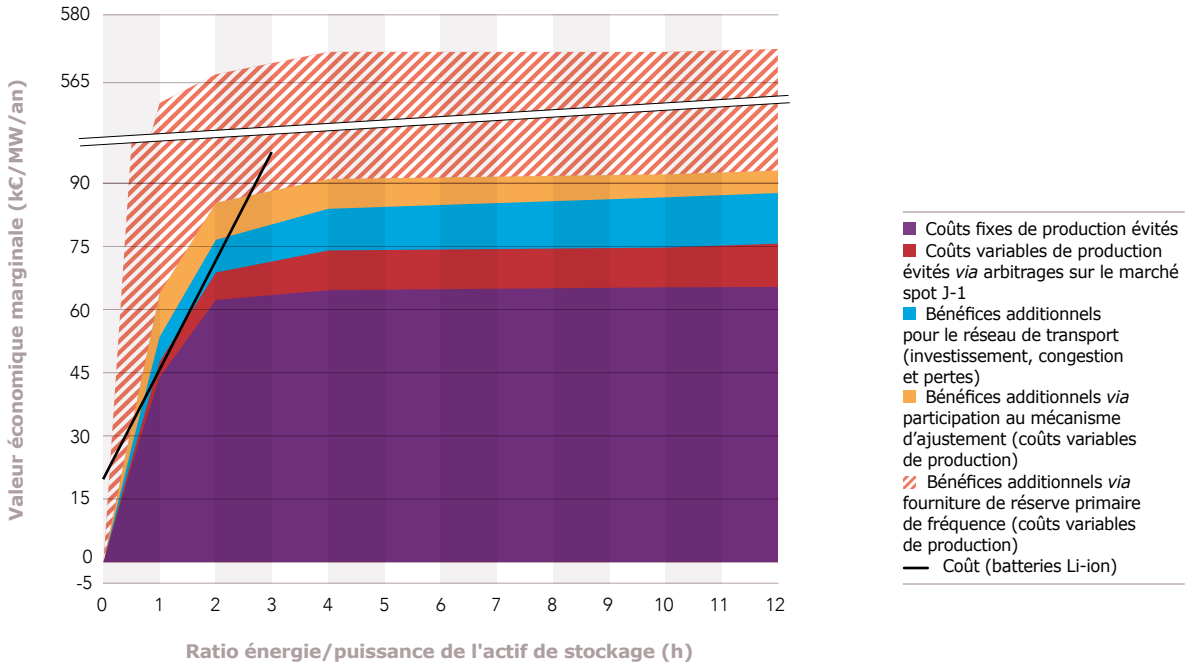


Figure 16 / Sensibilité des coûts et des bénéfices du stockage par batterie au ratio entre la capacité de stockage en énergie et la puissance – analyse pour un déploiement marginal dans le scénario de contexte nouveau mix 2030



a été supposée de 30', pour répondre aux exigences sur le «produit» de réserve primaire.

Au delà de ce service de niche que représente la réserve primaire, un dimensionnement en énergie plus important est économiquement pertinent. Dans les scénarios étudiés, la durée de stock optimale d'une batterie ne fournissant pas de réserve primaire de fréquence est de l'ordre de 2 heures[34]. Ce dimensionnement optimal est très adhérent au paysage de défaillance car l'essentiel de la valeur provient de la contribution à la sécurité d'approvisionnement : dans les deux scénarios considérés, 70% à 80% des épisodes de défaillance ont des durées inférieures à 2h.

8.1.2.3 Niveaux de déploiement économiquement pertinent des solutions de stockage (hors effet du déploiement d'autres solutions concurrentes)

Dans le scénario de contexte actuel, l'intérêt économique du déploiement de solutions de stockage par batterie est limité à des volumes faibles de l'ordre de 300 MW à 400 MW, valorisés pour leur la fourniture de réserves primaires de fréquence (avec des durée de stick de 30'). Ce volume pourrait être impacté par le déploiement de solutions potentiellement concurrentes. Le dimensionnement de ces actifs est de 30'. Dans le scénario de contexte actuel, au-delà de ce déploiement, il n'existe pas de rationalité économique à déployer une puissance plus importante d'actifs de stockage.

34. **Valeur capacitaire en fonction des contraintes de stock – articulation avec les principes de certification du mécanisme de capacité**
Les résultats sur la valeur du stockage en fonction du ratio énergie/puissance font apparaître une quasi-saturation de la valeur, et en particulier de la valeur en termes de coûts fixes évités, à partir d'une durée de stockage de 3 heures ou plus (valeur qui est alors proche de la valeur d'un moyen sans contrainte de stock).
Le rapprochement de ces résultats avec les paramètres actuels du mécanisme de capacité, et plus précisément avec les abaques définissant les coefficients de prise en compte des contraintes techniques d'une capacité Kj et Kh, nécessite quelques explications. En particulier, il convient de noter que les courbes illustrant l'évolution de la valeur capacitaire en fonction du ratio énergie/puissance de l'actif de stockage et les abaques du mécanisme de capacité ne sont pas directement comparables.
En effet, l'abaque Kj du mécanisme de capacité reflète l'abattement d'un moyen de stockage pouvant délivrer de l'énergie pendant au maximum X heures sur la plage PP2 d'une même journée. Ce nombre d'heures est potentiellement différent du ratio entre la capacité de stockage en énergie et la puissance d'un moyen de stockage. Par exemple, un actif de stockage ayant un ratio entre la capacité de stockage en énergie et la puissance de 2 heures peut *a minima* contribuer à hauteur de 4 heures d'énergie à pleine puissance sur une journée PP2 en injectant de l'énergie pendant 2 heures sur la plage du matin, se rechargeant pendant les heures creuses méridiennes (hors plage PP2), puis en injectant à nouveau pendant 2 heures sur la plage du soir. Cet actif contribue ainsi à hauteur de 4 heures sur la période PP2. Ainsi, un moyen de stock ayant une capacité de stockage peut apporter un service supérieur, en termes de réduction de la défaillance, que d'autres capacités à stock.

Figure 17 / Bénéfices économiques marginaux annualisés d'un stockage par batterie (de durée de stock de 2 heures), en fonction du niveau de déploiement – scénario actuel

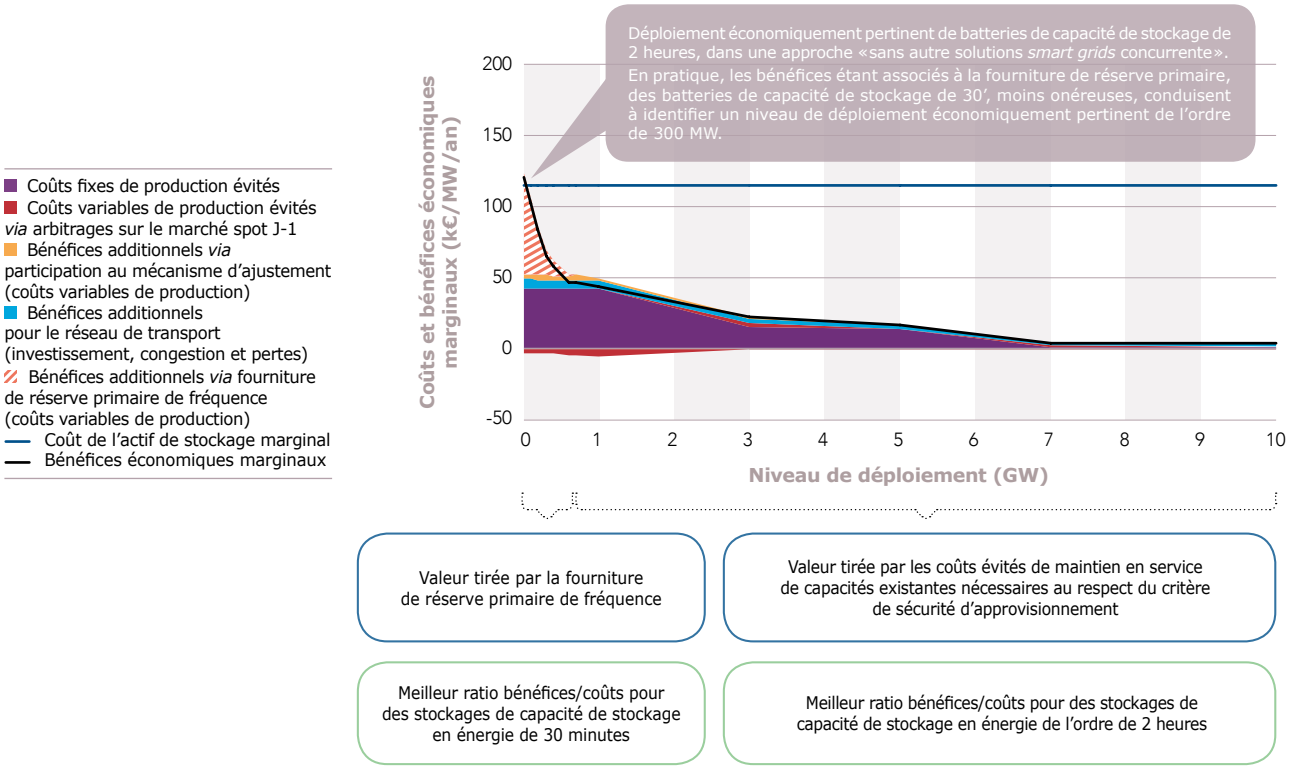
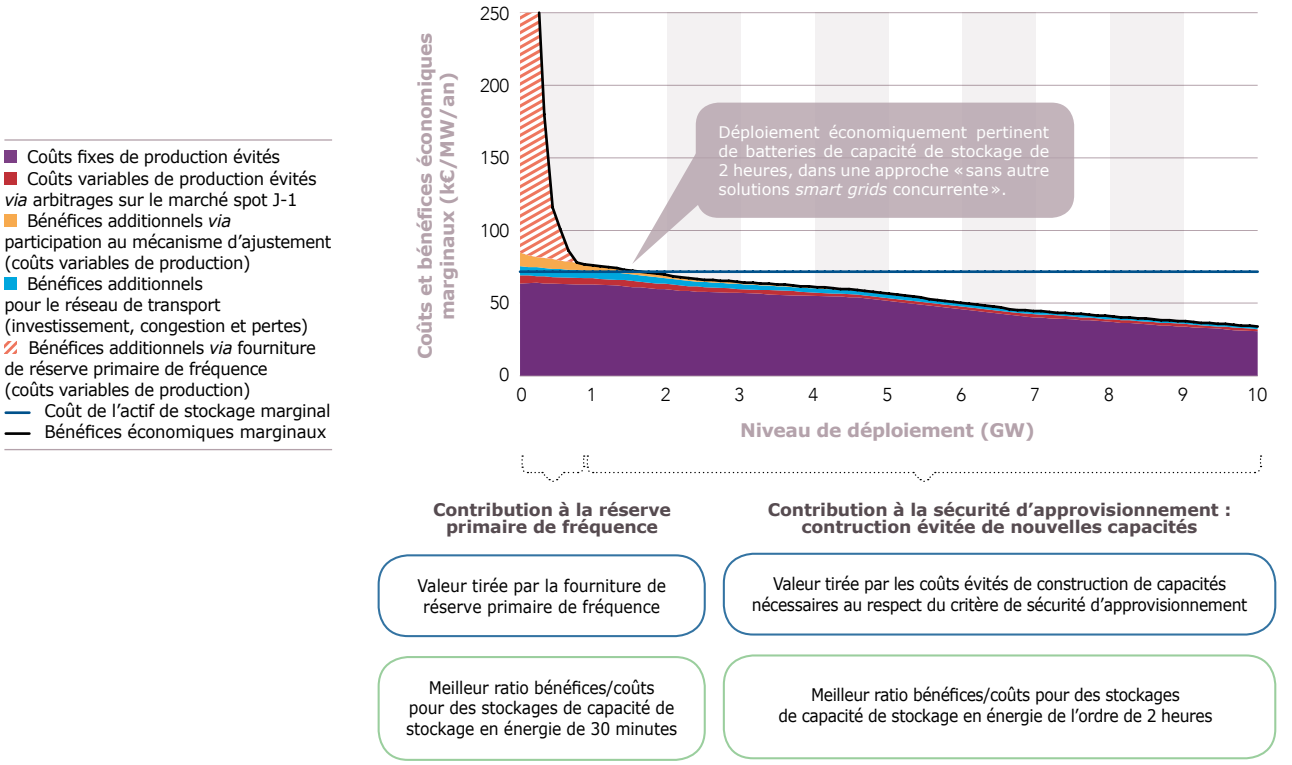


Figure 18 / Bénéfices économiques marginaux annualisés d'un stockage par batterie (de durée de stock de 2 heures), en fonction du niveau de déploiement – scénario nouveau mix 2030



Dans le scénario de contexte étudié à l'horizon 2030, en plus d'un déploiement de l'ordre de 300 à 400 MW de batteries disposant de 30' de stock pour la fourniture de réserve primaire, un niveau de déploiement de plus de 1 GW apparaît économiquement pertinent avec une capacité de stockage de l'ordre de 2 heures. Ce résultat tient (i) à l'hypothèse de baisse significative des coûts des batteries à cet horizon (l'hypothèse de référence considérée consiste en une réduction de l'ordre de 40 % à l'horizon 2030 des coûts des batteries Li-Ion par rapport aux coûts actuels) et (ii) au besoin en nouvelles capacités pour assurer le respect du critère public de sécurité d'approvisionnement.

Les hypothèses sur l'évolution des coûts des batteries et leur durée de vie sont dimentionnantes dans ces résultats. Une analyse de sensibilité à l'évolution du coût des batterie est présentée en partie 9.

Il convient par ailleurs de préciser que ces niveaux de déploiement correspondent à une vision des déploiements qui sont pertinents du point de vue de la collectivité (et sans prise en compte des enjeux pour les réseaux de distribution). Ils ne prennent pas en compte les déploiements qui correspondraient à une optimisation « privée » pour certaines catégories d'utilisateurs. En particulier, le stockage diffus pourrait se développer de façon concomitante avec le PV diffus dans une logique d'« autoconsommation » qui répond à des enjeux d'optimisation économique du point de vue des consommateurs (réduction de la facture TTC, incluant taxes et tarifs d'utilisation des réseaux) ainsi qu'à d'autres facteurs de nature plus sociologiques.

Les niveaux de déploiement évoqués plus haut ne prennent pas en compte la possibilité de déploiement de solutions concurrentes, susceptibles de limiter l'espace économique du stockage par batteries. C'est l'objet de la partie 9.

8.1.3 Analyses environnementales

L'impact environnemental du déploiement de moyens de stockage par batterie est déterminé par les effets des différents services apportés par les moyens de stockage au système électrique et le cycle de vie des batteries.

Cette analyse constitue une plus-value par rapport à la valorisation socio-économique des *smart grids* publiée en juillet 2015 (RTE, 2015), en intégrant le cycle de vie des batteries.

Participation aux services d'équilibrage

Le déploiement de solutions de stockage pouvant participer aux services système fréquence permet de réduire la fourniture de ces services système par les groupes nucléaires, réduisant ainsi la perte de productible nucléaire. Ceci permet d'augmenter le volume d'énergie produit par la filière nucléaire , au détriment des filières de production carbonées. L'impact environnemental est donc très positif, de deux ordres de grandeur supérieur à l'empreinte carbone du cycle de vie des batteries, mais limité aux premières centaines de MW de stockage déployées sur le système dans la mesure où les besoins en services système sont faibles.

Contribution au bouclage capacitaire sur le critère de sécurité d'approvisionnement

Le déploiement de moyens de stockage permet de réduire le besoin en capacités de production du parc et, par conséquent, peut impliquer (i) la fermeture de moyens de production ou (ii) éviter la construction de nouveaux moyens.

L'impact environnemental associé à ce bouclage capacitaire reste très limité en raison des faibles émissions de GES liées à la construction de ces moyens de production, comparativement aux émissions associées aux combustibles.

Arbitrages entre périodes aux coûts marginaux différents

Les déplacements d'énergie entre périodes aux coûts marginaux différents ont un impact environnemental du fait (i) des différentiels sur les taux d'émissions des filières marginales de production et (ii) des pertes d'énergie par rendement.

Dans le scénario considéré à l'horizon 2030, ces arbitrages économiques engendrent principalement une augmentation de la production des CCG au détriment de production de moyens de pointe (TAC) plus émetteurs de CO_2. L'effet global est donc positif mais reste limité, le nombre de cycle qu'il est économiquement pertinent de réaliser étant relativement faible du fait de la faible sollicitation des moyens de stockage pour réaliser ces arbitrages.

Gestion des congestions sur le réseau de transport, renforcement évités et effets sur les pertes

Le déploiement de solutions de stockage, localisés de façon optimale sur le réseau de transport, permet de modifier les flux sur le réseau et d'éviter ou reporter des renforcements du réseau. L'impact environnemental associé résulte essentiellement de l'effet sur les pertes : le moindre dimensionnement du réseau résultant du

La valeur liée à la « souplesse » des solutions de flexibilité par rapport aux infrastructures classiques de réseau

Dans un contexte où les incertitudes sur l'évolution des contraintes sur le réseau (évolutions locales de la consommation, de la production décentralisée, etc.) sont fortes, la faible souplesse (délai de construction, durée de vie longue et faible redéployabilité) des solutions de développement des infrastructures classiques de réseau (lignes, postes) est susceptible de conférer aux solutions de stockage par batterie une valeur supplémentaire.

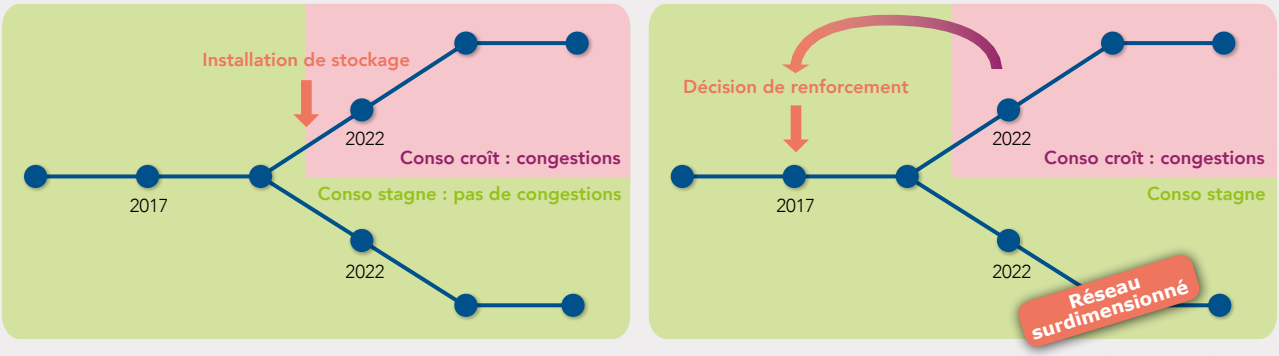
En effet, comparativement aux infrastructures de réseau, les moyens de stockage par batterie présentent une plus grande souplesse sur différents aspects :

- Le délai d'installation d'une batterie, beaucoup plus court que pour un ouvrage de réseau permet une prise de décision plus tardive, donc sur la base d'une vision plus précise des contraintes, et minimise donc ex ante le risque d'erreur (coûts échoués résultant d'investissements dans le réseau peu pertinents).
- La redéployabilité potentielle des moyens de stockage permet d'optimiser dynamiquement la localisation des moyens de stockage en fonction de l'évolution des congestions aux différents points du réseau. En particulier, un moyen de stockage peut permettre de gérer des congestions qui ne sont pas pérennes. De telles situations sont susceptibles d'exister : contraintes en alimentation amenées à se résorber avec l'arrivée de production EnR ou la MDE, etc.
- La décision d'investissement dans un actif de stockage peut être dimensionnée de manière précise, alors que l'investissement dans le réseau procède par paliers.

La valeur liée à ces trois points n'est potentiellement pas anecdotique dans un contexte d'incertitudes sur l'évolution des contraintes sur le réseau (évolutions locales de la consommation et de la production décentralisée, perspectives sur le parc nucléaire, etc.). En effet si, dans un univers où les contraintes sont anticipables et croissantes, la faible souplesse (délai de construction, durée de vie et faible redéployabilité) des solutions de développement du réseau est peu pénalisante, elle l'est davantage dans le contexte actuel et futur.

Le cadre méthodologique utilisé pour mener les évaluations présentées dans ce rapport ne permet pas d'évaluer la valeur associée à cette souplesse et peut à cet égard conduire à sous-estimer la valeur procurée par les actifs de stockage. RTE travaille à une évolution des méthodologies, pour intégrer ces composantes de valeur dans les choix opérationnels concernant les infrastructures de réseau.

Figure 19 / Représentation de la valeur d'option d'un moyen de stockage dans les décisions d'investissements réseau



Rentabilité socio-économique de STEP

Les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) représentent, dans le mix de production français actuel, le principal moyen de stockage d'énergie. Bien qu'une part importante du gisement de stockage hydraulique soit déjà en service, des possibilités d'amélioration et/ou de développement de nouvelles capacités restent possibles.

Une analyse spécifique est menée pour ces actifs qui apportent au système électrique des services significativement différents de ceux apportés par les batteries :

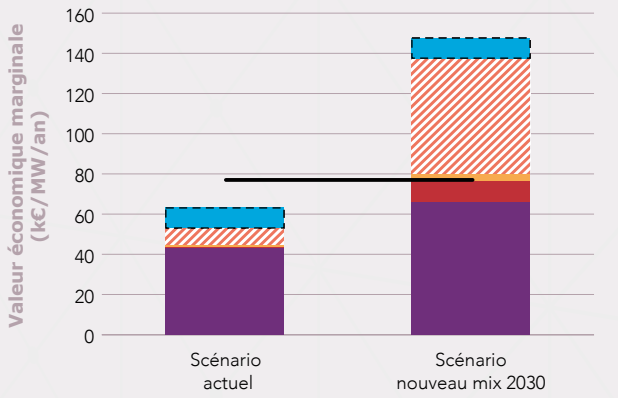
- Les caractéristiques des STEP se distinguent des batteries par une localisation contrainte par la géographie (cours d'eau, hauteur de chute) ;
- Un rendement plus faible (typiquement 80 %) ;
- Une participation aux services système plus contrainte que pour les moyens de stockage type batteries (seulement quelques % de la puissance installée).
- Une structure de coût moins dépendante de la capacité de stockage en énergie. Dans la plupart des études de valorisation économique, seul le coût à la puissance installée est considéré.

Les analyses ont été menées sur la base des hypothèses établies par l'ADEME pour l'étude «Un mix électrique 100 % renouvelable ?»[35].

Caractéristiques techniques	
Capacité de stockage	24 MWh/MW (24 heures)[36]
Rendement du cycle	80 %
Durée de vie	40 ans
Taux de disponibilité	100 %
Participation aux réserves manuelles	100% de la puissance en injection et soutirage pour tous les délais de mobilisation. Sous condition de disposer du stock
Participation aux services système fréquence	12% de la puissance primaire. Sous condition de disposer du stock[37]
Coûts	
Coût d'investissement	1 200 k€/MW
Coût d'exploitation et maintenance	15 k€/MW/an

Sur la base de ces hypothèses, la rentabilité économique du déploiement de nouvelles STEP apparaît possible à l'horizon 2030 mais pas dans le scénario actuel. L'essentiel de la valeur est tiré par la contribution à la sécurité d'approvisionnement. Ce résultat découle de l'hypothèse de besoin dans de nouvelles capacités à l'horizon 2030 pour assurer la sécurité d'approvisionnement. Le niveau de participation des STEP à la constitution de la réserve primaire est susceptible d'influer de façon significative sur la rentabilité économique pour la collectivité. Enfin, la valeur apportée pour la gestion des congestions sur le réseau de transport, ici présentée dans le cas où la STEP serait idéalement localisée est susceptible de ne pas pouvoir exister du fait des fortes contraintes de localisation.

Figure 20 / Coûts et bénéfices marginaux du stockage par STEP (avec une hypothèse de 24 h de stock) dans le scénario nouveau mix 2030

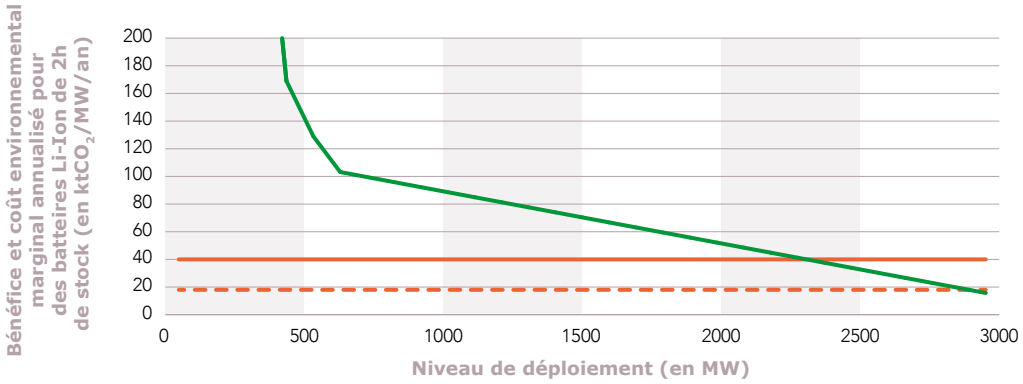


- Bénéfices additionnels pour le réseau de transport (investissement, congestion et pertes, si localisation pertinent pour la gestion des congestions)
- Bénéfices additionnels *via* participation au mécanisme d'ajustement (coûts variables de production)
- Coûts variables de production évités *via* arbitrages sur le marché spot J-1
- Coûts fixes de production évités
- Bénéfices additionnels *via* fourniture de réserve primaire de fréquence (coûts variables de production)
- Coûts des STEPS

35. Hypothèses issues de l'annexe *Évolution des coûts technologiques* du rapport «Un mix électrique 100 % renouvelable ? Analyses et optimisations» (ADEME, 2015)
36. Cette hypothèse a été partagée dans les groupes de travail de cette étude. Elle constitue une valeur intermédiaire des hypothèses retenues dans les études ADEME «L'exercice de prospective de l'ADEME – Vision 2030-2050» (2013) et «Un mix électrique 100 % renouvelable ? Analyses et optimisations» (2015)
37. Hypothèses issues de l'étude «Étude sur le potentiel du stockage d'énergies» (ADEME, 2013)

Figure 21 / Bilan environnemental du stockage par batteries Li-Ion – scénario nouveau mix 2030

Déploiement de batteries Li-Ion – scénario nouveau mix 2030



Bénéfice environnemental résultant de l'utilisation pour le système électrique
Coût environnemental (cycle de vie de la batterie, hors phase d'utilisation pour le système électrique) d'une batterie fabriquée en France
Coût environnemental (cycle de vie de la batterie, hors phase d'utilisation pour le système électrique) d'une batterie fabriquée en Chine

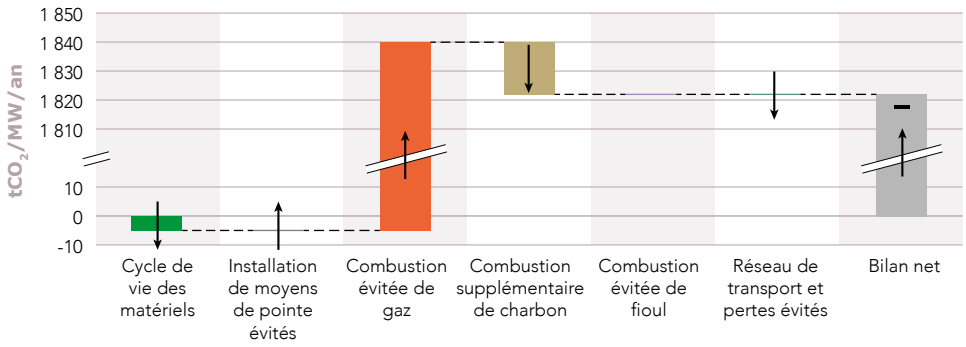
Bilan environnemental très positif

Réduction des émissions résultant de la participation du stockage à la réserve primaire de fréquence, ce qui permet de réduire la constitution de la réserve primaire de fréquence sur les groupes nucléaires et augmente le productible de cette énergie décarbonée.

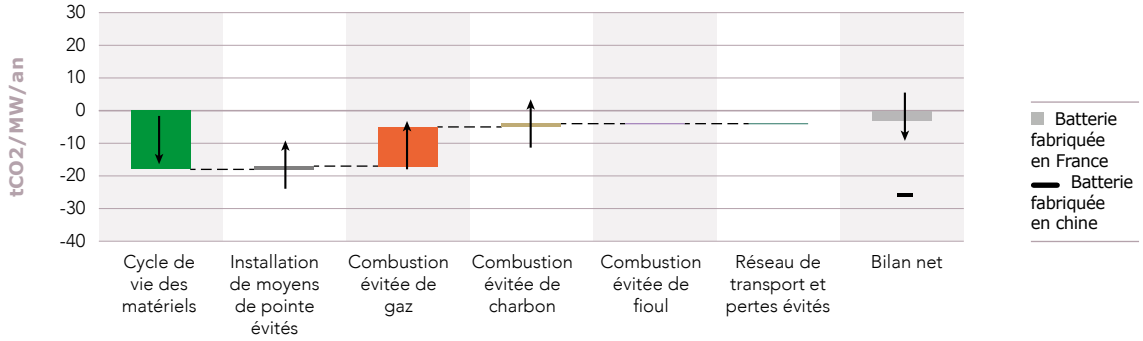
Bilan environnemental faiblement positif à négatif

Réduction des émissions liées aux arbitrages sur le marché de l'énergie qui conduit à des transferts entre filières de production (vers les filières les moins carbonées). Ces bénéfices environnementaux sont du même ordre de grandeur que le cycle de vie des batteries.

Impact environnemental du déploiement du stockage.
Effet pour le 1er MW (avec durée de stockage de 30 minutes) dans le scénario nouveau mix 2030



Impact environnemental du déploiement du stockage.
Effet pour le 3 000e MW (avec durée de stockage de 2 heures) dans le scénario nouveau mix 2030



report des renforcements conduit, toutes choses égales par ailleurs, à augmenter (ou plus exactement à ne pas diminuer) pertes sur le réseau et par conséquent le volume d'énergie produit par les moyens de production. À côté de cet effet, l'impact positif associé aux émissions évitées dans le cycle de vie des infrastructures de réseau (construction, exploitation…) est négligeable[38].

Au global, l'impact environnemental résultant des seuls services pour le réseau est négatif mais apparaît totalement négligeable par rapport aux impacts résultant des autres services apportés par le déploiement de stockage au système électrique.

Cycle de vie des batteries

Les émissions de CO_2 associées au cycle de vie des batteries Li-ion font l'objet de nombreuses analyses[39] du fait de leur développement récent pour les véhicules électriques. Le cycle de vie de ces batteries dépend de façon significative de la localisation de l'étape de fabrication qui est consommatrice d'électricité. L'impact en émissions de gaz à effets de serre du cycle de vie des batteries Li-Ion est 50 à 60 % plus faible dans l'hypothèse où l'étape de fabrication est située en France par rapport à l'hypothèse où l'étape de fabrication est située dans un pays où le mix de production électrique est fortement basé sur la production charbon[40] (p. ex la Chine).

Synthèse des résultats de l'analyse environnementale

Pour des niveaux de déploiement limités, les effets positifs sur les émissions de GES résultant de la participation à la réserve primaire dominent très fortement le poids du cycle de vie des batteries. Le bilan environnemental est alors très positif.

Pour des niveaux de déploiement plus importants dont l'apport ne porte pas sur la participation à la réserve primaire, les effets marginaux sur les émissions de GES du système électrique deviennent très faibles voire même très légèrement négatifs pour un déploiement de 3 GW. Les réductions d'émissions de CO_2 résultant des transferts d'énergie entre les différentes filières de production (aux contenus en CO_2 différents) du fait des arbitrages temporels entre les coûts marginaux de production sont alors très faibles et ne compensent pas le poids du cycle de vie des batteries. Cet effet négatif est amplifié si la fabrication de la batterie (dont le processus est consommateur d'énergie électrique) est située dans un pays où la production d'électricité est fortement carbonée.

8.1.4 Conclusions

Les solutions de stockage par batteries électrochimiques (notamment Li-ion) font l'objet de progrès techniques importants, ce qui permet d'envisager des réductions de coûts et améliorations de performances significatives.

Ces solutions peuvent rendre de nombreux services pour le système électrique : gestion des congestions sur le réseau de transport, fourniture de services d'équilibre court-terme, déplacements d'énergies entre les heures aux coûts de production différenciés et contribution au bouclage capacitaires sur le critère de sécurité d'approvisionnement.

Dans le contexte actuel (mix de production et coûts des batteries), la pertinence économique de telles solutions de stockage est limitée à des stockages de faible capacité (de l'ordre de 30') pour la fourniture de réserve primaire. Il s'agit d'un gisement « de niche » de l'ordre de quelques centaines de MW, limitée par les besoins de réserve primaire du système.

À l'horizon 2030, dans le scénario de contexte étudié et avec des hypothèses communes de baisse des coûts des batteries, un intérêt économique apparaît possible pour un gisement significativement plus important de près de 2 GW. Les bénéfices proviennent essentiellement de la contribution au bouclage capacitaire : il s'agit des coûts évités de développement de nouvelles capacités de production. Ce résultat est très adhérent à l'existence d'un besoin de nouvelles capacités qui pourrait être re-questionné selon (i) les hypothèses sur l'évolution de la consommation électrique et (ii) les orientations concernant la trajectoire du nucléaire et le développement des EnR.

Le bilan environnemental (dont l'étude a été limitée aux émissions de GES sur l'ensemble du cycle de vie) apparaît très positif, de l'ordre de 2 000 tCO_2/an/batterie

38. Hors pertes, le cycle de vie de ces infrastructures présente un bilan carbone minime.
39. ADEME, « Les impacts sur l'environnement des véhicules électriques et thermiques », 2013
Ellingsen et. al.,. H. (2014). Life cycle assessment of a lithium-ion battery vehicle pack. Journal of Industrial Ecology, 18(1), 113-124.
40. L'hypothèse faite ici sur les émissions de l'étape de fabrication prend en compte le contenu en CO_2 moyen du kWh produit (et non le contenu marginal).

(1 MW/0,5 MWh) pour les premiers MW contribuant à la fourniture de services systèmes fréquence (et pour un bilan cumulé de l'ordre de 0,2 $MtCO_2$/an pour un déploiement d'environ 300 MW de stockage) : la réduction de la fourniture de ces services système par la filière nucléaire permet d'augmenter le productible nucléaire et de réduire d'autant les productions fossiles.

Au-delà de cet effet très positif limité à un gisement de niche, le bilan environnemental du déploiement de batteries apparaît quasi-nul voire très légèrement négatif : les émissions de CO_2 évitées par les déplacements d'énergie entre les périodes où les facteurs d'émission marginaux sont différents sont relativement faibles et peuvent ne pas compenser complètement le « coût » environnemental des batteries. L'effet est plus nettement négatif, si la fabrication des batteries (processus fortement consommateur d'électricité) est située dans des pays où l'électricité est essentiellement produite à base de charbon (p. ex la Chine).

8.2 GESTION ACTIVE DE LA DEMANDE RÉSIDENTIELLE

Le développement de la gestion active de la demande – couramment appelée effacement de consommation – constitue l'un des objectifs des politiques publiques de l'énergie[41].

La gestion active de la demande résidentielle représente l'aptitude des consommateurs résidentiels à adapter temporairement et de façon spécifique leur consommation aux besoins ponctuels du système électrique, en réponse à un signal externe, tarifaire ou à un pilotage physique.

Certains usages de l'électricité chez les consommateurs résidentiels peuvent être modulés et/ou décalés sans dégrader significativement le service rendu. C'est *a priori* notamment le cas pour la production d'eau chaude sanitaire, pour le chauffage électrique et, quand cet usage sera développé, pour la recharge à domicile des véhicules électriques.

L'analyse de la valeur socio-économique en France de la gestion active de la demande a déjà fait l'objet de divers travaux.

- L'étude sur le potentiel économique du stockage d'énergie (ADEME, 2013) intégrait une analyse des bénéfices potentiels liés au pilotage de certains usages résidentiels (la production d'eau chaude sanitaire et la recharge de véhicules électriques) qui montrait l'existence d'un enjeu potentiel (de plusieurs dizaines de M€/an à 300 M€/an) pour la France à utiliser ces sources de flexibilité. Cependant, les coûts associés au développement de ces sources de flexibilité n'étaient pas analysés.
- L'étude proposée en 2013 par E-Cube[42] consistait en une comparaison des bénéfices et des coûts de l'effacement diffus et concluait à la nécessité d'une valorisation de la capacité d'au moins 30 k€/$MW_{certifié}$/an pour que l'effacement diffus trouve sa rentabilité.
- Les analyses menées dans le rapport sur la valorisation socio-économique des *smart grids* de 2015 (RTE, 2015) conduisaient à identifier, à l'horizon 2030, l'existence d'un intérêt économique potentiel pour la collectivité, uniquement dans certaines configurations (notamment en fonction de l'ampleur de « l'effet report » consécutif à l'effacement de consommation)[43]. Ces résultats ne permettaient pas de conclure que l'effacement résidentiel constituait une option à déployer « sans regret ».

La présente étude complète cette première analyse sur plusieurs volets :

(i) elle représente la diversité du parc résidentiel français,
(ii) elle prend en compte plusieurs modalités de pilotage de la demande résidentielle, en intégrant notamment les possibilités de pilotages permises par les compteurs communicants,
(iii) elle réalise un passage à l'échelle (i.e. elle quantifie l'effet du niveau de déploiement sur la valeur économique de cette flexibilité).

41. La Programmation pluriannuelle de l'énergie prévoit le déploiement de 5 GW de capacité d'effacement à l'horizon 2018 et 6 GW en 2023, tous gisements confondus : Article 11, *Décret n°2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie,* https://www.legifrance.gouv.fr/eli/decret/2016/10/27/DEVR1619015D/jo
42. « Étude des avantages que l'effacement procure à la collectivité et de leur intégration dans un dispositif de prime », *op. cit.*
43. Les quantifications réalisées s'appuyaient sur l'étude du déploiement marginal d'un dispositif de pilotage des usages « eau chaude sanitaire » et chauffage dans un foyer résidentiel moyen français.

8.2.1 Hypothèses

8.2.1.1 Usages considérés

L'impact sur le confort des consommateurs résultant d'une modulation de consommation est a priori très contrasté selon l'usage considéré. Il a été considéré que les effacements des consommations réalisés sur les usages suivants – chauffage électrique, production d'eau chaude sanitaire et recharge des véhicules électriques (notamment à terme, quand ceux-ci seront déployés de façon généralisée) – étaient ceux qui, à condition de respecter certaines «contraintes», avaient un impact le plus limité sur le confort et les modes de vie des utilisateurs.

Cette approche est cohérente avec ce que l'on observe actuellement dans les démonstrateurs *smart grids* ou sur les marchés de l'électricité au sein desquels plusieurs opérateurs d'effacement valorisent désormais une partie du potentiel de flexibilité des consommateurs.

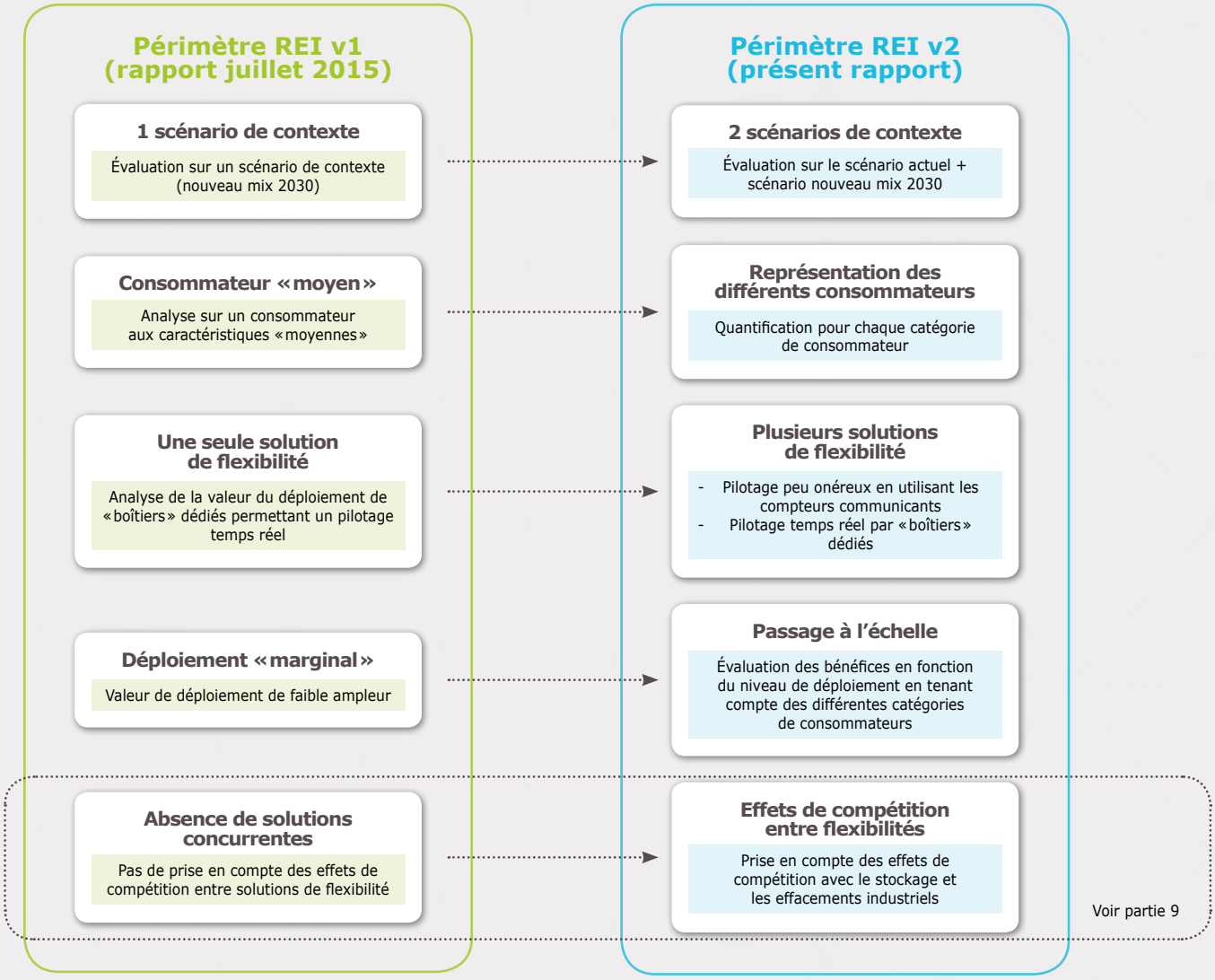


Figure 22 / Apports de la présente étude par rapport au rapport de juillet 2015

8.2.1.2 Gisements accessibles

Afin de pouvoir identifier les niveaux de déploiements qui pourraient être économiquement pertinents, les travaux réalisés dans le cadre du présent rapport se sont attachés à représenter la diversité des consommateurs résidentiels. Il s'agit d'un apport significatif par rapport aux travaux de juillet 2015 ainsi qu'aux autres publications sur le sujet (les rares publications portent sur l'analyse de consommateurs « moyens »).

Dans l'étude, la diversité des consommateurs résidentiels (ou « foyers ») est représentée par 18 catégories, différenciées par leurs niveaux de consommation électrique sur les différents usages[44].

La classification des foyers français en différentes catégories a été définie à partir (i) des classes du diagnostic de performance énergétique (DPE)[45], qui permettent de répartir les foyers selon leur consommation en énergie (en énergie primaire, toutes énergies confondues) par m^2 de logement, (ii) des éléments de l'étude ADEME[46] (portant sur la part de l'énergie électrique dans les différents usages considérés), et (iii) d'une description statistique du parc résidentiel français actuel obtenue à partir des données du CEREN[47] et de l'INSEE[48].

Chaque catégorie est représentée par un consommateur « typique », correspondant au consommateur moyen de cette catégorie, et par un nombre de consommateurs en France se rattachant à cette catégorie.

Le nombre de catégories est identique dans les deux scénarios de contexte considérés. Par contre, le nombre de consommateurs au sein de chaque catégorie dépend du scénario de contexte. En particulier, à l'horizon 2030, la répartition des consommateurs au sein des différentes catégories résulte notamment de l'hypothèse sur la trajectoire de rénovation énergétique des logements considérée dans le scénario nouveau mix[49].

La modélisation du parc de consommateurs ainsi obtenue est cohérente en énergie avec les consommations par usages des scénarios du Bilan prévisionnel. Elle tient compte des effets des réglementations (pour les logements neufs) et des efforts de rénovation énergétiques (pour les logements anciens).

Cette classification des foyers français selon leur consommation énergétique permet de définir les gisements physiques théoriques pour les usages considérés. En pratique, les gisements accessibles peuvent différer de ces gisements théoriques. En effet, les retours d'expérience des démonstrateurs menés par l'ADEME[50] mettent en évidence des problématiques fortes d'éligibilité technique des installations électriques résidentielles[51] et d'acceptabilité des consommateurs qui réduisent l'accès aux gisements théoriques.

La levée de ces problématiques techniques et d'acceptabilité pourrait se traduire par des coûts additionnels importants : dépenses nécessaires à la mise en conformité (avec des dispositifs de pilotage des usages) des installations électriques du logement, coûts commerciaux de recrutement[52], etc. Ces éléments de coût devraient être pris en compte dans les évaluations économiques associées au déploiement de la gestion active de la demande dans le secteur résidentiel. Une approche possible pourrait reposer sur la modélisation de ces coûts, en les différenciant selon les foyers. Cependant, la difficulté de constitution d'un corps d'hypothèses robustes sur ces éléments de coûts a conduit à retenir une approche alternative. Elle reviendrait à considérer qu'une proportion du gisement théorique est accessible sans coûts additionnels de mise en conformité ou de recrutement significatifs tandis que le reste du gisement

44. Reflétant le type de logement, la performance thermique de l'isolation, la source d'énergie utilisée pour les différents usages, etc.
45. Le DPE définit des étiquettes en fonction de la consommation énergétique des foyers, tous usages confondus.
46. La typologie proposée dans cette étude s'appuie sur une équivalence avec la consommation de chauffage sur la base de l'analyse de l'ADEME « Chiffres Clés du Bâtiment – Édition 2013 ».
47. Le Centre d'Études et de Recherches Économiques sur l'Énergie a produit des statistiques sur la répartition des maisons individuelles et des logements collectifs français selon leur année de construction (CEREN, « Données Statistiques du CEREN – Année 2015 », 2015).
48. Séverine Arnault, Laure Crusson, Nathalie Donzeau, Catherine Rougerie, « Les conditions de logement fin 2013 Premiers résultats de l'enquête Logement », 2013.
49. Ce scénario prévoit la rénovation de 400 000 logements par an dont un quart concerne des logements énergivores chauffés à l'électricité. Il est à noter que cette trajectoire est moins ambitieuse que l'objectif formulé dans la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte dont la promulgation a été postérieure à la publication du Bilan prévisionnel RTE de 2014. L'objectif fixé par l'article 3 de cette loi est de 500 000 rénovations annuelles à compter de 2017.
50. ADEME, « Systèmes Électriques Intelligents – Premiers retours des démonstrateurs », 2016.
51. Diverses problématiques peuvent être rencontrées : inadaptation des branchements sur le tableau de bord pour piloter spécifiquement certains usages, contraintes de configuration du logement, etc.
52. Chardonnet et De Boissezon , "GDF SUEZ – GreenLys WP2: Estimating the benefits and costs of a smart electrical system in French urban areas in 2020-2030", In: *IEEE Grenoble Conference,* Grenoble

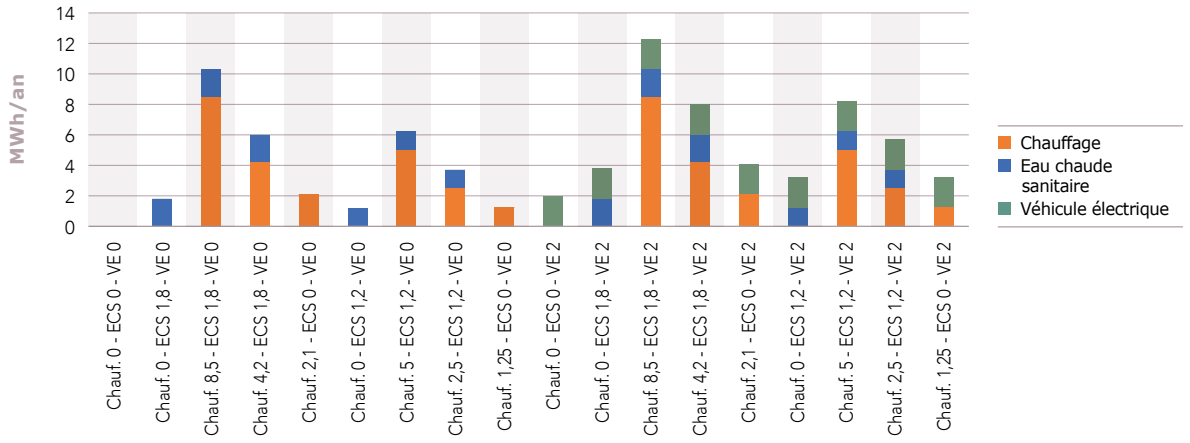


Figure 23 / Modélisation des catégories de consommateurs résidentiels français et consommation annuelle des différents usages électriques considérés comme pilotables.

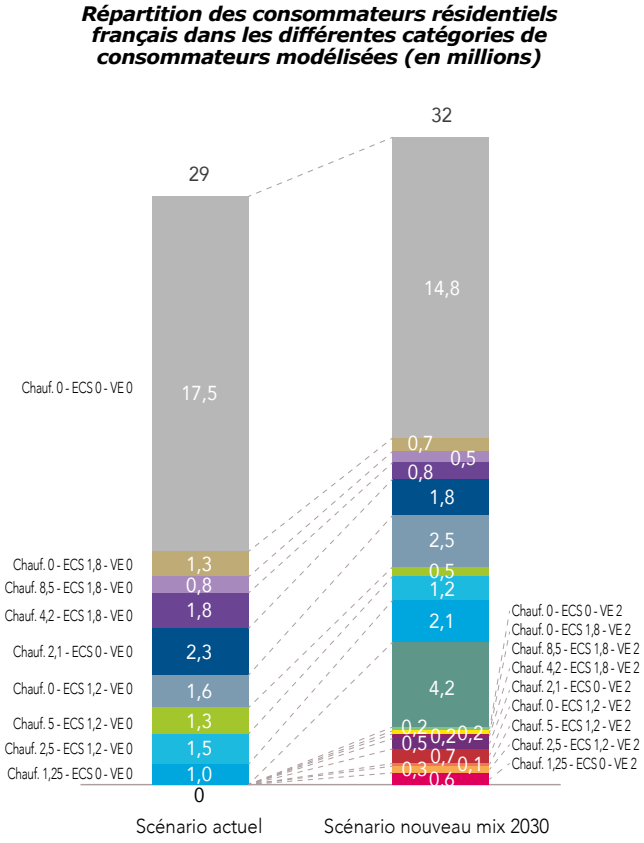
théorique n'est pas raisonnablement accessible. Cela revient à appliquer un taux d'abattement au gisement théorique. Les échanges au sein des groupes de travail, entre acteurs impliqués dans le développement d'activité d'effacement diffus, ont conduit à retenir l'hypothèse selon laquelle les gisements accessibles correspondraient à 25% des gisements théoriques. Ce chiffres, élaboré au sein du groupe de travail piloté par RTE et l'ADEME ne fait cependant pas consensus.

Les schémas ci-contre représentent les 18 catégories modélisant la diversité des consommateurs.

La représentation de la flexibilité accessible sur ces gisements nécessite d'établir pour chaque consommateur :

- **la courbe de charge des usages considérés.**
  Pour évaluer cette courbe de charge, l'étude s'appuie sur une représentation statistique. Les niveaux d'agrégation considérés sont suffisants pour s'appuyer raisonnablement sur des profils typiques de consommation des usages[53].
- **les contraintes pesant sur le pilotage de chacun des usages considérés.**
  Ces contraintes traduisent l'acceptabilité des consommateurs. Elles sont établies de manière à ce que la diminution de service rendu aux consommateurs résultant du pilotage des usages soit limitée. Elles sont établies en se basant sur les retours d'expérience des démonstrateurs.

Figure 24 / Répartition modélisée des consommateurs résidentiels français en différentes catégories



53. L'agrégation des consommateurs a en effet un impact positif sur la fiabilité des estimations de la demande résidentielle *(Modélisation des consommations d'énergie du secteur résidentiel français : amélioration du réalisme comportemental et scénarios volontaristes,* B. Allibe, 2012)

8.2.1.2.1 Chauffage électrique

La puissance appelée par un consommateur pour son chauffage électrique est modélisée en représentant sa sensibilité à la température extérieure : les chroniques de puissances de chauffage sont établies à partir des gradients de thermosensibilité[54] utilisés pour la reconstitution des flux dans le dispositif de responsable d'équilibre. Il est fait l'hypothèse que la totalité de cette puissance de chauffage est effaçable. Les puissances de chauffage effaçables ainsi obtenues apparaissent cohérentes avec les retours d'expérience des démonstrateurs « Modélec » et « Une Bretagne d'avance ». Ceci signifie que, pour un foyer consommant annuellement 3000 kWh de chauffage électrique, la puissance effaçable en moyenne, sur les heures de pointe des mois d'hiver[55] (novembre-mars) pour tous les scénarios de température, est de l'ordre de 0,8 kW. Les chroniques de puissance effaçable pour chaque catégorie de consommateur sont proportionnelles à la consommation d'énergie annuelle pour le chauffage.

Les effacements considérés dans cette étude correspondent à des effacements sur des périodes courtes sans substitution par une autre source d'énergie. En pratique, certains consommateurs se chauffant à l'électricité peuvent disposer de moyens alternatifs pour se chauffer, ce qui permet la réalisation d'effacements sur de longues périodes. Ces possibilités d'effacements « longs » n'ont pas été considérées dans l'étude.

Sur la base des retours d'expérience menés par l'ADEME[56] sur les démonstrateurs *smart grids* testant les solutions d'effacement diffus et des échanges au sein du groupe de travail, il a été supposé que les consommateurs étaient prêts à accepter des effacements sur leur chauffage dans les limites suivantes :

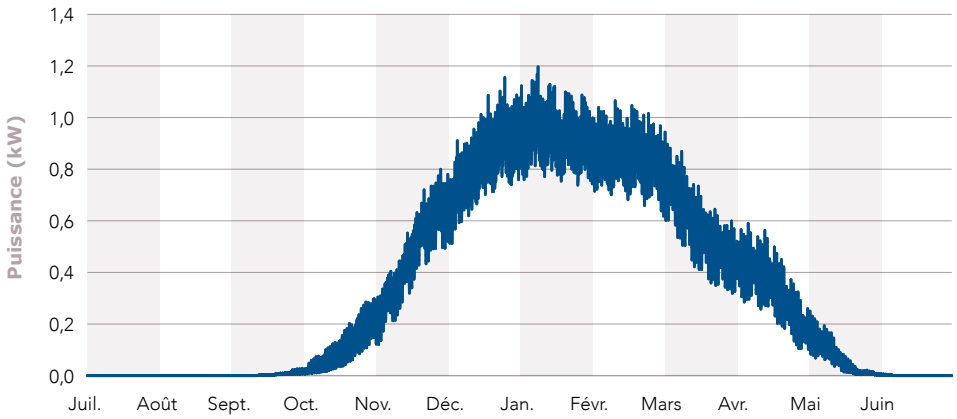
- Les effacements sont limités à une durée maximale d'une heure consécutive ;
- Les nombre d'effacements est limité à quatre par jour ;
- Deux périodes d'effacements sont séparées d'au moins une heure.

À ce stade des retours d'expérimentations, ces hypothèses (en particulier la durée maximale et le nombre maximal des activations par jour) ne peuvent être considérées comme fermement établies. En particulier, la durée maximale et le nombre d'activations maximales acceptables par jour restent des sujets d'interrogation.

Compte-tenu des incertitudes sur ces hypothèses, des analyses de sensibilité de la valeur économique à ces paramètres sont présentées en partie 8.2.2.2.

Enfin, les périodes d'effacement donnent lieu à un report de l'énergie non consommée sur les instants qui suivent. De nombreux débats existent depuis plusieurs années sur les économies d'énergies associées aux effacements de consommation (sur l'usage de chauffage électrique). RTE a publié en 2016 un rapport sur les économies

Figure 25 / Puissance de chauffage effaçable pour un foyer dont la consommation de chauffage est de 3000 kWh/an (consommation d'un foyer moyen se chauffant à l'électricité, à l'horizon 2030)



54. En pratique, c'est la forme de thermo-sensibilité du profil « RES2 » qui est utilisé. Le niveau est calé en cohérence avec les consommations annuelles de chauffage de chaque type de consommateur.
55. Définies ici comme les périodes de 18 h à 19 h tous les jours de novembre à mars.
56. Systèmes Électriques Intelligents – Premiers retours des démonstrateurs, 2016, *op. cit.*

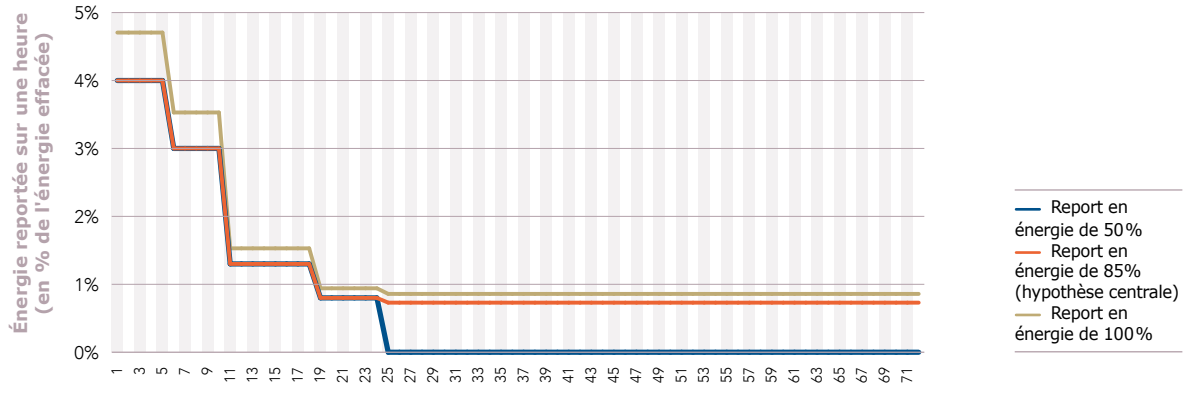


Figure 26 / Variantes utilisées pour la modélisation du report d'énergie après effacement du chauffage résidentiel

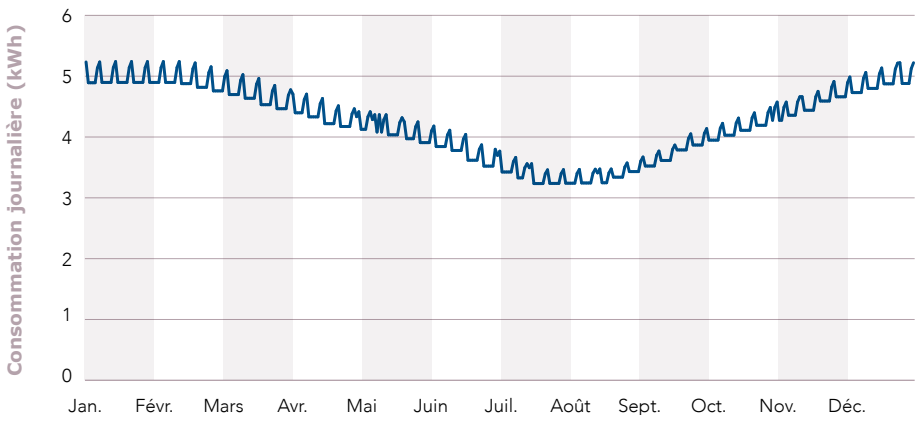
d'énergie consécutives aux effacements de consommation de chauffage résidentiel[57]. Les éléments publiés dans ce rapport se basent (i) sur des résultats d'expérimentations menées par différents opérateurs d'effacement et (ii) sur une analyse théorique basée sur une modélisation thermique. Il est retenu ici de ces analyses (i) que ce report d'énergie se diffuse sur une longue durée, (ii) que le taux de report sur les 24 premières heures consécutives à l'effacement est d'au moins 50 % de l'énergie effacée[58] et (iii) qu'un report complémentaire s'étalant sur trois jours est plausible et que le taux de report global s'établit alors à 85 %[59]. Ces conclusions ne font aujourd'hui pas l'objet d'un consensus.

Sur cette base, trois variantes sur le report ont été effectuées : 50 %, 85 % et 100 % dont les profils de report sont représentés en figure 26.

8.2.1.2.2 Production d'eau chaude sanitaire

La puissance «naturelle» appelée pour la production d'eau chaude sanitaire (ECS) est représentée en tenant compte d'une saisonnalité été/hiver (effet de la température de

Figure 27 / Consommation journalière d'un foyer moyen pour la production d'eau chaude sanitaire



57. RTE, «Évaluation des économies d'énergie et des effets de bord liés aux effacements de consommation», 2016
58. Les analyses statistiques sur la base de données expérimentales ont conduit à l'estimation de la fourchette [45 %-75 %] pour le taux de report à 24 h. La valeur de 50 % correspond au niveau proposé par RTE pour un report à 24 heures.
59. Les résultats des travaux théoriques menés avec le CSTB issus de l'étude sus-citée ont permis de déterminer une répartition statistique du taux de report sur 3 jours. La majorité des valeurs obtenues est supérieure à 85 %.

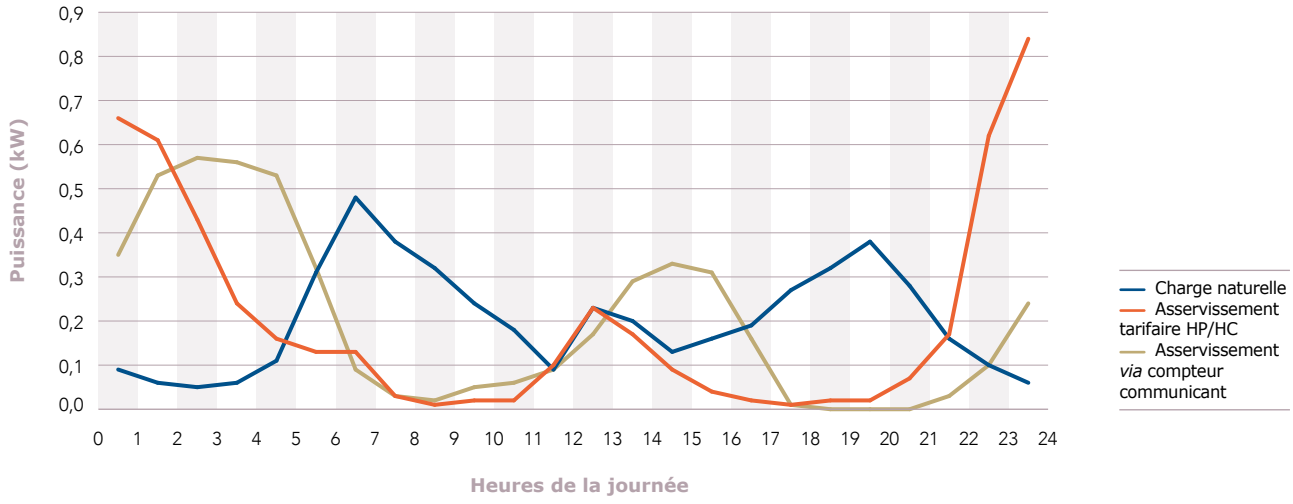


Figure 28 / Profil de consommation horaire d'un foyer moyen pour la production d'eau chaude sanitaire

l'eau froide) et d'une différenciation entre les jours de la semaine. Les chroniques de puissance correspondent à celles utilisées pour le Bilan prévisionnel.

Les chroniques de puissance pour chaque catégorie de consommateur sont proportionnelles à la consommation d'énergie annuelle pour la production d'eau chaude sanitaire.

Le pilotage de cet usage est supposé pouvoir adapter la puissance appelée à chaque instant entre 0 et la puissance maximale du ballon d'eau chaude (supposée entre 0,9 kW et 1,35 kW selon les catégories de consommateurs et en moyenne de 1,15 kW). Il est supposé que pour être acceptable par les consommateurs, la consommation énergétique journalière est inchangée (il s'agit d'un placement de l'énergie au sein d'une journée, sans déplacement possible entre les journées).

La flexibilisation de cet usage est donc supposée n'engendrer aucune réduction de la consommation en énergie mais simplement un déplacement en fonction des besoins du système électrique.

8.2.1.2.3 Recharge des véhicules électriques

Les profils de puissance appelée pour la recharge de véhicules électriques ou hybrides rechargeables peuvent être très variés en fonction (i) du type de véhicule (électrique ou hybride rechargeable), (ii) du lieu de recharge (domicile, espace public, lieu de travail, etc.), (iii) de la puissance de recharge (recharge lente à 3 kW ou recharge rapide à plusieurs dizaines de kW) et (iv) du profil d'utilisation (usage privé pour les déplacements domicile-travail, usage professionnel, etc.).

Dans le cadre de cette étude analysant la flexibilité sur les usages résidentiels, sont considérés seulement les véhicules électriques rechargés uniquement au domicile. La flexibilité possible sur les recharges sur la voie publique ou le lieu de travail n'est pas représentée.

La puissance «naturelle» appelée pour la recharge des véhicules électriques à domicile est représentée en tenant compte d'une saisonnalité été/hiver (effet de la température sur les besoins de chauffage dans l'habitacle, qui sont significatifs) et d'une différenciation entre les jours de la semaine (dominée par les besoins de trajet domicile-travail)[60]. La représentation reprend les courbes de charges établies pour le Bilan prévisionnel en les adaptant à l'hypothèse de recharge à domicile (i.e. en ne considérant aucune consommation «naturelle» sur la plage [7h-18h].

Le pilotage de cet usage est supposé pouvoir adapter la puissance appelée à chaque instant entre 0 et la

60. Les données publiées par RTE dans le cadre du Bilan prévisionnel mettent en avant une très forte variabilité de la consommation journalière des véhicules électriques entre 2,8 kWh pour un dimanche d'été et 8,4 kWh pour un jour ouvré d'hiver.
61. Dreyfus J., «Le profil des déplacements journaliers en transports en commun et voiture particulière», Les cahiers de l'Enquête Globale de Transport, janvier 2005
62. Commissariat général au développement durable «La mobilité des Français : panorama issu de l'enquête nationale transports et déplacements 2008», La Revue du CCGD, décembre 2010.

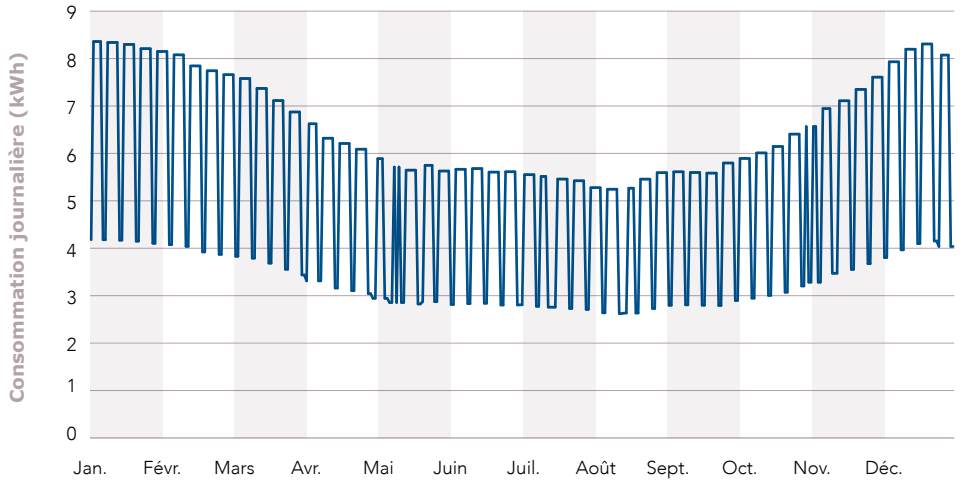


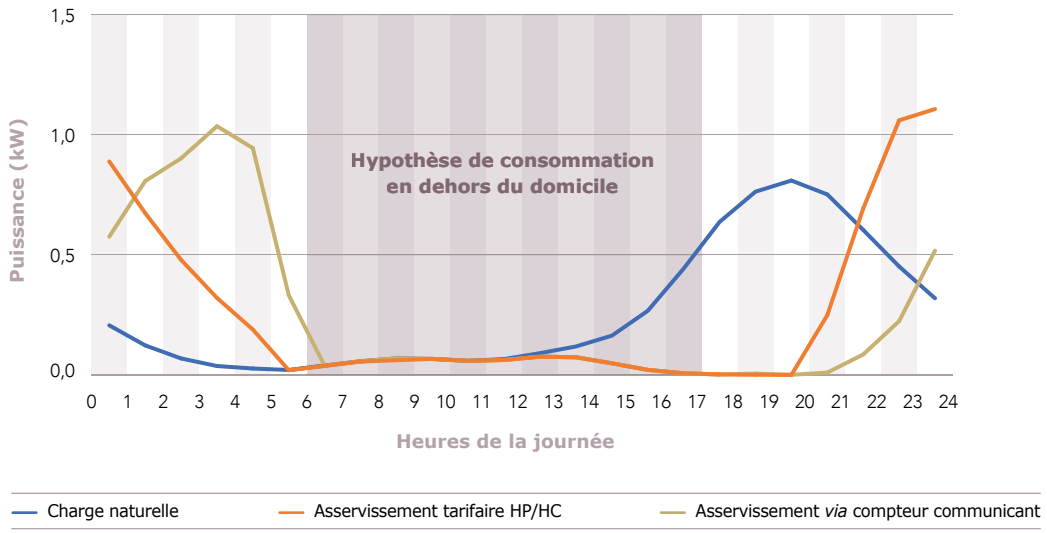
Figure 29 / Consommation journalière d'un foyer moyen pour la recharge d'un véhicule électrique

puissance maximale de la prise de recharge (supposée de 3 kW) seulement quand le véhicule est connecté au réseau à domicile. Un profil sur le taux de connexion en fonction de l'instant a été établi sur la base des résultats d'enquêtes[61,62]. Il est supposé que, pour être acceptable par les consommateurs, le véhicule doit être rechargé chaque matin à 7h à hauteur d'au moins 75% de la capacité maximale de la batterie. Ceci laisse donc, en complément d'une possibilité de déplacement de l'énergie au sein de chaque journée, une possibilité limitée de déplacement entre journées.

La flexibilisation de cet usage est donc supposée n'engendrer aucune réduction de la consommation en énergie mais simplement un déplacement en fonction des besoins du système électrique.

Enfin, les possibilités que pourraient offrir l'utilisation des batteries des véhicules électriques en injectant à certains instants l'électricité stockée sur le réseau (solutions «Véhicle2Grid») ne sont pas considérées.

Figure 30 / Profil de consommation horaire d'un foyer moyen pour la recharge d'un véhicule électrique



8.2.1.3 Déploiements nécessaires pour la mise en œuvre de la gestion active de la demande dans le secteur résidentiel

L'accès à la flexibilité des consommateurs résidentiels, et notamment sur les trois usages considérés dans cette étude, peut s'opérer à partir de différentes solutions techniques pouvant présenter des coûts et des caractéristiques d'utilisation très différenciés.

Certaines formes de flexibilité sont déjà largement développées dans le système électrique. C'est notamment le cas de l'asservissement actuel de la production d'eau chaude sanitaire sur le signal tarifaire heures pleines/heures creuses.

Les compteurs communicants en cours de déploiement[63] offrent de nouvelles possibilités pour accéder à la flexibilité de certains usages pour des coûts additionnels potentiellement limités, l'infrastructure étant de toute façon déployée pour d'autres services :

(i) l'asservissement de l'ECS est assuré sans dépense supplémentaire lors du déploiement des compteurs communicants[64].

(ii) l'installation de l'asservissement du véhicule électrique pourra être réalisée de façon mutualisée avec l'installation de la prise de recharge (qui est nécessaire au bon fonctionnement du véhicule).

(iii) Le chauffage pourra aussi être piloté par les compteurs communicants[65], moyennant a priori l'intervention spécifique d'un technicien.

Les possibilités de pilotage permises par ces systèmes de comptage constituent un élément essentiel à prendre en compte dans les analyses sur la pertinence économique des solutions de flexibilisation de la demande résidentielle. En effet, l'existence d'une possibilité de pilotage, bien que pouvant présenter certaines limites (délai de prévenance, contraintes diverses), accessible à très faible coût réduit la pertinence économique du déploiement d'autres solutions.

Par ailleurs, des incertitudes existent quant aux contraintes spécifiques portant sur le pilotage permis par ces compteurs communicants. Avec les compteurs communicants, un pilotage «statique» (actions identiques répétées tous les jours) défini à une maille mensuelle est a minima possible. Un pilotage «dynamique» (actions différenciées selon la situation/les besoins du système électrique) serait également envisageable sous contrainte que les actions de pilotage soient définies plusieurs heures avant le temps réel[66]. Cependant, un tel pilotage dynamique est conditionné au dimensionnement de l'infrastructure des systèmes d'information et de télécommunication des compteurs communicants et une incertitude existe aujourd'hui sur la possibilité réelle de généraliser de tels pilotages et sur les éventuels surcoûts associés à cette généralisation. Du fait de cette incertitude, il a été choisi de ne pas considérer cette possibilité. Cela peut conduire à sous-estimer la flexibilité accessible par les compteurs communicants (et donc à surestimer l'intérêt économique des autres solutions techniques qui permettent un pilotage dynamique).

Enfin, d'autres solutions techniques permettent de réaliser un pilotage dynamique des usages au plus proche du temps réel (i.e. actions différenciées selon les besoins du système électrique et décidées en quasi temps-réel[67]). Elles peuvent conduire à accéder à une flexibilité plus importante (entre quelques heures et le quasi temps réel). Dans le cadre de cette étude, il est supposé que la mise en œuvre de ce mode de pilotage dynamique au plus proche du temps réel nécessite l'installation d'un «boîtier»[68] dédié permettant de piloter les trois usages considérés dans l'étude.

Dans le scénario de contexte actuel, il a été supposé que les compteurs communicants n'étaient pas encore déployés chez aucun consommateur. La flexibilité sur les usages n'est supposée accessible qu'à travers le signal HP/HC ou par des boîtiers dédiés de pilotage au plus proche du temps réel.

L'identification d'hypothèses sur les coûts associés à ces modes de pilotage constitue un exercice délicat et l'hétérogénéité des démonstrateurs n'a pas fait émerger d'hypothèses standardisées en la matière. Néanmoins, les échanges au sein du groupe de travail ont permis

63. Le calendrier de déploiement des compteurs communicants fixé par l'article R341-8 du code de l'énergie prévoit un déploiement complet à l'horizon 2024 pour les sites raccordés en basse tension.
64. Le technicien installant le compteur communicant assurera l'asservissement de l'usage ECS.
65. Les périodes d'effacement devront être courtes (à la différence du signal HP/HC) pour rester dans les limites d'acceptabilité représentées dans cette étude.
66. À l'heure actuelle, le délai de prévenance est de 8 heures mais pourrait être réduit à l'avenir.
67. L'hypothèse considérée est une décision moins de 15' avant l'action effective sur les usages.
68. Ainsi que des actionneurs sur les usages asservis et d'un moyen de communication avec l'externe permettant de recevoir les ordres d'activations proches du temps réel.

de construire des hypothèses normatives sur les coûts associés aux différents niveaux de flexibilité :

- Les flexibilités permises par les compteurs communicants ont été supposées accessibles sans aucun coût additionnel[69], sauf pour le pilotage du chauffage électrique qui nécessite le déplacement d'un technicien (hypothèse de coût de 100 €/foyer, pour une durée de 10 ans, soit environ 15 €/foyer/an en coût annualisé).
- Les flexibilités de pilotage dynamique au plus proche du temps réel ont été supposées accessibles à partir de «boîtiers» dédiés, pour environ 350 €/foyer pour une durée de 10 ans (représentant, pour 100 €/foyer, les coûts d'installation et, pour 250 €/foyer, les coûts de matériel) et d'un coût de fonctionnement de 30 €/foyer/an, représentant les coûts de maintien en service, de télécom et de consommation électrique spécifique aux matériels, ce qui conduit à un coût annualisé total de l'ordre de 75 €/foyer/an.

Le caractère non consensuel de cette hypothèse de coût et l'existence de potentiels futurs progrès techniques pouvant réduire les coûts des dispositifs technique ont conduit à RTE à réaliser des analyses de sensibilité sur cette hypothèse *(voir partie 9)*.

Quel que soit le mode de pilotage permettant d'accéder aux flexibilités, il est supposé que les activations n'engendrent aucun coût supplémentaire.

Tableau 4 / Différents niveaux de flexibilité des usages résidentiels et hypothèses de coûts associées

		Référence considérée (scénario «de base») pour le scénario actuel	**Référence considérée (scénario «de base») pour le scénario nouveau mix 2030**		
	Aucun pilotage	**Pilotage «statique» *via* le signal HP/HC actuel**	**Pilotage «statique» *via* les fonctionnalités des compteurs communicants (hors chauffage)**	**Pilotage «statique» *via* les fonctionnalités des compteurs communicants (y.c. chauffage)**	**Pilotage dynamique temps réel *via* «boîtier» dédié**
Déploiement spécifique nécessaire	Aucun	Aucun (solution déjà déployée)	Aucun (déploiement des compteurs communicants justifié pour d'autres fonctionnalités)	Déplacement spécifique d'un technicien	Boîtier + déploiement spécifique d'un technicien
Coûts	-	-	-	CAPEX 100 €/foyer Durée de vie : 10 ans → ~15 €/foyer/an	CAPEX 300 €/foyer +OPEX 30 €/foyer/an Durée de vie : 10 ans → ~75 €/foyer/an
Empreinte environnementale	-	-	-	0 $kgCO_2$/foyer/an	60 $kgCO_2$/foyer/an
Chauffage	Profil de consommation «naturel»	Profil de consommation «naturel»[70]	Profil de consommation «naturel»	Consommation pilotée par les grilles tarifaires des compteurs communicants - sous contrainte de dégradation limitée de confort	Consommation pilotée dynamiquement en temps réel (mais pas de Véhicle2Grid) - sous contrainte de dégradation limitée de confort
Eau chaude sanitaire		Consommation déclenchée sur signal HC	Consommation pilotée par les grilles tarifaires des compteurs communicants - sous contrainte de dégradation limitée de confort		
Recharge véhicule électrique					

69. En effet, les compteurs communicants et leur infrastructure SI et télécom sont développés de toutes façons.
70. Le chauffage ne peut être asservi sur le signal HP/HC car cela conduirait à une dégradation importante du confort (il est supposé ici que les consommateurs ne disposent pas de sources de chauffage alternatives).

8.2.2 Analyses économiques

Le pilotage des usages dans le secteur résidentiel peut répondre à différents besoins du système électrique et notamment contribuer (i) à la gestion des congestions sur le réseau de transport, (ii) à la fourniture de services d'équilibrage (réserves manuelles uniquement), (iii) au bouclage capacitaire sur le critère de sécurité d'approvisionnement et (iv) aux déplacements des consommations des heures aux coûts de production les plus élevés vers les heures aux coûts de production les plus faibles.

8.2.2.1 Bénéfices associés aux différentes solutions de pilotage de la demande résidentielle, pour des déploiements marginaux

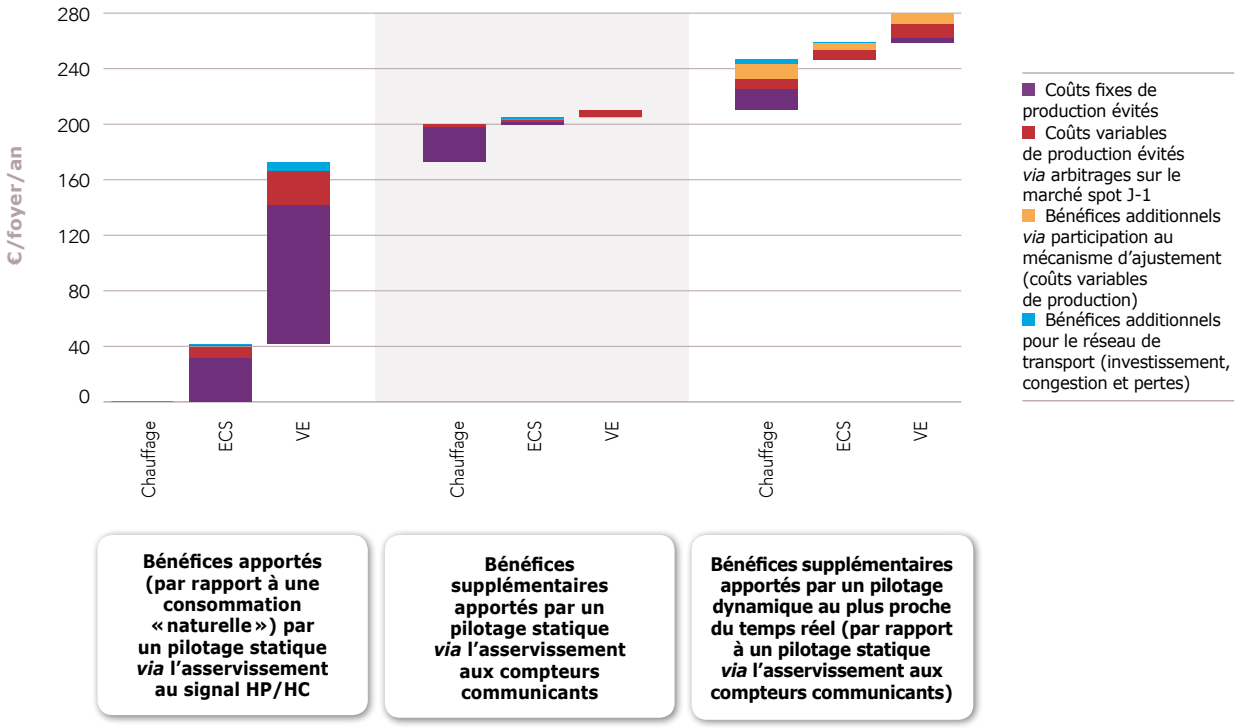
L'existence de plusieurs solutions de pilotage des usages dans le résidentiel, aux coûts et aux services de flexibilité différenciés, rend nécessaire une analyse sur le niveau de flexibilité le plus pertinent d'un point de vue économique. En pratique, il s'agit d'identifier s'il est économiquement pertinent de se limiter aux solutions de pilotage des usages permises par les compteurs communicants ou de mettre en œuvre un pilotage plus fin et plus proche du temps réel, par exemple permis par le déploiement de « boîtiers » dédiés (c'est-à-dire si les bénéfices supplémentaires associés couvrent les coûts supplémentaires).

La figure 31 représente pour un consommateur « moyen » les bénéfices associés à différents niveaux de flexibilisation de leurs usages, à l'horizon 2030.

L'analyse des différentes composantes de valeur pour un consommateur moyen permet de tirer les conclusions suivantes :

- L'essentiel des bénéfices potentiels que peut apporter le pilotage de l'ECS et du VE est déjà accessible *via* le pilotage statique (par les signaux actuels HP/HC ou par

Figure 31 / Bénéfices associés aux différents niveaux de flexibilisation des usages résidentiels, pour un consommateur moyen[71] – scénario nouveau mix 2030



71. Foyer moyen composé de chauffage électrique consommant 3 MWh/an, d'eau chaude sanitaire consommant 1,55 MWh/an et d'un véhicule électrique consommant 2 MWh/an.

les compteurs communicants). Les bénéfices complémentaires associés à un pilotage plus fin sont limités ;
Le pilotage statique *via* les signaux HP/HC permet (i) de limiter les besoins en capacité de production, (ii) de placer la consommation sur les périodes de coûts marginaux les plus faibles et (iii) localement de maîtriser les contraintes sur le réseau de transport (dans le cas de contraintes en alimentation). Ce pilotage, mis en œuvre en France depuis plusieurs décennies (pour l'ECS) permet de capter plus de 80 % (pour l'ECS) à 90 % (pour le VE) des bénéfices potentiels liés à la flexibilité de ces deux usages. Ce résultat souligne l'enjeu important (de l'ordre de 120 €/foyer/an de bénéfices pour la collectivité) associé au pilotage de la recharge des véhicules électriques.
L'amélioration de la flexibilité sur ces usages à partir «boîtiers» dédiés, permettant un pilotage dynamique au plus proche du temps réel, permet des bénéfices supplémentaires, notamment *via* (i) la participation aux réserves d'équilibrage et au mécanisme d'ajustement et (ii) la gestion des contraintes d'évacuation de production EnR sur le réseau de transport (à travers le placement de ces consommations aux moments de forte production EnR dans les zones en contrainte). Néanmoins, ces bénéfices supplémentaires sont relativement limités[72], l'essentiel du gisement de valeur étant accessible par le signal statique.

- Des bénéfices significatifs pourraient être générés à travers la mise en place de pilotage sur le chauffage électrique. *A minima,* la moitié de ces bénéfices potentiels peut être obtenue par les fonctionnalités offertes par les compteurs communicants.
La modification de la courbe de charge naturelle du chauffage électrique, même très contrainte par les besoins de maîtrise des impacts sur le confort, est susceptible de générer des bénéfices significatifs, tirés notamment par la contribution à la sécurité d'approvisionnement : les périodes de tension sur l'équilibre offre-demande correspondent en général à des périodes de forte consommation du chauffage électrique où le gisement d'effacement sur cet usage est donc important.

Un pilotage effectué par l'intermédiaire de compteurs communicants (sur la base d'un signal identique tous les jours ou définis pour certains jours de forte tension) permet de contribuer à la sécurité d'approvisionnement et de générer ainsi des gains «capacitaires» de l'ordre de 75 €/foyer/an pour un consommateur moyen se chauffant à l'électricité.

Des bénéfices complémentaires significatifs sont possibles à partir d'un pilotage dynamique au plus proche du temps réel. Ces bénéfices complémentaires résultent essentiellement de la participation à la fourniture de réserves d'équilibrage et au mécanisme d'ajustement et de la contribution additionnelle à la sécurité d'approvisionnement (à travers un pilotage plus ciblé sur les instants de forte tension). La valeur additionnelle pour le réseau de transport est faible (et en pratique nulle dans les zones ne présentant pas de contraintes en alimentation).

8.2.2.2 Sensibilité de la valeur du pilotage de l'effacement sur le chauffage aux hypothèses de report et d'acceptabilité

Les connaissances, acquises notamment à travers les différents démonstrateurs et des travaux menés par RTE sur le report de consommation, sur (i) le niveau de «perturbation» de la consommation de chauffage acceptable pour les consommateurs et (ii) sur le report de consommation après effacement du chauffage, sont encore partielles. Ainsi, il convient de considérer les hypothèses établies pour ce rapport sur le chauffage avec précaution et de procéder à l'analyse de la sensibilité des résultats aux hypothèses les plus structurantes et les plus sujettes à discussion.

L'analyse de la sensibilité des bénéfices en fonction des hypothèses fait apparaître les enseignements suivants :

- **Le taux de report a un impact sensible sur la valeur économique des effacements**
Le taux de report a un impact très significatif sur les coûts de combustible évités, à travers la réduction de la demande en énergie. Ce résultat confirme l'analyse menée dans le cadre du rapport sur les économies d'énergie et les effets de bord de l'effacement. Cependant, l'effet du taux de report sur la valeur capacitaire (principale composante de valeur pour l'effacement de chauffage) est faible : le report s'étalant sur des périodes longues après l'effacement, celui-ci intervient essentiellement sur des périodes d'absence de tension pour la sécurité d'approvisionnement. Il convient de noter que cette faible sensibilité au taux de report est adhérente à l'hypothèse sur la forme du report. L'hypothèse d'un report plus proche des périodes d'activation pourrait modifier ce résultat.

72. Théoriquement des bénéfices supplémentaires significatifs pourraient exister en cas de participation aux réglages automatiques de fréquence.

Bénéfices apportés par un déploiement marginal du pilotage dynamique au plus proche du temps réel du chauffage électrique, pour un consommateur moyen (consommant 3 MWh/an de chauffage électrique) pour différents taux de report – scénario nouveau mix 2030

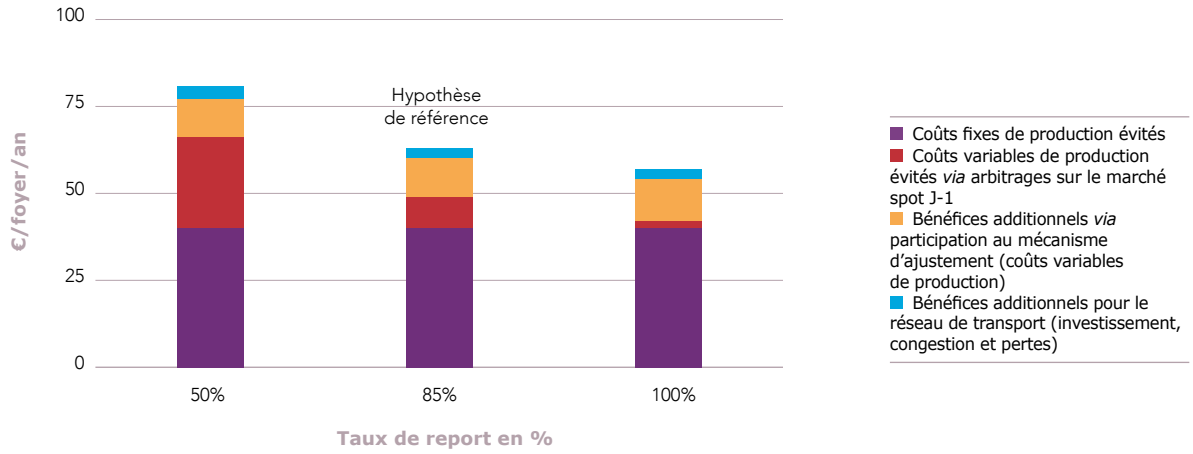


Figure 32 / Sensibilité de la valeur du pilotage du chauffage électrique à l'hypothèse de taux de report – scénario nouveau mix 2030

Au global, l'effet du taux de report est sensible : sur le scénario 2030, l'effet sur la valeur économique totale entre une hypothèse de 50 % et de 100 % de report est de l'ordre de 30 %.

Dans un souci de faciliter de lecture des résultats, les résultats présentés dans la suite du rapport reposent sur l'hypothèse centrale d'un report de 85 % (dont 50 % sur les 24 heures suivant la période d'effacement).

- **Le nombre d'activations possibles/la durée totale d'activation par jour n'est pas un paramètre déterminant sur la valeur de ces solutions**
L'effet du nombre d'activations acceptables quotidiennement sur la composante de valeur correspondant à la contribution à la sécurité d'approvisionnement est très faible car les épisodes de défaillance sont courts à l'horizon 2030.

Bénéfices apportés par un déploiement marginal du pilotage dynamique au plus proche du temps réel du chauffage électrique, pour un consommateur moyen (consommant 3 MWh/an de chauffage électrique) en fonction du nombre d'heures d'effacement acceptable par jour – scénario nouveau mix 2030, hypothèse de report de 85 %

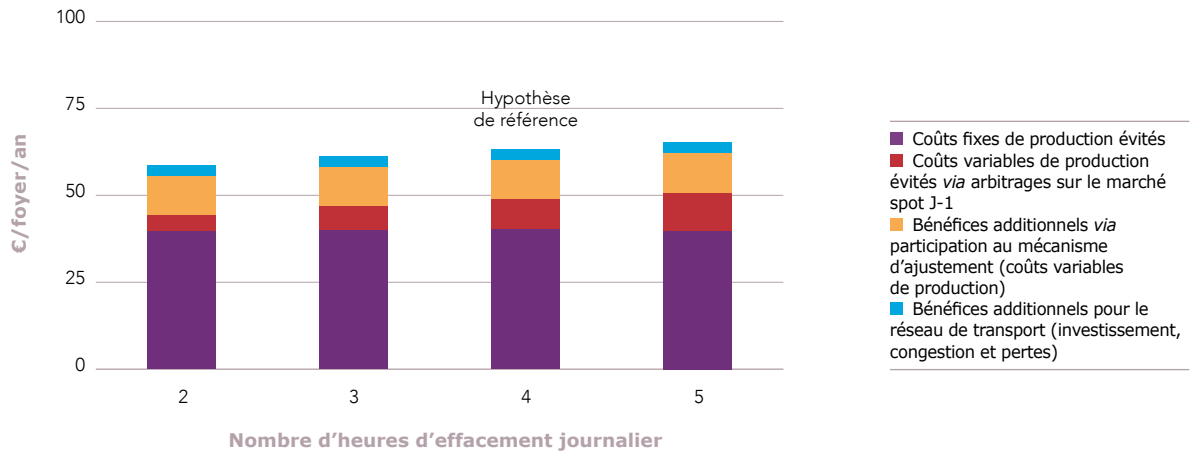


Figure 33 / Sensibilité de la valeur du pilotage du chauffage électrique à l'hypothèse du nombre d'heures d'effacement acceptable par jour

De plus, dans la mesure où cette valeur «capacitaire» correspond à une très faible utilisation dans l'année (statistiquement 3 heures/an), il est possible de considérer que les contraintes d'acceptabilité ici modélisées de façon strictes (la contrainte doit être respectée chaque jour) pourraient être plus souples. En effet, certains acteurs avancent que les consommateurs pourraient être enclins à accepter des effacements plus longs dès lors qu'ils sont exceptionnels.

Ceci devrait être confirmé par des expérimentations.

L'effet associé à l'activation de l'effacement résidentiel sur les coûts variables de production évités *via* les arbitrages sur le marché spot est plus significatif mais reste très limité. En effet, la valeur incrémentale d'une heure d'activation supplémentaire étant décroissante.

Au global, sur la base d'une hypothèse de taux de report de 85 %, la réduction de valeur en passant de 4 à 2 activations d'une heure par jour est de moins de 10 %. Il ne s'agit donc pas d'un paramètre déterminant.

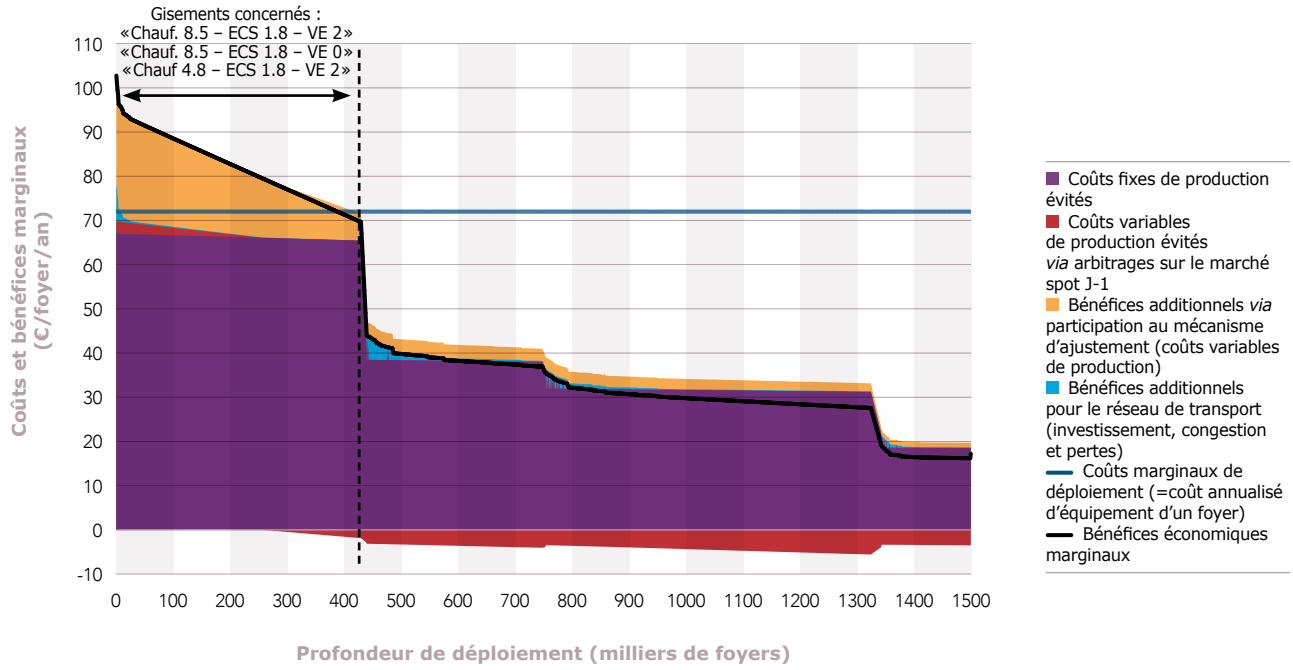
8.2.2.3 Niveaux de déploiement économiquement pertinent des solutions de gestion active de la demande résidentielle (hors déploiement concurrent d'autres solutions *smart grids)*

Les bénéfices associés aux différents niveaux de flexibilité des usages considérés, présentés jusqu'ici pour un consommateur «moyen», varient en réalité d'un consommateur à l'autre selon leurs modes de consommation (notamment le volume de consommation électrique sur chacun des trois usages considérés). L'évaluation du niveau de déploiement pertinent pour les solutions de pilotage des usages résidentiels doit donc s'analyser en tenant compte des différentes catégories de consommateurs et non seulement pour un consommateur moyen.

L'identification des niveaux de déploiement pertinents correspondant aux différents niveaux de flexibilité résulte d'une analyse détaillée :

- de la décomposition des bénéfices entre ceux qui peuvent être obtenus à partir des fonctionnalités des compteurs communicants et ceux qui relèvent de solutions dédiées non basées sur l'infrastructure des compteurs communicants.

Figure 34 / Coûts et bénéfices marginaux annualisés apportés par un pilotage dynamique au plus proche du temps réel des usages résidentiels (par rapport au pilotage de référence considéré[73]) dans le scénario actuel – hypothèse de 85 % de report sur les effacements de chauffage



73. La référence considérée dans le scénario actuel est décrite au tableau 4 (pas de pilotage du chauffage et pilotage «statique» de l'ECS et du VE *via* le signal HP/HC).

- des coûts associés au déploiement de chacune de ces solutions, conformément aux hypothèses explicitées dans le paragraphe 8.2.1.3.
- de la décroissance des bénéfices apportés en fonction du niveau de déploiement des solutions de flexibilité. Ces bénéfices ont été évalués en prenant l'hypothèse centrale d'un taux de report de 85 % pour les effacements de chauffage électrique.

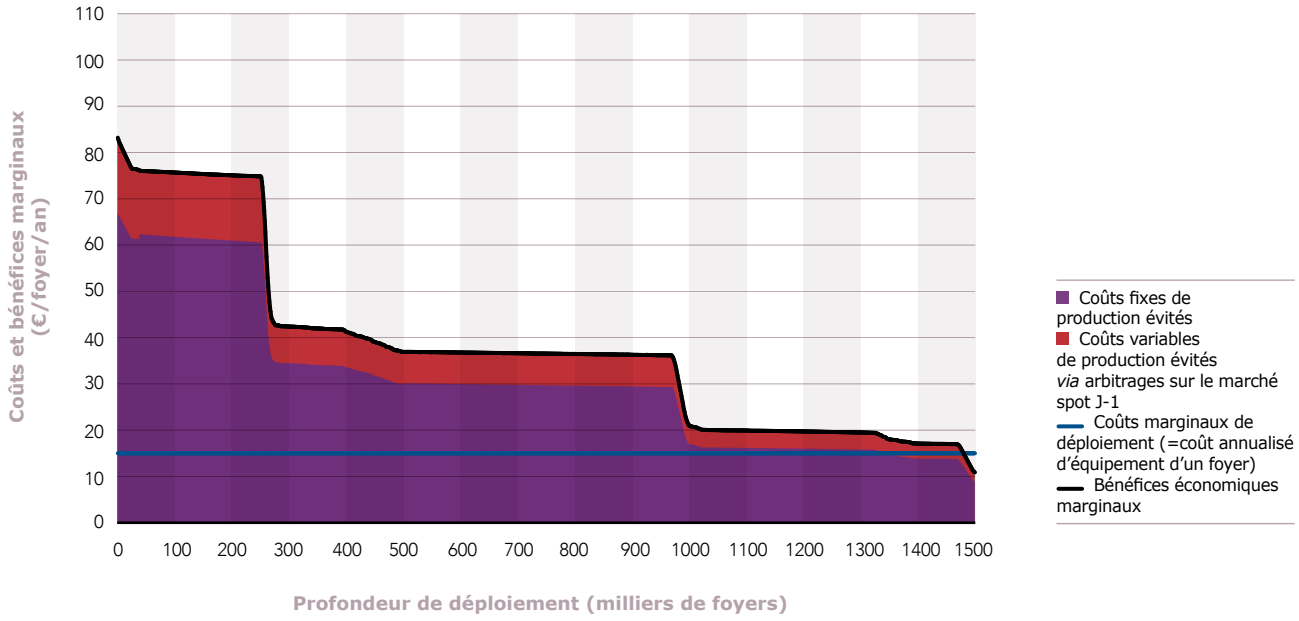
Il est supposé que le déploiement s'opère en priorité sur les consommateurs pour lesquels la valeur est la plus importante, et que le comportement « naturel » des acteurs pouvant déployer ces solutions y conduira naturellement[74].

Ces points constituent une avancée par rapport à l'étude relative à la valorisation socio-économique des *smart grids* publiée en juillet 2015 (RTE, 2015).

Dans le scénario de contexte actuel, en ne considérant pas la concurrence d'autres flexibilités *smart grids* ni le fait que le déploiement des compteurs communicants est déjà engagé, le déploiement pertinent de solutions dédiées pour un pilotage dynamique au plus proche du temps réel se porte environ à 450 000 foyers. À court terme, la mise en œuvre du plan de déploiement des compteurs communicants[75] et le développement des possibilités de pilotage de la demande qu'ils permettent à faible coût supplémentaire pourraient être de nature à réduire cet espace économique.

Dans le scénario nouveau mix à l'horizon 2030, en ne considérant pas la concurrence avec les autres solutions de flexibilités *smart grids*, il apparait pertinent d'équiper 1,3 millions de foyer de solution de pilotage de la demande (i) en concentrant le déploiement de solutions dédiées au pilotage des usages au plus proche du temps réel sur quelques 300 000 consommateurs les plus énergivores *(voir figure 36)* et (ii) en déployant le pilotage statique du chauffage à partir des compteurs communicants jusqu'à environ 1 million de foyers les plus consommateurs en chauffage électrique *(voir*

Figure 35 / Coûts et bénéfices apportés par un pilotage statique de l'usage chauffage à partir des compteurs communicants (par rapport au pilotage de référence considéré[76]) dans le scénario nouveau mix 2030 – hypothèse de 85 % de report sur les effacements de chauffage



74. Si on fait abstraction de potentielles mutualisations des coûts dans l'organisation des déploiements : planification de déploiement d'immeubles entiers, etc.
75. Le calendrier de déploiement des compteurs communicants fixé par l'article R341-8 du code de l'énergie prévoit un déploiement complet à l'horizon 2024 pour les sites raccordés en basse tension.
76. La référence considérée dans le scénario nouveau mix 2030 est décrite au tableau 4 (pas de pilotage du chauffage électrique).

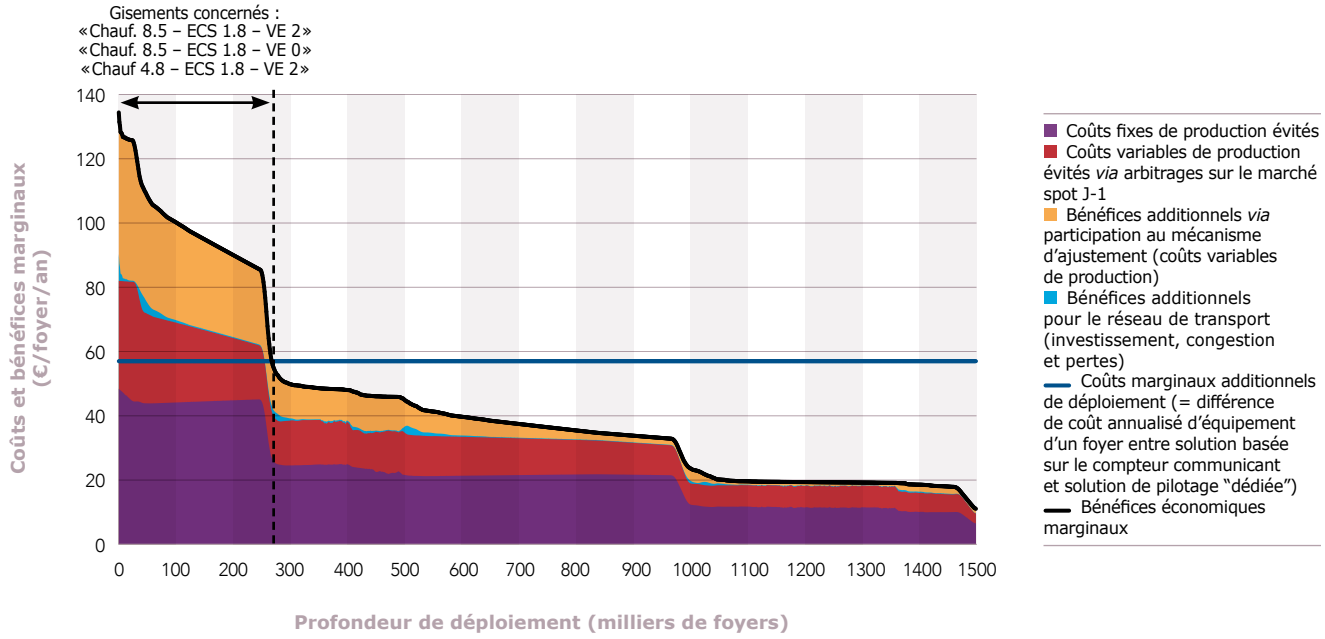


Figure 36 / Coûts et bénéfices marginaux annualisés additionnels apportés par un pilotage dynamique au plus proche du temps réel des usages résidentiels (par rapport au pilotage «statique» permis par les compteurs communicants[77]) dans le scénario nouveau mix 2030 – hypothèse de 85% de report sur les effacements de chauffage

figure 35[78]). Ces résultats reflètent la répartition des consommateurs résidentiels en différentes catégories. Ils dépendent des hypothèses de rénovation thermique du parc résidentiel français. Ainsi, à l'horizon 2030, des trajectoires de rénovation plus ambitieuses ou des ruptures dans les évolutions de la réglementation thermique des bâtiments pourraient réduire, de façon plus importante que l'hypothèse prise en référence, les gisements de flexibilité résidentielle économiquement pertinents à mobiliser.

Les analyses complémentaires réalisées sur les deux scénarios d'étude ont mis en évidence que les niveaux de déploiement économiquement pertinents sont relativement peu sensibles aux hypothèses sur le taux de report en énergie des effacements de chauffage (testé entre 50% et 100%).

8.2.3 Analyses environnementales

Le bilan environnemental en termes de réduction des émissions de gaz à effets de serre (GES) est positif, au moins pour le premier million de foyers sur lesquels ces solutions de pilotage seraient déployées. Pour les foyers pour lesquels le bilan économique est le plus intéressant, la réduction des émissions de CO_2 en résultant est de plus de 150 $kgCO_2$/foyer/an (pour une hypothèse de report de 85%), ce qui représente un peu plus de 1% des émissions annuelles de CO_2 d'un foyer moyen[79]. Ce bilan est tiré (i) par les déplacements de charge entre périodes de contenu marginal en GES des moyens de production différenciés et (ii) par les éventuelles économies d'énergie issues des effacements sur le chauffage. L'hypothèse sur les économies d'énergie associées aux effacements sur le chauffage apparaît prépondérante dans l'analyse de l'impact environnemental. *A contrario,* le «poids environnemental», en termes d'émissions de GES, du cycle de vie des matériels déployés et de leur consommation électrique spécifique pèse globalement peu.

Les impacts environnementaux en termes d'émissions de GES résultant de la contribution capacitaire (constructions de moyens de production évités) et de coûts «réseau» évités sont négligeables.

77. Le pilotage «statique» *via* les fonctionnalités des compteurs communicants (y.c. chauffage) est décrit dans le tableau 4.
78. La figure 27 permet d'identifier 1,3 millions de foyers sur lesquels il serait pertinent de déployer le pilotage statique du chauffage à partir des compteurs communicants. Sur ce gisement, il est pertinent de privilégier un déploiement de solutions de pilotage dynamique au plus proche du temps réel pour les 300000 premiers foyers. En pratique, il est donc pertinent de déployer le pilotage statique pour 1 millions de foyers.
79. Projection correspondant à un foyer moyen d'environ 2 personnes d'après l'étude «Projection de ménages pour la France métropolitaine à l'horizon 2030 : méthode et résultats» de l'INSEE (Jacquot, 2006).

Figure 37 / Bilan environnemental marginal pilotage dynamique au plus proche du temps réel des usages résidentiels (par rapport au pilotage de référence considéré[80]) selon le taux de report consécutif aux effacements de chauffage et en fonction du niveau de déploiement – scénario nouveau mix 2030

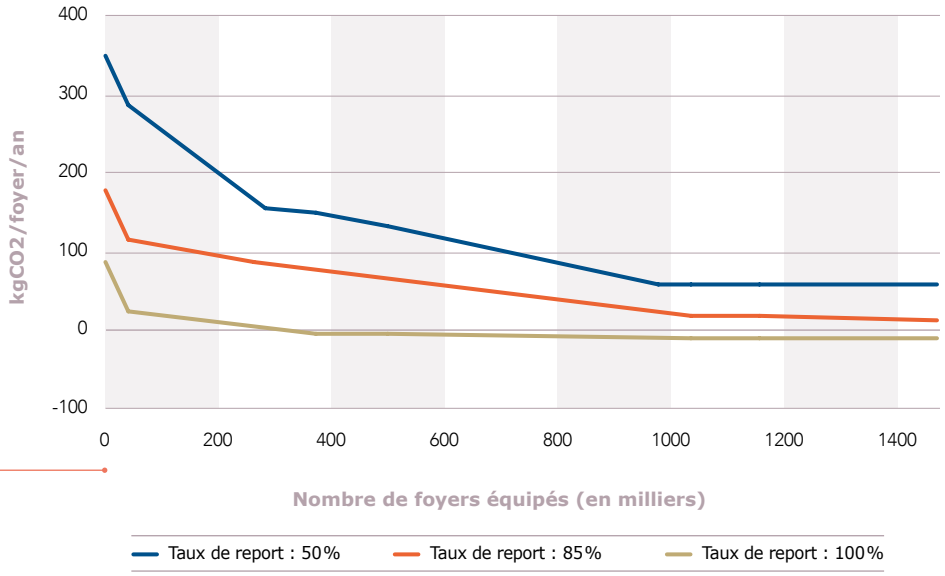
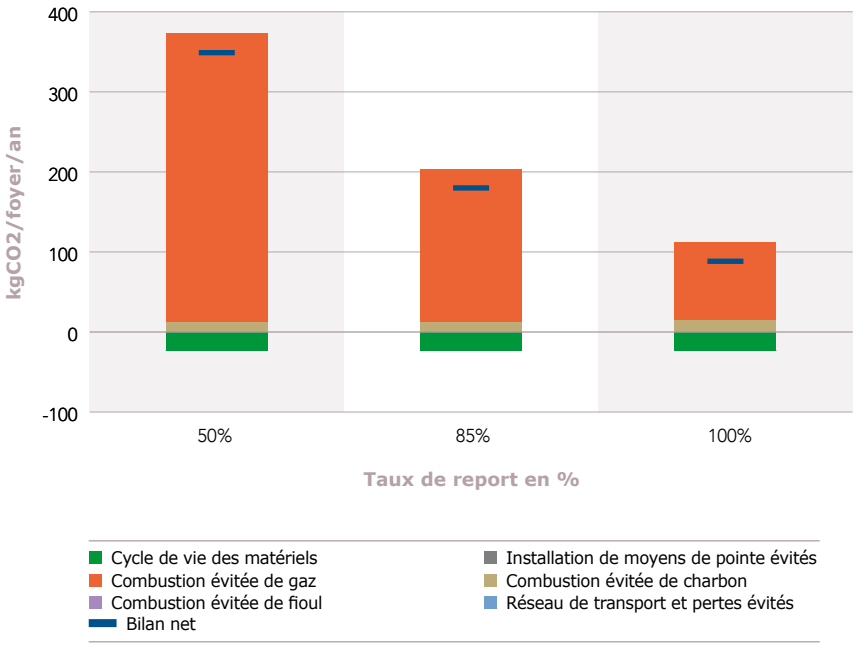


Figure 38 / Bilan environnemental marginal du pilotage dynamique au plus proche du temps réel des usages résidentiels (par rapport au pilotage de référence considéré[81]) pour le 1er foyer équipé (i.e. un «gros[82]» consommateur), dans le scénario nouveau mix 2030



80. La référence considérée dans le scénario nouveau mix 2030 est décrite au tableau 4.
81. La référence considérée dans le scénario nouveau mix 2030 est décrite au tableau 4.
82. Foyer consommant 8,5 MWh/an pour le chauffage électrique, 1,8 MWh/an pour l'eau chaude sanitaire et 2 MWh/an pour la recharge du véhicule électrique.

8.2.4 Conclusions

Les solutions de pilotage de la demande résidentielle peuvent rendre de nombreux services pour le système électrique : gestion des congestions sur les réseaux, fourniture de services d'équilibrage court-terme, déplacements d'énergies entre les heures aux coûts de production différenciés et contribution au bouclage capacitaire sur le critère de sécurité d'approvisionnement.

Sur les usages résidentiels pour lesquels un pilotage apparaît le plus acceptable en matière de confort (chauffage, production d'eau chaude sanitaire et, quand cet usage sera plus répandu, recharge de véhicule électrique à domicile), une grande partie des bénéfices de la flexibilité est accessible *via* un pilotage «statique», c'est-à-dire identique tous les jours sans adaptation aux besoins au plus proche du temps réel. Ce type de pilotage existe aujourd'hui à travers le signal tarifaire HP/HC. Des bénéfices supplémentaires sont possibles grâce à la sophistication du pilotage permise par le déploiement des compteurs communicants.

Par ailleurs, la mise en place de solution de pilotage dynamique au plus proche du temps réel est possible par l'intermédiaire de systèmes de pilotage dédiés (boîtier ou «energy box» déployé par un opérateur de flexibilité) et permet d'aller au-delà des fonctionnalités des compteurs communicants. La pertinence économique de ces solutions de pilotage dynamique au plus proche du temps réel, se basant sur des systèmes de pilotage dédiés, dépend du coût de ces derniers. Avec l'hypothèse d'un coût annualisé de 75 €/foyer/an (coût d'un «boîtier», son installation et des besoins en télécom associés) et une hypothèse de report d'énergie de 85 % sur une période de plusieurs jours consécutifs aux périodes d'effacement de l'usage chauffage, il n'apparaît pas économiquement pertinent d'envisager un déploiement généralisé de ce type de pilotage. Sur la base des résultats obtenus dans les scénarios de contexte étudiés, un déploiement pertinent serait de l'ordre de 300 000 foyers à l'horizon 2030 pour ce type d'installations. Ce résultat est assez peu sensible à l'hypothèse du taux de report. Ce résultat doit être considéré comme un majorant, car ici les effets de déploiement de solutions *smart grids* concurrentes (stockage, etc.) ne sont pas pris en compte (c'est l'objet de la partie 9).

Les études présentées dans le rapport n'intègrent pas le coût de déploiement des compteurs communicants qui offrent des possibilités de pilotage des usages (qui sont prises en compte) : ceux-ci sont considérés comme déployés par définition, et le coût associé à leur déploiement et leur utilisation est ainsi intégralement porté hors du champ des études menées. Il s'agit d'une hypothèse structurante, qui conditionne la valeur associée aux solutions de pilotage dynamique au plus proche du temps réel. La valeur de ces solutions de pilotage dynamique serait ainsi supérieure dans un contexte où la décision du déploiement généralisé de compteurs communicants n'aurait pas été prise.

L'impact environnemental d'un tel déploiement est globalement positif, en tenant compte du cycle de vie des matériels déployés (et de leur consommation électrique) : il est tiré (i) par les déplacements de charge entre les périodes de contenu marginal en CO_2 des moyens de production différenciées et (ii) par les éventuelles économies d'énergie issues des effacements sur le chauffage. Même avec l'hypothèse d'un report de 100 % sur les effacements de chauffage, les bénéfices environnementaux restent positifs (de l'ordre de 100 $kgCO_2$/foyer/an pour les foyers les plus consommateurs d'énergie électrique).

8.3 GESTION ACTIVE DE LA DEMANDE INDUSTRIELLE ET TERTIAIRE

L'effacement de consommation de sites industriels et « gros » tertiaires constitue une source de flexibilité du système électrique français, développée depuis les années 1980. Ce développement s'est historiquement effectué dans le cadre de tarifs réglementés « à pointe mobile » (type EJP).

Depuis la fin des années 2000, un important travail a été réalisé par RTE, les pouvoirs publics et la Commission de régulation de l'énergie afin de permettre aux effacements de participer aux marchés de l'électricité et de concurrencer ainsi les moyens de production.

Cette démarche s'inscrivait dans le contexte d'une érosion du gisement des consommateurs bénéficiant de tarifs réglementés « à pointe mobile » dans le cadre de l'ouverture à la concurrence du marché de la fourniture et de l'apparition de nouveaux acteurs au sein du système électrique capables de valoriser à toutes les échéances de temps (y.c au plus proche du temps réel) la flexibilité des consommateurs.

Le travail de régulation réalisé depuis 2010 a conduit à une ouverture complète des marchés aux effacements de consommation. En pratique, cela se traduit par la possibilité offerte aux opérateurs d'effacement d'accéder à ces marchés indépendamment de l'accord du fournisseur des consommateurs concernés et par la définition de produits de marché adaptés aux effacements (p. ex différenciés entre les jours de semaine et les week-ends).

L'essentiel des capacités d'effacement de consommation participant aujourd'hui aux différents mécanismes de marché et dispositifs concernent des sites industriels ou des « gros » sites tertiaires (dont la puissance souscrite est d'au moins plusieurs centaines de kW). Les capacités

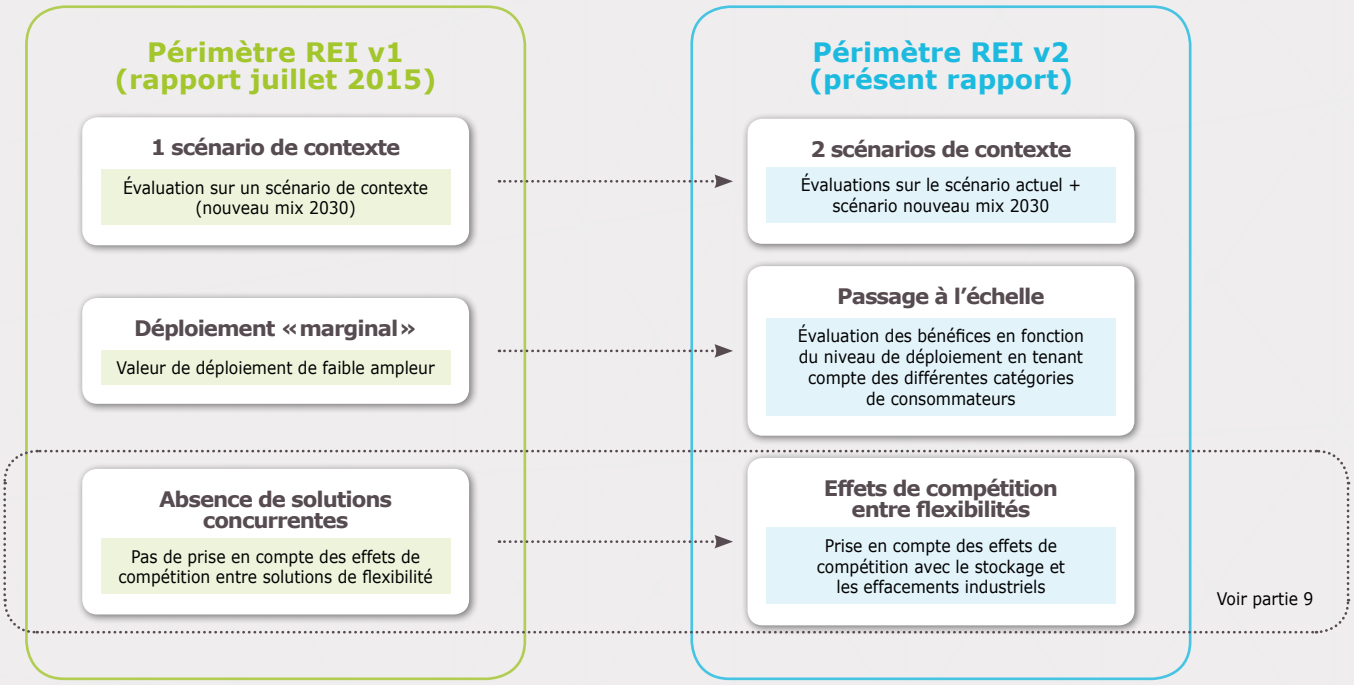


Figure 39 / Apports de la présente étude par rapport au rapport de juillet 2015

d'effacement de consommation actuellement disponibles sur l'ensemble de ces mécanismes et dispositifs représentent de l'ordre de 2,5 GW de puissance effaçable[83].

L'analyse prospective de la valeur socio-économique a déjà fait l'objet de divers travaux (étude E-Cube[84] de 2013, rapport relatif à la valorisation socio-économique des *smart grids* publié par RTE en juillet 2015[85]). Ces travaux conduisaient à identifier l'existence d'un intérêt économique de l'effacement de consommation dans le secteur industriel dès lors qu'un besoin de nouvelles capacités pour assurer la sécurité d'approvisionnement existe. Ces quantifications s'appuyaient sur l'étude de déploiement marginal de capacités d'effacements industriel «typiques».

Du fait de la grande diversité des activités et des procédés industriels pouvant offrir des services d'effacement, conduisant à une diversité des caractéristiques d'effacement (délai de mobilisation, durée, report, etc.) et des coûts associés, les analyses de la pertinence économique de l'effacement raisonnant sur le déploiement «marginal» d'une capacité «typique» présentent un intérêt limité.

En effet, la principale question porte sur le niveau de développement économiquement pertinent pour ce type de flexibilité ayant fait la preuve de sa pertinence économique.

Les analyses restituées dans le présent rapport effectuent un tel «passage à l'échelle» en identifiant le potentiel d'effacement industriel et tertiaire qu'il est économiquement pertinent de développer compte-tenu du gisement technique des différentes formes d'effacement et de sa structure de coût. Cette étude doit permettre d'éclairer les choix publics en termes d'objectifs de développement des capacités d'effacement et éventuellement définir une trajectoire d'évolution cohérente entre le gisement mobilisé actuellement et le niveau pertinent dans un contexte de transition énergétique donné. Cela pourra notamment s'inscrire dans le cadre de la déclinaison de la Programmation pluriannuelle de l'énergie à l'horizon 2023 et de ses futures révisions.

8.3.1 Hypothèses

Le périmètre des effacements considérés dans ce volet de l'étude correspond aux effacements réalisables sur des «gros» sites de consommation, industriels ou tertiaires, dont la puissance souscrite est *a minima* de plusieurs centaines de kW.

L'estimation des gisements potentiels et des coûts associés à ces effacements industriels et tertiaires constitue un exercice complexe qui nécessite de répertorier les potentiels de flexibilité sur la demande des différents consommateurs. En effet, ils reposent sur des *process* industriels variés ainsi que sur les possibilités permises par les groupes électrogènes que possèdent certains consommateurs (pour des besoins de secours).

Les travaux réalisés par l'ADEME[86] ont permis de réaliser ce type de recensement et proposent une représentation du gisement accessible et des coûts associés[87]. Ces travaux constituent l'exercice le plus abouti réalisé en France sur la caractérisation du gisement d'effacement. La présente étude économique se base donc sur ces travaux en les complétant d'autres hypothèses complémentaires (notamment sur les coûts variables d'activation).

Cependant, il convient de souligner que l'étude ADEME (2017) fournit par construction des hypothèses sur les attentes de rémunération pour que les consommateurs développent la flexibilité sur leur consommation et non des coûts réels engagés.

Le gisement total est représenté en plusieurs catégories (et chaque catégorie regroupe différents *process* industriels).

8.3.1.1 Effacements basés sur la modulation de charge

Certains sites industriels ou tertiaires peuvent moduler leur consommation électrique selon des modes opératoires que leurs *process* sont capables d'absorber. Schématiquement, ces déplacements de charge peuvent s'opérer (i) soit sur des périodes courtes, en profitant de certaines inerties, capacités de stockages intermédiaires au sein des *process*, (ii) soit sur des périodes plus

83. Ce chiffre prend en compte les sites bénéficiant du dispositif d'interruptibilité.
84. *Étude des avantages que l'effacement procure à la collectivité et de leur intégration dans un dispositif de prime, op. cit.*
85. *Valorisation socio-économique des réseaux électriques intelligents, op. cit.*
86. ADEME, «Effacement de consommation électrique en France – Évaluation du gisement potentiel d'effacement par modulation de *process* dans l'industrie et le tertiaire en France», à paraître en septembre 2017
87. Hormis pour les coûts associés aux capacités d'effacement par production de groupe électrogènes, sur lesquels l'étude ADEME ne propose pas d'hypothèse.

longues, en reportant la production des biens produits par le site sur plusieurs jours ou plusieurs semaines. *A priori*, pour l'essentiel des sites industriels ou tertiaires, les effacements conduisent à un report intégral de l'énergie non consommée. Les cas où les effacements conduiraient à un renoncement définitif de consommation entraînant un « manque à produire » pour les sites sont considérés comme rares[88].

8.3.1.1.1 Effacements par modulation de charge sur des périodes longues dans le secteur industriel

Cette catégorie correspond en pratique aux capacités d'effacement de consommation dont le report se situe longtemps après la période d'effacement. L'étude ADEME (2017) classe dans cette catégorie toutes les capacités pour lesquelles le report de consommation intervient plus de 8 heures après l'effacement. Il est supposé que ces effacements correspondent *a priori* à un renoncement temporaire de la production par le site industriel, qui est reportée plusieurs jours ou plusieurs semaines plus tard, à une période sans contrainte pour le système électrique (i.e. *a priori* lorsque les prix de l'électricité sont plus faibles).

L'utilisation de ce type d'effacement est a priori contraignante et conduit à des coûts d'activation élevés. Plusieurs études ont proposé des hypothèses sur ces coûts d'activation (DENA[89] et E-CUBE[90]) et la plage d'hypothèse qui en résulte est très variée (entre 50 €/MWh dans l'hypothèse la plus basse de E-CUBE[91] et 1 500 €/MWh dans l'hypothèse la plus haute de DENA). Une valeur médiane normative de 300 €/MWh a été retenue. Elle correspond à l'hypothèse effectuée dans le cadre du rapport de valorisation socio-économique des *smart grids* de juillet 2015 (RTE, 2015).

Ce coût est supposé refléter aussi les éventuelles contraintes d'utilisation (nombre d'activation, durée, etc.). Les contraintes d'utilisation sont ainsi implicitement représentées. Aucune contrainte explicite supplémentaire n'est représentée.

Au sein des analyses, une partie de ces capacités d'effacement est considérée comme pouvant participer aux différentes réserves d'équilibrage. En concertation avec plusieurs opérateurs d'effacement, il a été considéré que 40 % du gisement (équi-réparti dans la « courbe de coût ») peut participer aux réserves rapides[92] et que le reste ne peut pas participer aux réserves/marges à délai de mobilisation inférieur à deux heures. On suppose que ces capacités ne participent pas aux services système.

Les coûts fixes associés à ces capacités d'effacement, reflétant les coûts des équipements à déployer, des coûts SI, des coûts d'adaptation des processus, des coûts de formation des équipes, diffèrent selon l'activité industrielle. Les coûts des capacités sont représentés sous forme d'une « courbe d'offre », représentant le classement des capacités selon leur préséance économique (en termes de coûts fixes). Cette courbe d'offre correspond au scénario « de référence » de l'évaluation des attentes de rémunération des opérateurs d'effacement industriel, effectuée dans l'étude ADEME (2017) *(voir figure 40)*.

8.3.1.1.2 Modulation de charge sur des périodes courtes dans les secteurs industriel et tertiaire

Cette catégorie correspond en pratique aux capacités de modulation de la courbe de charge sur des périodes courtes. L'étude ADEME (2017) classe dans cette catégorie toutes les capacités pour lesquelles la modulation intervient sur des périodes inférieures à 8 heures, c'est-à-dire qu'une baisse ou une hausse de consommation est compensée par une hausse ou une baisse de consommation sur des instants ultérieurs séparés de moins de huit heures.

Les gisements associés à ce type de flexibilité correspondent à certains *process* industriels « à inertie » ainsi que certains usages dans le secteur tertiaire : production de froid (industrie agro-alimentaire, supermarchés,

88. Selon E-Cube, certains industriels pourraient arrêter leurs dispositifs de production sans report de production si leur revenu associé à cette production est inférieur à la rémunération retirée de l'effacement. En pratique, si les opérateurs d'effacement consultés estiment que ce type de comportement existe, il reste à leurs yeux assez rare, les industriels cherchant généralement à conserver le même niveau de production industrielle afin d'honorer leurs commandes en cours.
89. DENA, « DENA Grid Study II - final report », 2010
90. « Étude des avantages que l'effacement procure à la collectivité et de leur intégration dans un dispositif de prime », 2013, *op. cit.*
91. Une hypothèse en dessous de 100 €/MWh n'apparaît cependant pas réaliste ou alors elle devrait être assortie de contraintes d'activation en volume (hors, ces éventuelles contraintes ont été pour les besoins de cette études intégrées dans le coût). En effet, il est raisonnable de considérer que le coût d'activation sans contrainte additionnelle est nécessairement supérieur au prix de détail de l'électricité sinon les industriels auraient intérêt à arrêter leur activité.
92. Les capacités d'effacement contribuent à hauteur d'environ 480 MW aux réserves rapides et complémentaires contractualisées par RTE en 2017. En majorité, ces capacités d'effacement sont adossées à des *process* industriels.

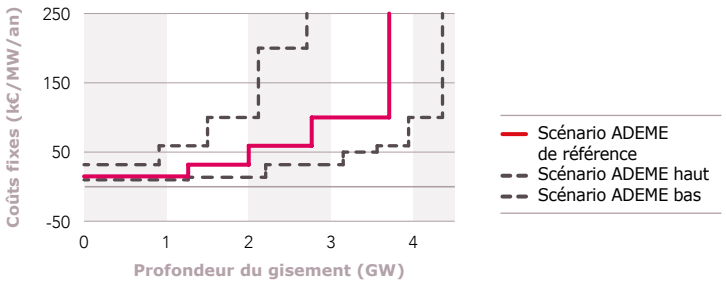
Caractéristiques techniques	Hypothèse actuelle	Hypothèse projetée 2030
Gisement technique accessible	4,3 GW	
Taux de disponibilité	100 %	
Report de consommation	100 %, plusieurs jours à plusieurs semaines après l'effacement. Le report est modélisé implicitement dans les coûts d'activation	
Contrainte d'activation	Aucune	
Participation aux réserves manuelles	40 % du gisement peut participer à la réserve rapide	
Participation aux services système fréquence	Non	
Coûts	**Hypothèse actuelle**	**Hypothèse projetée 2030**
Attente de rémunération à la puissance	**Figure 40 /** Attentes de rémunération des capacités d'effacement par modulation de charge sur des périodes longues dans le secteur industriel  	
Coût d'activation	300 €/MWh (incluant le coût de l'énergie reportée)	
Impact environnemental	**Hypothèse actuelle**	**Hypothèse projetée 2030**
Émissions de CO_2	Cycle de vie des matériels supposé négligeable	

Tableau 5 / Hypothèses considérées sur les caractéristiques techniques, les coûts et les impacts environnementaux des effacements basés sur des modulations de charge sur des périodes longues dans le secteur industriel.

hôtellerie-restauration, data centers, etc.), production de chaleur, pompage, etc.

En réalité, la capacité de modulation dépend de chaque *process*. Tout le gisement est représenté ici par une durée de modulation de 2 heures en cohérence avec l'étude ADEME (2017), DENA (2010) et les retours des membres du groupe de travail.

Au sein de ce gisement, les capacités d'effacement se discriminent aussi par leur capacité à participer aux différentes réserves. Les mêmes hypothèses ont été considérées que pour le gisement d'effacement « long » : 40 % du gisement (équi-réparti dans la « courbe de coût ») est supposé pouvoir participer aux réserves rapides et le reste ne peut pas participer aux réserves/marges à délai de mobilisation inférieur à deux heures.

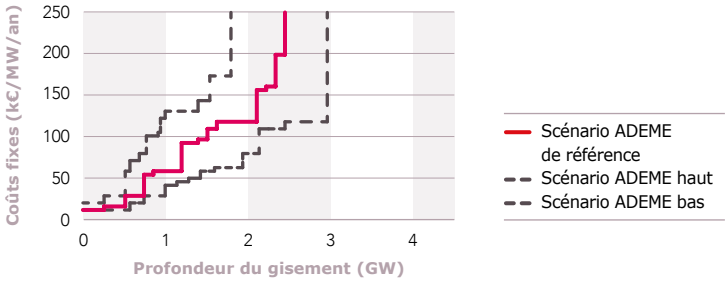
Caractéristiques techniques	Hypothèse actuelle	Hypothèse projetée 2030
Gisement technique accessible	3,9 GW (1,4 GW dans le secteur industriel + 2,5 GW dans le secteur tertiaire)	
Taux de disponibilité	100 %	
Report de consommation	100 %, plusieurs jours à plusieurs semaines après l'effacement. Le report est modélisé implicitement dans les coûts d'activation	
Contrainte d'activation	Modulation de la consommation à énergie inchangée sur des périodes de 2 heures	
Participation aux réserves manuelles	40 % du gisement peut participer à la réserve rapide	
Participation aux services système fréquence	Non, sauf sur un gisement de 100 MW	
Coûts	**Hypothèse actuelle**	**Hypothèse projetée 2030**
Attente de rémunération à la puissance	**Figure 41 /** Attentes de rémunération des capacités d'effacement par modulation de charge sur des périodes courtes dans le secteur industriel (hors gisement de 100 MW participant aux services système)  	
Coût d'activation	0 €/MWh	
Impact environnemental	**Hypothèse actuelle**	**Hypothèse projetée 2030**
Émissions de CO_2	Cycle de vie des matériels supposé négligeable	

Tableau 6 / Hypothèses considérées sur les caractéristiques techniques, les coûts et les impacts environnementaux des effacements basés sur des modulations de charge sur des périodes courtes dans les secteurs industriel et tertiaire.

Par ailleurs, du fait de l'existence d'inertie dans les consommations sous-jacentes, une partie de ces capacités est potentiellement apte à fournir des services système (notamment de la réserve primaire). Cette possibilité ne sera pas étudiée sous un angle économique dans cette section, du fait de l'absence d'hypothèse sur les coûts associés. Une hypothèse de participation « forfaitaire » de ce type d'effacement à la réserve primaire de 100 MW[93] est prise en compte.

93. Cette valeur représente une valeur intermédiaire entre le niveau de participation actuellement observée (≈70 MW) et les projections de certains opérateurs d'effacement (notamment REstore indiquant une cible de 150 MW à terme : https://www.restore.eu/en/news/press-article/effacement-industriel-restore-se-lance-en-france-avec-20-negawatts)

À la différence des modulations sur des périodes longues, qui occasionnent a priori un impact sur l'organisation de la production par les sites industriels, les modulations sur des périodes courtes sont supposées être essentiellement associées à l'inertie des *process* considérés et ne pas engendrer de coûts significatifs à l'activation. Les coûts d'activation seront ainsi supposés nuls. La «courbe d'offre», représentant le classement des capacités dans la préséance de leurs attentes de rémunération, correspond au scénario «de référence» de l'évaluation des attentes de rémunération des opérateurs d'effacement industriel, effectuée dans l'étude ADEME (2017) *(voir figure 41)*.

8.3.1.2 «Effacements» basés sur la production de groupes électrogènes

Certains consommateurs disposent de groupes électrogènes sur site, qui sont a priori installés et amortis pour d'autres services (notamment pour secours en cas de rupture d'alimentation). L'utilisation de ces groupes électrogènes peut permettre de réduire le soutirage du site et est assimilé à un effacement.

Ce type d'effacement «gris» présente peu de contrainte d'utilisation. On suppose que les délais de mobilisation permettent à tout le gisement de participer à la constitution des réserves rapides. Il n'existe pas de contrainte de durée d'utilisation : on suppose que le combustible (diesel) stocké sur place est suffisant pour faire fonctionner le groupe électrogène pendant des périodes longues (plusieurs dizaines d'heures consécutives si besoin).

Les coûts variables d'activation de ces effacements par autoproduction sont estimés à 300 €/MWh en cohérence avec l'estimation d'E-Cube[94] et l'hypothèse du rapport d'évaluation socio-économique des *smart grids* de 2015[95].

Ces groupes électrogènes étant considérés comme déjà installés et amortis pour des besoins de secours, les coûts fixes considérés ne portent que sur les coûts fixes d'instrumentation (dispositif de pilotage, liens télécom, opérateur, etc.). Une hypothèse normative de 15 k€/MW/an est retenue en concertation avec les acteurs ayant participé au groupe de travail.

Tableau 7 / Hypothèses considérées sur les caractéristiques techniques, les coûts et les impacts environnementaux des effacements «gris» basés sur la production de groupes électrogènes

Caractéristiques techniques	Hypothèse actuelle	Hypothèse projetée 2030
Gisement technique accessible	1 GW	
Taux de disponibilité	100 %	
Contrainte d'activation	Aucune	
Participation aux réserves manuelles	100 % du gisement peut participer à la réserve rapide	
Participation aux services système fréquence	Non	
Coûts	**Hypothèse actuelle**	**Hypothèse projetée 2030**
Coût spécifique d'instrumentation pour pilotage	15 k€/MW/an	
Coût d'activation	300 €/MWh	
Impact environnemental	**Hypothèse actuelle**	**Hypothèse projetée 2030**
Émissions de CO_2[96]	Cycle de vie des matériels supposé négligeable 1,3 tCO_2/MWh	

94. Dans son étude sur les effacements de consommation de 2013, E-Cube estime les coûts variables d'effacement par autoproduction à 240 €/MWh.
95. RTE, *op. cit.*
96. Hypothèses issues de récentes études actuelles (universitaires, ADEME…) donnant des émissions de CO_2 de l'ordre de 150 tCO_2/MWh.

Le gisement disponible correspond aux capacités actuellement existantes et il est supposé que ce niveau se maintient à l'horizon 2030. L'étude ADEME (2017) estime ce gisement entre 0,5 GW et 1,4 GW. Il sera considéré dans cette étude à 1 GW.

Les principales caractéristiques et hypothèses de coûts et d'impact environnemental utilisées pour les études sont listées dans le tableau 7.

8.3.2 Analyses économiques

La gestion active de la demande dans les secteurs industriel et tertiaire peut répondre à différents besoins du système électrique : (i) arbitrages sur le marché de l'énergie (entre l'activation d'effacements et les moyens de production du parc centralisé), (ii) au bouclage capacitaire sur le critère de sécurité d'approvisionnement, (iii) à la fourniture de réserves pour de l'équilibre offre-demande et (iv) éventuellement la gestion des congestions sur le réseau de transport.

La participation de cette solution de flexibilité à la gestion des congestions du réseau de transport doit théoriquement prendre en considération le gisement accessible dans les zones en contraintes. À la différence de l'effacement diffus, caractérisé par un gisement important en nombre mais faible en puissance, où il peut donc être considéré une répartition statistique du gisement au prorata de la consommation locale, le gisement d'effacement industriel et tertiaire est a priori caractérisé par un nombre très restreint de sites disposant par contre de puissances mobilisables importantes (pouvant aller jusqu'à plusieurs centaines de MW). Dès lors, l'analyse de l'intérêt de ces solutions pour la gestion des congestions du réseau de transport se doit de répertorier les gisements disponibles dans les zones en contraintes. En première analyse, il a été considéré que les zones où coexistent des contraintes en alimentation et un potentiel d'effacement industriel et tertiaire étaient rares. Ainsi, il a été choisi de ne pas intégrer dans les présentes analyses la valeur potentielle de cette flexibilité pour le réseau de transport, bien qu'elle puisse localement exister.

8.3.2.1 Bénéfices associés aux différentes formes de gestion active de la demande industrielle et tertiaire

En dehors du gisement pouvant fournir des services système, les principaux bénéfices apportés par les solutions de gestion active de la demande industrielle et tertiaire résultent de leur contribution à la sécurité d'approvisionnement : ils correspondent, pour un niveau de sécurité d'approvisionnement inchangé, à la réduction du besoin en capacités de production.

Le niveau et la profondeur des bénéfices associés dépendent donc fortement du parc existant et de la nécessité ou non de nouvelles capacités pour assurer le respect du critère de sécurité d'approvisionnement. En effet, la valeur capacitaire est significativement différente selon qu'il s'agit de capacités existantes qui seraient fermées (évitement des coûts fixes de fonctionnement) ou de capacités nouvelles qui seraient évitées (évitement supplémentaire d'un coût d'investissement).

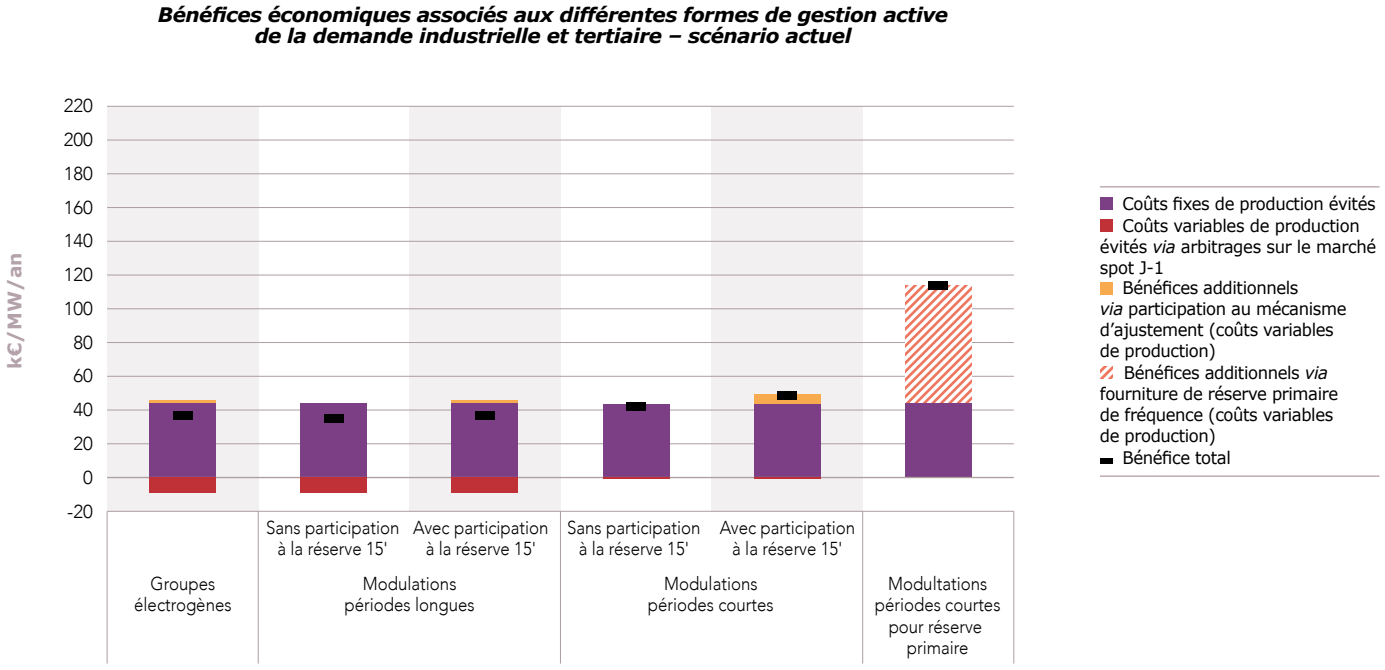
Les bénéfices capacitaires sont ainsi plus importants dans le scénario considéré pour l'horizon 2030, où il est nécessaire de construire de nouvelles capacités pour assurer la sécurité d'approvisionnement, que dans le scénario actuel.

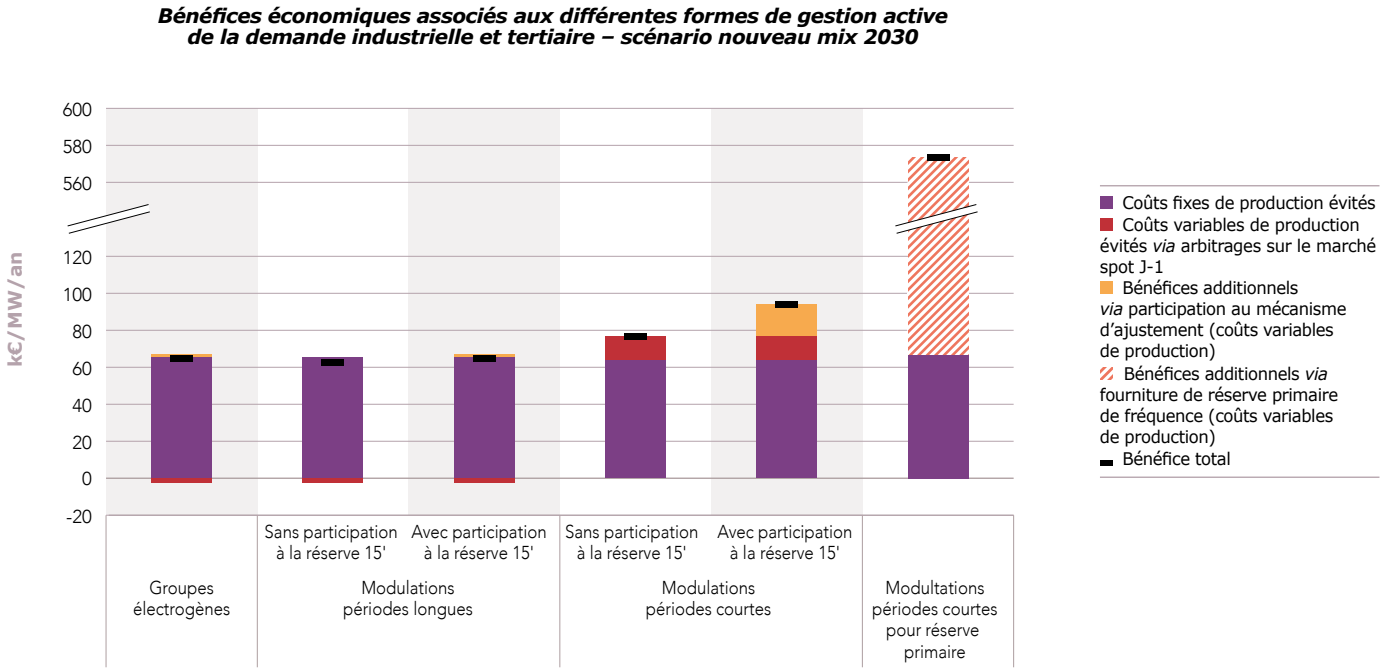
Du fait de contraintes de stock, ces bénéfices capacitaires sont moindres pour les capacités de modulation sur des périodes courtes que pour les capacités de modulation sur des périodes longues ou les capacités basées sur des groupes électrogènes.

La substitution de capacités de production thermique par des capacités d'effacement par modulation de charge sur des périodes longues ou des capacités d'effacement basées sur l'utilisation de groupes électrogènes conduit néanmoins à des surcoûts lors des périodes d'utilisation qui résultent du différentiel entre les coûts d'activation des effacements (supposés à 300 €/MWh) et les coûts de production des moyens thermiques évités (essentiellement des TAC autour de 125 €/MWh dans le scénario nouveau mix 2030. Ce résultat ne s'applique pas aux capacités de modulation de charge sur des périodes courtes car les modulations sont supposés à coût nul : ces modulations sont donc supposés être utilisées pour tirer profit des différentiels de coûts marginaux existants entre différentes heures proches.

Des bénéfices complémentaires existent pour les capacités pouvant participer aux réserves tertiaires pour l'équilibrage. Ces bénéfices, globalement faibles en comparaison des bénéfices capacitaires, dépendent des coûts d'activation. Ils sont donc plus significatifs pour les capacités de modulation sur des périodes courtes car leur coût d'activation est supposé nul.

Figure 42 / Bilans économiques des déploiements des solutions de gestion active de la demande dans les secteurs industriel et tertiaire dans le scénario actuel et le scénario nouveau mix 2030





Les bénéfices associés à la participation à la réserve primaire sont importants, notamment dans le scénario nouveau mix 2030. Ils correspondent à la perte évitée de productible nucléaire dont le coût variable de production est faible. Néanmoins, cette valeur économique est particulièrement sensible à l'émergence de solutions concurrentes pouvant fournir de la réserve primaire, du fait du volume limité des besoins en réserve primaire du système électrique.

8.3.2.2 Niveaux de déploiement économiquement pertinent des solutions de gestion active de la demande industrielle et tertiaire (hors déploiement concurrent d'autres solutions *smart grids)*

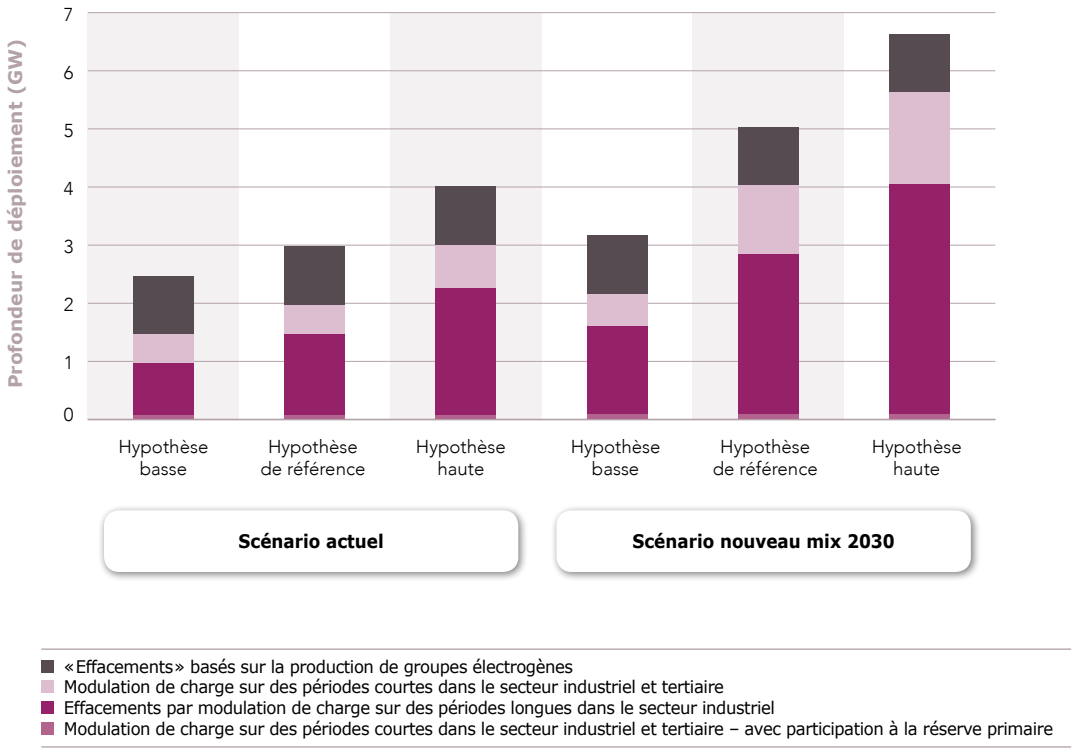
Le croisement des « courbes d'offre » des différents gisements avec les niveaux de revenus, en tenant compte des effets de décroissance des revenus en fonction des niveaux de pénétration permet d'estimer les niveaux de déploiement de la gestion active de la demande industrielle et tertiaire qui sont économiquement pertinents.

À ce stade, l'analyse est menée sans tenir compte des autres solutions de flexibilité potentiellement concurrentes (qui font l'objet de la partie 9).

En considérant les hypothèses sur les gisements et les coûts du scénario de référence de l'étude ADEME (2017), la place économiquement pertinente des différentes formes d'effacement industriel et « gros » tertiaire (en comptant les effacements « gris » basés sur des groupes électrogènes existants) est de l'ordre de 3 GW dans le scénario actuel et de l'ordre de 5 GW à l'horizon 2030 dans le scénario nouveau mix où existent des besoins de nouvelles capacités pour assurer la sécurité d'approvisionnement. Ces puissances incluent les effacements « gris », basés sur l'utilisation de groupes électrogènes.

Ces résultats sont adhérents aux hypothèses considérées sur les gisements et leurs coûts. Les scénarios « bas » et « haut » de l'étude ADEME (2017) permettent d'identifier des fourchettes sur ces niveaux de déploiements.

Figure 43 / Niveaux de déploiement économiquement pertinents des solutions de gestion active de la demande des secteurs industriels et tertiaires pour les différentes hypothèses sur les gisements et dans les différents scénarios d'étude



8.3.3 Analyses environnementales

Les analyses environnementales associées au développement de cette flexibilité présentent un caractère partiel du fait de l'absence d'hypothèses sur les impacts environnementaux (i) du cycle de vie des matériels nécessaires à ces solutions et (ii) des modifications de *process* associés à la mise en œuvre des effacements. Toutefois, il apparaît à dire d'expert raisonnable de considérer que ces impacts environnementaux sont négligeables. L'étude considère ainsi que le développement des capacités d'effacement et leur activation ne génère aucune émission de gaz à effet de serre, sauf pour l'énergie produite à partir des groupes électrogènes (émissions liée à la combustion du diesel utilisé).

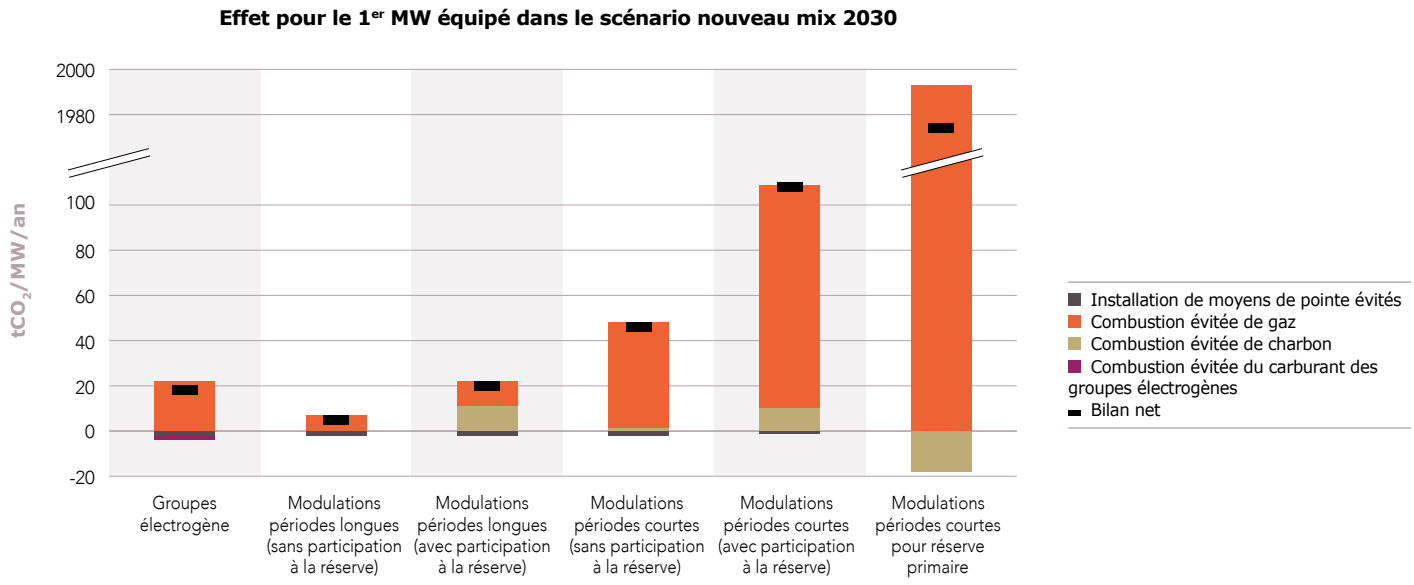
Le bilan environnemental de la gestion active de la demande industrielle et tertiaire dépend fortement du type de gisement. Il est positif pour tous les gisements considérés, tiré (i) par la contribution à la réserve qui permet d'améliorer l'optimisation du parc hydraulique[97] et (ii), sauf pour les effacements «gris», par les reports de consommation de périodes de pointe où le contenu marginal en CO_2 est élevé (TAC) vers des périodes où le contenu marginal en CO_2 est plus réduit (CCG). Cet effet conduit à un bilan environnemental positif. Ce bilan est positif même pour les effacements «gris» : le bénéfice environnemental résultant de la meilleure optimisation du parc hydraulique (qui peut réduire sa contribution à la fourniture de réserves) est supérieur aux surcroît d'émissions de CO_2 (les groupes électrogènes sont plus émetteurs que les TAC) lors des (rares) périodes d'utilisation des groupes électrogènes.

Le bilan est particulièrement positif pour les capacités de modulation sur des périodes courtes. Leur coût d'activation – supposé nul – conduit à des activations plus fréquentes que pour les autres formes d'effacement et améliore donc le bénéfice environnemental.

L'ensemble de ces résultats sont adhérents à la corrélation entre la préséance économique et la préséance environnementale des moyens de production. Chaque opportunité économiquement pertinente de déplacement de consommation de périodes aux coûts marginaux de production élevés vers des périodes aux coûts marginaux plus faibles, s'avère environnementalement bénéfique.

Les impacts environnementaux résultant de la contribution capacitaire (construction évitée de moyens de production) sont complètement négligeables.

Figure 44 / Bilan environnemental de la gestion active de la demande dans les secteurs industriel et tertiaire, dans le scénario nouveau mix 2030



97. Voir les explications détaillées en page 55 du rapport «Valorisation socio-économique des réseaux électriques intelligents»

8.3.4 Conclusions

Les effacements de consommation dans le secteur industriel ou «gros» tertiaire peuvent rendre de nombreux services pour le système électrique : contribution au bouclage capacitaire sur le critère de sécurité d'approvisionnement, déplacements d'énergies entre les heures aux coûts de production différenciés, fourniture de services pour l'équilibrage court-terme du système électrique (dont services système fréquence) et éventuellement, si la localisation est adéquate, gestion des congestions sur les réseaux.

En raison de leur structure de coût (les coûts d'activation sont élevés et les coûts fixes sont modérés pour une partie significative des capacités), l'intérêt de ces capacités d'effacement réside dans leur contribution à la sécurité d'approvisionnement et, dans une moindre mesure pour celles qui le peuvent, dans leur participation aux réserves d'équilibrage dont le système a besoin.

Compte-tenu des coûts des différents gisements accessibles, il apparaît que le niveau de pénétration économiquement pertinent des différentes formes d'effacement industriel et «gros» tertiaire (en comptant les effacement «gris» basés sur des groupes électrogènes existants) est, si l'on ne tient pas compte du déploiement d'autres solutions de flexibilité potentiellement concurrentes, de l'ordre de 3 GW dans le scénario actuel. À l'horizon 2030, ce niveau économiquement pertinent est de l'ordre de 5 GW, la valeur étant tirée par le besoin de nouvelles capacités pour assurer la sécurité d'approvisionnement (les effacements permettent alors d'éviter les CAPEX de moyens de production de pointe).

L'impact environnemental des différents gisements est très différencié selon les types d'effacements. Il est dans tous les cas positif, y compris – mais dans une moindre mesure – pour les effacements «gris» basés sur l'utilisation de groupes électrogènes.

8.4 COMMANDABILITÉ DE LA PRODUCTION ÉOLIENNE

Les scénarios de transition énergétique prévoient tous une augmentation significative de la part des énergies renouvelables (notamment production éolienne et solaire) dans le mix énergétique. Ces énergies sont variables (la production électrique dépend d'un phénomène naturel variable) et sont souvent présentées comme «fatales». Cette caractéristique physique est en outre renforcée par la nature des régimes de soutien consistant en des formes de priorité d'injection (physique ou économique).

Pour autant, ces installations de production peuvent être commandables et leur puissance active peut techniquement être modulée à la baisse (on parle d'écrêtement) dans des délais très brefs (quelques secondes). Des solutions techniques sont déjà déployées sur certaines installations et RTE intègre déjà l'existence de cette flexibilité pour limiter les besoins de développement sur le réseau de transport. Cette flexibilité pourrait aussi contribuer à la constitution des réserves à la baisse et aux ajustements dans les situations où le système électrique est limité en flexibilité à la baisse. Compte-tenu de la pénétration croissante de ces types de production, les bénéfices associés à ce type de flexibilité doivent être étudiés.

L'écrêtement de cette production doit s'envisager sous l'angle économique : parce que son coût marginal est nul, la perte de valeur pour chaque MWh d'énergie écrêtée est forte mais les bénéfices en termes de renforcement de réseau évités ou de participation aux réserves d'équilibrage et à l'ajustement à la baisse sont néanmoins potentiellement significatifs.

Par ailleurs, l'utilisation de cette flexibilité n'a pas d'impact sur la part effective des ENR dans le mix de production d'électricité ou dans la couverture de la consommation électrique des clients car les volumes considérés sont par nature très faibles, ce que la présente étude permet de confirmer à travers une quantification.

Les travaux menés dans le cadre du rapport de juillet 2015 sur la valeur socio-économique des écrêtements de production EnR ont déjà permis d'identifier leur pertinence économique. Cependant ces travaux ont été limités à l'analyse de la valeur marginale (pour un déploiement d'ampleur limitée) de cette solution. Les analyses complémentaires restituées ici, reposent sur un «passage à l'échelle» consistant à évaluer les bénéfices totaux potentiels pour la France résultant de l'utilisation

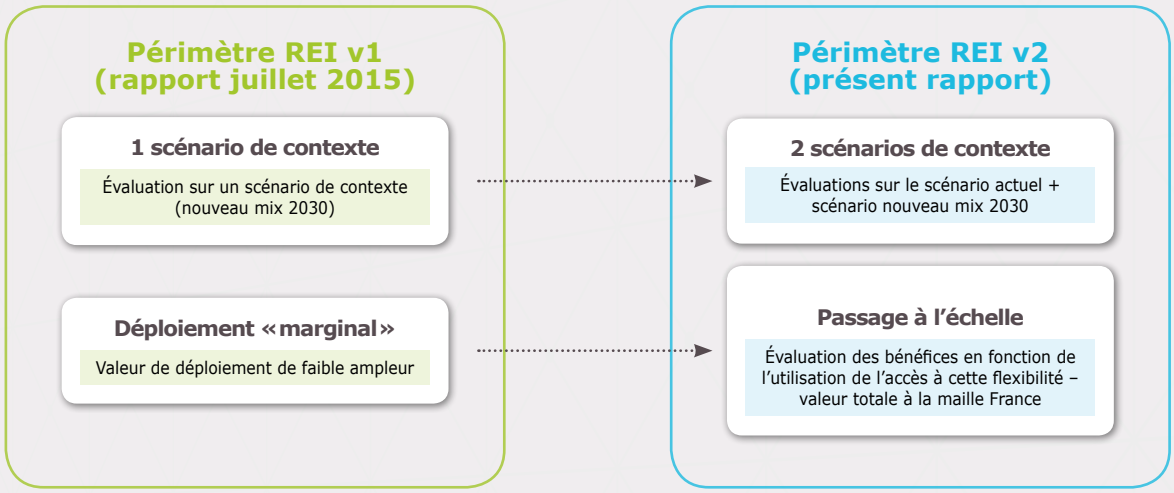


Figure 45 / Apports de la présente étude par rapport au rapport de juillet 2015

de cette solution de flexibilité pour l'équilibre offre-demande et le réseau de transport.

L'analyse se concentre sur l'écrêtement de production éolienne (raccordée sur le réseau de transport ou de distribution), car il s'agit de la fonctionnalité susceptible de présenter le plus de valeur. L'analyse intègre à la fois les bénéfices pour le gestion de l'équilibre offre-demande et la gestion des congestions du réseau de transport.

8.4.1 Hypothèses

L'utilisation de la flexibilité sur la production éolienne pour optimiser le dimensionnement des réseaux électriques et le fonctionnement du parc de production nécessite le déploiement de dispositifs techniques ainsi qu'un schéma organisationnel et contractuel entre producteurs éoliens, le gestionnaire de réseau de transport et les gestionnaires de réseaux de distribution lorsque les installations sont raccordées sur leurs réseaux.

A priori, les installations de production éolienne sont capables sans contraintes significatives de baisser leur production dans des délais très brefs qui correspondent aux délais de la chaîne de commande. Ces délais sont compatibles avec la gestion de congestions sur le réseau de transport et la participation à toutes les réserves à la baisse. Les fermes éoliennes en service sont déjà équipées en majorité[98] de dispositifs de pilotage (en général *via* une commande en «tout ou rien»). À l'avenir, les futures installations de production éolienne de plus de 1 MW devront être systématiquement équipées de dispositifs de pilotage (déclinaison du code de réseau européen relatif au raccordement des producteurs – RfG[99]). En pratique, environ 80 % de la production éolienne est aujourd'hui équipée de dispositifs de commandabilité et il est attendu à l'horizon 2030 que ce taux soit d'au moins 95 %, vu les exigences pesant sur les nouvelles installations.

La plupart des installations étant équipées de dispositifs de pilotage, les coûts supplémentaires associés à la fourniture de services de flexibilités sont considérés comme faibles en regard des puissances accessibles : il s'agit de coûts d'organisation, d'automates, de SI et de télécom. L'analyse des coûts, restituées dans le rapport de juillet 2015, met bien en évidence que ces coûts sont négligeables.

98. C'est le cas si leur capacité de production est supérieure à 5 MW ou si elles sont considérées comme «non marginales» pour le réseau de distribution au sens de l'article 17 de l'arrêté du 23 avril 2008.
99. Network Code on Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators

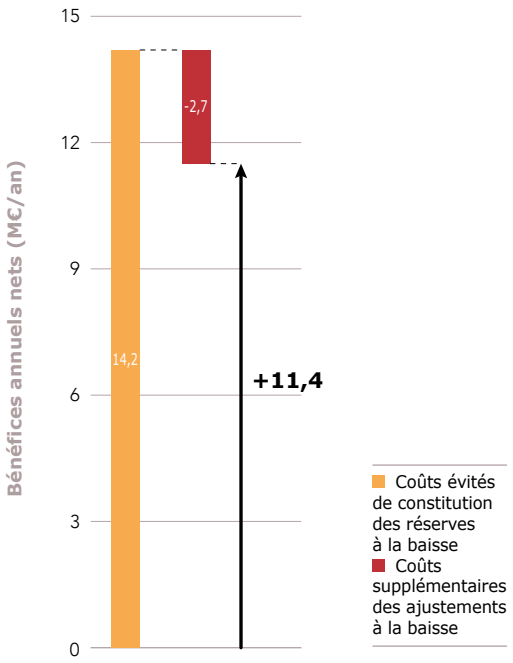


Figure 46 / Bénéfices totaux liés à la participation de 4 GW d'installations éoliennes aux réserves à la baisse et à l'ajustement dans le scénario nouveau mix 2030

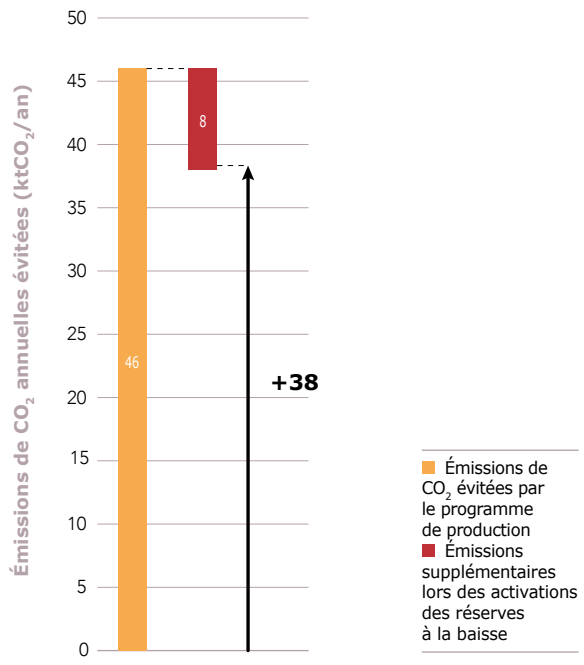


Figure 47 / Émissions annuelles de CO_2 évitées par la participation des installations de production éolienne à la réserve à la baisse et à l'ajustement dans le scénario nouveau mix 2030

Ainsi, les seuls coûts significatifs (au périmètre de la collectivité) associés à l'écrêtement de production éolienne correspondent à la valeur de l'énergie écrêtée : cette valeur correspond au coût de production du moyen de production marginal du système.

8.4.2 Participation de la production éolienne à la réserve à la baisse et à l'ajustement

8.4.2.1 Analyse économique

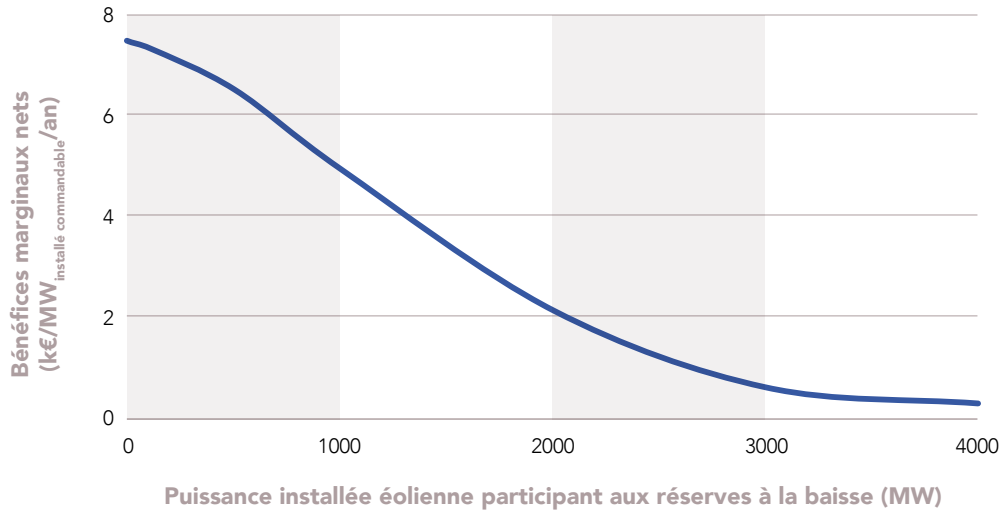
La participation des installations de production éolienne à la réserve à la baisse et à l'ajustement présente un intérêt lors des périodes où il n'existe pas d'autres moyens disponibles à la baisse (i.e si la production dite fatale dépasse la consommation nationale et les capacités d'export), ou lorsque les autres moyens disponibles à la baisse présentent des contraintes fortes ne leur permettant pas d'agir dans des délais compatibles avec les besoins du système ou conduisant à des coûts importants s'ils sont sollicités. Lors de ces périodes, le dispatch de la production peut être désoptimisé pour disposer de suffisamment de moyens démarrés non contraintes en flexibilité à la baisse. Cette désoptimisation a un coût qui peut donc être réduit ou évité grâce à la mise à disposition de la flexibilité à la baisse de la production éolienne

Dans le contexte actuel où la part des EnR «fatales» dans le mix de production est encore limitée, ces situations sont exceptionnelles et cette solution ne présente pas de réelle valeur. La quantification de la valeur de cette flexibilité est donc menée uniquement à l'horizon 2030.

Les premières analyses, menées par RTE dans le cadre de la feuille de route de l'équilibrage du système électrique français, ont permis de quantifier la valeur apportée à l'horizon 2030 par la participation des installations de production éolienne à la réserve à la baisse et à l'ajustement en fonction de la puissance éolienne installée offrant ce service.

Ces analyses (qui présentaient des valeurs encadrantes) ont été affinées dans les travaux restitués dans le présent rapport. L'analyse montre l'intérêt à développer de façon significative (pour plusieurs GW de capacité éolienne installée) cette solution. L'essentiel des bénéfices peut être obtenus avec 3 à 4 GW de capacités installées. Ils représentent de l'ordre de 12 M€/an.

Figure 48 / Bénéfices marginaux liés à la participation des installations éoliennes aux réserves à la baisse et à l'ajustement – scénario nouveau mix 2030



Les ajustements à la baisse qui seraient effectués sur la production éolienne sont par contre très limités en volume : ces installations sont peu sollicitées pour les activations à la baisse car, leur coût marginal étant nul, elles sont les moins compétitives dans la préséance économique d'activation. Dans l'hypothèse d'une participation de 4 GW de capacités de production éolienne, le volume d'énergie écrêtée serait de l'ordre de 30 GWh/an, soit 0,03 % de la production annuelle de la filière éolienne à l'horizon 2030. L'impact de l'utilisation de cette flexibilité est donc sans incidence sur les objectifs publics en matière de pénétration des EnR.

8.4.2.2 Analyse environnementale

La participation des installations de production éolienne à la réserve à la baisse et à l'ajustement permet de limiter les situations où le dispatch de production doit être désoptimisé pour assurer la constitution de réserves à la baisse. Ceci se traduit notamment par une meilleure optimisation des réservoirs hydrauliques (dont notamment les STEP) dont l'utilisation serait sinon plus contrainte par le besoin de réserves à la baisse. Cette meilleure optimisation se traduit notamment par une augmentation de la production nucléaire et une baisse des productions fossiles (en particulier des productions CCG). Ce bénéfice en termes d'émissions de CO_2 évitées est très largement supérieur à l'impact environnemental négatif lié aux ajustements à la baisse qui seraient effectués sur la production éolienne.

8.4.3 Commandabilité de la production éolienne pour la gestion des congestions sur le réseau de transport

8.4.3.1 Analyse économique

La commandabilité à la baisse de la production éolienne permet d'optimiser le développement du réseau de transport en arbitrant entre le coût de développement du réseau pour accueillir la production éolienne et la valeur de l'énergie écrêtée.

RTE a déjà intégré la possibilité de recourir à cette flexibilité dans ses études de développement du réseau pour accueillir la production EnR et ainsi augmenter la capacité d'accueil à réseau existant.

La recherche de l'optimum technico-économique conduit également à combiner les possibilités d'écrêtement avec l'utilisation des possibilités de surcharges temporaires du réseau de transport. Il s'agit d'exploiter le réseau de transport avec des transits supérieurs à la puissance garantie en « N-1 » (i.e. puissance que peut faire transiter le réseau en cas de défaut). Ceci est rendu possible par l'existence de surcharges temporaires admissibles par le réseau qui permettent d'assurer les transits pendant le délai de mise en œuvre de l'écrêtement de production.

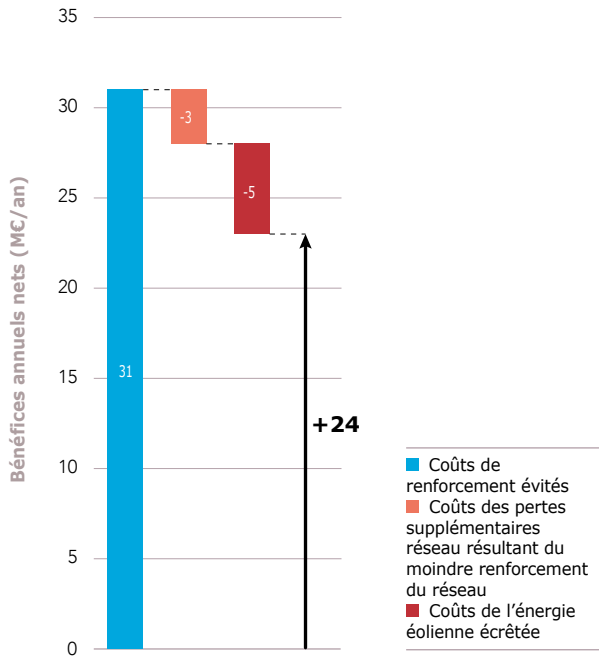


Figure 49 / Bénéfices totaux associés à l'utilisation d'écrêtements de production éolienne pour l'optimisation du dimensionnement du réseau de transport

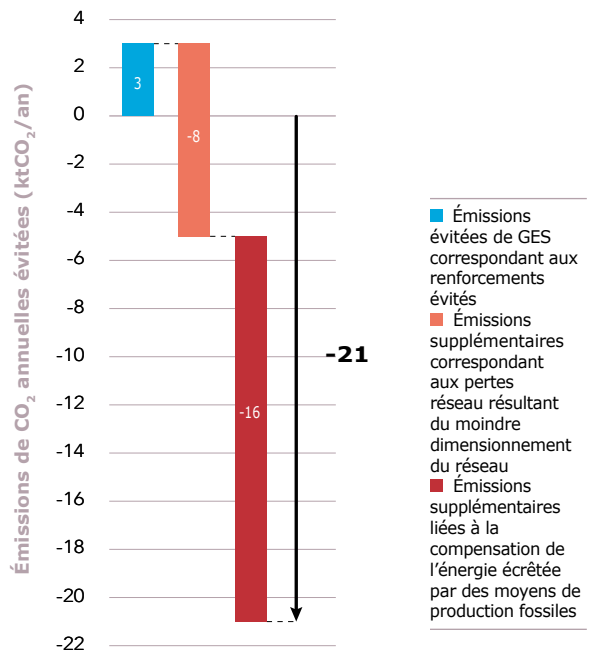


Figure 50 / Émissions annuelles de CO_2 engendrées par l'utilisation d'écrêtements de production éolienne pour l'optimisation du dimensionnement du réseau de transport.

Ainsi, lorsque les transits sont compatibles avec les surcharges temporaires, ces écrêtements ne sont effectués qu'« en curatif », c'est-à-dire en situation de défaut sur un ouvrage (c'est-à-dire très rarement). La perte de productible est donc minime. Lorsque les transits sont supérieurs au niveau de surcharge temporaire admissible, alors les écrêtements doivent être réalisés « en préventif », faute de quoi tout défaut ne pourrait être absorbé par les surcharges temporaires et conduirait à un délestage complet de la zone concernée (production et consommation). Dans les situations où la puissance transitée serait supérieure à la capacité de transit à réseau complet (contrainte en « N »), ces écrêtements « préventifs » doivent aussi être pratiqués.

Afin d'évaluer les bénéfices apportés par cette solution à la maille nationale, l'analyse a été menée sur la base de la représentation synthétique de la diversité des situations de réseau sous forme de différents « cas-types » représentatifs. Cette analyse, permet d'estimer l'apport de cette solution à la maille nationale.

Les bénéfices apportés pour le réseau de transport sont relativement différentiés entre la situation actuelle et celle projetée en 2030. Ceci traduit notamment la progressive saturation du réseau de transport en évacuation : au début du développement des EnR, la production EnR a pu être accueillie sur le réseau de répartition, en bénéficiant de son dimensionnement historique pour les besoins de consommation, conduisant à générer peu de contraintes. La poursuite du développement des EnR ne permet plus dans certaines zones de bénéficier de cet « état initial » et conduit à créer de nouvelles contraintes et donc des besoins de développement des infrastructures.

Dans le contexte actuel, la première étape de prise en compte des écrêtements dans le dimensionnement des S3REnR, permet ainsi d'éviter (ou repousser) des projets de développement de réseau pour environ 5 M€/an en moyenne, sur les 5 années à venir. Bien que la possibilité d'utiliser cette flexibilité permette déjà d'éviter des développements de réseau, à ce stade, la mise en œuvre des solutions d'écrêtement doit être approfondie.

À l'horizon 2030, en considérant que l'ensemble des leviers permettant de mobiliser effectivement cette flexibilité sont utilisés, les bénéfices nets apportés par le déploiement généralisé de cette approche sur le réseau de transport représentent environ 25 M€/an *(voir figure 49)*. Ceci correspond à un volume d'énergie

écrêtée de l'ordre de 65 GWh/an, soit 0,08 % (à l'horizon 2030) de la production de la filière. L'utilisation de cette flexibilité est donc sans incidence sur la part des EnR dans le mix de production d'électricité et l'atteinte des objectifs de politiques publiques associés.

8.4.3.2 Analyse environnementale

Cette solution conduit à réduire les renforcements dans le réseau au prix d'une perte d'énergie (énergie écrêtée mais aussi surcroit de pertes électriques résultant du moindre développement du réseau). Le contenu en GES des infrastructures de réseau (hors pertes électriques) étant très faible, l'impact environnemental est tiré par le besoin de compensation, par des moyens de production classiques (notamment CCG), de ces volumes d'énergie. L'impact environnemental est donc négatif. À la maille du système français et à l'horizon 2030, l'impact environnemental associé à la mise en œuvre généralisée sur le réseau de transport de cette flexibilité est estimé à environ 20 ktCO_2/an.

Ce résultat doit être relativisé car il est très limité en regard des bénéfices économiques apportés. Renoncer à cette solution pour des raisons environnementales signifierait accorder une valeur à la tonne de CO_2 de plus de 1 000 €.

8.4.4 Conclusions

La production éolienne peut apporter une flexibilité (à la baisse) au système électrique et permettre (i) de participer aux services d'équilibrage du système électrique et (ii) de réduire les besoins de développement du réseau de transport. En dehors de la valeur de l'énergie écrêtée, les solutions d'écrêtement sont a priori peu coûteuses (elles nécessitent essentiellement un schéma organisationnel) et permettent de générer des bénéfices très significatifs pour le système électrique.

Par ailleurs, procéder à des écrêtements n'a pas d'impact sur la part des énergies renouvelables dans le mix électrique.

Le principal intérêt économique de l'écrêtement de production réside dans le moindre dimensionnement du réseau de transport qu'il permet. L'utilisation de cette flexibilité pour optimiser le dimensionnement du réseau de transport permet déjà de limiter les coûts de réseau de transport, de l'ordre de 5 M€/an actuellement et de l'ordre de 25 M€/an à l'horizon 2030. C'est la démarche qu'a déjà engagée RTE dans le cadre des S3REnR au bénéfice de l'ensemble des utilisateurs du réseau (à travers la maîtrise de la part «transport» de la quote-part de raccordement et du TURPE).

Cette approche a par contre un impact environnemental très légèrement négatif, correspondant à la nécessaire compensation (par les moyens de production marginaux, qui sont souvent les moyens de production CCG[100]) de l'énergie éolienne écrêtée pour gérer les congestions de réseau. Cet impact (environ 20 ktCO_2/an à l'horizon 2030) apparaît cependant négligeable comparé aux autres postes d'émissions du système électrique et aux bénéfices économiques générés : il n'est pas pertinent de renoncer à cette solution dans les choix de développement du réseau de transport, sauf à attribuer une valeur économique énorme (de plus de 1000 €/tCO_2) aux émissions de CO_2.

La participation aux réserves d'équilibrage et à l'ajustement à la baisse présente également un intérêt pour le système électrique dans les périodes où soit il n'existe pas d'autres moyens disponibles à la baisse (i.e si la production dite fatale dépasse la consommation nationale et les capacités d'export), soit les autres moyens disponibles à la baisse présentent des contraintes fortes ne leur permettant pas d'agir dans des délais compatibles avec les besoins du système ou conduisant à des coûts importants s'ils sont sollicités. À l'horizon 2030, le bénéfice net pour la collectivité est de l'ordre de 12 M€/an et les bénéfices environnementaux de l'ordre de 40 ktCO_2/an.

100. Lors que le moyen marginal correspond à de la production hydraulique stockable, il convient de prendre en compte que le stock consommé pour compenser la production éolienne écrêté n'est plus disponible et engendre de façon différée un surcroit de production (*a priori* CCG).

Partie 9

Scénarios de déploiement globaux économiquement pertinents

9.1 LIMITES DE L'APPROCHE « SOLUTION » PAR « SOLUTION »

Les analyses menées « solution » par « solution », présentées dans la partie 8, permettent d'identifier les valeurs économique et environnementale et les potentiels dé déploiement économiquement pertinent associés au déploiement de chaque solution en prenant en compte un passage à l'échelle, ce qui constitue déjà une avancée significative par rapport aux travaux précédents et existants.

Ces analyses permettent d'identifier si ces solutions sont a priori pertinentes et quel peut être leurs potentiels de développement.

Néanmoins, elles supposent que les autres solutions *smart grids* ne sont pas déployées. Ainsi, elles ne tiennent pas compte des éventuels effets d'éviction (ou au contraire de mutualisation) entre ces solutions. Les déploiements précédemment identifiés comme « économiquement pertinents » pour chaque solution de flexibilité peuvent être potentiellement biaisés par l'absence de considération d'autres solutions, notamment si ces dernières rendent des services similaires pour des coûts moindres. Ainsi, quand bien même chaque fonction *smart grids* pourrait trouver une rentabilité dans un système électrique où elle serait la seule à être déployée (toute chose étant égale par ailleurs), rien n'indique que ce soit toujours le cas dans le cadre d'un déploiement conjoint.

9.2 APPROCHE CONSIDÉRÉE POUR ÉVALUER LES NIVEAUX DE DÉPLOIEMENT

L'estimation des niveaux de déploiement économiquement pertinents pour le système électrique consiste à identifier le scénario de déploiement « multi-solutions » (i.e. comportant les déploiements conjoints de toutes les fonctions avancées) qui conduit à l'optimum économique, c'est-à-dire le déploiement qui permet de maximiser le surplus collectif.

Ce scénario de déploiement se caractérise par le niveau de déploiement de chaque fonction avancée et leur localisation sur le réseau. L'identification de ce scénario est évaluée sur la base des mêmes modélisations que celles utilisées dans les parties 8.1 à 8.4. La seule différence réside dans le fait que le déploiement est un résultat des simulations (pour répondre à l'optimum économique) et non une donnée d'entrée.

L'analyse est effectuée sans tenir compte de la potentielle valeur locale supplémentaire que peuvent avoir les solutions pour gérer des contraintes sur les réseaux de distribution. Ainsi, l'éventuelle existence de bénéfices pour les réseaux de distribution, s'ils s'avéraient significatifs et accessibles pour des niveaux de déploiement conséquents, pourrait conduire à des niveaux de déploiement économiquement optimaux plus conséquents que ceux restitués dans le présent rapport.

9.3 HYPOTHÈSES

L'évaluation des niveaux de déploiement pertinents pour chaque solution de flexibilité *smart grids* nécessite a priori la représentation de l'ensemble des solutions « concurrentes » qui pourraient être déployées et qui seraient susceptibles de rendre des services similaires : l'existence de chacune d'elle peut impacter le niveau de déploiement économiquement pertinent des autres.

L'ensemble des solutions étudiées dans les parties 8.1 à 8.4 sont donc considérées comme « candidates à l'investissement » dans cette analyse. Les hypothèses sur les caractéristiques techniques et les coûts des solutions correspondent à celles établies précédemment et décrites dans les parties « Hypothèses » des parties 8.1 à 8.4.

Les niveaux de déploiement économiquement pertinents des différentes solutions de flexibilité *smart grids* sont a priori sensibles aux hypothèses sur les caractéristiques techniques des solutions et sur leur coût. Compte-tenu des incertitudes pesant sur ces hypothèses, des variantes ont été réalisées. Ces variantes portent sur le coût des solutions qui sont le plus susceptibles de faire l'objet d'évolutions technologiques ou de business model au cours des prochaines années : le stockage par batterie et la gestion active de la demande résidentielle. Ainsi, les analyses permettent d'identifier les éventuels « points de bascule » sur les coûts des différentes solutions, ce qui constitue un outil d'aide à la décision utile pour des filières émergentes.

9.4 IDENTIFICATION DES DÉPLOIEMENTS ÉCONOMIQUEMENT PERTINENTS

9.4.1 Niveaux des déploiements économiquement pertinents tenant compte des effets de concurrence entre toutes les solutions *smart grids*

Les effets d'éviction/de concurrence sur l'accès aux gisements de valeur entre les différentes solutions de flexibilité ont un impact sensible sur les niveaux de déploiement économiquement pertinents.

Une approche « fonction par fonction » conduirait à surévaluer jusqu'à 2 GW le niveau de déploiement pertinent des solutions de flexibilité à l'horizon 2030 (et 1 GW dans le scénario de contexte actuel). Cependant, il ne s'agit pas d'une « cannibalisation » par l'une ou l'autre des filières *smart grids*. En pratique, l'effet de concurrence joue surtout entre les filières *smart grids* d'une part, et les moyens thermiques jugés nécessaires au maintien du critère de sécurité d'approvisionnement d'autre part. Concrètement, le développement du stockage et de l'effacement prend la place des filières de production en évitant la construction de certaines nouvelles turbines à combustion ou cycles combinés gaz.

Les bénéfices des différentes solutions de flexibilité *smart grids* étant tirés par leur contribution capacitaire, ceux-ci dépendent donc fortement du parc existant et de la nécessité ou non de nouvelles capacités pour assurer le respect du critère de sécurité d'approvisionnement. Dans une situation sans besoin de nouvelles capacités pour assurer la sécurité d'approvisionnement (c'est le cas du contexte actuel), seuls les coûts fixes des moyens de production existants qui seraient fermés peuvent être évités alors que dans une situation où existe un besoin pour de nouvelles capacités (c'est le cas du scénario de contexte nouveau mix en 2030), les coûts évités sont significativement plus important car ils intègrent les coûts d'investissement évités dans ces nouvelles capacités.

Le niveau de déploiement économiquement pertinent des solutions de stockage (par batterie ou nouvelles STEP) et des différentes formes d'effacement résidentiel, industriel et tertiaire, qui est actuellement limité à hauteur d'environ 3 GW est ainsi amené à croître fortement à hauteur d'environ 9 GW à l'horizon 2030. Ce résultat est adhérent à l'évolution du mix électrique à cet horizon qui est caractérisée par d'importants besoins dans de nouvelles capacités (environ 17 GW) résultant (i) de la fermeture d'une partie du parc nucléaire, (ii) d'un

développement des EnR qui n'apporte pas la même contribution à la sécurité d'approvisionnement par rapport aux moyens conventionnels et (iii) d'une demande stable.

À l'horizon 2030, c'est un bouquet de solutions de flexibilité *smart grids* et non une unique solution qui apparaît adéquat.

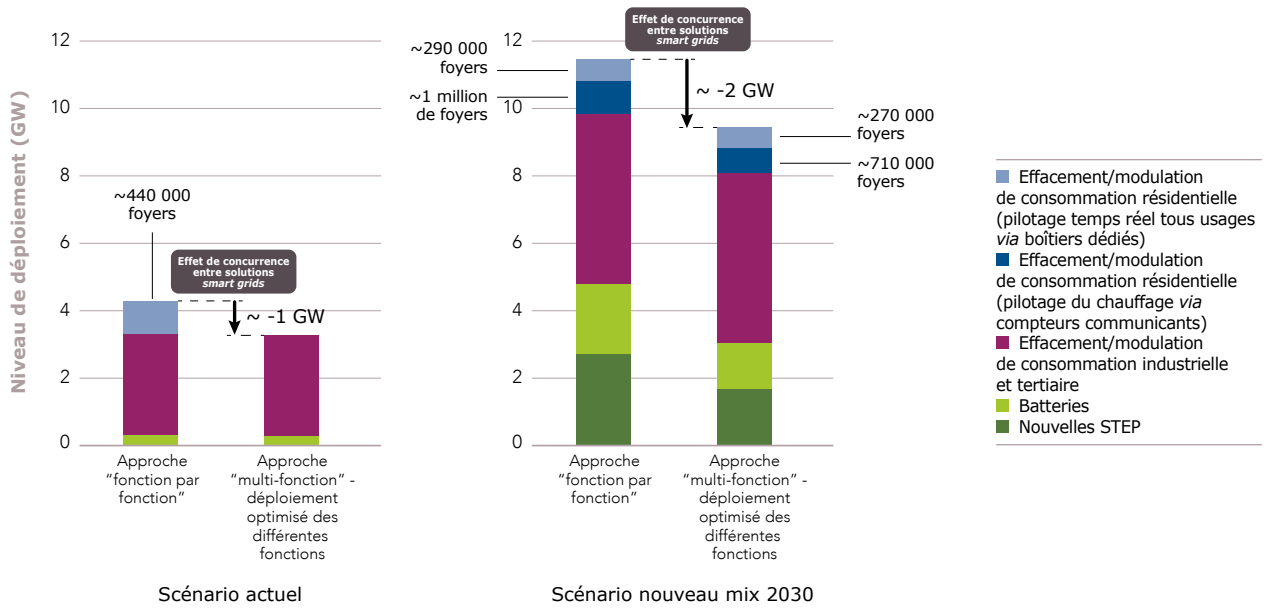
9.4.2 Niveaux de déploiement du stockage par batteries

Dans le contexte actuel (mix de production et coûts des batteries), la pertinence économique de telles solutions de stockage est limitée à des stockages de faible capacité (de l'ordre de 30') dédiés à la fourniture de réserve primaire. Il s'agit d'un gisement « de niche » de l'ordre de 300 MW, limitée par les besoins de réserve primaire du système.

À l'horizon 2030, dans le scénario de contexte étudié et avec des hypothèses communes de baisse des coûts des batteries (les amenant autour de 200 k€/MWh$_{stockable}$ avec une durée de vie de 10 ans), un intérêt économique apparaît possible pour un gisement de plus de 1 GW de batteries pour un dimensionnement en capacité de stockage de l'ordre de 2 heures[101]. Compte-tenu de la structure de coût des batteries (prépondérance du dimensionnement en capacité de stockage sur la puissance), les batteries présentant une capacité de stockage supérieure à 2 heures n'apparaissent pas pertinentes : les bénéfices supplémentaires apportés par une augmentation de la capacité de stockage ne compensent pas les coûts supplémentaires.

Les solutions de stockage par batteries font l'objet d'évolutions techniques et les coûts (notamment pour les batteries Li-Ion) connaissent actuellement des baisses significatives. L'hypothèse de référence considérée dans les études à l'horizon 2030 table sur une baisse des coûts par rapport aux coûts actuels pour les amener autour de 200 k€/MWh$_{stockable}$. Le niveau de cette baisse reste néanmoins une inconnue et il n'est pas à exclure que cette baisse soit beaucoup plus importante ou au contraire plus limitée que la projection considérée.

Figure 51 / niveaux de déploiement économiquement pertinents dans le scénario nouveau mix 2030 : enjeu de la prise en compte des effets de concurrence entre les fonctions



101. Le dimensionnement optimal de la durée de stock est adhérent au paysage de défaillance des scénarios d'étude considérés.

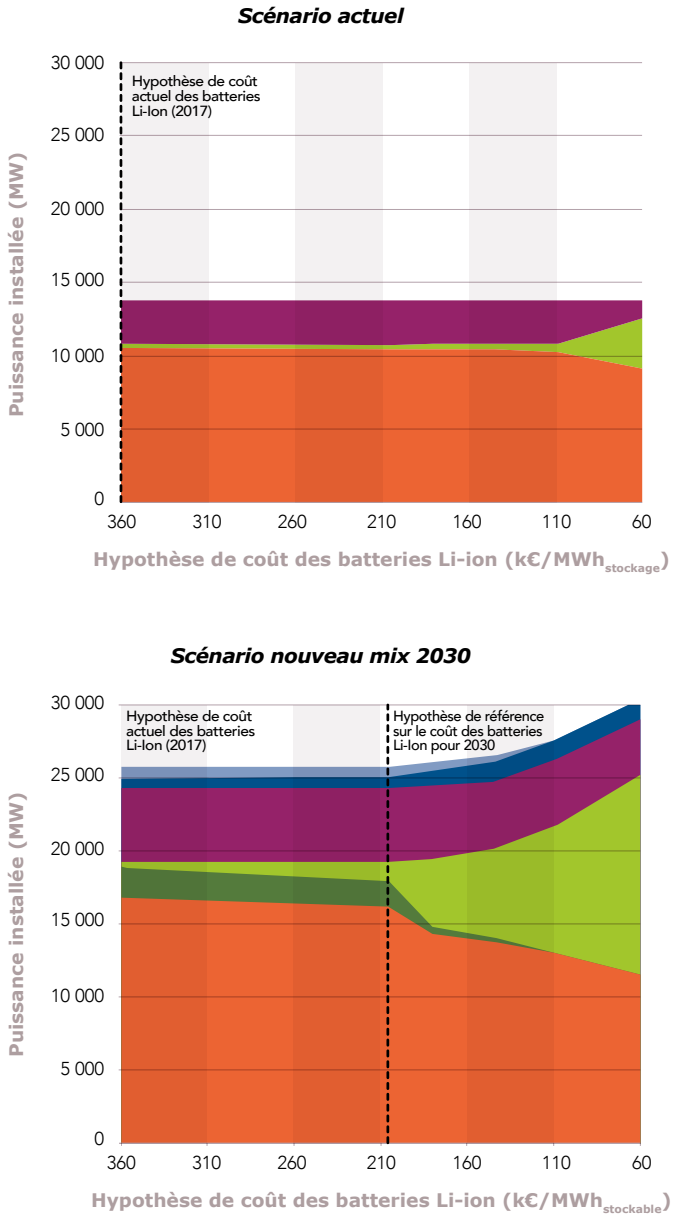
Les analyses présentées dans le rapport permettent pour la première fois, en intégrant le passage à l'échelle et l'analyse du déploiement global des fonctions *smart grids*, d'évaluer les effets de cette incertitude. Elles établissent que le niveau de coût de 200 k€/MWh$_{stockable}$ apparaît comme un point d'inflexion à l'horizon 2030 : dans l'hypothèse d'une baisse des coûts plus importante[102], même légèrement, le niveau de déploiement du stockage par batterie pourrait décoller et atteindre rapidement des volumes de plusieurs GW (p.ex. 5 GW à l'horizon 2030 avec un coût des batteries autour de 160 k€/MWh$_{stockable}$). Il s'agit d'une conclusion importante au regard des perspectives de diminution avancées dans l'industrie et de la quantification de la révolution que le stockage pourrait représenter dans l'évolution du système électrique.

Ces analyses permettent de mettre en avant un second enseignement : au-delà du point d'inflexion identifié, le développement massif du stockage par batterie se ferait essentiellement au détriment des moyens de production de pointe et des stockages par STEP et, dans une bien moindre mesure, des effacements industriels et tertiaires. Dans un contexte de transition énergétique, la compétitivité accrue du stockage sert alors de substitut aux moyens thermiques permettant d'accompagner l'effet conjugué de la baisse du nucléaire et de la croissance des énergies renouvelables.

9.4.3 Niveaux de déploiement des solutions de gestion active de la demande résidentielle (ou effacements diffus)

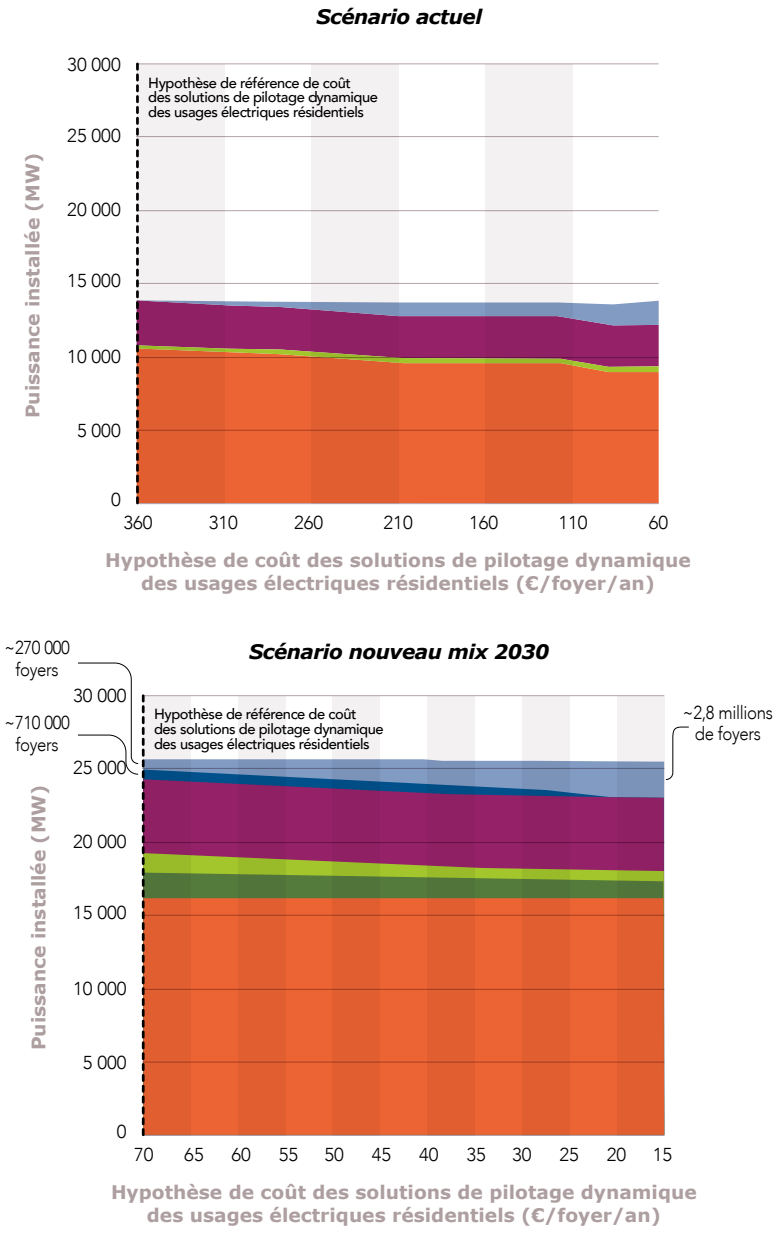
La pertinence économique de ces solutions de pilotage dynamique au plus proche du temps réel, se basant sur des systèmes de pilotage dédiés, dépend du coût de ces derniers. Avec l'hypothèse d'un coût annualisé des solutions de pilotage dynamique au plus proche du temps réel de 75 €/foyer/an (coût d'un « boîtier », son installation et des besoins en télécom associés) et une hypothèse de report d'énergie de 85 % consécutive aux périodes d'effacement de l'usage chauffage, il n'apparaît pas économiquement pertinent d'envisager un déploiement généralisé de ce type de pilotage. Aucun déploiement n'est justifié dans le contexte actuel (alors que l'analyse « fonction » par « fonction » laissait présager de l'intérêt d'un déploiement

Figure 52 / Niveaux économiquement pertinents de déploiement des solutions *smart grids* et des moyens de production thermique pour différentes hypothèses de coûts des batteries Li-Ion dans le scénario nouveau mix 2030



102. Ou d'une augmentation de la durée de vie

Figure 53 / Niveaux économiquement pertinents de déploiement des solutions *smart grids* et des moyens de production thermique pour différentes hypothèses de coûts des dispositifs de pilotage dynamique des usages résidentiels



à hauteur de 450000 foyers). À l'horizon 2030, seul un déploiement limité à moins de 300000 «gros» consommateurs résidentiels apparaît justifié.

Ce chiffre doit être considéré comme un majorant car les possibilités de pilotage offertes par les compteurs communicants pourraient s'avérer plus étendues que ce qui a été considéré comme hypothèse (hypothèse d'un pilotage relativement statique, modifiable mensuellement), ce qui réduirait l'espace économique des solutions dédiées permettant un pilotage dynamique au plus proche du temps réel.

Les hypothèses considérées en référence pour les systèmes de pilotage des usages résidentiels sont potentiellement conservatrices pour une projection à l'horizon 2030. En effet, il est possible de considérer que les innovations technologiques (objets connectés, protocoles radio bas débit longue portée, etc.) ou le développement d'approches consistant à mutualiser les coûts avec d'autres services de gestion technique de l'énergie et/ou de domotique pourraient conduire à une baisse des coûts d'accès à la flexibilité des usages résidentiels.

Les analyses de sensibilité réalisées permettent de tester des hypothèses sur l'ampleur de la baisse des coûts des systèmes de pilotage des usages résidentiels.

Les analyses montrent qu'un déploiement massif est conditionné à une baisse des coûts spectaculaire. Si sous l'effet d'une rupture technologique ou de l'émergence de modèle de mutualisation des matériels ou des gestes d'installation, les coûts diminuaient jusqu'à 15 €/foyer/an, alors un déploiement auprès de 2,8 millions de foyers à l'horizon 2030 serait pertinent. Ce résultat est lié à la croissance significative des coûts (par MW flexible obtenu) d'accès à la flexibilité en fonction du niveau de déploiement. En effet, plus le niveau de déploiement visé est important et plus il est nécessaire de déployer ces solutions chez des consommateurs pour lesquels les gisements de flexibilité sont faibles[103] (faible consommation de chauffage, d'ECS, absence de VE).

103. Il est supposé que les déploiements s'effectuent d'abord sur les foyers pour lesquels la valeur économique est la plus importante.

Figure 54 / Bilan économique du déploiement global de solutions de flexibilité *smart grids* à l'horizon 2030 (en M€/an) – hypothèses de référence sur les coûts des solutions

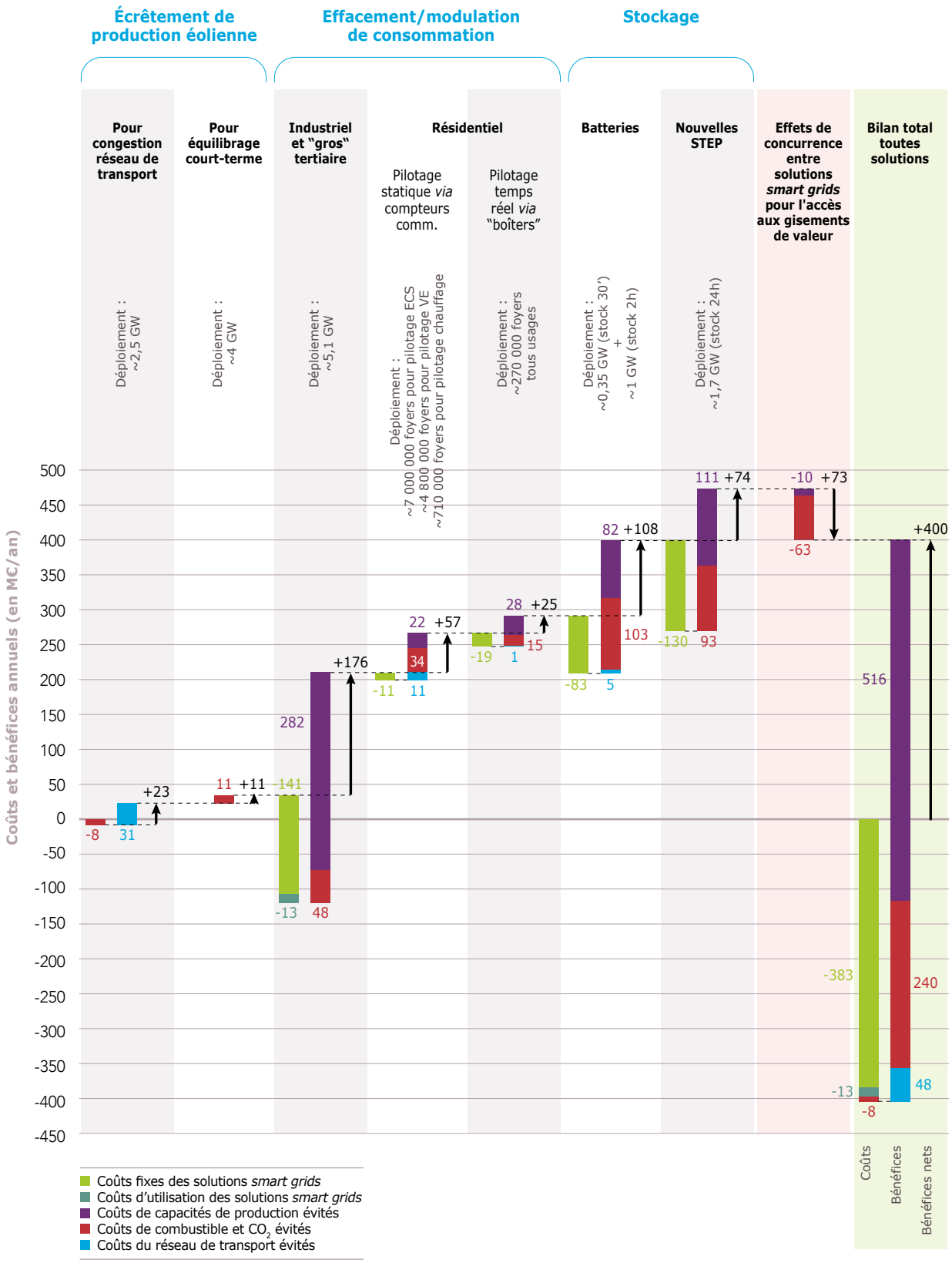
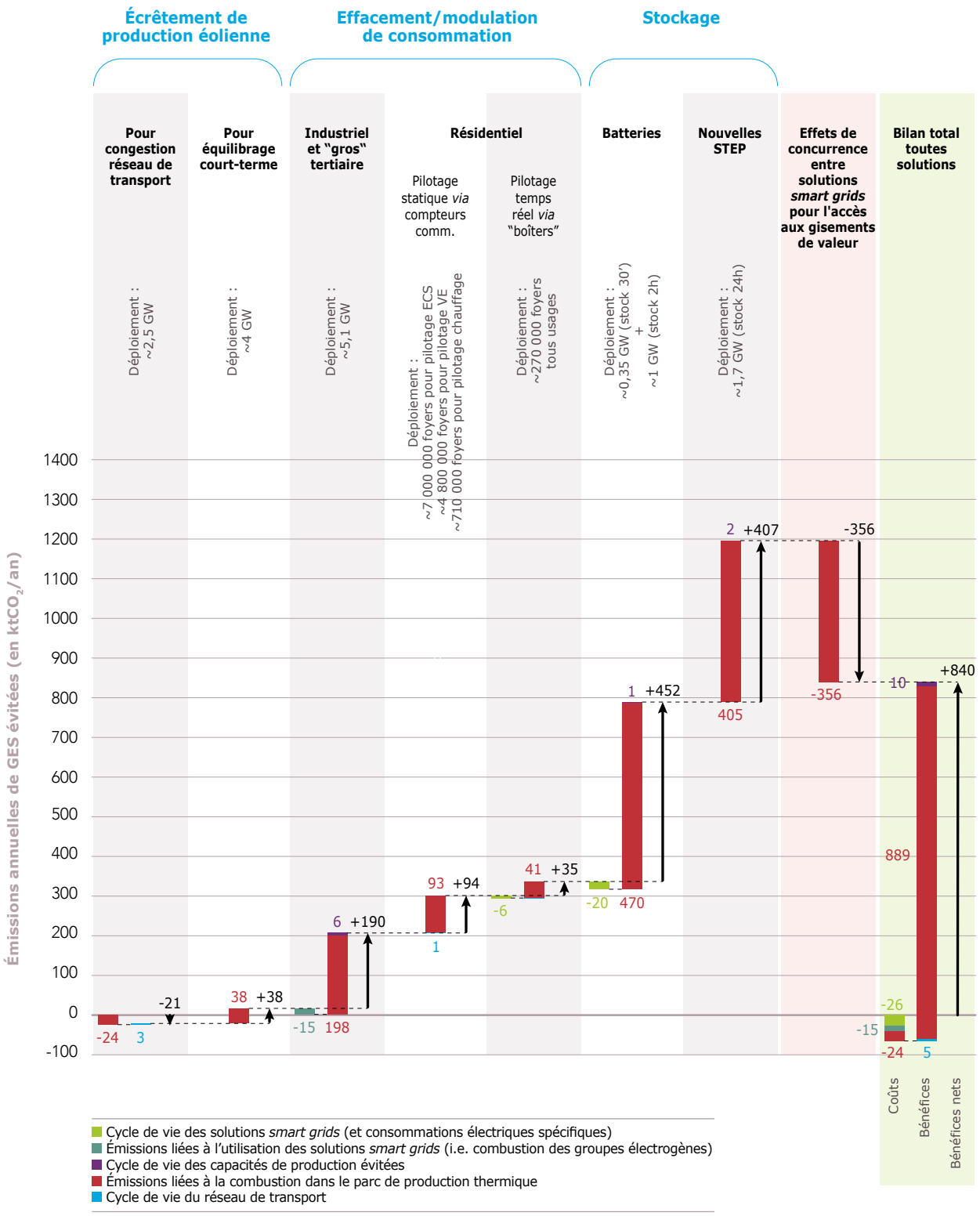


Figure 55 / Bilan environnemental du déploiement global de solutions de flexibilité *smart grids* à l'horizon 2030 (en $ktCO_2$/an)



9.4.4 Niveaux de déploiement de la gestion active de la demande dans les secteurs industriel et «gros» tertiaire (ou de l'effacement industriel et tertiaire)

Le niveau de pénétration économiquement pertinent des différentes formes d'effacement industriel et «gros» tertiaire (en comptant les effacements «gris» basés sur des groupes électrogènes existants) est, avec les hypothèses de référence de l'étude ADEME, de l'ordre de 3 GW dans le scénario actuel, et de l'ordre de 5 GW à l'horizon 2030.

Compte-tenu des «courbes d'offre» sur ces gisements, ces niveaux de pénétration sont peu sensibles aux ruptures sur les coûts des solutions de flexibilité potentiellement concurrentes (stockage par batterie ou effacement résidentiel). En effet, même si des solutions «concurrentes» voyaient leurs coûts baisser de façon très significative, une grande partie du gisement d'effacement industriel et tertiaire resterait largement compétitive.

Ces niveaux de pénétration peuvent être considérés comme «sans regret» à condition que les évolutions du mix de production conduisent effectivement à des besoins capacitaires[104].

9.5 BILAN ÉCONOMIQUE DES DÉPLOIEMENTS GLOBAUX À L'HORIZON 2030

Le déploiement de l'ensemble des solutions de flexibilité permet de générer des bénéfices nets (bénéfices – coûts de déploiement et d'utilisation des solutions) annualisés de l'ordre de 400 M€/an. Il s'agit d'un chiffre significatif en valeur absolue, mais qui doit être relativisé : il représente de l'ordre de 1% des coûts totaux annualisés du système électrique. L'essentiel des bénéfices correspond aux coûts évités de nouvelles capacités de production thermique.

Près de la moitié des bénéfices nets résulte du déploiement (pour environ 5 GW) de l'effacement/modulation de consommation industrielle et tertiaire.

Ces bénéfices ne doivent pas être considérés comme des baisses à venir sur la facture d'électricité pour les consommateurs : il s'agit des bénéfices à développer les solutions *smart grids*, toutes choses égales par ailleurs. Enfin, certaines solutions sont déjà en partie déployées sur le système électrique.

9.6 BILAN ENVIRONNEMENTAL DES DÉPLOIEMENTS GLOBAUX À L'HORIZON 2030

Le déploiement de l'ensemble des solutions de flexibilité *smart grids* permet d'éviter les émissions d'environ 0,8 $MtCO_2$/an, en comptant le cycle de vie des matériels déployés. Les émissions évitées représentent environ 3% des émissions annuelles du système électrique français. L'essentiel des bénéfices en termes d'émissions de CO_2 provient des solutions de flexibilité (stockage et effacements) qui peuvent fournir des services système. En permettant d'éviter de constituer ces services système sur les groupes nucléaires, ces solutions

104. Cela pourrait ne pas être le cas, si le parc nucléaire était maintenu à son niveau actuel, en parallèle d'une poursuite du développement des EnR et d'une stagnation ou baisse de la consommation.

permettent de maximiser ainsi le productible nucléaire et de réduire d'autant la production à base de combustibles fossiles.

Il convient néanmoins d'être prudent sur ces résultats qui sont susceptibles d'être sensibles à des effets non modélisés : échanges transfrontaliers de services système, existence de contraintes (entre la fourniture de réserve primaire et secondaire) pesant sur le contrôle commande des groupes nucléaires, etc.

Les émissions de gaz à effets de serre liées au cycle de vie des matériels déployés pèsent très peu dans le bilan global.

9.7 CONCLUSION

L'estimation des niveaux de déploiement économiquement pertinents pour la collectivité des différentes solutions *smart grids* étudiées met en évidence l'existence d'effets d'évictions entre les différentes solutions considérées : l'évaluation économique du déploiement de chaque solution individuellement, comme effectué dans les parties 8.1 à 8.4, conduit ainsi à surestimer de façon significative (entre 1 et 2 GW selon le scénario de contexte considéré) le niveau de déploiement économiquement pertinent qui résulte d'une analyse prenant en compte l'ensemble des fonctions.

L'analyse sur le scénario nouveau mix 2030, fait ressortir des niveaux de déploiement autour de 5 GW d'effacement industriel et tertiaire, de l'ordre de 0,8 GW d'effacement diffus basé sur des systèmes de pilotage dynamique dédiés (« boîtiers »), de l'ordre de 1,3 GW de stockage par batteries et de l'ordre de 1,6 GW de nouvelles STEP.

Compte-tenu des fortes incertitudes sur l'évolution des coûts des batteries électrochimiques et des solutions d'effacement résidentiel, du fait des progrès technologiques ou de l'émergence de nouveaux modèles d'affaires (p.e. mutualisation des coûts de l'effacement diffus avec d'autres services dans le secteur résidentiel), la robustesse de ces niveaux de déploiement aux évolutions de coûts a été évaluée.

Il apparaît que la « place » pertinente de l'effacement industriel et tertiaire est relativement peu sensible aux projections de coûts des batteries et de l'effacement diffus, du fait de la forte compétitivité relative d'une partie significative du gisement d'effacement industriel.

La place économiquement pertinente de l'effacement diffus existe mais reste relativement limitée pour les solutions dédiées de pilotage dynamique au plus proche du temps réel (i.e. « boîtiers ») sauf à considérer une baisse des coûts spectaculaire. Ce résultat traduit la forte décroissance des bénéfices marginaux par foyer. Ainsi, développer de façon massive cette flexibilité conduirait à recourir à des foyers présentant des gisements en puissance faibles n'apportant que peu de service au système électrique.

Par contre, la sensibilité du développement du stockage par batterie relève d'une autre logique. Les analyses établissent qu'à l'horizon 2030, le niveau de coût de 200 k€/$MWh_{stockable}$ apparaît comme un point d'inflexion : dans l'hypothèse d'une baisse des coûts plus importante[105], le niveau de déploiement du stockage par batterie pourrait décoller et atteindre rapidement des volumes de plusieurs GW (p.ex. 5 GW à l'horizon 2030 avec un coût des batteries autour de 160 k€/$MWh_{stockable}$). Il s'agit d'une conclusion importante au regard des perspectives de diminution avancées dans l'industrie et de la quantification de la révolution que le stockage pourrait représenter dans l'évolution du système électrique.

105. Ou d'une augmentation de la durée de vie

Partie 10

Conclusions et perspectives

Les nouvelles analyses de RTE sur l'évaluation socio-économique des solutions *smart grids* apportent un éclairage inédit sur les enjeux associés au déploiement de ces solutions dans le système électrique français, complémentaire au rapport de juillet 2015. Ils permettent désormais d'évaluer le niveau de déploiement pertinent des différentes solutions *smart grids* en tenant compte des effets de concurrence entre ces solutions pour l'accès aux gisements de valeur. Il s'agit d'une avancée importante par rapport aux différentes études publiées dans la littérature en France et en Europe.

Les résultats présentés dans ce rapport fournissent des projections du déploiement des différentes solutions *smart grids* qu'il serait pertinent de promouvoir pour le système électrique, compte tenu des évolutions anticipées sur le contexte énergétique (demande, trajectoire sur le nucléaire et les EnR, prix des combustibles, etc.) et des caractéristiques techniques et des coûts des différentes solutions.

Cette image n'est pas figée. Elle devra faire l'objet d'actualisation et de variantes sur la base d'évolution des scénarios prospectifs.

Le cadre méthodologique, testé avec succès, sera désormais intégré au Bilan prévisionnel élaboré par RTE en application de la loi. Concrètement, cela signifie que les solutions de flexibilité *smart grids* étudiées (le stockage, les différentes formes d'effacement) feront partie intégrante de la construction des futurs scénarios long-terme. Ceux-ci seront établis sur la base d'un « bouclage économique » qui permettra d'évaluer les déploiements économiquement pertinents dans les différents contextes prospectifs étudiés.

Le prochain Bilan prévisionnel sera publié à l'automne et conduira à de nouveaux scénarios, éclairant différents horizons temporels et représentant un panel élargi des évolutions possibles du système électrique.

Des analyses plus poussées sur l'intégration de l'électromobilité dans les scénarios sont en cours dans le cadre du Bilan prévisionnel. Une contribution spécifique sur le sujet, qui intégrera notamment l'analyse des potentialités du « vehicule-to-grid » ou encore affinera l'analyse en intégrant l'utilisation possible de batteries de seconde vie dans le système, devra être menée. Cette contribution est prévue pour 2018.

Une analyse des effets sur l'emploi des déploiements *smart grids* identifiés sera menée par l'ADEME, sur la base de ces résultats et de ceux publiés par les gestionnaires de réseau de distribution. Cette analyse est prévue à l'automne 2017.

Enfin, les effets environnementaux évalués dans cette étude portent sur les gaz à effet de serre. Une piste consiste à élargir l'approche et à intégrer d'autres effets.

Partie 11

Bibliographie

ADEME. (2013). *Chiffres clés du bâtiment - Édition 2013.*

ADEME. (2013). *Étude sur le potentiel du stockage d'énergies.*

ADEME. (2013). *L'exercice de prospective de l'ADEME - «Vision 2030 - 2050».*

ADEME. (2014). *Base Carbone - Documentation des facteurs d'émissions de la Base Carbone.*

ADEME. (2015). *Un mix électrique 100% renouvelable ? - Analyses et optimisations.*

ADEME. (2016). *Systèmes Électriques Intelligents - Premiers retours des démonstrateurs.*

ADEME. (À paraître en septembre 2017). *Effacement de consommation électrique en France – Évaluation du gisement potentiel d'effacement par modulation de process dans l'industrie et le tertiaire en France.*

Arnault, S., Crusson, L., Donzeau, N., & Rougerie, C. (2015). *Les conditions de logement fin 2013 - Premiers résultats de l'enquête Logement.*

Brouwer, A., van den Broek, M., Zappa, W., Turkenburg, W., & Faaij, A. (2016). Least-cost options for integrating intermittent renewables in low-carbon power systems. *Applied Energy, 161,* p 48-74.

CEREN. (2015). *Données statistiques du CEREN - Année 2015.*

Commissariat général au développement durable. (2010). La mobilité des Français - Panorama issu de l'enquête nationale transports et déplacements 2008. *La Revue du CGDD.*

Commission européenne. (2016). *METIS Studies - Study S07 - The role and need of flexibility in 2030.*

DENA. (2010). *DENA Grid Study II - final report.*

Després, J., Mima, S., Kitous, A., Criqui, P., Hadjsaid, N., & Noirot, I. (2017). Storage as a flexibility option in power systems with high shares of variable renewable energy sources: a POLES-based analysis. *Energy Economics, Volume 64,* p 638-650.

E Cube. (2013). *Étude des avantages que l'effacement procure à la collectivité et de leur intégration dans un dispositif de prime.*

EDF. (2015). *Technical and economic analysis of the European electricity system with 60% RES.*

Grand E., Veyrenc T. (2011). *L'Europe de l'électricité et du gaz – Acteurs, marchés, régulations.*

Grüber, A., Biedermann, F., & von Roon, S. (2014). *The Merit Order of Demand Response in Industry. 9th Conference on energy economics and technology.*

IEA. (2014). *The Power of Transformation, Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems.*

International Energy Agency & Nuclear Energy Agency. (2015). *Projected Costs of generating electricity. Paris.*

International Energy Angency. (2014). World Energy Outlook.

Jacquot, A. (2006). *Projections de ménages pour la France métropolitaine à l'horizon 2030 : méthode et résultats.*

Joëlle, D. (2005). Le profil des déplacements journaliers en transports en commun et voiture particulière. *Les cahiers de l'Enquête Globale de Transport.*

JRC. (2014). *Energy Technology Reference Indicator projections for 2010-2050.*

La mobilité des Français : panorama issu de l'enquête nationale transports et déplacements 2008. (2010). *La Revue du CGDD.*

Nykvist, B., & Nilsson, M. (2015). Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles. *Nature Climate Change, 329-332.*

RTE. (2014). *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande.*

RTE. (2014). *Mécanisme de capacité - Rapport d'accompagnement de la proposition de règles.*

RTE. (2015). *Valorisation Socio-économique des réseaux électriques intelligents.*

RTE. (2016). *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande.*

RTE. (2016). *Évaluation des économies d'énergie et des effets de bord liés aux effacements de consommation.*

Strbac, G., Aunedi, M., Pudjianto, D., Teng, F., & Djapic, P. (2015). *Value of Flexibility in a Decarbonised Grid and System Externalities of Low-Carbon Generation Technologies.* Imperial College.

SystemX. (2016). *Les véhicules électriques au service du système électrique en 2050 ?*

RTE Réseau de transport d'électricité, Société anonyme à Directoire et Conseil de surveillance au capital de 2 132 285 690 e - RCS Nanterre 444 619 258 - Mise en page : Good Eye'D - © Fotolia : sharpnose - Impression sur papiers issus de forêts gérées durablement.

Le réseau
de transport
d'électricité

RTE
1, terrasse Bellini TSA 41000
92919 La Défense Cedex
www.rte-france.com