

Rte

Réseau de transport d'électricité

ÉDITION 2014

BILAN PRÉVISIONNEL

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

BILAN PRÉVISIONNEL

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

ÉDITION 2014



Préface	6
UNE INFLEXION STRUCTURELLE	6
UN RALENTISSEMENT DE LA CONSOMMATION	6
UNE SOLIDARITÉ EUROPÉENNE	7
UNE ÉROSION DES MARGES DE SÉCURITÉ À MOYEN TERME	7
DES SCÉNARIOS PROSPECTIFS DE LONG TERME	8
1 Cadre, objectifs et modélisation	10
1.1 LE CADRE D'ÉLABORATION	10
1.1.1 Une mission confiée à RTE par le législateur.....	10
1.1.2 Une large consultation des acteurs économiques, de l'énergie et de la société civile.....	10
1.2 DES OBJECTIFS DISTINCTS POUR LE MOYEN ET LE LONG TERMES	11
1.2.1 Une analyse de risque à cinq ans.....	11
1.2.2 Une analyse prospective à long terme.....	11
1.3 DES ANALYSES EUROPÉENNES ET PROBABILISTES	12
1.3.1 L'Europe de l'Ouest est explicitement modélisée.....	12
1.3.2 La modélisation est menée en puissance au pas horaire.....	12
1.3.3 Des référentiels décrivent la variation des aléas.....	13
1.4 LE NOUVEL ENJEU DU MÉCANISME DE CAPACITÉ	13
1.5 UNE AMÉLIORATION CONTINUE DES MODÉLISATIONS	15
1.5.1 Les échanges avec les gestionnaires de réseaux de transport permettent d'améliorer la modélisation de plusieurs scénarios en Europe.....	15
1.5.2 La modélisation du parc nucléaire français est affinée.....	15
1.5.3 Les scénarios long terme présentent des hypothèses différenciées dans les pays étrangers.....	15
1.5.4 Les périmètres du suivi des consommations sectorielles évoluent.....	15
1.5.5 La modélisation du secteur du transport a été améliorée.....	16
1.6 LES AVERTISSEMENTS AUX LECTEURS	16
1.6.1 Validité des hypothèses.....	16
1.6.2 Transparence et confidentialité.....	16
1.6.3 Propriété intellectuelle.....	16
2 Les grandes tendances actuelles	18
2.1 UN RALENTISSEMENT DE LA CROISSANCE EN ÉNERGIE	18
2.1.1 La consommation électrique corrigée des aléas est stable depuis 2011.....	19
2.1.2 Cette stabilité confirme le ralentissement observé depuis plusieurs décennies.....	19
2.1.3 À l'échelle européenne, la consommation brute d'électricité est en légère baisse.....	20
2.2 DES DYNAMIQUES CONTRASTÉES DE LA CONSOMMATION PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ	23
2.2.1 La croissance de la consommation du secteur résidentiel semble se maintenir.....	23
2.2.2 La consommation du secteur tertiaire semble s'infléchir.....	25
2.2.3 Le contexte économique morose pèse sur la consommation industrielle.....	28
2.2.4 La consommation du transport, de l'énergie et de l'agriculture demeure relativement atone.....	31
2.3 LA RÉGLEMENTATION THERMIQUE ET SON IMPACT SUR LA THERMOSENSIBILITÉ	33
2.3.1 Les pics de puissance ont crû deux à trois fois plus vite que la demande en énergie sur la dernière décennie.....	33
2.3.2 L'année 2013 a été particulièrement douce.....	36
2.4 LES DIFFICULTÉS ÉCONOMIQUES DU PARC THERMIQUE	37
2.5 UN RALENTISSEMENT DU DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES	38
2.5.1 L'éolien.....	38
2.5.2 Le photovoltaïque.....	39
2.5.3 La production thermique renouvelable.....	40
3 Les enjeux du futur système électrique	42
3.1 LE CONTEXTE SOCIO-ÉCONOMIQUE	42
3.1.1 L'évolution démographique demeure dynamique.....	42
3.1.2 Le niveau de reprise économique reste incertain.....	42
3.2 L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	44
3.2.1 L'efficacité énergétique a un impact majeur sur les bâtiments.....	45
3.2.2 L'éco-conception et l'étiquetage énergétique se généralisent.....	49
3.2.3 L'impact significatif de l'efficacité énergétique.....	50
3.3 LE DÉVELOPPEMENT DES USAGES DE L'ÉLECTRICITÉ	51
3.3.1 Les transferts d'usage sont plutôt favorables à l'électricité.....	51
3.3.2 Les véhicules électriques constituent un potentiel de croissance de la consommation électrique.....	52
3.3.3 L'ampleur du développement des usages dépendra des politiques énergétiques.....	53
3.4 L'AVENIR DU NUCLÉAIRE	54
3.4.1 Parc actuel.....	54
3.4.2 Tests de résistance post-Fukushima.....	55
3.4.3 La transition énergétique et la diversification du mix.....	56
3.5 LA DIVERSIFICATION DES MOYENS DE PRODUCTION	57
3.5.1 Le développement des énergies renouvelables.....	57
3.5.2 L'hydraulique.....	60
3.5.3 Le stockage.....	60
3.5.4 L'effacement de consommation est aussi une offre.....	62
3.5.5 Les perspectives du secteur électrique européen.....	65
3.6 L'ÉVOLUTION DU RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ	67

4 L'évolution de la demande et de l'offre à moyen terme	72
4.1 LES SCÉNARIOS PRÉVISIONNELS DE LA DEMANDE FRANÇAISE	72
4.1.1 Scénario « Référence »	72
4.1.2 Variante « Basse »	79
4.1.3 Variante « MDE renforcée »	81
4.1.4 Variante « Haute »	83
4.1.5 Comparaison des scénarios	85
4.1.6 Comparaison avec le Bilan prévisionnel 2013	90
4.2 LES HYPOTHÈSES PRÉVISIONNELLES DE L'OFFRE EN FRANCE	91
4.2.1 Des cycles combinés au gaz en retrait	91
4.2.2 La dynamique des énergies renouvelables	91
4.2.3 La politique nucléaire	94
4.2.4 Le déclin du charbon français	94
4.2.5 L'avenir incertain du parc centralisé au fioul	95
4.2.6 Une stabilité du parc de turbines à combustion	95
4.2.7 Les cogénérations revues à la hausse	95
4.2.8 Le maintien des effacements	95
4.2.9 Synthèse du parc	98
4.3 LES HYPOTHÈSES EUROPÉENNES	99
4.3.1 Les capacités d'interconnexions aux frontières françaises	99
4.3.2 Allemagne	100
4.3.3 Italie	102
4.3.4 Espagne	105
4.3.5 Grande-Bretagne	107
4.3.6 Belgique	109
5 L'analyse de risque à moyen terme	114
5.1 OBJECTIF ET MÉTHODE D'ANALYSE DE LA DÉFAILLANCE	114
5.1.1 Définition du critère de défaillance	114
5.1.2 La problématique des vagues de froid	115
5.2 L'ANALYSE DU RISQUE DE DÉFAILLANCE	115
5.2.1 Marge et déficit de capacité	115
5.2.2 Comparaison aux Bilans prévisionnels précédents	116
5.2.3 Sensibilité aux événements extrêmes	117
5.2.4 Sensibilité aux hypothèses de consommation	118
5.2.5 Les leviers d'action possibles	120
5.2.6 La mise en œuvre du mécanisme de capacité	120
5.3 BILAN ÉNERGÉTIQUE	121
6 Les scénarios prospectifs à long terme	124
6.1 DES SCÉNARIOS EXPLORATOIRES	124
6.1.1 Le contexte de la transition énergétique	124
6.1.2 Les leviers de différenciation retenus	124
6.2 SCÉNARIO A	126
6.2.1 Cadre général	126
6.2.2 Demande	127
6.2.3 Offre	133
6.2.4 Hypothèses européennes	134
6.2.5 Interconnexions	135
6.2.6 Mix électrique	136
6.3 SCÉNARIO B	137
6.3.1 Cadre général	137
6.3.2 Demande	138
6.3.3 Offre	144
6.3.4 Hypothèses européennes	145
6.3.5 Interconnexions	146
6.3.6 Mix électrique	147
6.4 SCÉNARIO C	148
6.4.1 Cadre général	148
6.4.2 Demande	149
6.4.3 Offre	155
6.4.4 Hypothèses européennes	157
6.4.5 Interconnexions	158
6.4.6 Mix électrique	159
6.5 SCÉNARIO D	160
6.5.1 Cadre général	160
6.5.2 Demande	161
6.5.3 Offre	167
6.5.4 Hypothèses européennes	169
6.5.5 Interconnexions	171
6.5.6 Mix électrique	173
6.6 COMPARAISON DES SCÉNARIOS	174
6.6.1 Comparaisons sectorielles	174
6.6.2 Pointe de consommation	178
6.6.3 Bilans énergétiques	178



Préface

Une inflexion structurelle

À l'heure où de nombreux acteurs ferment certains de leurs moyens de production électrique faute de rentabilité économique, notre analyse montre, dès l'hiver 2015-2016, un déficit de capacité de 900 MW pour respecter le critère réglementaire de défaillance, déficit qui s'accroît à 2 GW à l'hiver 2016-2017.

Ces résultats s'inscrivent dans la tendance présentée par RTE ces dernières années et rendent compte de l'impact annoncé des directives européennes sur les émissions polluantes des centrales au fioul et au charbon, conduisant à la fermeture potentielle d'environ 6 GW d'ici à 2016. À cela s'ajoutent les récentes mises sous cocon de cycles combinés au gaz.

Dès lors, compte tenu de la fin de ces marges dont nous disposons jusqu'ici, le système électrique français, qui était tout juste à l'équilibre dans le Bilan prévisionnel 2013, apparaît en déficit de capacité.

À l'instar de beaucoup de pays européens, le système électrique français a en effet connu en quelques années de profonds changements. C'est la conséquence notamment du double effet de la stabilisation – voire d'une baisse dans plusieurs secteurs – de la consommation et du rapide essor des énergies renouvelables.

Un ralentissement de la consommation

Au début des années 2000, la consommation d'électricité française a connu une progression forte, ce qui a guidé nombre de choix structurels relatifs aux investissements de production et à l'organisation des marchés.

Néanmoins, dès 2007, RTE avait annoncé dans son Bilan prévisionnel que les efforts de maîtrise de consommation engagés seraient durables, et conduisaient à réviser à la baisse les projections de la consommation en énergie.

La question de la « puissance » restait néanmoins décisive dans le contexte spécifique français des « pics de consommation ». En 2009, RTE alertait sur ce paradoxe d'une dynamique de la pointe électrique deux fois plus marquée que celle de l'énergie. La hausse de la thermosensibilité devenait prégnante et il convenait de compléter les mesures classiques de maîtrise de l'énergie par des actions de maîtrise de la puissance.

Le « séisme » des pics de consommation atteints lors de la vague de froid de février 2012 – plus de 100 GW – a souligné l'importance de cette démarche. En 2014, la variation de puissance atteint 2 400 MW de plus par degré en moins en hiver, alors qu'elle était de 1 500 MW par degré en 2000.

Réglementation thermique, soutien au développement des effacements, signaux tarifaires, mise en œuvre de nouveaux mécanismes de marché, instauration d'un mécanisme de capacité, sont autant de mesures prises pour renforcer les garanties en matière de sécurité d'approvisionnement.

Ces nouveaux dispositifs de maîtrise de la consommation, conjugués à l'impact baissier de la crise économique et aux profondes évolutions structurelles du secteur industriel, conduisent désormais à limiter fortement les perspectives de croissance de la consommation en énergie comme en puissance.

Une solidarité européenne

L'analyse menée met en exergue l'importance de la contribution des imports à la couverture du risque de défaillance, cette contribution pouvant atteindre en moyenne 8 à 10 GW sur les prochaines années.

Le système électrique français, très thermosensible, dépend de plus en plus, pour sa sécurité d'approvisionnement de l'apport des pays voisins comme l'a montré la contribution des imports lors de la vague de froid de février 2012 (près de 9 GW).

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

L'édition 2014 du Bilan prévisionnel se distingue des précédentes par le niveau de détail accru que nous fournissons sur les hypothèses de parc de production et de consommation, en France comme dans les pays voisins.

Une érosion des marges de sécurité à moyen terme

Le système électrique français sort d'une situation de « surcapacité » structurelle. À cela s'ajoute une « surabondance » d'offre d'énergie apparue sous les effets conjugués du ralentissement de la demande et du développement des énergies renouvelables.

Les installations qui ferment, momentanément pour l'instant, sont de type cycles combinés au gaz. Souvent neufs, flexibles et performants du point de vue environnemental, ils souffrent cependant de la concurrence des groupes charbon qui bénéficient d'un prix du combustible tiré à la baisse par l'offre de gaz de schiste aux États-Unis et du prix actuel du CO₂.

Face au diagnostic d'un déficit de capacité, plusieurs solutions semblent aujourd'hui mobilisables d'ici à 2016, parmi lesquelles :

- ▶ la mise aux normes, qui n'a pas encore été décidée, de groupes au fioul pour une capacité totale de 3,8 GW ;
- ▶ le retour en exploitation de cycles combinés au gaz sous cocon pour une capacité totale de 1,3 GW ;
- ▶ le développement de nouvelles capacités d'effacement, favorisé par les nouvelles dispositions réglementaires à venir instaurant une prime versée aux opérateurs.

Le mécanisme de capacité sur le territoire français a été conçu pour maîtriser le risque de défaillance et pallier les dysfonctionnements actuels du marché. Il vise à modifier les comportements de consommation à la pointe et à susciter le maintien ou la création de capacités de production ou d'effacement.

Ce mécanisme crée une obligation nouvelle pour les fournisseurs d'électricité qui doivent contribuer à la sécurité d'alimentation en fonction du niveau de consommation en puissance et en énergie de leurs clients.

Le mécanisme sera opérationnel pour l'hiver 2016-2017, sous réserve de l'approbation des règles soumises en avril dernier.



Des scénarios prospectifs de long terme

À l'horizon 2030, les options possibles sont nombreuses, selon la dynamique économique, le rythme de développement des énergies renouvelables, de l'efficacité énergétique, des véhicules électriques, l'évolution du parc nucléaire...

Nos scénarios ne prétendent pas à l'exhaustivité mais offrent des visions prospectives suffisamment contrastées du mix électrique afin d'en apprécier les conséquences sur le système électrique et, ultérieurement, sur le réseau de transport.

Deux évolutions significatives sont prises en compte. D'une part, nous avons révisé à la baisse l'évolution de la consommation d'électricité du fait des plus récentes perspectives économiques mais aussi des conséquences très significatives de la réglementation (française et européenne) en matière d'efficacité énergétique. D'autre part, nous avons pris en compte les objectifs inscrits dans le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, en matière de production nucléaire et d'énergie renouvelable.

Les fourchettes d'incertitude couvertes par nos quatre scénarios prospectifs peuvent être importantes. Les consommations envisagées vont ainsi de 450 à 545 TWh, les capacités nucléaires de 37 à 63 GW, le parc éolien de 22 à 37 GW, le parc photovoltaïque de 12 à 24 GW, les gains d'efficacité énergétique de 79 à 105 TWh.

In fine, le devenir de ces options dépendra en grande partie de l'impulsion que donnera la future loi sur la transition énergétique, une fois celle-ci adoptée au Parlement.

Dans ce contexte, notre objectif est de publier non seulement un document d'expertise à destination des pouvoirs publics, mais également un document pédagogique qui a vocation à alimenter le débat public sur l'énergie en essayant de mettre à la portée du plus grand nombre de parties prenantes les éléments d'analyse dont nous disposons.



CADRE, OBJECTIFS ET MODÉLISATION DU BILAN PRÉVISIONNEL

- 1.1 Le cadre d'élaboration**
- 1.2 Des objectifs distincts pour le moyen et le long termes**
- 1.3 Des analyses européennes et probabilistes**
- 1.4 Le nouvel enjeu du mécanisme de capacité**
- 1.5 Une amélioration continue des modélisations**
- 1.6 Les avertissements aux lecteurs**



Cadre, objectifs et modélisation du Bilan prévisionnel

1.1 Le cadre d'élaboration

1.1.1 Une mission confiée à RTE par le législateur

Conformément aux missions qui lui sont confiées par le Code de l'énergie, RTE établit périodiquement sous l'égide des pouvoirs publics un Bilan prévisionnel pluriannuel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en France.

Le décret du 20 septembre 2006 a précisé le cadre d'élaboration de ce Bilan prévisionnel, son périmètre et ses horizons d'étude. Il constitue l'un des éléments sur lesquels s'appuient le ministre en charge de l'Énergie et, de manière plus générale, les pouvoirs publics pour établir leurs exercices de programmation pluriannuelle de l'énergie. Il sert également de cadre d'hypothèses aux études de développement menées par RTE en amont des décisions d'investissement sur le réseau.

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

Ce document constitue la septième édition du Bilan prévisionnel complet publié par RTE tous les deux ans depuis 2003. Les autres années, RTE effectue une actualisation en se limitant à un horizon de moyen terme (cinq ans) uniquement.

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

Les hypothèses du Bilan prévisionnel 2014 reposent sur des données produites par RTE ou provenant de multiples acteurs du secteur : données de comptage du réseau de transport, estimations sectorielles sur les réseaux de distribution transmises via ERDF, travaux réalisés par RTE au sein d'ENTSO-E (l'association européenne des gestionnaires de réseau de transport), informations rendues publiques par les acteurs du marché européen de l'électricité (producteurs, fournisseurs, gestionnaires de réseaux de transport, bourses de l'électricité), travaux menés par différents consultants et organismes

+ Commission « Perspectives du réseau »

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

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

Les questions traitées par la CPR s'inscrivent dans le cadre des objectifs européens de réduction durable de l'empreinte carbone, de sécurité d'approvisionnement et de construction d'un marché commun. Elles tiennent également compte des

spécificités et débats nationaux. L'année 2013 a été marquée en France par le débat national sur la transition énergétique, qui s'est focalisé sur deux enjeux : la sobriété et l'efficacité énergétique d'une part et le développement des énergies renouvelables d'autre part.

La Commission « Perspectives du réseau » est, depuis sa création en 2011, l'instance privilégiée pour débattre des hypothèses de consommation, d'effacement et de production constituant les scénarios des Bilans prévisionnels de l'équilibre offre-demande d'électricité.

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

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



de recherche sur les marchés de l'énergie ou par des agences gouvernementales.

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

Au-delà de ces consultations bilatérales et conformément au principe de transparence qui guide son action, RTE a soumis les hypothèses du Bilan prévisionnel 2014 à des **consultations collégiales** en Commission « Perspectives du réseau »¹ du Comité des clients utilisateurs du réseau de transport d'électricité, notamment lors de réunions tenues les 10 avril et 13 mai 2014.

1.2 Des objectifs distincts pour le moyen et le long termes

1.2.1 Une analyse de risque à cinq ans

Le Bilan prévisionnel a pour enjeu prioritaire d'estimer sur un horizon de cinq ans les **risques de défaillance** susceptibles d'apparaître à partir de l'évolution probable de la consommation et de l'offre disponible pour la France, tout en tenant compte des imports de l'étranger et des effacements de consommation. Cette étude est complétée d'une analyse de sensibilité aux hypothèses retenues et fait l'objet d'une actualisation chaque année.

Le Bilan prévisionnel permet ainsi de faire émerger les messages d'alerte ou de vigilance appropriés en matière de sécurité d'approvisionnement. En particulier, il identifie le cas échéant les **besoins de capacité** nécessaires pour faire face aux pointes de consommation. Les choix des filières d'offre à développer, de production ou d'effacement de consommation, n'entrent pas directement dans le champ du Bilan prévisionnel. Ils relèvent des autres acteurs du système électrique et, en particulier, des orientations définies par les pouvoirs publics.

1.2.2 Une analyse prospective à long terme

Le volet long terme du Bilan prévisionnel porte sur l'horizon 2030 dans la présente édition. Il a pour objet principal d'explorer des scénarios contrastés tant pour la demande que pour l'offre, en France comme dans le reste de l'Europe.

Ces scénarios sont construits de telle sorte qu'ils permettent de garantir le niveau de sécurité d'approvisionnement mentionné par le décret du 20 septembre 2006. Contrairement à l'analyse de risque à cinq ans, ils n'ont donc pas vocation à identifier des besoins de puissance mais plutôt à explorer les enjeux, du point de vue de l'équilibre offre-demande en énergie et en puissance, de visions qui peuvent être sensiblement différentes du mix électrique d'aujourd'hui.

À l'horizon 2030, les scénarios envisageables sont multiples. Afin d'assurer leur pertinence, la construction des scénarios du Bilan prévisionnel s'appuie sur un socle d'hypothèses externes (croissance économique, démographie, capacité nucléaire...) et internes (données de comptage, enquêtes sectorielles...) réunies pour constituer des **contextes cohérents** et suffisamment **contrastés**. Ces hypothèses, ainsi que les méthodes qui sous-tendent les analyses, sont décrites de manière détaillée dans le Bilan prévisionnel.

Ces scénarios ambitionnent de contribuer au débat sur la politique énergétique en cours, sans préjuger bien sûr de leur réalisation effective qui dépendra des orientations choisies par les pouvoirs publics.

Ces hypothèses alimentent également les études de développement du réseau à long terme menées par RTE et servent notamment à l'élaboration du schéma décennal.

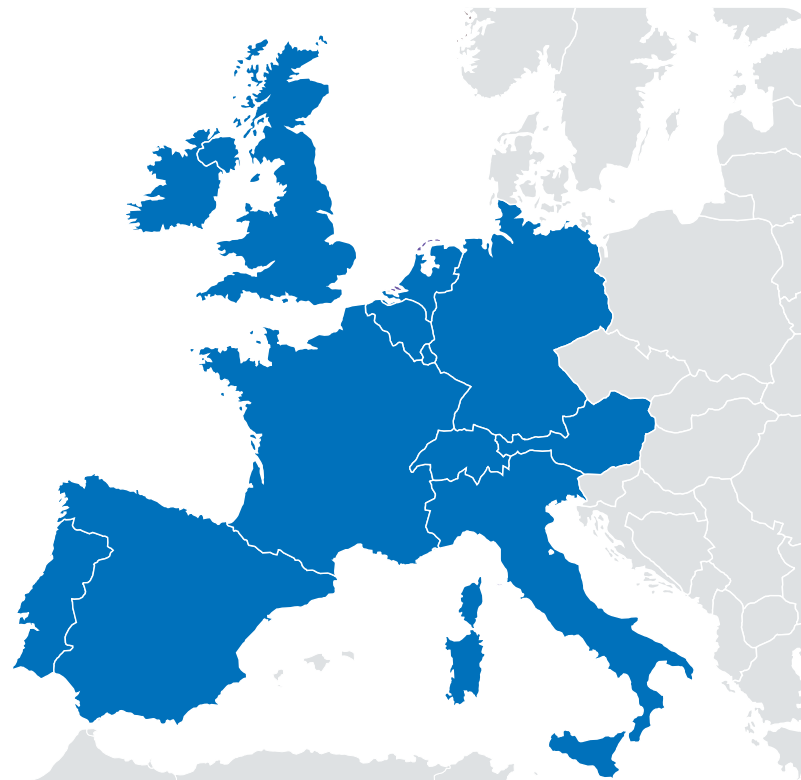
¹ <http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/services/actualites.jsp?id=9682&mode=detail>



1.3 Des analyses européennes et probabilistes

1.3.1 L'Europe de l'Ouest est explicitement modélisée

Périmètre d'étude du Bilan prévisionnel 2014



Afin de prendre pleinement en compte l'impact des systèmes électriques voisins sur la sûreté en France et l'évolution des **échanges d'électricité aux frontières** au fur et à mesure des évolutions de politique énergétique en Europe, les analyses du Bilan prévisionnel 2014 considèrent explicitement les 12 pays² du système électrique ouest-européen.

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

Les études reposent en outre sur des hypothèses de **capacités d'échanges commerciaux** entre pays³. Ces hypothèses prennent en compte les informations disponibles les plus récentes, publiées par RTE dans le « Schéma décennal de développement du réseau 2013 »⁴.

1.3.2 La modélisation est menée en puissance au pas horaire

Sur la base de la modélisation précédemment décrite, la confrontation de l'offre⁵ et de la demande prend la forme d'une simulation dynamique menée au pas horaire pour deux raisons principales :

► **Les lois de la physique** imposent qu'à tout moment l'offre et la demande (consommation, y compris pompage et exports) sur le système électrique soient équilibrées ; une approche

² France, Espagne, Portugal, Royaume-Uni, Irlande, Belgique, Pays-Bas, Luxembourg, Allemagne, Suisse, Autriche, Italie ³ Modélisation de type « Net Transfer Capacity »
⁴ <http://www.rte-france.com/fr/mediatheque/documents/l-electricite-en-france-donnees-et-analyses-16-fr/publications-annuelles-ou-saisonniere-98-fr/schema-decennal-de-developpement-du-reseau-170-fr> ⁵ L'offre représente, dans ce document, l'ensemble des moyens mis en œuvre pour satisfaire la demande : production, effacements, imports.

en énergie n'est donc pas suffisante pour rendre compte des conditions variables de fonctionnement du système et dimensionner les investissements nécessaires à son bon fonctionnement.

- Plusieurs **phénomènes aléatoires** peuvent faire peser des risques sur la sécurité d'approvisionnement. L'analyse de leurs impacts doit intégrer une vision temporelle des événements. Ainsi, les vagues de froid peuvent entraîner de fortes variations de la puissance, les indisponibilités fortuites et programmées des groupes de production peuvent réduire longuement la capacité disponible, les apports hydrauliques variables peuvent restreindre le productible sur plusieurs semaines voire plusieurs mois, les productions éolienne et photovoltaïque varient significativement en un temps très court.

1.3.3 Des référentiels décrivent la variation des aléas

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

Concernant les technologies à base d'énergie renouvelable tributaires des **conditions climatiques** (hydroélectriques, éoliennes

et photovoltaïques), des chroniques de production synchrones sont construites pour les différents pays considérés afin de tenir compte de la corrélation des productions renouvelables.

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

En conséquence, les **corrélations spatiales et temporelles** des aléas sont respectées, afin de prendre en compte au mieux leurs influences sur l'équilibre offre-demande européen.

Ces séries de productions disponibles et de consommations sont combinées entre elles en nombre suffisamment élevé (1 000 pour chaque étude) afin de fournir des **résultats statistiques** significatifs, tant sur les risques de non-satisfaction de la demande (défaillance) que sur les bilans énergétiques annuels (production des différentes filières, échanges entre pays).

D'autres facteurs de risque connus, mais dont la probabilité d'occurrence ne peut être précisément déterminée, sont délibérément ignorés : rupture d'approvisionnement en combustible, incident majeur, catastrophe naturelle... Ils peuvent faire l'objet de variantes ou d'analyse en écart si besoin est.

1.4 Le nouvel enjeu du mécanisme de capacité

La mise en place du mécanisme de capacité constitue une évolution significative de l'architecture de marché de l'électricité en France. L'objectif immédiat est l'investissement dans des capacités mobilisables lors des pointes de consommation. Au-delà, l'objectif est de préparer la transition énergétique en valorisant les investissements utiles au système électrique, à la hauteur des bénéfices que la collectivité en retire.

Conformément au décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012, les analyses du Bilan prévisionnel alimenteront le mécanisme une fois les règles définies par arrêté ministériel au plus tard le 1^{er} janvier 2015. Ainsi, en complément des indicateurs usuels à moyen terme, le Bilan prévisionnel publiera de nouveaux indicateurs, tels

que la consommation France à la « température extrême » du mécanisme ou la contribution des importations à la sécurité d'alimentation en France.

Ce dernier paramètre étant issu d'une modélisation explicite des pays étrangers, il permet de ne pas surestimer le besoin national d'investissement. Cette contribution alimentera par la suite l'évaluation du paramètre « coefficient de sécurité » du mécanisme.

Enfin, le diagnostic national du besoin en capacité complémentaire établi par le Bilan prévisionnel fournit aux acteurs du mécanisme une valeur prévisionnelle de ce que pourrait être à échéance l'écart national entre obligations et certificats.



+ Le référentiel climatique Météo-France

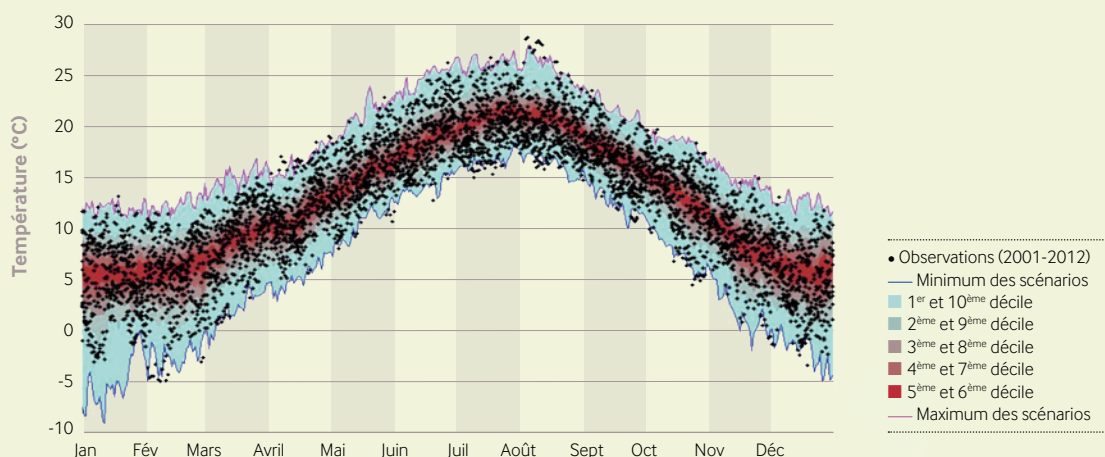
L'horizon des prévisions météorologiques reste actuellement limité à quelques jours. Pour anticiper le développement du réseau, d'autres données climatiques sont nécessaires, et ce à la maille européenne.

RTE a travaillé conjointement avec les experts de Météo-France qui ont établi un référentiel climatique qui recense 100 scénarios issus d'un modèle développé par le centre de recherches de Météo-France. Un modèle de climat n'a pas vocation à prévoir une valeur précise pour un jour donné

comme le fait un modèle de prévision mais son but est de simuler le climat, c'est-à-dire de calculer de façon réaliste la valeur moyenne et la dispersion autour de cette moyenne de paramètres tels que températures, vent, rayonnement...

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

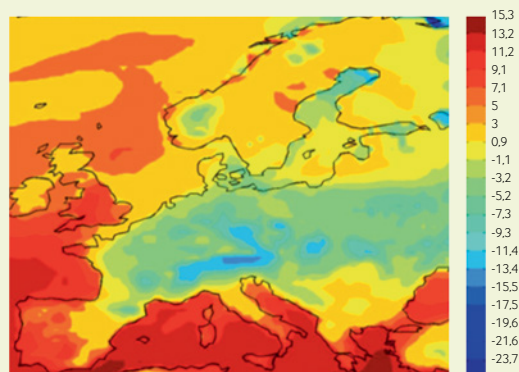
Températures journalières : simulations (100 ans) et observations (12 ans)



Sur l'Europe, la résolution spatiale est de 50 km (6 035 points étudiés). Les séries sont archivées au pas horaire. Il s'agit de simulations à climat représentatif du climat actuel et à venir dans les prochaines années. Chaque chronique produite est une réalisation possible.

RTE dispose ainsi d'un jeu de 100 chroniques de variables climatiques au pas horaire, cohérentes à l'échelle européenne, qui alimente les études d'impact des aléas climatiques sur le système électrique aux différentes échelles européenne, nationale ou régionale*.

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



* <http://www.audeladeslignes.com/referentiel-climatique-pour-piloter-reseau-transport-electricite-23814>

1.5 Une amélioration continue des modélisations

1.5.1 Les échanges avec les gestionnaires de réseaux de transport permettent d'améliorer la modélisation de plusieurs scénarios en Europe

Les échanges accrus avec les gestionnaires de réseaux de transport étrangers ont permis d'améliorer la modélisation européenne telle que décrite au paragraphe 1.3 : informations plus détaillées sur les parcs de production actuels et leur fonctionnement et prise en compte des corrélations spatiales des productions éoliennes et photovoltaïques en Europe.

1.5.2 La modélisation du parc nucléaire français est affinée

Des travaux ont été menés afin d'analyser les différentes données historiques de disponibilité et de manœuvrabilité du parc nucléaire français. Pour chaque tranche et pour les dix dernières années, des chroniques de disponibilité nucléaire ont été élaborées. Elles distinguent les maintenances, les arrêts fortuits et prennent en compte des limitations de productible des tranches pour des raisons diverses (avancement en cycle du combustible, essais, mouvements sociaux).

Les chroniques de disponibilité du parc nucléaire obtenues par simulation statistique sont ainsi représentatives des dix dernières années et peuvent évoluer avec le mix électrique.

1.5.3 Les scénarios long terme présentent des hypothèses différenciées dans les pays étrangers

Afin de rendre les scénarios long terme plus différenciés, les hypothèses de consommation et de production sont aussi déclinées dans les pays européens et non plus seulement en France.

1.5.4 Les périmètres du suivi des consommations sectorielles évoluent

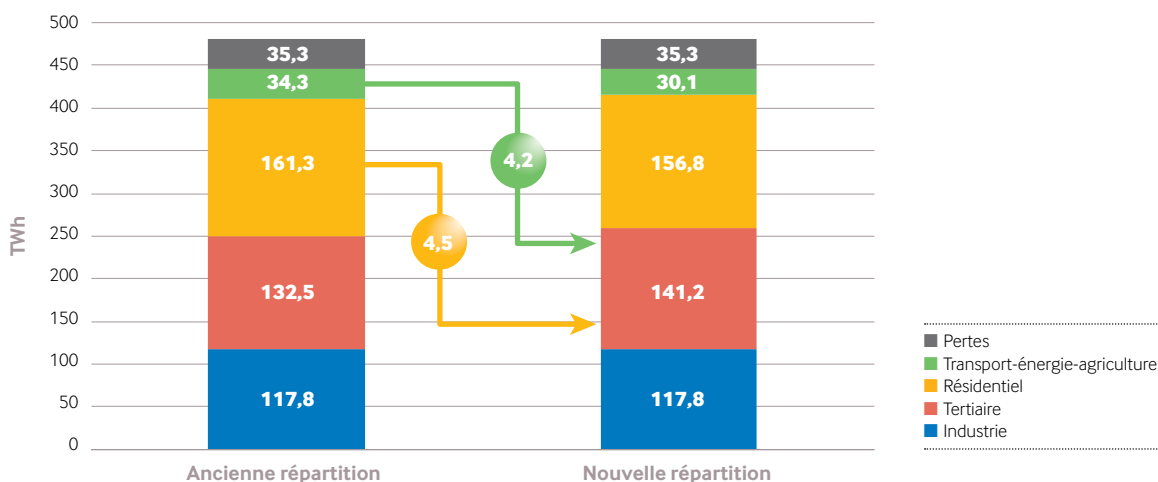
La répartition de la consommation française d'électricité entre grands secteurs de consommation a été révisée afin d'être en meilleure adéquation avec les données statistiques alimentant les autres publications de RTE.

Ainsi, deux évolutions significatives ont été mises en œuvre dans le Bilan prévisionnel 2014 (voir graphique ci-après) :

- un transfert de 3% environ de la consommation résidentielle vers le secteur tertiaire ;
- un transfert de 12% environ de la consommation du secteur énergie-transport-agriculture vers le secteur tertiaire.

Les analyses comparatives qui suivent entre le Bilan prévisionnel 2014 et l'édition précédente prennent en compte et corrigent ces transferts pour en faciliter la lecture.

Évolution du découpage sectoriel sur la consommation corrigée de la France continentale de l'année 2012





1.5.5 La modélisation du secteur du transport a été améliorée

La modélisation du secteur du transport du Bilan prévisionnel 2014 a été revue par rapport à celle de l'édition 2012 de façon à permettre une prévision plus analytique qui repose sur une approche modale et sur une segmentation plus fine.

Cette évolution renforce la cohérence d'ensemble des projections, permet d'explicitier leurs hypothèses sous-jacentes et facilite la comparaison avec celles produites par des sources externes.

1.6 Les avertissements aux lecteurs

1.6.1 Validité des hypothèses

Le Bilan prévisionnel 2014 repose sur des hypothèses d'évolution de l'offre et de la demande d'électricité qui sont élaborées par RTE à partir des informations disponibles au 1^{er} mai 2014.

Ces hypothèses sont celles de RTE et ne prétendent pas à l'exhaustivité en matière de scénarios.

La responsabilité de RTE Réseau de transport d'électricité ne saurait être engagée pour les dommages de toute nature, directs ou indirects, résultant de l'utilisation, de l'exploitation ou de la diffusion des documents, données et informations contenus dans le « Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France – Édition 2014 », et notamment toute perte d'exploitation, perte financière ou commerciale.

1.6.2 Transparence et confidentialité

Par souci de transparence, RTE a soumis les hypothèses du Bilan prévisionnel 2014 à une consultation collégiale en Commission « Perspectives du réseau » du Comité des clients utilisateurs du réseau de transport d'électricité.

Cependant, si RTE est habilité à solliciter les acteurs du système électrique pour obtenir les informations nécessaires, il agit,

conformément aux dispositions de la loi du 10 février 2000, sous couvert du respect des règles de confidentialité. RTE assure en conséquence la confidentialité des informations commercialement sensibles qui lui sont confiées.

C'est donc volontairement que RTE restitue dans le Bilan prévisionnel des éléments sous une forme agrégée, afin que les informations commercialement sensibles concernant un acteur particulier ne puissent être extraites des données affichées. Lorsque cela n'est pas possible, l'information peut ne pas être affichée, être présentée assortie d'une fourchette d'incertitude ou encore être une hypothèse propre à RTE. De manière générale, les noms des acteurs concernés ne sont pas mentionnés.

1.6.3 Propriété intellectuelle

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



LES GRANDES TENDANCES ACTUELLES

- 2.1 Un ralentissement de la croissance en énergie**
- 2.2 Des dynamiques contrastées de la consommation par secteur d'activité**
- 2.3 La réglementation thermique et son impact sur la thermosensibilité**
- 2.4 Les difficultés économiques du parc thermique**
- 2.5 Un ralentissement du développement des énergies renouvelables**



Les grandes tendances actuelles

Plusieurs évolutions structurelles en cours apparaissent particulièrement significatives pour l'avenir du système électrique.

2.1 Un ralentissement de la croissance en énergie

Une grande partie des fluctuations de la consommation électrique observées d'une année sur l'autre étant liées aux conditions climatiques et, dans une moindre mesure, aux effacements de consommation activés en cas de tension sur le système électrique, la consommation brute est insuffisante pour appréhender de manière pertinente les évolutions tendancielle. Aussi les analyses présentées dans cette partie sont-elles basées sur l'évolution de la **consommation corrigée** des effets climatiques, des effacements ainsi que des effets liés aux années bissextiles. De plus, une correction supplémentaire est appliquée aux consommations du secteur de l'énergie, liée au changement désormais achevé de procédé d'enrichissement d'uranium qui s'est traduit par une forte réduction de la consommation électrique (passage de la diffusion gazeuse à la centrifugation).

Afin de procéder aux corrections liées aux conditions climatiques, une chronique de températures dites « de référence », représentative des températures moyennes de chaque jour de l'année, a été construite. Le réchauffement climatique, révélé par l'analyse des observations au cours des quatre dernières décennies, oblige à réviser périodiquement ces « températures de référence » pour que leurs valeurs restent représentatives des conditions à venir. Depuis fin 2013, RTE applique le nouveau référentiel de températures élaboré et mis à disposition par Météo-France⁶.

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

+ Bilan électrique 2013

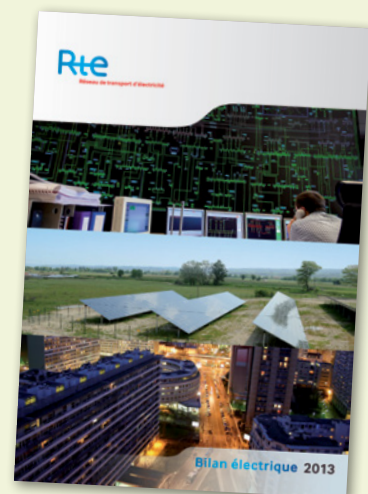
RTE publie annuellement, au mois de janvier, un Bilan électrique de l'année écoulée. Il présente des analyses sur les évolutions de la consommation française d'électricité – en énergie et en puissance –, de la production d'électricité – au global et par filière –, du système électrique européen, des marchés de l'électricité et du réseau de transport.

Le « Bilan électrique 2013 » fournit ainsi une vision complète et actualisée du système électrique.



➤ Le document est accessible sur le site de RTE :

<http://www.rte-france.com/lienrapide/bilans-elec>



⁶ Référentiel de températures présenté en Commission « Perspectives du réseau » du Comité des clients utilisateurs du réseau de transport d'électricité du 13 mars 2014 – détails présentés dans le chapitre 1

2.1.1 La consommation électrique corrigée des aléas est stable depuis 2011

Corrigée des effets présentés précédemment, la consommation de la France continentale est quasiment stable depuis 2011. Cette stagnation, en rupture avec la tendance du début de la décennie précédente où le taux de croissance annuel moyen était de 1,4%, est en grande partie imputable à un contexte économique morose et aux effets des actions de maîtrise de la demande.

2.1.2 Cette stabilité confirme le ralentissement observé depuis plusieurs décennies

Comme le montre le graphique ci-contre, la consommation électrique française a fortement augmenté depuis 1950, avec des niveaux de croissance particulièrement élevés dans les années 80. Depuis, cette croissance n'a cessé de fléchir pour désormais atteindre une certaine stabilité.

Cette tendance peut également s'illustrer ci-dessous par la baisse continue du taux de croissance de la consommation électrique corrigée (hors activité d'enrichissement d'uranium afin de s'affranchir des variations de ce secteur).

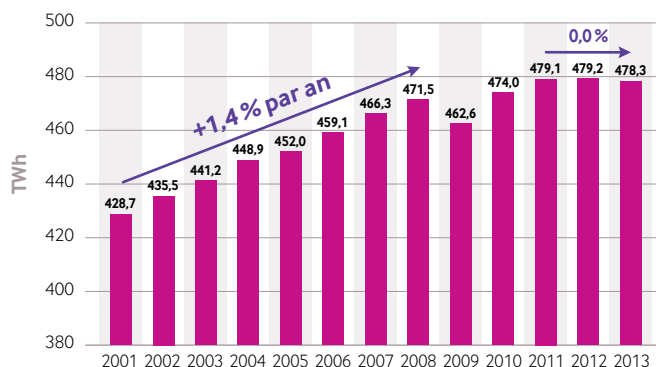
Le ralentissement de la croissance de la consommation électrique est le fruit de plusieurs facteurs conjoncturels et structurels, parmi lesquels :

- Un ralentissement tendanciel de la croissance économique moyenne depuis plusieurs décennies, renforcé depuis 2008 par une atonie qui s'installe durablement.

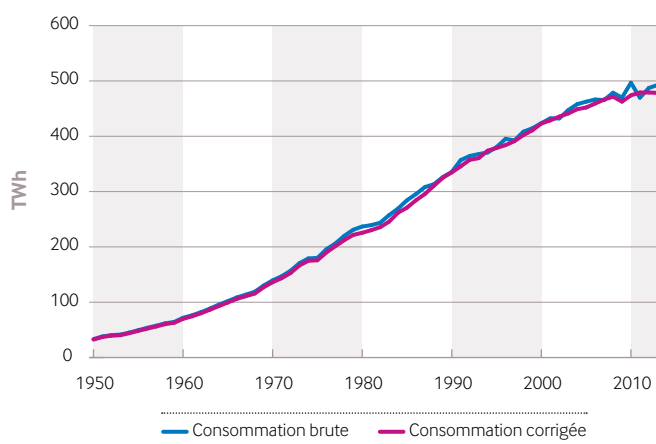
La croissance économique, tant en niveau qu'en structure, demeure en effet un déterminant important de la demande électrique, notamment industrielle et tertiaire. La consommation d'électricité résidentielle est en revanche moins directement dépendante de l'évolution du PIB, même si un contexte macroéconomique dégradé peut avoir des impacts sur le comportement des ménages. Ainsi, globalement, les variations du niveau de la consommation d'électricité reflètent directement les évolutions conjoncturelles de l'activité.

Le graphique page suivante permet de constater le lien qui unit les croissances du PIB⁸ et de la demande. En particulier, à chaque année de récession (1975, 1993, 2009) correspond une consommation intérieure en croissance très faible, voire en contraction (2009).

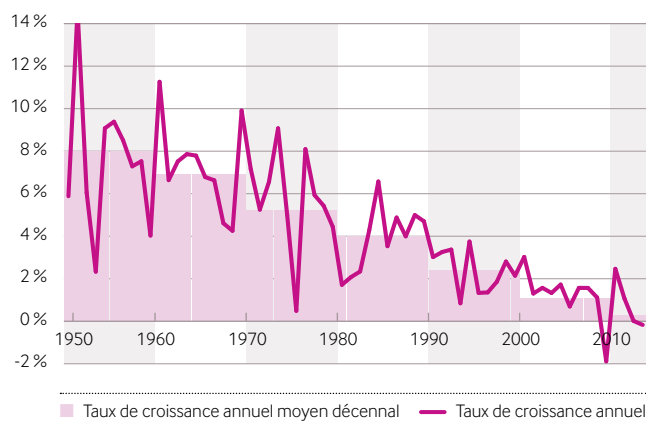
Consommation corrigée des aléas en France continentale⁷
Hors activité d'enrichissement d'uranium



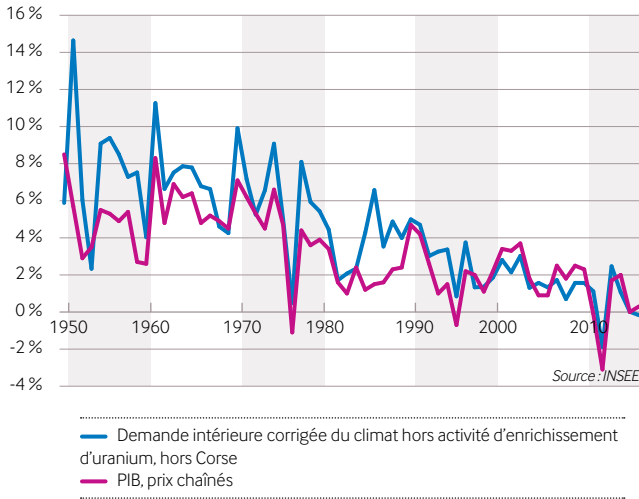
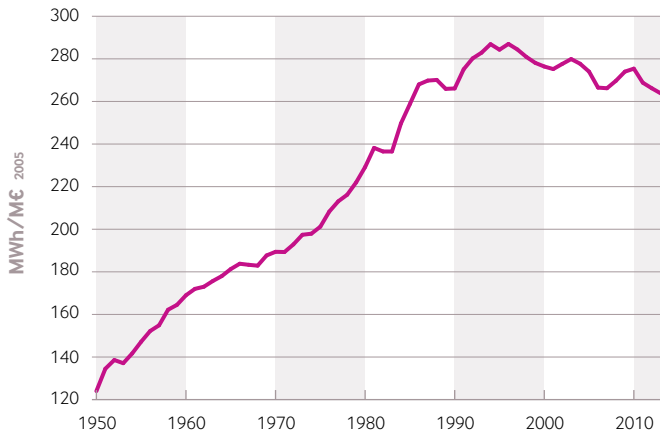
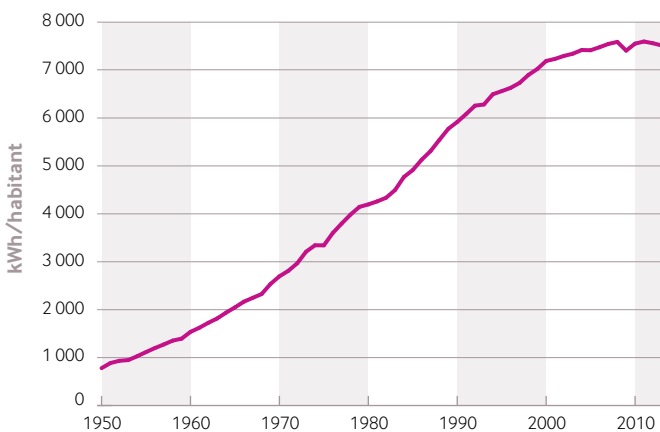
Historique de la consommation d'électricité corrigée
Hors activité d'enrichissement d'uranium



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



⁷ Les données présentées ici diffèrent de celles affichées dans le Bilan électrique publié par RTE, du fait de périmètres différents : les données du Bilan électrique intègrent la Corse et affichent des consommations hors soutirages du secteur de l'énergie sur le réseau public de transport. ⁸ Les valeurs de PIB utilisées ici sont issues des séries historiques en prix chaînés sur l'année de base 2005. Ce mode de calcul consiste, dans le calcul du déflateur du PIB, à agréger les prix de l'année n en utilisant les consommations de l'année n-1 comme référence et rend ainsi mieux compte des évolutions des agrégats que celui à prix constants.

**Évolutions comparées des taux de croissance annuels de la demande intérieure d'électricité et du PIB****Intensité énergétique**
Prix chaînés, base 2005**Évolution de la consommation électrique totale ramenée au nombre d'habitants**

► Une intensité énergétique⁹ globale qui, comme le montre le graphique ci-contre, a cessé de croître au milieu des années 90 et semble aujourd'hui stabilisée, voire orientée à la baisse.

Cette tendance s'explique notamment par la part croissante des services, moins consommateurs d'électricité que l'industrie¹⁰, dans la valeur ajoutée de l'économie française, et par les actions d'efficacité énergétique qui ont été mises en place.

L'évolution de la consommation nette par habitant présente la même allure que l'évolution de la consommation globale avec un fléchissement de la courbe en fin de période : en une soixantaine d'années, la consommation par habitant a été multipliée par dix environ, et la consommation globale a été multipliée par quinze. Toutefois, une stabilisation se fait jour depuis quelques années.

La valeur relativement élevée de la consommation nette par habitant place la France au-dessus de la moyenne européenne, seulement précédée par des pays ayant pour la plupart une forte composante hydroélectrique dans leur mix de production (pays scandinaves, Suisse, Autriche).

Les perspectives d'évolution du contexte macroéconomique envisagées dans cette étude seront présentées au chapitre 3.

2.1.3 À l'échelle européenne, la consommation brute d'électricité est en légère baisse

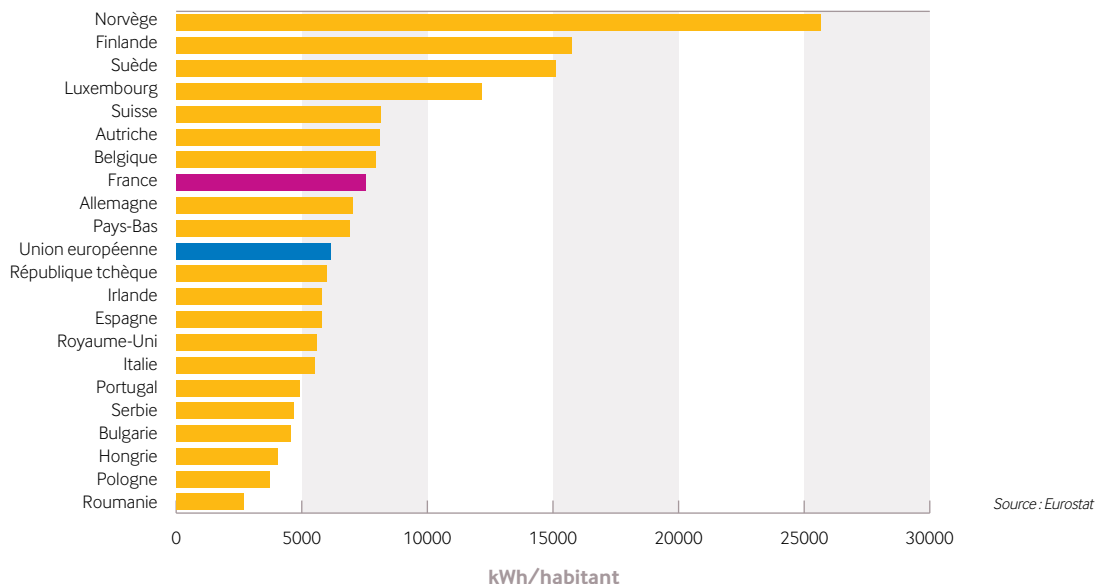
À l'instar des évolutions constatées en France, la demande électrique en Europe de l'Ouest¹¹ a été affectée par les effets du contexte économique dégradé : elle a baissé de 1,1% entre 2012 et 2013 et de près de 3% entre 2010 et 2013.

Cette baisse s'inscrit dans la continuité d'un ralentissement structurel de la croissance de la demande depuis de nombreuses années, porté par une croissance économique bien moins vigoureuse que dans les décennies précédentes et par une amélioration continue de l'efficacité énergétique.

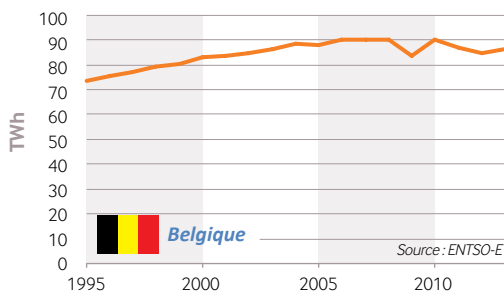
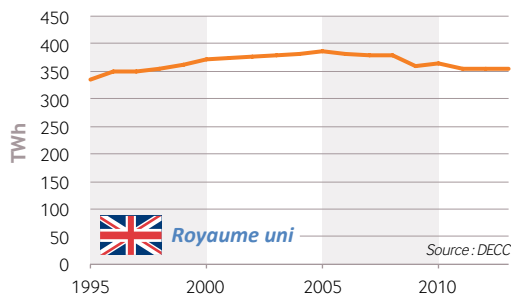
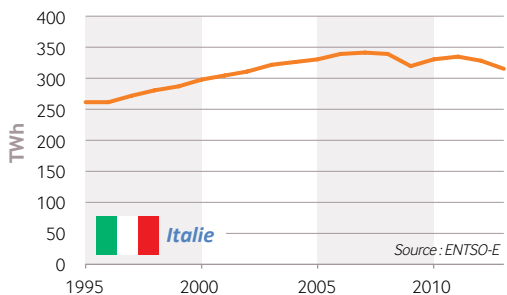
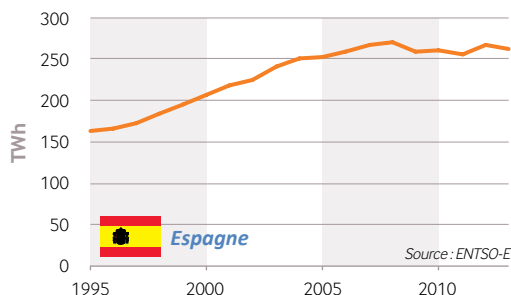
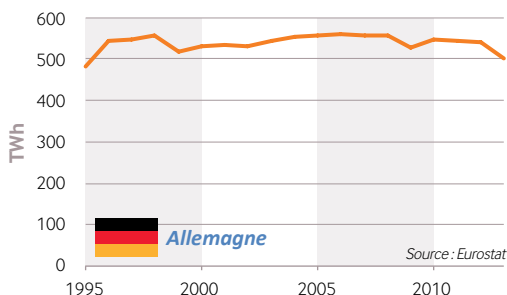
Les graphiques ci-après illustrent l'évolution de la demande électrique brute de quelques pays voisins.

⁹ Rapport entre la consommation d'électricité et le PIB ¹⁰ La production d'une unité de richesse dans le tertiaire nécessite 4 à 5 fois moins d'électricité que la production d'une unité de richesse dans l'industrie ¹¹ Sur le périmètre modélisé dans le Bilan prévisionnel, à savoir : l'Allemagne, l'Autriche, la Belgique, l'Espagne, la France, la Grande-Bretagne, l'Irlande, l'Irlande du Nord, l'Italie, le Luxembourg, les Pays-Bas, le Portugal et la Suisse.

Consommation électrique totale ramenée au nombre d'habitants dans quelques pays européens en 2012



Consommation intérieure brute d'électricité





+ Le Bilan électrique européen : Electricity in Europe 2013

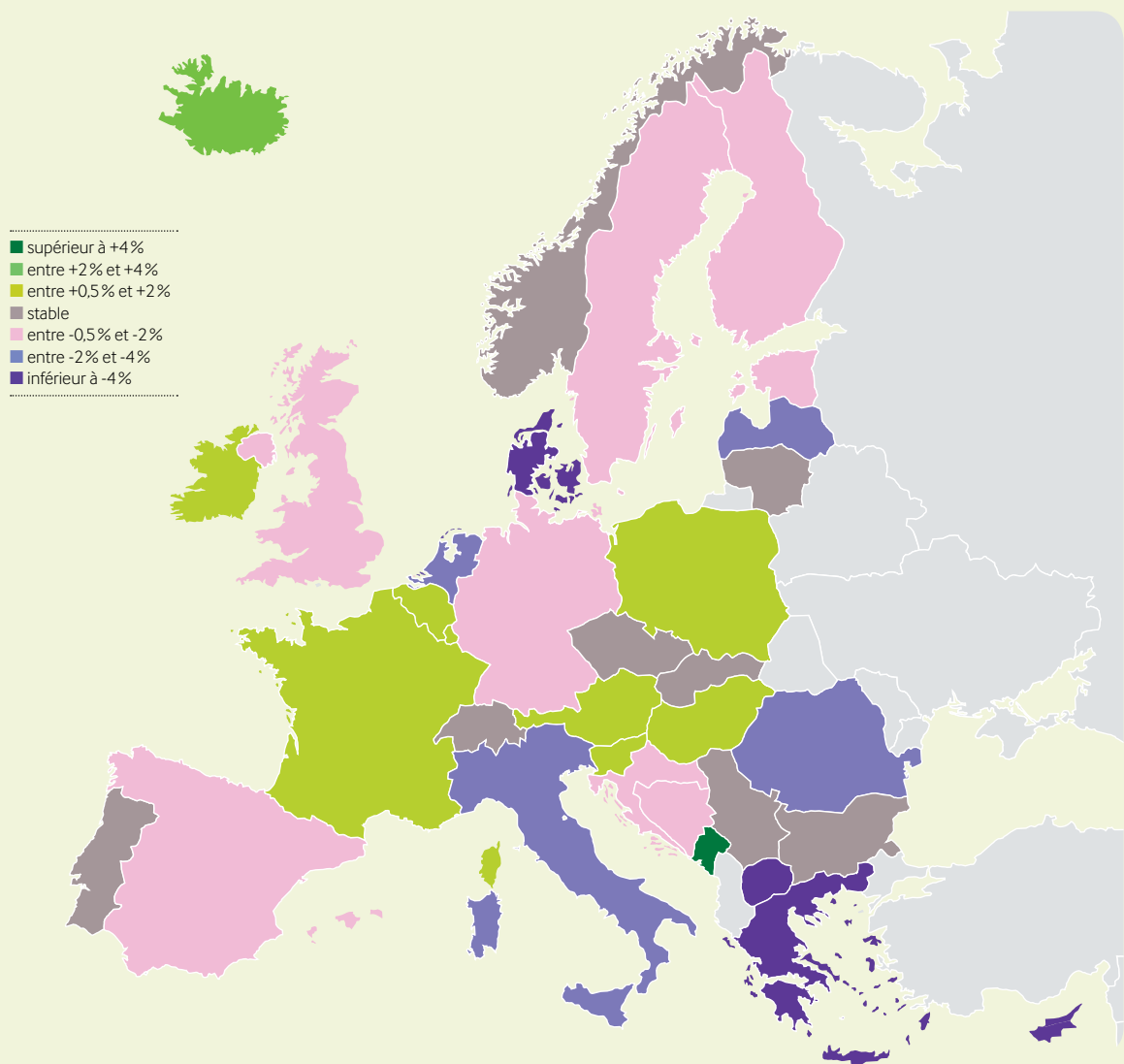
ENTSO-E a publié en mai 2014 un document, « Electricity in Europe 2013 », fournissant une vue synthétique à la maille européenne des évolutions de la demande électrique, de la production et des échanges durant l'année 2013.

Ce document met notamment en avant le ralentissement

tendanciel de la croissance de la demande constaté dans de nombreux pays européens. La consommation annuelle globale à l'échelle de ENTSO-E est en recul de 0,4% entre 2012 et 2013, sous les effets conjoints de la crise économique et des mesures d'efficacité énergétique.

Évolution de la consommation annuelle brute d'électricité entre 2012 et 2013

Données corrigées de l'effet « année bissextile », non corrigées de l'aléa climatique



Source: ENTSO-E



Le document est accessible sur le site d'ENTSO-E :

<https://www.entsoe.eu/publications/statistics/electricity-in-europe/>

2.2 Des dynamiques contrastées de la consommation par secteur d'activité

L'analyse de la répartition des consommations par secteur d'activité¹², pour tous niveaux de tension, constitue un élément clé pour expliciter les tendances décrites précédemment et une base essentielle de l'approche par empilement des usages retenue par RTE pour construire des scénarios d'avenir contrastés.

En l'espace de quelques années, le poids des différents secteurs dans la consommation totale d'électricité a évolué, la part de l'industrie (hors secteur de l'énergie) a reculé au profit de celles des secteurs tertiaire et résidentiel. La baisse structurelle de la part de la consommation industrielle est observable avant la crise avec une perte de trois points entre 2001 et 2007, essentiellement en faveur du secteur tertiaire. Cette baisse s'est encore accentuée avec la crise, faisant des secteurs résidentiel et tertiaire les premiers postes de consommation en France.

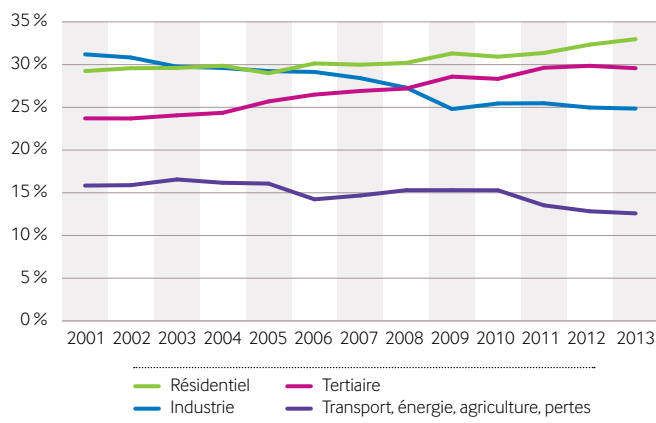
Depuis 2011, la part de la consommation des secteurs industriel et tertiaire dans la consommation totale est stable. En revanche, on observe une baisse sensible de la part du secteur transport-énergie-agriculture-pertes, imputable en grande partie à la diminution progressive de la consommation du procédé d'enrichissement d'uranium. Seul le secteur résidentiel a vu son poids relatif augmenter.

2.2.1 La croissance de la consommation du secteur résidentiel semble se maintenir

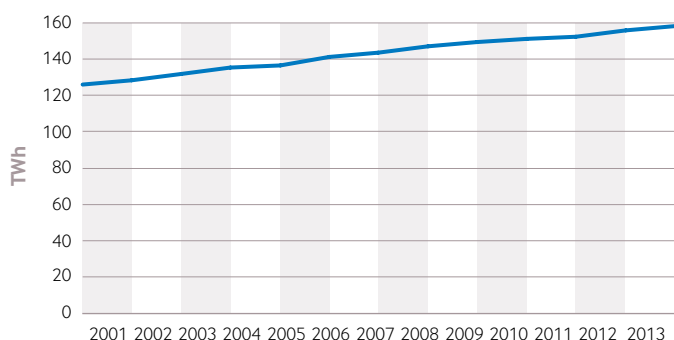
La consommation résidentielle est portée par :

- La dynamique de croissance du **nombre de ménages** et, par conséquent, du nombre de logements : comme l'illustre le graphique ci-contre, le nombre de ménages croît plus rapidement que la population, signe d'une baisse du nombre d'habitants par logement (2,3 personnes par ménage en 2010 contre 2,6 en 1990). Cette baisse traduit notamment le vieillissement de la population, un changement dans les modes de cohabitation, une proportion plus importante de personnes vivant seules et une augmentation du taux de familles monoparentales ;
- Une forte croissance de la consommation résidentielle d'électricité spécifique¹³ liée notamment au développement important de **nouveaux usages**, des appareils domestiques ainsi qu'à une évolution des comportements entraînée par le

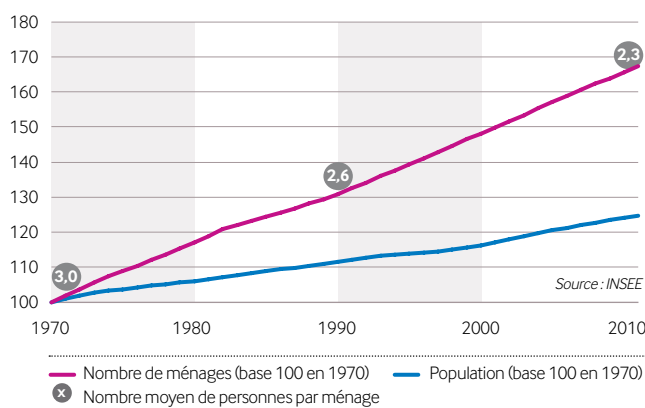
Évolution du poids des principaux secteurs dans la consommation d'électricité



Consommation corrigée d'électricité du secteur résidentiel



Comparaison des dynamiques de croissance de la population et du nombre de ménages



¹² La répartition sectorielle de la consommation d'électricité est évaluée par RTE avec la contribution d'ERDF et des entreprises locales de distribution à partir de données de comptage mais également d'une part d'estimation sur les réseaux de distribution. ¹³ Usages électriques non substituables par d'autres sources d'énergie

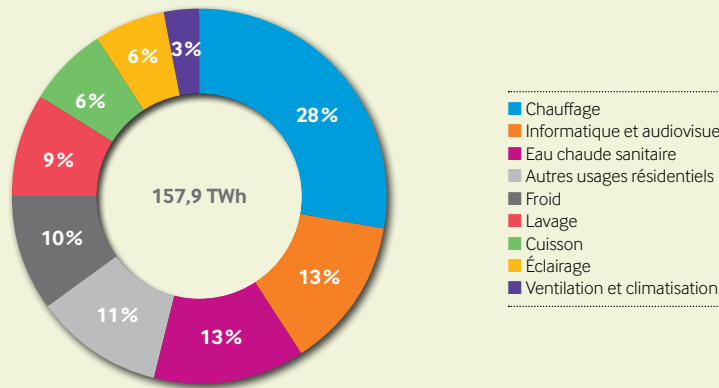


+ Structure de la consommation d'électricité du secteur résidentiel

La consommation corrigée d'électricité du secteur résidentiel s'est élevée en 2013 à 157,9 TWh en France continentale.

Le graphique ci-dessous illustre la répartition par usages, telle qu'estimée par RTE, de cette consommation.

Répartition par usages de la demande électrique résidentielle pour l'année 2013



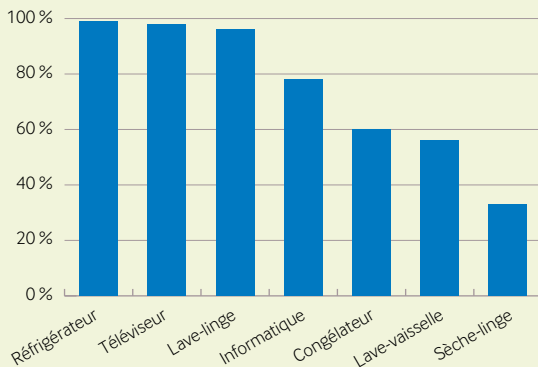
Les consommations des différents usages sont estimées à partir des taux d'équipement et de multiéquipement des ménages, des consommations unitaires des équipements et de facteurs comportementaux tels que la durée, la fréquence d'utilisation et les durées de mise en veille.

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

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

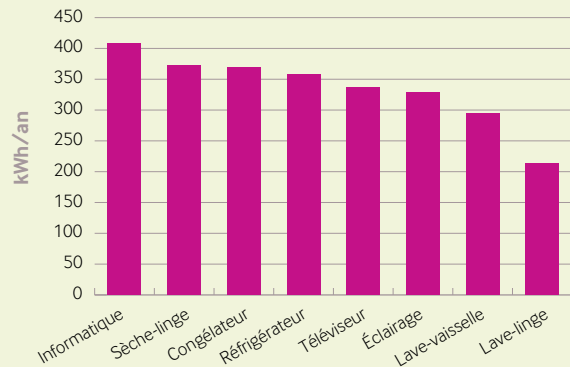
À titre comparatif, les taux d'équipement des ménages en chauffage et en système de production d'eau chaude sanitaire électriques étaient respectivement estimés à 35% et 46% en 2013. Les consommations moyennes par ménage équipé étaient respectivement estimées à 4300 kWh/an et 1550 kWh/an.

Taux d'équipement par ménage des principaux usages résidentiels en 2013



Sources : INSEE, GfK

Consommation moyenne par ménage équipé* en 2013



* La consommation moyenne par ménage équipé prend en compte la consommation des multiéquipements. Cette consommation est calculée à partir des consommations unitaires de l'ensemble du parc des équipements en service en 2013. Le poste informatique comprend les consommations des ordinateurs, notebooks, tablettes, imprimantes, box et décodeurs.

développement des technologies de l'information et de la communication (TIC) ;

- Le développement du **chauffage électrique** dans la construction neuve : le parc de logements chauffés à l'électricité continue de croître. Ainsi, en 2013, avec la construction de 300 000 nouveaux logements et une part de marché du chauffage électrique de 35 %, plus de 100 000 nouveaux logements chauffés à l'électricité se sont ajoutés au parc immobilier existant. Cela étant, cet usage connaît une rupture de dynamique très forte par rapport aux années 2000 en raison, d'une part, de la chute significative de la part de marché du chauffage électrique dans la construction neuve, liée notamment à l'entrée en vigueur de la réglementation thermique 2012 (cf. encadré RT 2012) et, d'autre part, de la baisse depuis deux ans de la construction neuve (-10 % entre 2011 et 2013) ;
- Les transferts d'usage vers des **solutions électriques** : de façon concomitante avec le développement des pompes à chaleur dans la construction neuve, les substitutions du mode de chauffage vers l'électricité ont crû sur le parc de logements existants. Des transferts d'usage sont également constatés pour la cuisson et pour la production d'eau chaude sanitaire. Dans ce dernier cas, ces transferts sont en partie corrélés à l'énergie du système de chauffage, mais également à l'essor des chauffe-eau thermodynamiques dont les installations ont progressé de plus de 70 % entre 2011 et 2013.

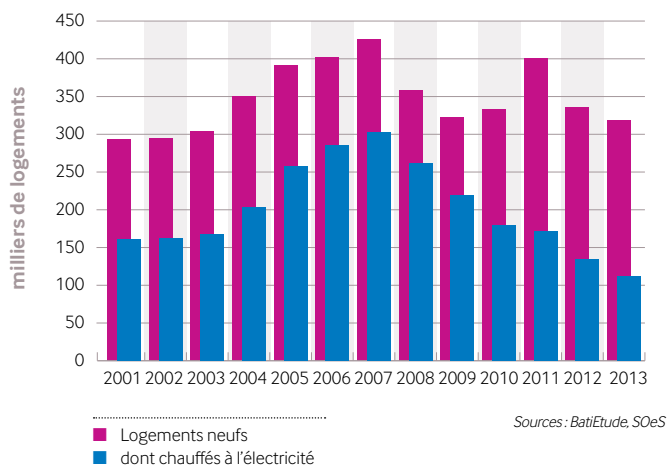
Les perspectives d'évolution de la consommation du secteur résidentiel seront présentées au chapitre 3.

2.2.2 La consommation du secteur tertiaire semble s'infléchir

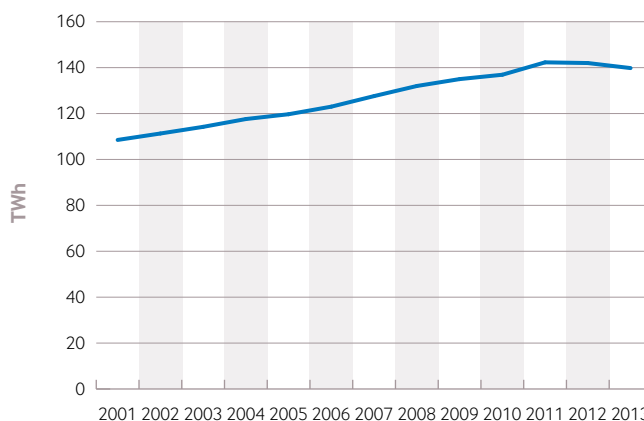
Le secteur tertiaire est le principal vecteur de la croissance économique et un facteur important de la dynamique de la consommation d'électricité française. Or les chiffres de consommation du secteur tertiaire de ces dernières années laissent entrevoir une inflexion de la consommation d'électricité en 2013 (-1,6 %), après une année de croissance forte en 2011 (+4 %), suivie d'une année 2012 atone (-0,2 %). Ces chiffres sont néanmoins à manipuler avec précaution tant les variations observées sont faibles.

Cette évolution peut être mise en regard de celle des indicateurs socio-économiques qui reflètent le ralentissement concomitant de la croissance de l'activité du secteur tertiaire, comme en témoignent les chiffres de **l'emploi du secteur**, selon les statistiques de l'INSEE (cf. graphique ci-contre). À noter que les dernières valeurs de l'année 2013 laissent entrevoir des signes de reprise de l'emploi.

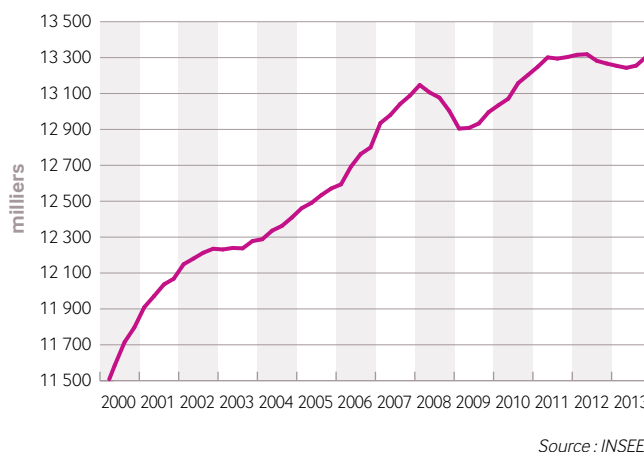
Recul du chauffage électrique dans les logements résidentiels neufs



Consommation d'électricité du secteur tertiaire



Évolution trimestrielle du nombre de salariés du secteur tertiaire





+ Réglementation thermique 2012 et chauffage électrique

Avec 44% de la consommation finale d'énergie française en 2012 (source SOeS), les bâtiments résidentiels et tertiaires constituent le secteur économique le plus énergivore en France. La réglementation thermique des bâtiments constitue donc un véritable enjeu pour la politique énergétique de la France.

La réglementation thermique, mise en place en 1975 et progressivement renforcée depuis, a permis de réduire de plus de moitié la consommation énergétique des constructions neuves entre 1975 et 2005. Publiée en 2010, la RT 2012 a encore considérablement renforcé ces exigences avec l'objectif de réduire d'un facteur 2 (pour les combustibles fossiles) à 4 (pour l'électricité) les besoins des bâtiments neufs, notamment grâce à une meilleure conception du bâti et à un recours obligatoire aux énergies renouvelables.

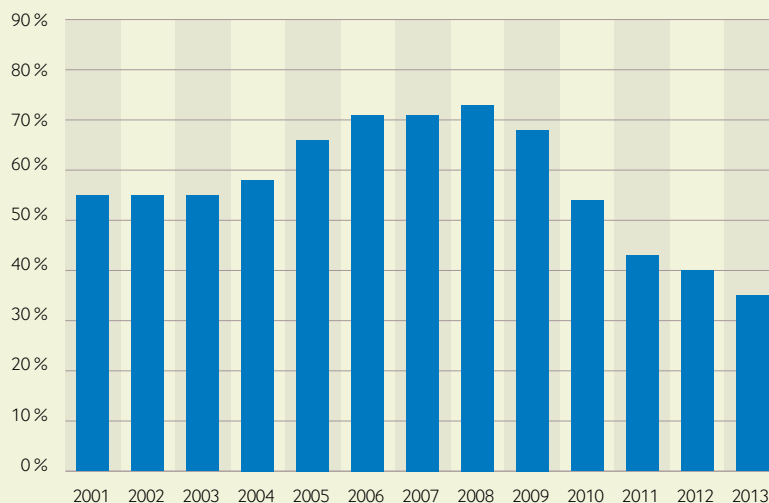
La RT 2012 est applicable à tous les permis de construire déposés depuis le 1^{er} janvier 2013. Elle limite les consommations de chauffage, d'eau chaude sanitaire, d'éclairage, de climatisation et de ventilation à 50 kWh d'énergie primaire par m² et par an en moyenne (selon les logements). Le facteur de conversion d'un kWh électrique en kWh primaire étant de 2,58, ce seuil de consommation équivaut à 19,4 kWh par m² et par an d'énergie finale pour l'électricité.

Cette exigence restreint de facto l'installation du chauffage à effet Joule aux bâtiments pour lesquels les besoins en chauffage sont moindres : bâtiments avec une isolation renforcée ou bâtiments situés dans des zones climatiques privilégiées. Les derniers résultats de l'Observatoire BatiEtude* confirment la chute du chauffage à effet Joule, avec une part de marché inférieure à 10% pour les mises en chantier résidentielles du dernier trimestre 2013. Ces systèmes restant les moins coûteux à l'investissement, leur avenir dépendra, en partie, de leur capacité à associer pilotage intelligent (programmation, détecteurs de présence et d'ouverture des fenêtres...) et isolation performante.

Compte tenu de leurs bonnes performances énergétiques, les pompes à chaleur sont des solutions compatibles avec les exigences de la RT 2012. Cela est confirmé par leur essor dans les logements individuels neufs, avec plus de 40% de part de marché au dernier trimestre 2013.

En conséquence, l'entrée en vigueur de la RT 2012 s'est traduite par une baisse de la part de marché du chauffage électrique dans la construction neuve. Cette baisse résulte de la chute du chauffage à effet Joule qui n'est que partiellement compensée par la progression des pompes à chaleur dans les logements individuels.

Part de marché du chauffage électrique dans les logements résidentiels neufs



Source : BatiEtude

* Institut de sondage sur les secteurs du bâtiment et de la construction : <http://www.groupeaxiome.fr/>

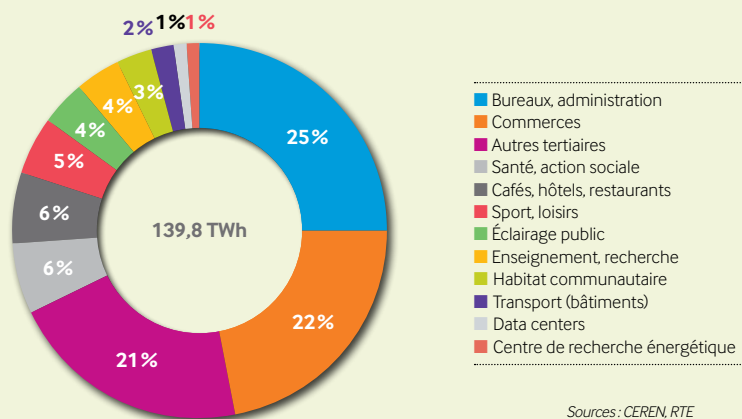
+ Structure de la consommation d'électricité du secteur tertiaire

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

public, armée, centres de recherche, parties communes d'immeubles, artisanat, centres de traitement de données, agriculture basse tension).

Les graphiques suivants illustrent la part des différents usages et branches dans la consommation du secteur tertiaire, qui représente 139,8 TWh en 2013.

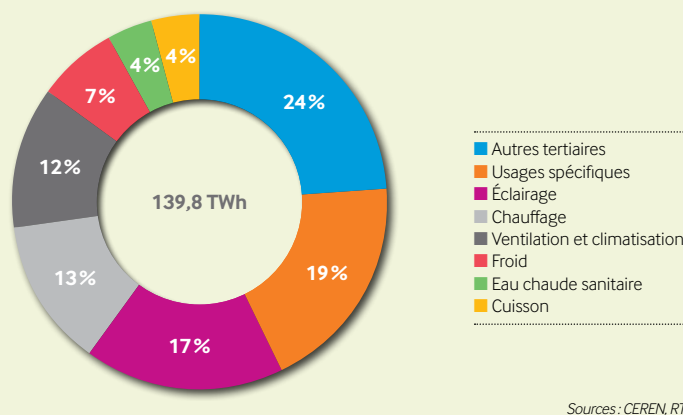
Répartition par branches de la demande électrique tertiaire pour l'année 2013



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

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

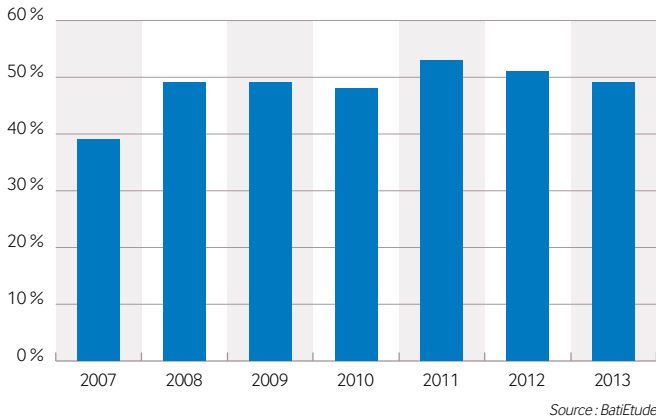
Répartition par usages de la demande électrique tertiaire pour l'année 2013



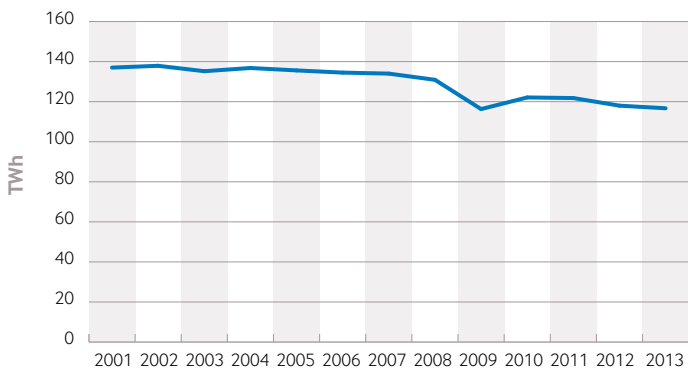
La grande diversité et les évolutions d'usages et de branches du secteur tertiaire nécessitent le développement continu de la connaissance de ses consommations. RTE lance dans cette optique des enquêtes et des campagnes de mesure ad hoc, menées en partenariat dans la mesure du possible, pour compléter les quelques sources statistiques disponibles, dont la pérennité retient l'attention de RTE.



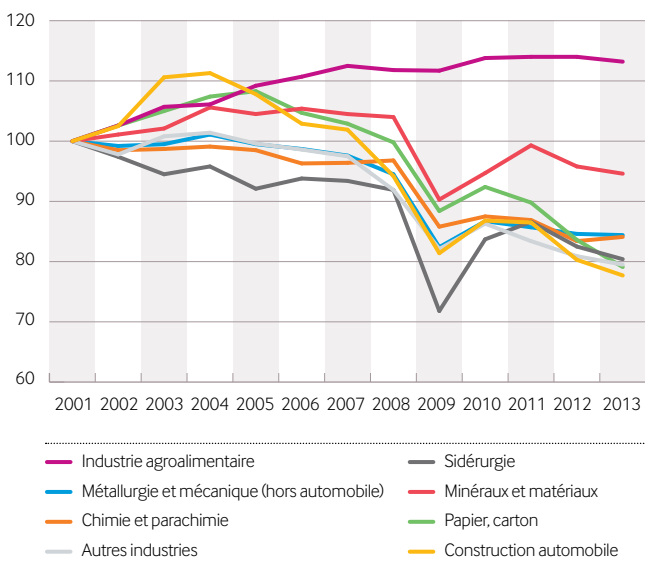
Part du chauffage électrique dans les surfaces tertiaires neuves



Consommation d'électricité du secteur industriel



Évolutions comparées de la demande électrique des branches industrielles (base 100 en 2001)



En outre, comme dans le secteur résidentiel, les effets de la réglementation thermique 2012 commencent à se faire ressentir également dans le secteur tertiaire. Même si la part de marché du chauffage électrique a peu évolué ces dernières années (cf. graphique ci-contre), celle du chauffage par effet Joule a perdu dix points en trois ans.

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

À l'évolution des surfaces chauffées et climatisées à l'électricité du secteur s'ajoute également le développement des centres de traitement de données (ou « data centers ») et d'usages spécifiques de l'électricité (communication, informatisation), qui tirent à la hausse certaines consommations d'électricité de l'économie servicielle dont les perspectives d'évolution seront introduites au chapitre 3.

2.2.3 Le contexte économique morose pèse sur la consommation industrielle

La consommation d'électricité du secteur industriel affiche une tendance baissière depuis le début de la décennie précédente, sous les effets conjugués :

- du déplacement de l'activité des industries lourdes fortement consommatrices d'énergie vers des industries plus légères à forte valeur ajoutée ;
- des actions d'efficacité énergétique qui ont contribué à faire décroître l'intensité électrique de l'industrie (la baisse a été 1,6% par an en moyenne sur 15 ans, entre 1997 et 2012).

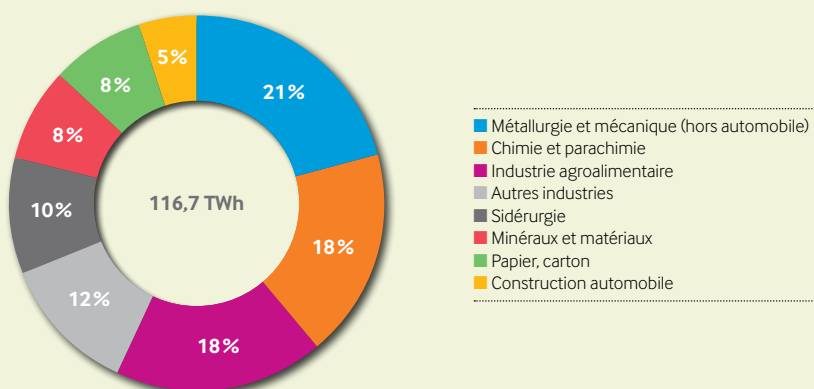
La tendance baissière s'est fortement amplifiée avec la dégradation du **contexte économique** depuis le dernier trimestre de l'année 2008, avec une contraction de la demande de plus de 14 TWh, soit environ 11%, entre 2008 et 2009. Le rebond de 2010, largement lié à un besoin de reconstitution des stocks, a vu son effet effacé par l'atonie de l'économie en 2012 et 2013, avec un ralentissement progressif des exports et une demande intérieure stagnante dans la zone euro.

+ Structure de la consommation d'électricité du secteur industriel

La consommation d'électricité de l'industrie en France continentale s'est élevée en 2013 à 116,7 TWh. Les secteurs d'activité les plus fortement consommateurs sont la métallurgie

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

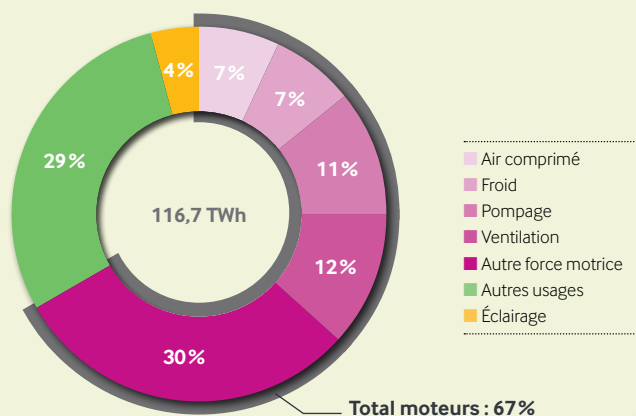
Répartition par branches de la demande électrique industrielle pour l'année 2013



Les moteurs électriques représentent à eux seuls les deux tiers environ de la consommation d'électricité de l'industrie, à des fins de pompage, de ventilation, de production d'air comprimé, de froid ou pour assurer un besoin de force

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

Répartition par usages de la demande électrique industrielle pour l'année 2013



Sources : CEREN, RTE

À la maille des grandes branches industrielles, les dynamiques de consommation d'électricité sont relativement contrastées (cf. page précédente), en lien avec celles de leur activité économique.

Une branche se détache du lot : celle de l'**industrie agroalimentaire**, qui est restée dynamique et relativement insensible aux

effets de la crise économique, même si une stagnation, voire une légère baisse de la demande de cette branche se fait jour depuis deux ans. Celle-ci s'explique par un pouvoir d'achat plus contraint des ménages et une concurrence intraeuropéenne accrue sur certaines filières (notamment la filière avicole).



Toutes les autres grandes branches ont connu des dynamiques négatives et une baisse sensible de leur demande électrique, largement corrélée à la contraction de la production manufacturière. Les niveaux de baisse par rapport à 2007 sont toutefois assez disparates, allant de 10% à 25% selon les branches d'activité.

Le secteur le plus affecté par la crise économique est celui de la **construction automobile**, avec un nombre de véhicules produits en 2013 en retrait de plus de 40% par rapport à 2007¹⁴. Cette baisse n'est que partiellement imputable à la demande intérieure : la baisse du nombre d'immatriculations neuves n'a été que de 15% sur la même période, avec un maintien des parts de marché des marques françaises. La cause réside avant tout dans la dégradation des exportations, avec une perte d'environ 800 000 unités pour l'industrie française, liée à :

- ▶ une délocalisation de la production engagée dès 2005¹⁵, année où les exportations françaises ont commencé à décrocher ;
- ▶ une perte de parts de marché des marques françaises à l'étranger, indépendamment du lieu de production.

Le contexte de ces dernières années est donc relativement morose. Une stabilisation de la production automobile en France durant l'année 2013 laisse entrevoir toutefois une possible inflexion de la tendance récente.

Les évolutions de ce secteur sont d'autant plus significatives que son poids économique demeure important de par les débouchés

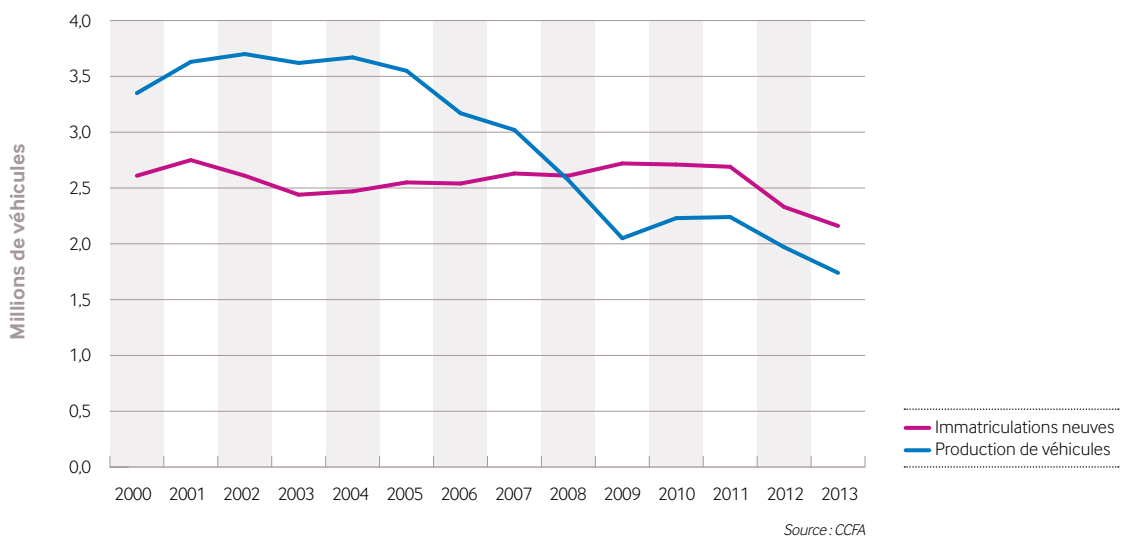
qu'il offre à d'autres secteurs d'activité (sidérurgie, plasturgie, caoutchouc, verre...). Via les consommations intermédiaires produites en France, chaque euro de valeur ajoutée dans le secteur de la construction automobile génère quatre euros de valeur ajoutée dans le reste de l'économie¹⁶.

Ainsi, certaines branches productrices de biens intermédiaires en France, comme la **métallurgie** et les **minéraux non métalliques**, ont été affectées par la réduction des débouchés chez leurs principaux clients que sont l'automobile et la construction. Il en va de même pour l'industrie du **papier-carton** qui subit à la fois les effets baissiers d'une conjoncture morose et de la concurrence croissante des supports numériques.

La **chimie** résiste en revanche relativement bien à la crise et demeure le premier secteur exportateur français : portée par l'export, elle a enregistré une croissance de 1,3% de sa production en volume en 2013 quand le reste de l'industrie reculait de 1%. In fine, avec un niveau d'investissement élevé qui stimule l'efficacité énergétique, la consommation d'électricité de la chimie est relativement stable depuis 2009.

Enfin, dans le secteur des biens d'équipement, la **construction aéronautique** se distingue par ses bonnes performances, portées par la croissance soutenue du trafic aérien. EADS a ainsi établi en 2013 la meilleure performance commerciale de l'histoire de

Production et immatriculations françaises de véhicules automobiles Véhicules particuliers et utilitaires légers



¹⁴ Source : Comité des constructeurs français d'automobiles (CCFA) ¹⁵ Un quart des véhicules particuliers et utilitaires légers de marque française ont été produits en France en 2013 contre 54% en 2005 (source INSEE) ¹⁶ Source INSEE

l'aéronautique avec 1 503 commandes nettes et la livraison de 626 avions commerciaux.

Les perspectives d'évolution de la production et des consommations industrielles seront introduites au chapitre 3.

2.2.4 La consommation du transport, de l'énergie et de l'agriculture demeure relativement atone

La consommation d'électricité du transport, de l'énergie et de l'agriculture, hors enrichissement de l'uranium¹⁷, est restée relativement stable depuis 2001, avec une légère tendance baissière ces dernières années.

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

- ▶ La consommation électrique du transport a été globalement en hausse (+0,6% par an en moyenne sur les dix dernières années), tirée par les transports ferroviaires urbains et interurbains de passagers ;
- ▶ Celle de l'agriculture a très légèrement décliné sur la même période (-0,2% par an en moyenne) ;
- ▶ En revanche, la consommation d'électricité du secteur énergie¹⁸ s'inscrit plus nettement à la baisse (-2,2% par an en moyenne entre 2003 et 2013), sous l'effet notamment de fermetures de raffineries (la France a perdu 25% de ses capacités de raffinage entre 2008 et 2012).

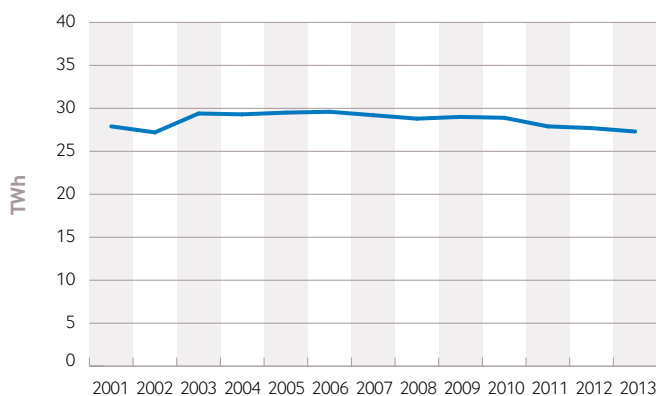
Par ailleurs, le développement des véhicules électriques (VE) et des véhicules hybrides rechargeables (VHR) se révèle moins rapide que dans les anticipations des exercices précédents, avec 14 000 unités vendues en France en 2013 (cf. graphique ci-contre). Cet essor timide s'explique notamment par :

- ▶ une consommation des ménages plus contrainte, avec à la clé des arbitrages se faisant sur le poste achat de véhicule ;
- ▶ un déploiement d'infrastructures de charge et une autonomie des véhicules électriques encore insuffisants pour lever certaines réticences à l'achat.

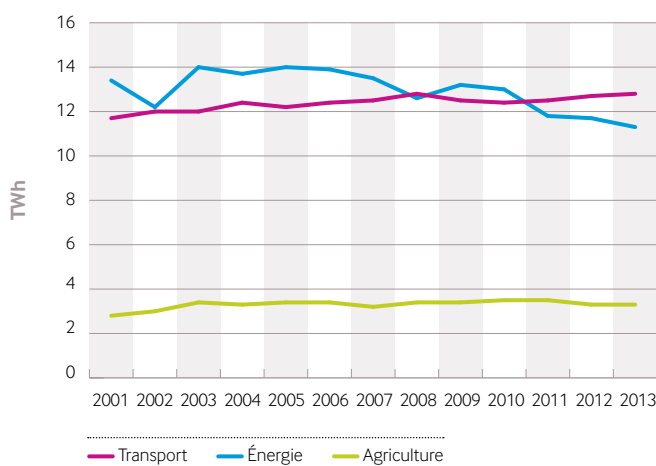
Le potentiel d'évolution de ces usages et consommations, et en premier lieu des transports électriques, seront décrits au chapitre 3.

¹⁷ L'enrichissement de l'uranium était historiquement une activité très consommatrice d'électricité. Le changement de procédé achevé en 2012 (passage de la diffusion gazeuse à la centrifugation) s'est traduit par une très forte réduction de la consommation d'électricité. L'historique des consommations du secteur de l'énergie présenté ici n'intègre pas celle de l'enrichissement de l'uranium afin de ne pas masquer les tendances de fond. ¹⁸ Le secteur énergie (hors enrichissement de l'uranium) comprend les activités suivantes : production de combustibles minéraux solides ; cokéfaction ; extraction d'hydrocarbures ; raffinage de pétrole ; production, transport et distribution d'électricité ; production et distribution de gaz ; production et distribution d'eau ; chauffage urbain.

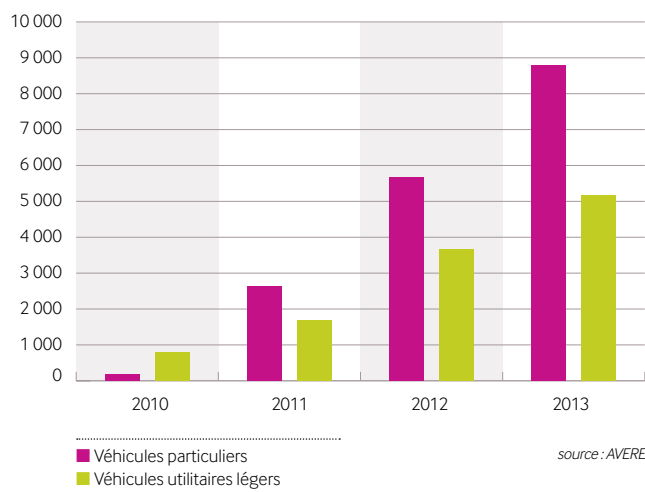
Consommation totale d'électricité du transport, de l'énergie et de l'agriculture
Hors enrichissement de l'uranium



Consommation d'électricité du transport, de l'énergie et de l'agriculture
Hors enrichissement de l'uranium



Immatriculations neuves de véhicules électriques en France



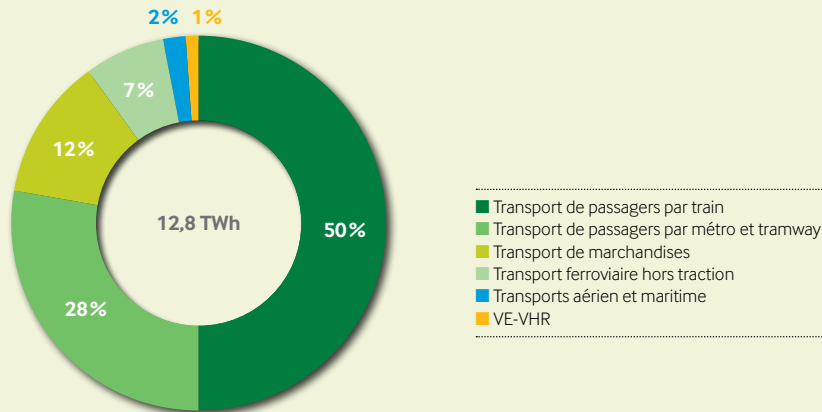


+ Structure de la consommation d'électricité du transport et du secteur de l'énergie

La consommation d'électricité du transport en France continentale s'est élevée en 2013 à 12,8 TWh. Ce chiffre est très majoritairement imputable au transport ferroviaire de

passagers, que ce soit par train (50% environ) ou par transport urbain (métro, tramway : 28%).

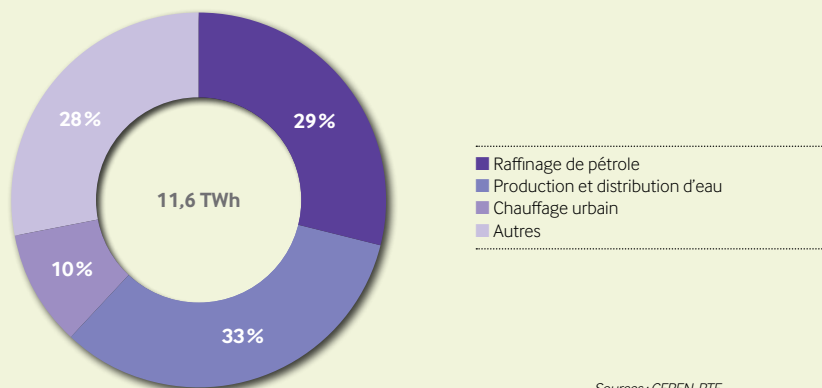
Répartition par usages de la demande électrique du transport pour l'année 2013



Le secteur de l'énergie a consommé, hors pertes, 11,6 TWh en 2013. Au sein de ce secteur relativement disparate, on

peut noter le poids important de la production et de la distribution d'eau (33%) et des raffineries (29%).

Répartition par usages de la demande électrique du secteur de l'énergie pour l'année 2013



Sources : CEREN, RTE

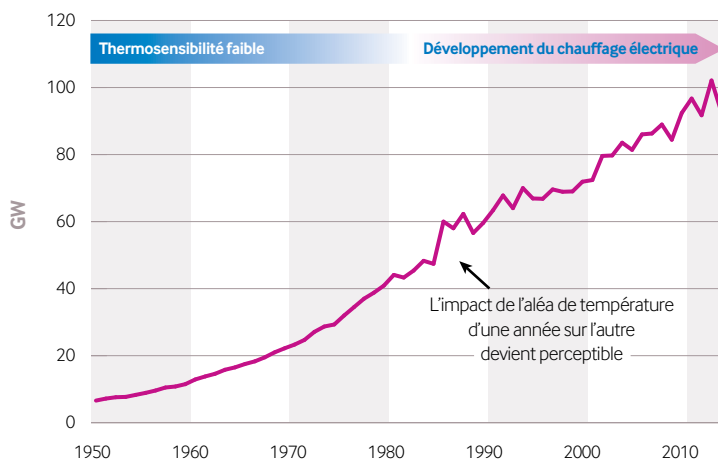
2.3 La réglementation thermique et son impact sur la thermosensibilité

2.3.1 Les pics de puissance ont crû deux à trois fois plus vite que la demande en énergie sur la dernière décennie

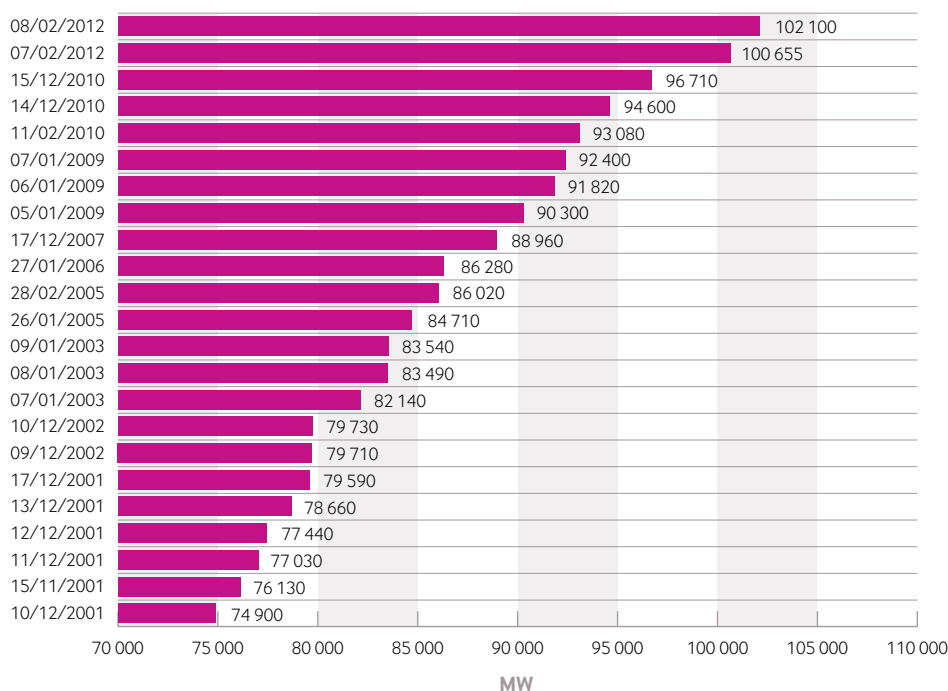
Comme le montre le graphique ci-dessous, les puissances maximales annuelles appelées ont fortement augmenté depuis les

années 50 et les nombreux pics de consommation atteints ces dernières années traduisent une dynamique toujours soutenue de la pointe. Durant la dernière décennie, on a ainsi constaté une augmentation des pics de consommation deux à trois fois plus rapide que celle de la consommation annuelle en énergie.

Pics annuels de consommation



Pics historiques de consommation sur la dernière décennie





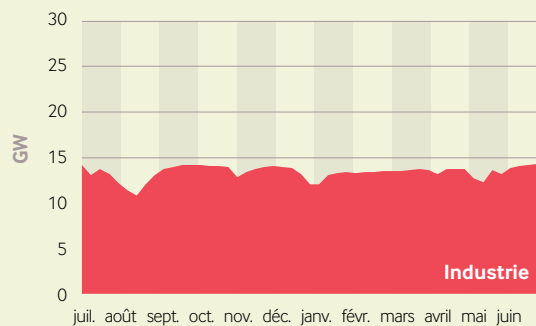
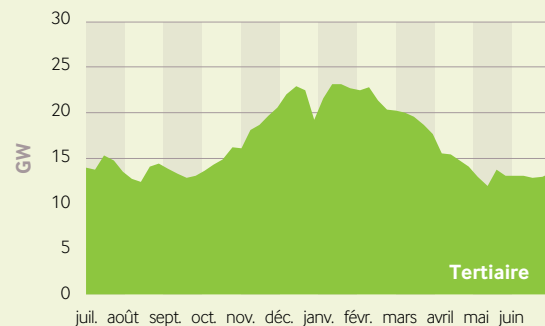
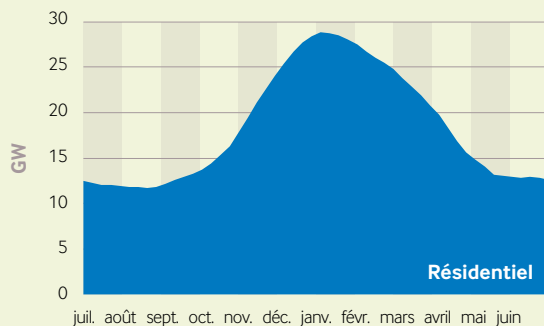
+ Saisonnalité, thermosensibilité et gradient de température

La consommation d'électricité varie en permanence. L'activité économique, les loisirs, les besoins d'éclairage... rythment la demande par des cycles journaliers, hebdomadaires ou saisonniers. De manière générale, la demande d'électricité est plus importante le jour que la nuit, en semaine qu'en week-end, ou encore en hiver qu'en été

même si certains appareils (production de froid, réfrigérateurs...) présentent des consommations sensiblement plus élevées en été. De nombreux usages des secteurs tertiaire et résidentiel, le transport ou encore certains processus de l'industrie agroalimentaire, ont une saisonnalité.

Moyenne hebdomadaire des puissances appelées à températures de référence

Année à cheval 2011/2012



Certains usages sont à la fois saisonniers et thermosensibles, c'est le cas par exemple du chauffage. Les températures hivernales induisent chaque année une augmentation de la consommation qui répond au besoin de chauffage des locaux : c'est la **composante saisonnière**. Pour autant cette surconsommation n'a pas la même ampleur si l'hiver est doux ou si l'hiver est rigoureux : c'est la **composante thermosensible**. Dans une moindre mesure, ces deux composantes se retrouvent dans la demande d'électricité associée à l'usage climatisation qui représente chaque été une part non négligeable de la consommation nationale, part d'autant plus importante que l'été est chaud.

Il est essentiel pour RTE d'être en mesure de quantifier et distinguer ces deux effets saisonniers et thermosensibles. Cette

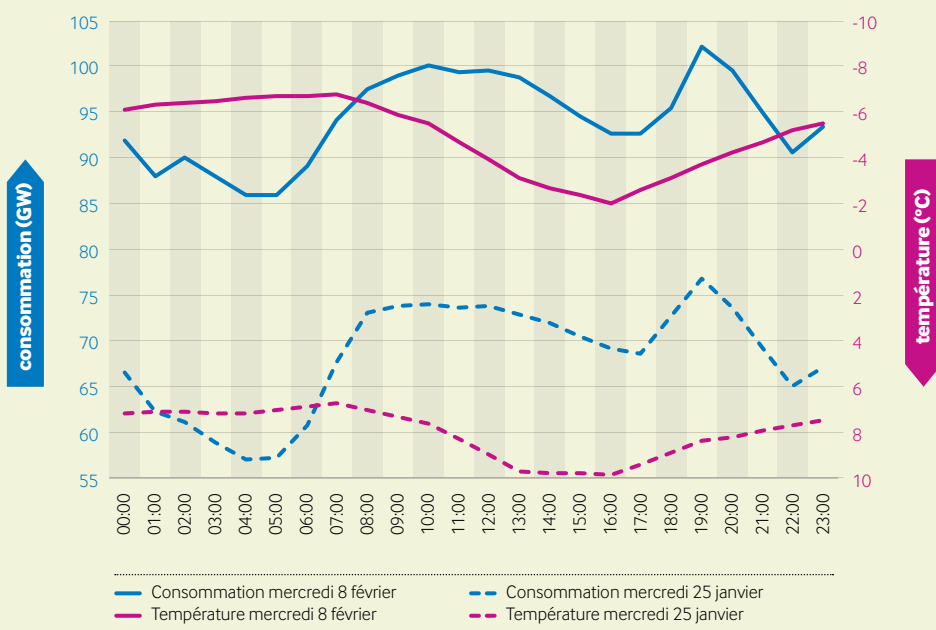
opération dite de correction climatique est incontournable pour analyser l'évolution de la consommation. Elle permet d'estimer le niveau de consommation à conditions de référence pour distinguer les évolutions structurelles de l'impact des aléas météorologiques.

Ainsi, la consommation corrigée du climat a augmenté entre 2010 et 2011 alors qu'à l'inverse, la consommation brute a été sensiblement plus forte en 2010, année marquée par de longues périodes remarquablement froides en début et fin d'année. Le pic historique de consommation atteint lors de la vague de froid de février 2012 est une autre illustration éloquent de l'importance de la thermosensibilité en France. La puissance moyenne journalière appelée le mercredi 8 février 2012 était de 94 GW pour une

température journalière moyenne* de -4,9°C alors qu'elle était de 68 GW deux semaines plus tôt quand la température journalière moyenne était de +8°C (cf. graphique). L'effet sai-

sonnier seul aurait, à l'inverse, conduit à une consommation plus élevée en janvier qu'en février en accord avec les températures moyennes.

Illustration de la surconsommation induite par la baisse des températures lors de la vague de froid de février 2012



Les paramètres du modèle de correction climatique exploité par RTE sont actualisés annuellement sur la base de l'historique de consommation nationale et de l'indice de température sur les cinq dernières années. Ce modèle intègre les effets de thermosensibilité et de couverture nuageuse, de saisonnalité, de configuration calendaire, d'effacement, d'inertie...

L'inertie thermique des bâtiments est prise en compte par le lissage de l'indice de température lors des estimations. Cela rend compte qu'un événement froid soudain ne se traduit pas par une hausse instantanée de la consommation, surtout si préalablement les températures étaient douces.

La valeur du paramètre « gradient » qui représente la surconsommation induite par une baisse de 1°C de cet indice lissé est estimée aux environs de 2 400 MW en fonction de l'heure de la journée, valeur qui inclut les pertes par effet Joule.

La thermosensibilité hivernale est associée au chauffage qui se répartit à hauteur d'environ 70% pour le secteur résidentiel et 30% pour le secteur tertiaire. La thermosensibilité estivale est principalement associée à la climatisation. En revanche, aucune thermosensibilité n'a pu être mise en évidence de façon significative, en regard de la consommation nationale, sur les autres usages y compris ceux utilisant une source d'eau froide comme les chauffe-eau ou les lave-linge.

La thermosensibilité en France est donc essentiellement liée au chauffage des bâtiments l'hiver. Les autres usages sont minoritaires dans la thermosensibilité, même si leur saisonnalité explique en partie l'augmentation des consommations hivernales.

* La température journalière moyenne retenue par RTE est une pondération de températures relevées par Météo-France sur 32 stations de mesures Cf. <https://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/services/actualites.jsp?id=9482&mode=detail>



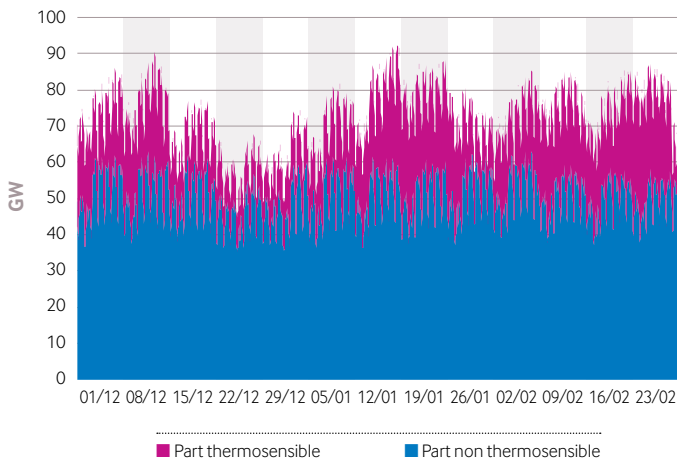
Cette dynamique de la pointe a été portée ces dernières années par le développement important d'usages résidentiels :

- des usages **non thermosensibles**, liés au rythme des activités domestiques :
 - les nouveaux usages de confort et de loisir dont sont équipés, voire multiéquipés, de plus en plus de foyers français – TIC, petit électroménager... ;
 - les usages existants qui se développent via le multiéquipement (TIC, petit et gros électroménager...) ou via les transferts d'usage (cuisson électrique) ;

- les usages existants dont les consommations par logement augmentent lors d'un changement d'équipement (augmentation de la taille des écrans, augmentation du volume du gros électroménager...).

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

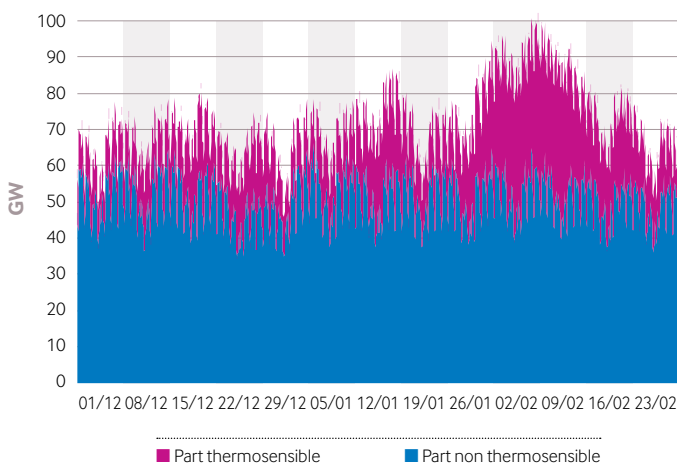
Parts thermosensible et non thermosensible de la consommation électrique sur l'hiver 2012-2013



L'usage du chauffage électrique augmente la sensibilité de la consommation aux températures froides : elle est aujourd'hui estimée à 2 400 MW par degré Celsius à 19 heures¹⁹. Cette sensibilité n'a cessé de progresser ces dix dernières années, gagnant près de 70 MW par an. Cette dynamique semble cependant connaître un ralentissement récent.

Aujourd'hui, la thermosensibilité est bien plus importante en France que dans les autres pays d'Europe. À elle seule, la France représente près de la moitié de la thermosensibilité européenne. Cette spécificité française explique la vigilance toute particulière qu'exerce RTE lors des vagues de froid, où le niveau de la puissance appelée peut être très élevé après plusieurs jours de grand froid. Ainsi, lors de la pointe particulièrement froide de l'hiver 2011-2012, on estime que 40% de la consommation d'électricité appelée était le fait du chauffage électrique²⁰.

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



2.3.2 L'année 2013 a été particulièrement douce

Le maximum de consommation en 2013 s'est établi à 92,6 GW le 17 janvier, pour une température journalière moyenne constatée de -1,9°C. À l'opposé, la puissance consommée n'a atteint le 11 août que 29,6 GW, plus faible niveau de consommation constaté depuis cinq ans.

¹⁹ La baisse d'un degré de température entraîne une croissance de la puissance appelée de 2 400 MW. ²⁰ cf. pages 34 et 35 du Bilan prévisionnel 2012 et une analyse détaillée dans le document « La vague de froid » disponible à l'adresse : <http://www.rte-france.com/fr/actualites-dossiers/a-la-une/retour-sur-la-vague-de-froid-de-l-hiver-2012-rte-analyse-les-consequences-sur-le-systeme-electrique-francais-au-mois-de-fevrier>.

2.4 Les difficultés économiques du parc thermique

L'Europe de l'énergie actuelle est caractérisée par une stagnation de la demande et une surcapacité de production électrique significative, dues à plusieurs facteurs.

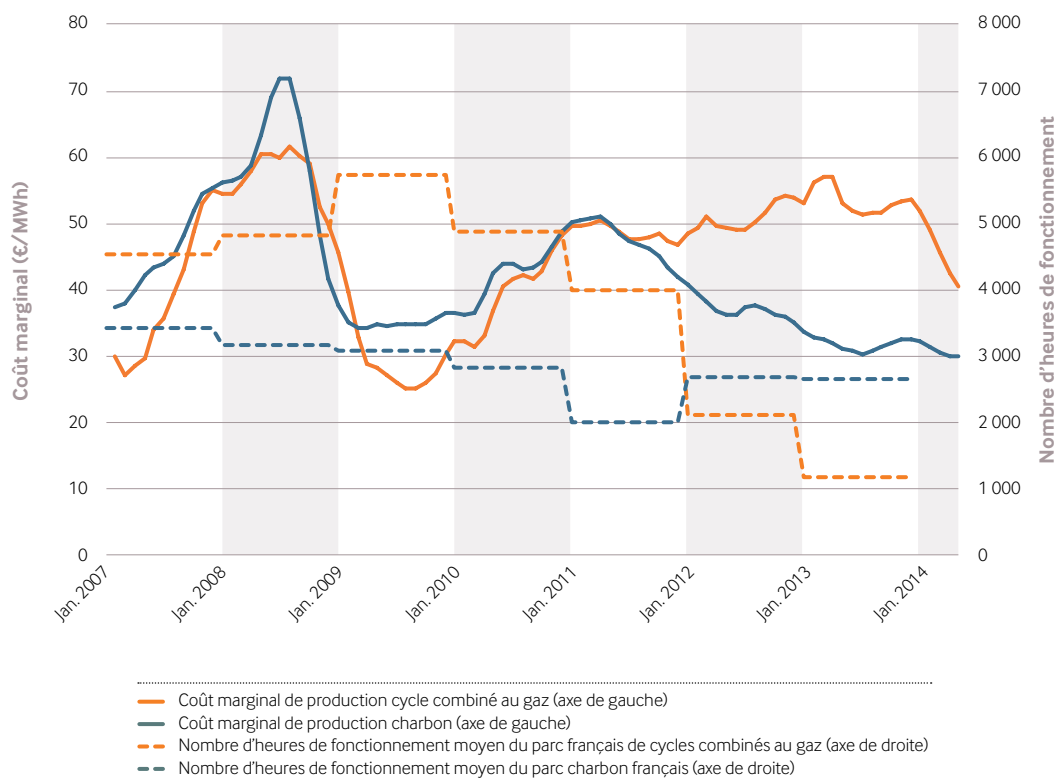
Depuis 2008, la crise économique a réduit la demande électrique. Dans le même temps, le développement des énergies renouvelables subventionnées « hors marché » et bénéficiant d'un accès prioritaire sur le réseau électrique est rapide. De même, les centrales à charbon européennes connaissent un fort regain d'activité lié à la chute du prix de ce combustible, due à l'essor du gaz de schiste américain qui a poussé les États-Unis à exporter massivement leur production de charbon désormais excédentaire vers l'Europe. Enfin, les centrales à gaz – devenues moins compétitives que les centrales à charbon – voient leur rentabilité, et donc leur activité, se réduire fortement, alors que ce parc a été largement étoffé cette dernière décennie.

La France, bien que dotée d'un parc de cycles combinés au gaz plus restreint et plus récent que ses voisins, est aussi touchée par ces changements globaux. On constate en effet que la durée d'appel des centrales au gaz a fortement diminué ces dernières années, compensée par une hausse de la production des groupes fonctionnant au charbon (voir graphique ci-dessous).

Cette baisse de la rentabilité des centrales au gaz a conduit plusieurs producteurs français à prendre des décisions de fermetures estivales pour certains, de mise en cocon temporaire pour d'autres.

Les hypothèses retenues d'évolution de la capacité du parc thermique à l'horizon 2020 seront précisées dans le chapitre 4.

Évolution théorique des coûts marginaux de production pour deux cas types de cycle combiné au gaz et de groupe charbon

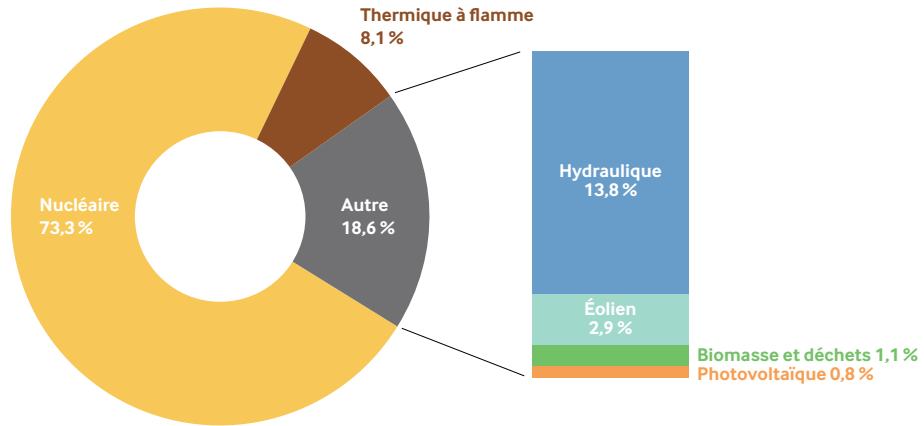




2.5 Un ralentissement du développement des énergies renouvelables

En 2013, les énergies renouvelables ont fourni 18% de la production totale d'électricité française, soit environ 100 TWh.

Répartition par filières de l'énergie électrique produite en 2013



2.5.1 L'éolien

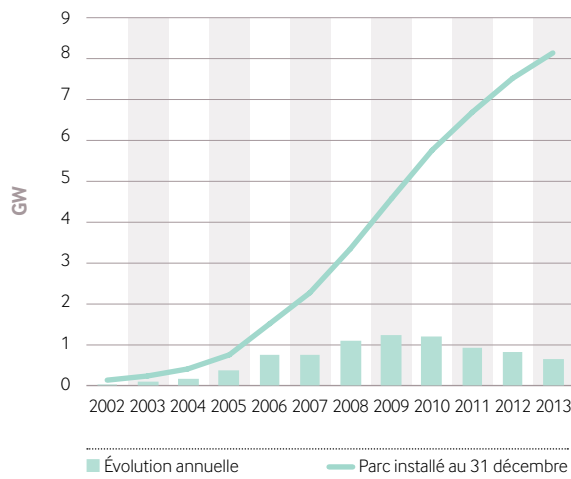
À fin 2013, la capacité éolienne installée atteint 8 139 MW. Si le développement de cette filière a connu un rythme soutenu au milieu des années 2000, elle fait aujourd'hui face à un ralentissement marqué avec une puissance annuelle installée qui est passée de plus de 1 200 MW en 2009 à moins de 650 MW en 2013.

Plusieurs éléments sont de nature à expliquer cette baisse : en premier lieu l'incertitude juridique entourant le contentieux com-

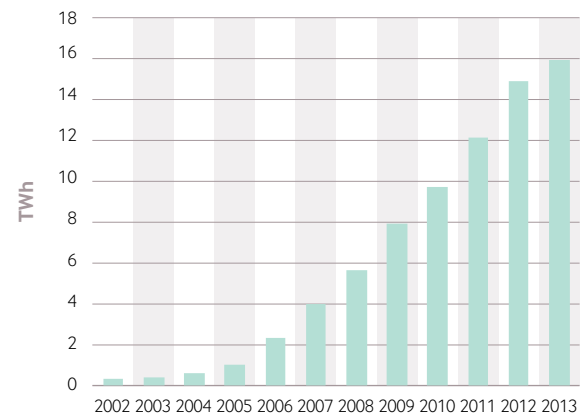
munautaire déposé contre le dispositif du tarif d'achat. De nombreux développeurs étaient ainsi en attente des suites données à ce contentieux avant de lancer le financement de leurs projets. La signature récente d'un arrêté tarifaire devrait permettre de lever cet obstacle.

Au-delà du contentieux, les contraintes de financement sont également mises en avant par certains producteurs dans le contexte d'une instabilité juridique dans d'autres pays d'Europe :

Parc éolien



Production éolienne



en Espagne, des dispositions rétroactives ont été mises en œuvre sur les énergies renouvelables, ce qui a conduit à un arrêt brutal de la quasi-totalité des projets.

Enfin, l'opposition locale aux projets éoliens est également un facteur de ralentissement, d'autant que de nouvelles procédures administratives ont été mises en œuvre (Installations classées pour la protection de l'environnement...). Les simplifications annoncées par le gouvernement (dont notamment l'expérimentation d'une autorisation unique) sont de nature à soulager ce type de contrainte et pourrait accélérer la réalisation des projets.

La file d'attente de la filière éolienne totalise un peu plus de 5 600 MW au 31 mars 2014 (RTE et ERDF confondus). Cette file est cependant à traiter avec précaution : elle pourrait contenir des projets n'offrant aucune perspective réelle de rentabilité (et qui ne se réaliseront donc pas) ou, à l'inverse, contenir des projets bloqués par les incertitudes juridiques récentes et qui, une fois celles-ci levées, pourraient prochainement se réaliser.

2.5.2 Le photovoltaïque

La capacité installée en solaire photovoltaïque s'est élevée à 4 280 MW à la fin 2013. Comme l'éolien, le photovoltaïque a connu une baisse de son rythme annuel d'installation qui est passé de près de 1 600 MW environ en 2011 à moins de 750 MW en 2013.

La filière du solaire photovoltaïque reste marquée par le phénomène d'emballement qu'elle a connu lors des périodes de très

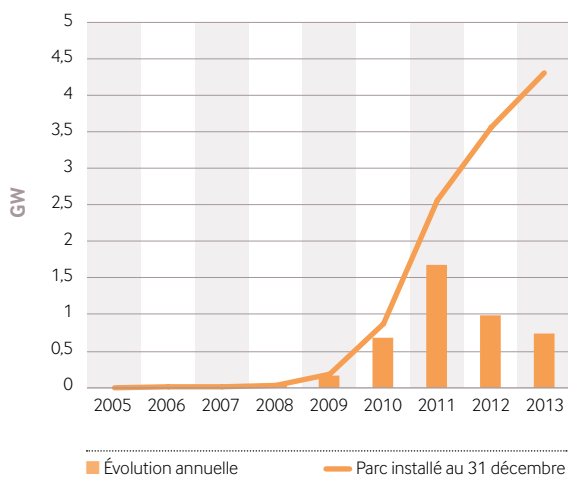
haut niveau tarifaire (2008-2009) et qui ont conduit l'État à réagir en réduisant drastiquement ce soutien. Ce phénomène n'a pas été propre à la France et a été observé dans de nombreux pays européens : Espagne, République tchèque, Italie, Allemagne... De fait, des rythmes d'installations de 7 à 10 GW par an ont pu être enregistrés dans certains de ces pays mais ne se sont, bien sûr, pas avérés soutenables dans la durée.

En contrepoint de cet emballement, la baisse des coûts de production de la filière photovoltaïque a été considérable ces dernières années : de nombreux efforts ont d'ores et déjà été faits sur la composante « panneau » du coût de cette production et c'est désormais sur les frais liés à l'installation, au génie civil ou aux équipements électriques comme les onduleurs, que porte une part importante des efforts de productivité.

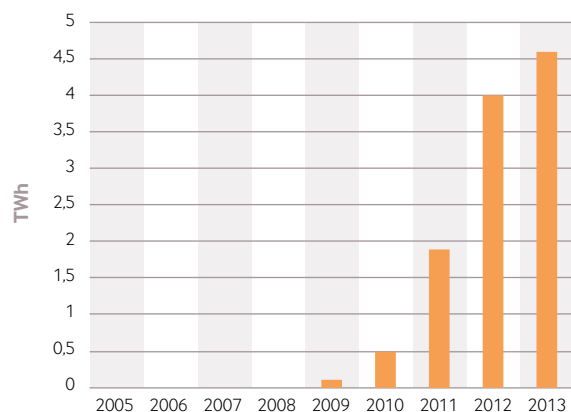
Aujourd'hui, la filière photovoltaïque réalise une part importante de ses installations par le biais des appels d'offres organisés par la CRE. Par ailleurs, les modalités d'un éventuel soutien à l'auto-consommation font l'objet d'une concertation en cours menée par la Direction générale de l'énergie et du climat. Elles pourraient constituer une nouvelle voie de développement pour cette filière.

La filière photovoltaïque représente une file d'attente d'un peu plus de 2 400 MW au 31 mars 2014. Comme pour l'éolien, il est difficile d'en déduire une prévision d'installation compte tenu du taux d'échec qui caractérise les projets de cette file d'attente.

Parc photovoltaïque



Production photovoltaïque





2.5.3 La production thermique renouvelable

Au 1^{er} janvier 2014, les capacités de production électrique étaient de 826 MW pour les déchets ménagers²¹, 109 MW pour les déchets de papeterie, 298 MW pour le biogaz et 255 MW pour le reste de la biomasse. Sur l'année 2013, ces filières ont produit 3,1 TWh à partir de déchets ménagers, 0,3 TWh à partir de déchets de papeterie, 1,4 TWh à partir de biogaz et 1,3 TWh à partir de biomasse.


La production thermique renouvelable se différencie fortement des filières éoliennes et photovoltaïques :

- ▶ Elle est pilotable et fonctionne généralement en base sur un grand volume d'heures ;

- ▶ Elle a besoin d'un approvisionnement en combustible qui peut être difficile à mettre en place et qui doit offrir une visibilité à l'exploitant sur la durée prévisionnelle du contrat d'achat (soit près de 20 ans) ;
- ▶ Elle est souvent associée à un débouché pour la chaleur, nécessaire pour garantir la rentabilité de l'opération et qui doit également s'inscrire dans la durée.

Ces différentes conditions expliquent les difficultés à monter des projets sur les filières thermiques renouvelables. Les installations qui y parviennent correspondent donc à des activités très spécifiques (scieries, usines de fabrication de pellets ou de bûches..).

²¹ Par convention, l'électricité fournie à partir de déchets ménagers n'est considérée comme renouvelable qu'à hauteur de 50% dans les tableaux de puissances et les bilans énergétiques des chapitres suivants. Les chiffres de capacité installée cités dans le paragraphe 2.5.3. intègrent néanmoins tout le parc d'incinération de déchets ménagers.

A photograph of a tram at night. The tram is dark with a digital display showing 'A JEAN MONNET'. In the background, a Ferris wheel is illuminated with red and yellow lights. The scene is lit by streetlights.

LES ENJEUX DU FUTUR SYSTÈME ÉLECTRIQUE

- 3.1 Le contexte socio-économique**
- 3.2 L'efficacité énergétique**
- 3.3 Le développement des usages de l'électricité**
- 3.4 L'avenir du nucléaire**
- 3.5 La diversification des moyens de production**
- 3.6 L'évolution du réseau de transport d'électricité**



Les enjeux du futur système électrique

De nombreux facteurs influencent la demande et l'offre à moyen et long termes. Il est donc nécessaire, avant de construire différents scénarios aux chapitres 4 et 6, de bien cerner les principaux enjeux et leviers de la politique énergétique et d'en préciser les variations plausibles. Cette démarche s'appuie sur des travaux d'analyse, d'enquête et d'expertise menés au sein de RTE. Elle est aussi adossée à la consultation pluridisciplinaire de nombreux acteurs.

3.1 Le contexte socio-économique

3.1.1 L'évolution démographique demeure dynamique

Les évolutions démographiques constituent un déterminant essentiel des consommations résidentielle et tertiaire et de la croissance économique.

Les valeurs retenues dans ce Bilan prévisionnel pour définir les évolutions possibles de la population se fondent sur les dernières projections de l'INSEE²², recalées sur l'année 2013. Ces hypothèses supposent, dans tous les cas, une croissance de la population entre 2013 et 2030.

Plus que la population, le nombre des ménages a un effet direct sur le nombre de résidences principales, donc sur la consommation résidentielle. L'évolution du nombre de ménages retenue dans cet exercice s'appuie sur une étude du Commissariat général au

développement durable²³. Comme au cours des dernières décennies, le nombre de personnes par ménage tend à diminuer d'ici à 2030, rendant la croissance du nombre de ménages plus dynamique que celle de la population.

La consommation électrique du secteur tertiaire dépend, quant à elle, de l'évolution de la population active. Les hypothèses retenues s'appuient sur les dernières projections disponibles de l'INSEE²⁴.

3.1.2 Le niveau de reprise économique reste incertain

La croissance économique peut avoir plusieurs effets sur la consommation électrique de l'industrie et du secteur tertiaire :

- un effet « volume » en lien direct avec la croissance de l'activité productive ;
- un effet « structure » lié à l'évolution des secteurs d'activité.

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

	Bas	Médian	Haut
Population en 2030 (en millions) et taux de croissance annuel moyen entre 2013 et 2030	67,3 (+0,3%)	68,3 (+0,4%)	68,8 (+0,5%)
Nombre de ménages en 2030 (en millions) et taux de croissance annuel moyen entre 2013 et 2030	31,4 (+0,7%)	31,9 (+0,8%)	32,1 (+0,85%)
Population active en 2030 (en millions) et taux de croissance annuel moyen entre 2013 et 2030	29,2 (+0,2%)	30,1 (+0,3%)	31,7 (+0,5%)

Sources : INSEE, CGDD

²² INSEE Première n° 1320 – « Projections de population à l'horizon 2060 » (octobre 2010) ²³ CGDD – « Le point sur » n° 135 – « La demande potentielle de logements à l'horizon 2030 : une estimation par la croissance attendue du nombre des ménages » (août 2012) ²⁴ INSEE Première n° 1345 – « Projections de population à l'horizon 2060 – Des actifs plus nombreux et plus âgés » (avril 2011)

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

La conjoncture étant porteuse d'incertitudes, il est nécessaire de retenir une fourchette possible d'évolution du PIB :

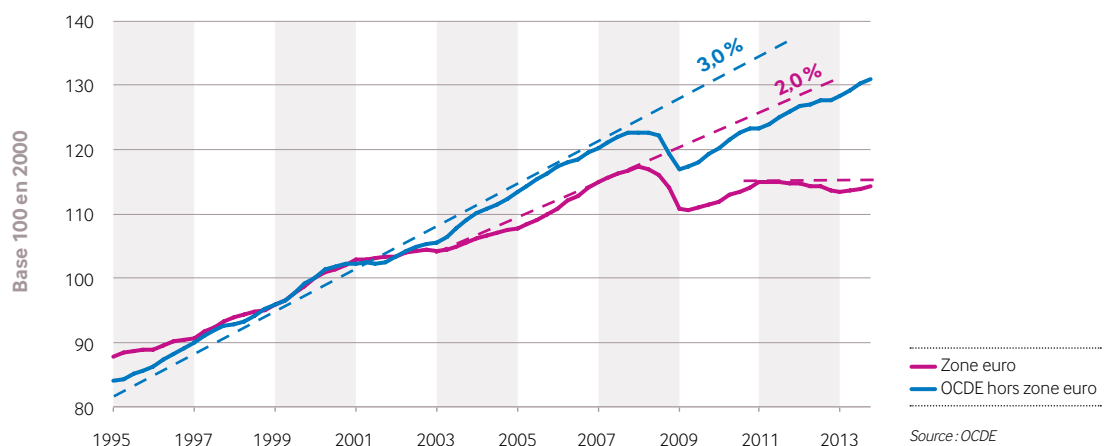
- fondée sur des analyses récentes, afin d'intégrer au mieux les effets du contexte économique actuel sur l'appareil productif et la croissance française ;
- suffisamment large pour ne pas minorer le cône d'incertitude qui est intrinsèque à un exercice de prévision énergétique à long terme.

À **moyen terme** se pose la question de la nature de la sortie de crise. Si la croissance mondiale s'est trouvée affectée depuis 2008, elle est depuis 2010 supérieure à 3% par an et projetée à 3,7 et 3,9% en 2014 et 2015 (source FMI), malgré le ralentissement observable dans les pays émergents. La France est restée à l'écart de ce mouvement, présentant une croissance atone sur la période écoulée : +0,8% entre 2008 et 2013.

L'Europe profite moins que d'autres zones de la reprise mondiale (cf. graphique ci-dessous), affichant :

- des craintes déflationnistes en zone euro (0,5% d'inflation en rythme annuel fin juin 2014²⁵);
- des indicateurs de confiance des ménages et des industriels qui se redressent légèrement, mais qui restent à des niveaux bas ;
- une consommation des ménages en berne dans certains pays.

Évolutions comparées du PIB en volume en zone euro et dans le reste de l'OCDE



La croissance économique modeste de l'Union européenne (+0,4% en 2013) masque des disparités importantes :

- en 2013, le Royaume-Uni a retrouvé le chemin de la croissance (+1,7%), portée par la demande intérieure, la bonne tenue des exports et un taux de change avantageux ;
- l'activité économique est restée plus atone en Allemagne (+0,4%) et en France (+0,3%) ;

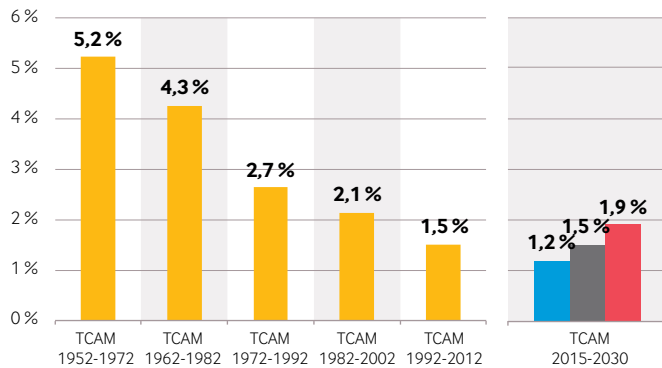
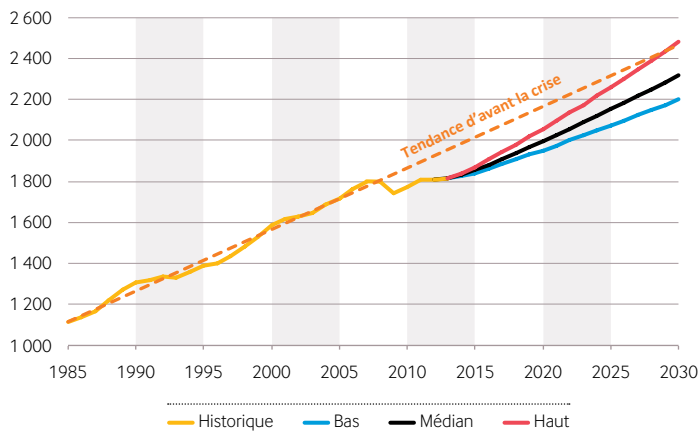
- enfin, l'Espagne (-1,2%) et surtout l'Italie (-1,9%) sont en contraction, malgré un redressement perceptible en cours d'année.

Face à ces incertitudes, une plage d'évolution possible du PIB français a été retenue, fondée sur un panel des prévisions les plus récentes, émanant de sources externes reconnues²⁶.

Cône d'incertitude pour la croissance du PIB français en 2014 et en 2015

	Bas	Médian	Haut
Croissance du PIB français en 2014	+0,6%	+0,9%	+1,3%
Croissance du PIB français en 2015	+0,8%	+1,3%	+1,8%

²⁵ Source : Eurostat ²⁶ OCDE, FMI, Commission européenne, BIPE, Consensus Forecasts, organismes bancaires...

**TCAM sur 20 ans du PIB France en historique et cône d'incertitude 2015-2030 dans le Bilan prévisionnel 2014****PIB en volume et tendance d'avant-crise**

3.2 L'efficacité énergétique

L'amélioration continue de l'efficacité énergétique devrait se poursuivre au travers de la diffusion du progrès technique et des politiques énergétiques déployées ces dernières années et celles à venir. Des facteurs sont toutefois susceptibles de freiner ou, à l'inverse, d'accélérer cette diffusion (incitations financières, pouvoir d'achat des ménages, politiques publiques...).

Les efforts de maîtrise de la demande d'énergie sont également de nature à infléchir la croissance de la consommation électrique de l'ensemble des pays de l'Union européenne en application de la directive européenne sur l'efficacité énergétique.

À long terme, l'amputation du potentiel de croissance par les impacts de la crise sur l'appareil productif est soulignée par nombre d'experts (fermeture de sites, délocalisations...).

En particulier, un récent rapport de l'INSEE²⁷ trace trois scénarios de croissance française pour la période 2015-2025, aboutissant à une croissance annuelle médiane de 1,5%, une vision basse la situant à 1,2%, et une vision haute la plaçant à 1,9%. Cette fourchette couvrant le spectre des autres prévisions analysées²⁸, elle est retenue dans ce Bilan prévisionnel pour définir les trajectoires de croissance du PIB au-delà de 2015.

Il est à noter que la nouvelle fourchette d'incertitude est en ligne avec le niveau d'activité constaté au cours des deux dernières décennies : le niveau moyen de croissance du PIB projeté – +1,5% par an – est sensiblement celui mesuré entre 1992 et 2012.

À partir de cette fourchette, trois trajectoires de sortie de crise différentes, allant d'une perte de production définitive dans certains secteurs d'activités dans une vision basse, à un rattrapage de l'activité dans une vision haute, sont envisageables.

Les taux moyens ci-contre illustrent les incertitudes et leurs valeurs seront précisées, pour chacun des horizons et chacun des scénarios, dans les chapitres 4 pour le moyen terme et 6 pour le long terme.

Les effets des mesures d'efficacité énergétique ne sont généralement significatifs qu'à l'horizon de plusieurs années, le rythme de leur pénétration étant lié à celui de l'évolution des parcs des matériels ou des bâtiments concernés. L'impact des normes est, à ces horizons, considérable et constitue probablement le levier de politique énergétique le plus efficace pour la réduction des consommations. C'est particulièrement le cas pour tous les équipements domestiques dont la durée de vie est courte. Par exemple, les téléviseurs, dont le remplacement par des écrans plats a été accéléré par l'arrivée de la télévision numérique terrestre, ont connu une baisse de leur consommation plus rapide que prévue.

²⁷ « Évaluer la productivité globale des facteurs : l'apport d'une mesure de la qualité du capital et du travail » (INSEE, 2013) : http://www.insee.fr/fr/themes/document.asp?reg_id=0&id=3980 ²⁸ Commission européenne, CEPPI, CEPS, Long-term Consensus Forecasts, USDA

Dans l'industrie, la durée de vie moyenne des moteurs électriques (deux tiers environ de la consommation du secteur) étant de l'ordre de 15 ans, l'impact de la normalisation reste modéré à moyen terme.

Le bâtiment, quant à lui, se caractérise par un taux de renouvellement du parc faible, de l'ordre de 1 % par an : la diffusion du progrès technique ne pourra être que très graduelle sur ce secteur.

3.2.1 L'efficacité énergétique a un impact majeur sur les bâtiments

Les objectifs gouvernementaux, fixés en 2012 et réaffirmés depuis, prévoient la rénovation de 500 000 logements (soit un triplement du rythme actuel, proche de 150 000 par an) et la construction de 500 000 nouveaux logements par an d'ici à 2017 (à comparer à une construction effective de 300 000 logements en 2013).

L'effet de la réglementation thermique 2012 sur les bâtiments neufs

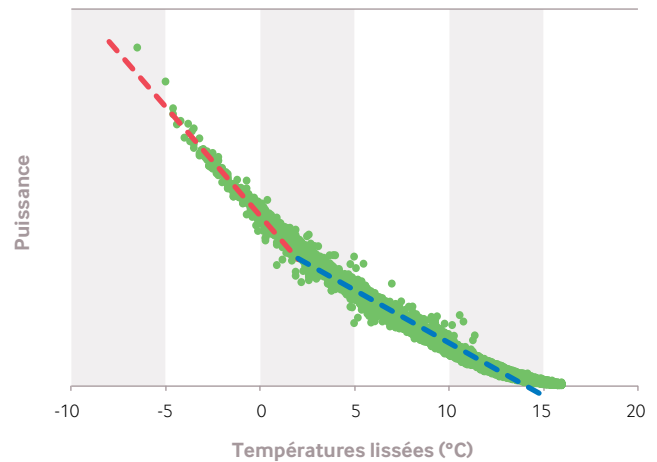
Dans les secteurs résidentiel et tertiaire, l'application de la RT 2012 induit le recul du **chauffage électrique** à effet Joule dans les bâtiments neufs. Cette baisse est particulièrement sensible dans les logements collectifs alors qu'elle est partiellement compensée dans les logements individuels par l'installation croissante de pompes à chaleur. Dans le secteur tertiaire, s'y ajoute une progression des chaudières au gaz.

Avec une part de marché du chauffage électrique plus modérée que durant la dernière décennie et l'amélioration de la performance énergétique des constructions neuves grâce à une meilleure isolation, les besoins en chauffage et la thermosensibilité des bâtiments neufs devraient fortement s'infléchir dans les prochaines décennies.

Si le développement massif des **pompes à chaleur** a des conséquences sur les consommations en énergie, il en a également sur les appels de puissance. En effet, le comportement des pompes à chaleur s'écarte sensiblement de celui du chauffage par effet Joule car elles ont une sensibilité à la température qui augmente sur les périodes froides (cf. graphique ci-contre). Leur coefficient de performance, rapport entre l'énergie restituée et l'énergie consommée, diminue lorsque l'écart de température entre le milieu de prélèvement et le milieu de restitution des calories augmente.

En France, le progrès des pompes à chaleur aux dépens du chauffage électrique à effet Joule a comme conséquence une moindre croissance de la thermosensibilité de la consommation

Appels de puissance de pompes à chaleur air/eau en fonction de la température



nationale. Tel n'est pas le cas dans d'autres pays européens, où les pompes à chaleur se substituent à des équipements de chauffage par combustible fossile. Ce développement pourrait donc à terme peser sur l'équilibre du système et requérir plus de moyens de pointe.

Compte tenu de la relation complexe entre la puissance consommée et les températures de la source et du milieu de restitution, les pompes à chaleur font l'objet d'une modélisation spécifique avec des profils de charge différents pour les systèmes air/air et air/eau.

La production d'**eau chaude sanitaire** est également concernée par la politique énergétique. Les ballons électriques à accumulation, peu compatibles avec la RT 2012, régressent, tandis que les chauffe-eau thermodynamiques sont en pleine expansion : +140% entre 2011 et 2013 (source : BatiEtude). Dans le même temps, le nombre de chauffe-eau solaires individuels installés dans la construction neuve s'est réduit de 24%. Ces derniers sont en effet plus coûteux et plus contraignants à installer (orientation, inclinaison du toit...) que les chauffe-eau thermodynamiques.

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

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

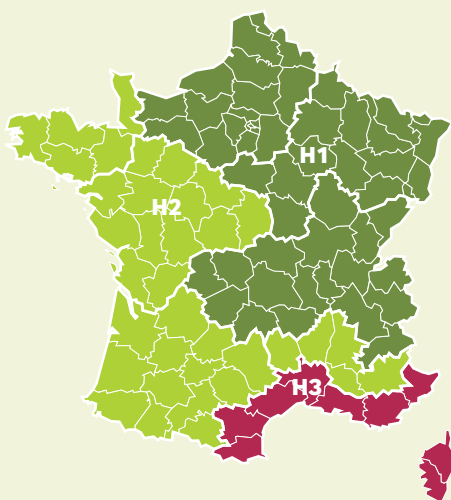


► ces systèmes peuvent nécessiter des temps de chauffe plus longs que les plages « heures creuses » telles qu'elles sont définies actuellement, ce qui les rend incompatibles avec le signal tarifaire existant.

Or, sans asservissement tarifaire (cf. graphique en page suivante), les périodes de chauffe pourraient avoir lieu au plus près des activités domestiques consommatrices d'eau chaude, en matinée

et autour de 19h. Elles accentueraient alors les appels de puissance aux pointes de consommation électrique mais moins que ne l'auraient fait des logements neufs équipés en chauffe-eau à accumulation non asservis. La problématique est similaire pour les chauffe-eau solaires avec appoint électrique. Ce dernier pourrait conduire à des appels de puissance le matin et le soir en hiver pour compenser l'absence de rayonnement.

+ Évolution de la réglementation thermique des bâtiments : RT 2005, RT 2012 et RBR 2020 ou Réglementation pour un bâtiment responsable



La RT 2012 a réduit d'un facteur deux à quatre les consommations d'énergie réglementées dans les bâtiments neufs. En effet, la RT 2005 définissait un coefficient de consommation maximale d'énergie primaire dépendant du type d'énergie de chauffage et exprimé en kWh/m²/an. Pour l'électricité, ce coefficient variait entre 130 kWh/m²/an et 250 kWh/m²/an. La RT 2012 n'a retenu qu'un coefficient unique variant de 40 à 60 kWh/m²/an qui s'applique quel que soit le mode de chauffage.

Le passage de la RT 2005 à la RT 2012 se traduit donc, pour les bâtiments chauffés à l'électricité, par une division de l'ordre de trois à quatre de la consommation unitaire moyenne. Les effets de cette réglementation seront donc particulièrement significatifs sur le long terme.

Consommation maximale en énergie primaire au mètre carré par zone climatique	RT 2005*		RT 2012**
	Chauffage par combustibles fossiles	Chauffage électrique (dont pompes à chaleur)	Valeur moyenne***
H1	130	250	60
H2	110	190	50
H3	80	130	40

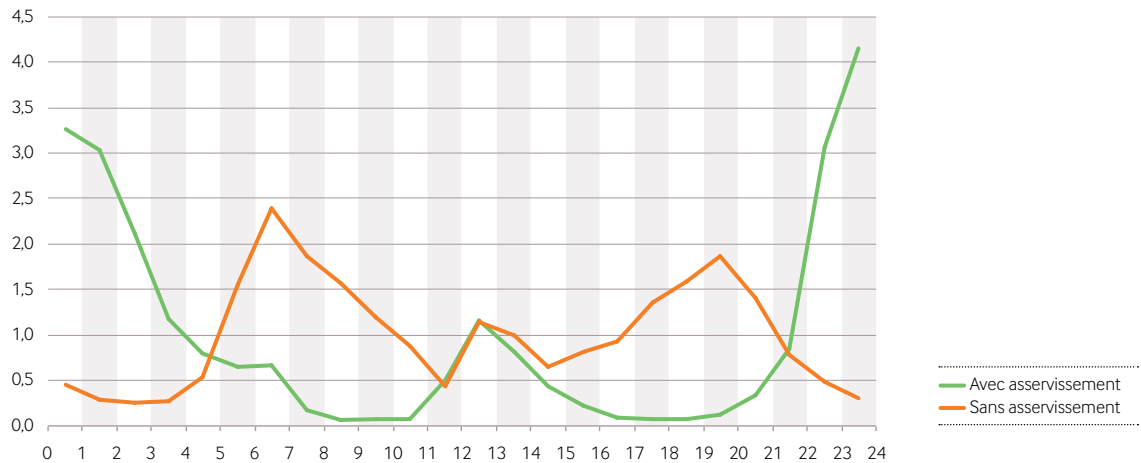
* Pour les usages : chauffage, refroidissement et eau chaude sanitaire

** Pour les usages : chauffage, refroidissement, eau chaude sanitaire, éclairage et auxiliaires

*** Cette valeur moyenne est modulée en fonction de la localisation géographique, de l'altitude, du type d'usage du bâtiment, de sa surface pour les logements, et des émissions de gaz à effet de serre des bâtiments

Au-delà de la RT 2012, les travaux préparatoires de la RBR 2020 portent notamment sur l'intégration au bâti de moyens de production d'électricité renouvelable. Dans un premier temps, l'objectif affiché est de faire émerger d'ici à 2018 un label commun qui pourrait préparer cette future réglementation.

Profil normé²⁹ de consommation pour l'eau chaude sanitaire selon le mode d'asservissement



Avec les nouvelles normes de construction, d'isolation et d'étanchéité des bâtiments neufs, la **ventilation** devient un paramètre du bâti de plus en plus important, tandis que le besoin de rafraîchissement se fait moins sentir. La ventilation et la **climatisation** représentent aujourd'hui près de 12% de la consommation d'électricité du secteur tertiaire. Par ailleurs, les systèmes de gestion d'air les plus récents sont bien plus performants grâce à l'essor de la ventilation double-flux et des possibilités d'optimisation du bâtiment : prise en compte de l'orientation, parois végétalisées, stores brise-soleil. Dans ce contexte, la part des surfaces tertiaires climatisées devrait poursuivre sa croissance, mais les consommations unitaires devraient diminuer avec l'amélioration des performances des nouveaux systèmes, notamment dans les constructions neuves.

La rénovation thermique des bâtiments anciens

La mise en œuvre des techniques et des matériaux les plus performants ainsi que la montée en compétence de la filière bâtiment pour répondre aux exigences de la RT 2012 devraient avoir un effet à la baisse sur les consommations du **parc de logements** existants. En effet, ces bonnes pratiques devraient bénéficier aux opérations de rénovation thermique qui deviendront ainsi de plus en plus performantes.

Pour mieux appréhender l'effet réel sur les consommations des rénovations – qui dépendent de la capacité des ménages à les financer et des incitations fiscales les encourageant –, RTE réalise des études en collaboration avec divers organismes ayant une expertise reconnue dans le domaine.

Dans le **parc tertiaire** ancien, les rénovations et remplacements de systèmes de chauffage permettent d'obtenir des gains sur les consommations unitaires de chauffage, de climatisation et d'éclairage. Le décret sur l'obligation de rénovation énergétique des bâtiments tertiaires a été annoncé pour la fin 2014. Il pourrait porter sur un objectif³⁰ d'économie énergétique de 25% d'ici à 2020.

En outre, la directive européenne relative à l'efficacité énergétique³¹ fixe à chaque État membre un objectif global de réduction des consommations toutes énergies confondues (35 Mtep soit -20% pour la France).

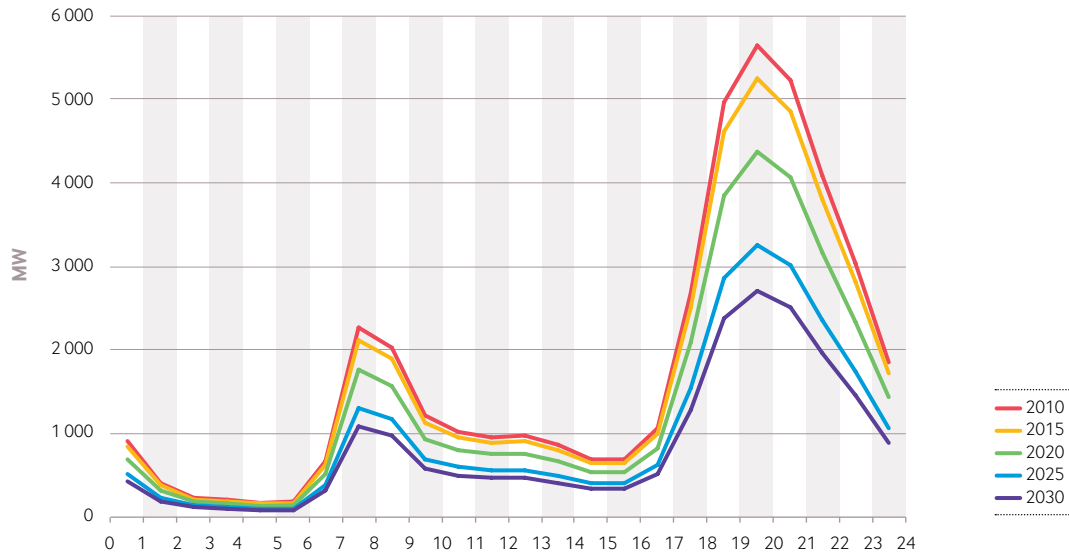
Une disposition issue de cette directive européenne³² impose aux grandes entreprises françaises de réaliser un audit énergétique de leurs bâtiments tous les quatre ans. Le premier audit devra être réalisé avant décembre 2015 et couvrir au moins 80% de la facture énergétique. En mettant en évidence les potentiels d'économie, l'audit devrait faciliter le passage à l'acte. L'ADEME estime que la mise en œuvre de ses recommandations pourrait faire économiser aux entreprises jusqu'à 10% sur leur facture énergétique.

Par ailleurs, cette directive fixe l'objectif d'une rénovation annuelle de 3% des bâtiments de plus de 250 m² occupés par les administrations centrales de l'État, à partir du 1^{er} janvier 2014³³, et du développement d'une stratégie de réduction des consommations de l'ensemble du parc bâti existant au-delà de 2020³⁴.

²⁹ Le profil normé est le profil correspondant à une énergie horaire moyenne égale à 1 sur la journée. ³⁰ « Recommandations relatives à la rédaction du décret organisant l'obligation de travaux de rénovation énergétique dans le parc tertiaire entre 2012 et 2020 », rapport accessible sur le site web du Plan bâtiment durable : http://www.planbatimentdurable.fr/IMG/pdf/rapport_obligation_renov_parc_tertiaire_nov_2011.pdf ³¹ Directive 2012/27/UE, publiée au Journal officiel de l'UE du 14 novembre 2012, transposée par la loi n° 2013-619 du 16 juillet 2013 ³² Loi n° 2013-619 du 16 juillet 2013, Journal officiel du 17 juillet 2013 ³³ Directive 2012/27/UE sur l'efficacité énergétique, article 5 ³⁴ Directive 2012/27/UE sur l'efficacité énergétique, article 4



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



L'évolution des systèmes d'éclairage

Dans le domaine de l'éclairage, les ampoules à incandescence ne sont désormais plus autorisées à la vente³⁵. Les ampoules halogènes les moins performantes bénéficient d'un sursis jusqu'à 2016. L'affichage de la classe énergétique des ampoules (de la classe A pour les plus économes à la classe G pour les plus énergivores) est obligatoire sur leur emballage. À terme, seules les lampes performantes, classées A (ou B pour certains halogènes haute efficacité) subsisteront.

Cette évolution, dont les effets sont déjà perceptibles, est importante en matière de consommation comme de puissance. L'éclairage résidentiel représente en effet plus de 9 TWh de consommation annuelle et une puissance appelée dépassant 5 GW à certaines heures, avec un pic de consommation entre 19 h et 22 h. Avec la disparition relativement rapide du parc d'ampoules installées³⁶ et des stocks résiduels, l'effet de cette disposition réglementaire devrait être sensible à court terme. Cette évolution risque d'être partiellement contrebalancée par une légère surconsommation du chauffage électrique.

Dans le secteur tertiaire, l'éclairage des bâtiments est le troisième poste de consommation et représente près de 17% de la

consommation du secteur tertiaire, soit 23 TWh. L'incandescence est très peu utilisée, les économies sont surtout attendues par l'implantation des technologies émergentes (LED, fluorescence) éventuellement associées à des systèmes performants de gestion combinant la détection de présence et la variation d'intensité lumineuse en fonction de la lumière naturelle. De ce fait, leur généralisation est supposée plus progressive. Selon l'ADEME³⁷, les gisements d'économies d'énergie sont considérables, ils pourraient atteindre 77% en milieu scolaire, pour un temps de retour sur investissement inférieur à quatre ans.

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

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

³⁵ Depuis le 1^{er} janvier 2013 ³⁶ La durée de vie moyenne d'une ampoule à incandescence est de l'ordre de 1000 heures, soit environ une année sur la base de trois heures d'utilisation quotidienne. ³⁷ «Rénovation de l'éclairage dans les bâtiments tertiaires», brochure disponible sur le site web de l'ADEME : <http://www2.ademe.fr/servlet/doc?id=79950>

Des potentiels d'économies d'énergie considérables dans le froid alimentaire

Les enseignes de la distribution alimentaire se sont engagées à fermer 75% des meubles frigorifiques de vente destinés aux produits frais à l'horizon 2020³⁸. Afin de favoriser le déploiement de la démarche, le gouvernement a rendu éligible aux certificats d'économies d'énergie (CEE) la fermeture des meubles frigorifiques avec des portes à double vitrage. Une étude menée conjointement par l'ADEME et PERIFEM³⁹ affiche des économies potentielles allant jusqu'à 50% des consommations d'électricité de froid alimentaire, en fonction des solutions d'isolation et de fermeture retenues (renforts des chambres froides, confinement des circuits calorifiques, portes à simple ou double vitrage...).

Au total, le gisement d'économies d'énergie pourrait atteindre 2,2 TWh, soit la consommation annuelle d'une ville de 500 000 habitants et 20% de la consommation des magasins concernés.

3.2.2 L'éco-conception et l'étiquetage énergétique se généralisent

La directive européenne sur l'éco-conception (directive ErP 2009/125/CE) prévoit une série de mesures prioritaires, notamment de nouvelles normes contraignantes en matière de performance énergétique pour une vaste gamme d'appareils et d'équipements. Les produits non conformes à ces prescriptions minimales seront exclus du marché.

Liste des produits ayant déjà fait l'objet de règlements européens

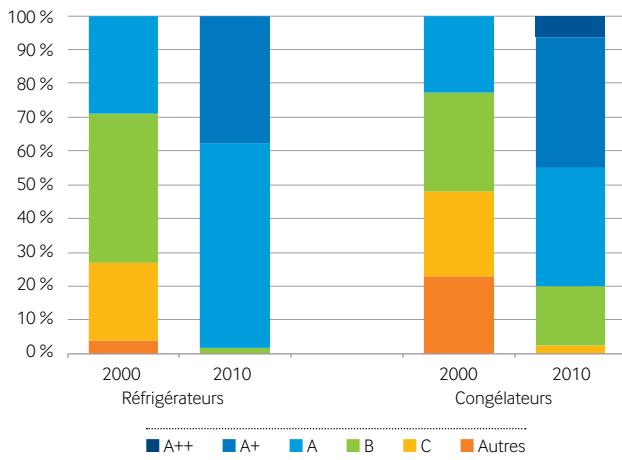
Règlement 548/2014	Transformateurs de distribution de courant électrique
Règlement 66/2014	Fours, plaques de cuisson et hottes domestiques
Règlement 814/2013	Chauffe-eau et ballons d'eau chaude
Règlement 813/2013	Dispositifs de chauffage des locaux et dispositifs de chauffage mixtes
Règlement 666/2013	Aspirateurs
Règlement 617/2013	Ordinateurs et serveurs informatiques
Règlement 1194/2012	Lampes dirigées, lampes à diodes électroluminescentes
Règlement 932/2012	Sèche-linge domestiques à tambour
Règlement 547/2012	Pompes à eau
Règlement 206/2012	Climatiseurs et ventilateurs de confort
Règlement 327/2011	Ventilateurs avec moteurs de puissance entre 125 W et 500 kW
Règlement 1016/2010	Lave-vaisselle ménagers
Règlement 1015/2010	Lave-linge ménagers
Règlement 643/2009	Appareils de réfrigération ménagers
Règlement 642/2009	Téléviseurs
Règlement 641/2009	Circulateurs sans presse-étoupe
Règlement 640/2009	Moteurs électriques
Règlement 278/2009	Consommation d'électricité hors charge et sources d'alimentation externes
Règlement 245/2009	Lampes, ballasts et luminaires
Règlement 244/2009	Lampes à usage domestique non dirigées
Règlement 107/2009	Décodeurs numériques simples
Règlement 1275/2008	Veille/arrêt des produits ménagers et de bureau électriques/électroniques
Directive 92/42	Chaudières à eau chaude

³⁸ Engagement signé le 16 janvier 2012 : http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/2-Fiche_Meubles_frigorifiques.pdf ³⁹ Étude « Site commercial à haute efficacité énergétique » menée de 2008 à 2010, rapport accessible sur le site web de l'ADEME : <http://www2.ademe.fr/servlet/doc?id=74654&view=standard>



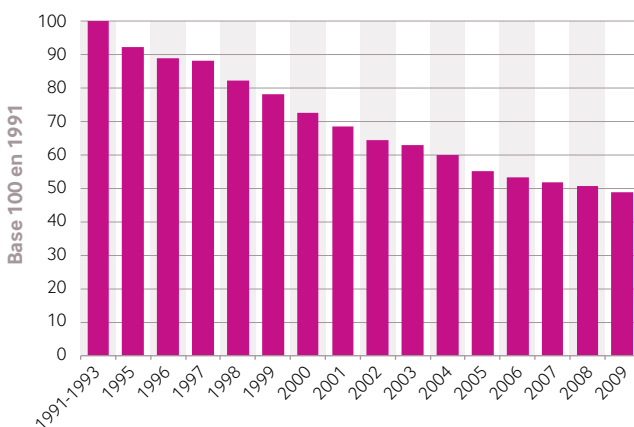
Les appareils électroménagers (froid et lavage), les équipements informatiques, TV, Hi-fi et vidéo verront leur consommation unitaire fortement diminuer avec l'amélioration des performances énergétiques des appareils. Cette baisse pourrait néanmoins être compensée, à des degrés divers, par l'augmentation du taux de multiéquipement, de la durée d'utilisation des appareils et de leur taille ou volume (taille des écrans par exemple).

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



Source : Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie⁴⁰

Amélioration de l'efficacité énergétique moyenne des appareils de froid domestique
Consommation par unité de volume



Source : CECED

L'étiquetage énergétique prévu par une autre directive européenne⁴¹ favorise la diffusion des appareils les plus performants énergétiquement. Il s'applique déjà à de nombreux produits et sera notamment étendu aux pompes à chaleur – y compris hybrides – et aux chauffe-eau et ballons de stockage en 2015.

Le graphe ci-contre illustre l'effet de la directive ErP et de l'étiquetage énergétique sur le marché des réfrigérateurs et des congélateurs entre 2000 et 2010.

L'effet de la diffusion des appareils des classes énergétiques les plus performantes sur l'efficacité énergétique de ces appareils est illustré en dessous.

Parmi les autres mesures importantes de la directive ErP, le règlement sur les moteurs⁴² électriques industriels, adopté en juillet 2009, renforce les exigences de rendement. La force motrice représente à elle seule les deux tiers environ de la consommation électrique industrielle française. La diffusion de moteurs plus performants devrait donc se traduire, au fur et à mesure des renouvellements, par des gains d'efficacité énergétique importants. Selon l'article 13 du règlement, les économies d'électricité ainsi générées en Europe sont estimées à 135 TWh par an d'ici à 2020.

3.2.3 L'impact significatif de l'efficacité énergétique

Une récente étude⁴³ commandée par la Commission européenne estime que les directives sur l'éco-conception et l'étiquetage énergétique pourraient permettre de générer en Europe des économies d'énergie de l'ordre de 400 à 460 TWh par an d'ici à 2020, soit 13% de la consommation électrique de l'Union européenne.

Selon les estimations de RTE, l'efficacité énergétique pourrait permettre en 2030 d'économiser entre 16% et 22% de la consommation de 2013. Le levier principal de cette efficacité énergétique est celui de la norme et de la réglementation qui s'imposent aux équipements et aux bâtiments neufs.

⁴⁰ <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Etiquetage-energetique-des.html> ⁴¹ Directive 2010/30/UE ⁴² Règlement 640/2009 disponible sous : <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:191:0026:0034:FR:PDF> ⁴³ Étude réalisée par le cabinet Ecofys, disponible sous : http://www.enerylabevaluation.eu/tmce/First_findings_revised_7_February_2014.pdf

3.3 Le développement des usages de l'électricité

3.3.1 Les transferts d'usage sont plutôt favorables à l'électricité

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

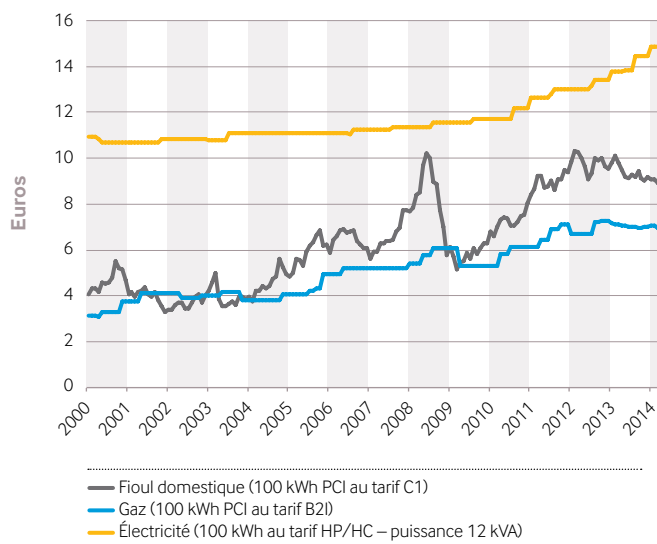
Au-delà des considérations économiques, d'autres facteurs, d'ordres sociologique et technologique, peuvent également induire des transferts entre énergies. Ainsi, on assiste depuis plusieurs années à une évolution des pratiques de cuisson, avec un recours accru à l'électricité. Cette évolution est liée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

- ▶ à la transformation des pratiques culinaires (plats cuisinés préparés au four à micro-ondes...);
- ▶ au succès de la technologie à induction ;
- ▶ à la disparition des appareils de cuisson intégrés (types gazinières) au profit d'éléments séparés, offrant plus de flexibilité pour l'aménagement des cuisines.

De **nouveaux usages de confort et de loisir** résidentiels (petit électroménager, domotique, alarmes, chargeurs, piscines...) se sont fortement développés en quelques décennies. Ces usages ont contribué à la croissance de la consommation résidentielle. La saturation possible des taux d'équipement de ces usages ainsi que leurs améliorations technologiques constituent néanmoins des facteurs de ralentissement de la consommation.

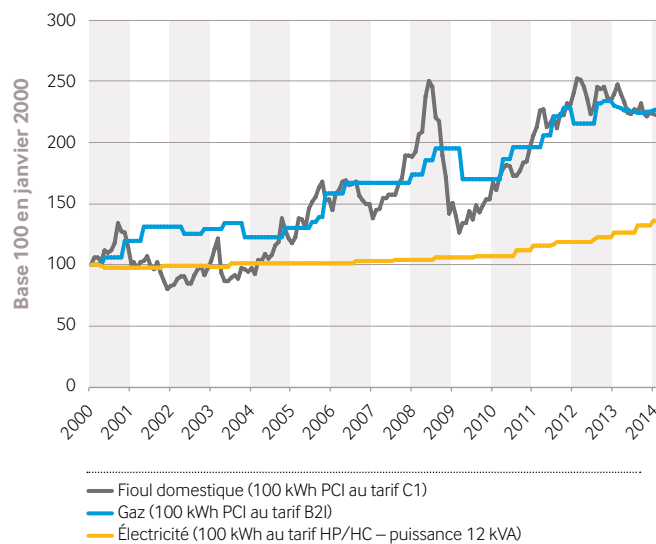
Le développement des **usages tertiaires** spécifiques de l'électricité concerne les technologies de l'information et de la communication, les systèmes de surveillance et de sécurité, l'informatisation des salles d'enseignement, le développement des appareils de la santé (imagerie médicale, scanner...) et l'émergence de nouveaux dispositifs médicaux. Un large potentiel d'efficacité énergétique est accessible, notamment sur les outils numériques, mais ces derniers font aussi l'objet d'un développement particulièrement dynamique : on peut citer les usages émergents tels que les tablettes, smartphones, et autres objets communicants.

Prix complets de l'énergie dans le secteur résidentiel



Source : Base de données Pegase – SOeS

Évolution comparée des prix complets de l'énergie dans le secteur résidentiel



Source : Base de données Pegase – SOeS

La consommation des **centres de traitement de données** est portée par l'essor des technologies de l'information et de la communication. Les serveurs et leur refroidissement sont fortement consommateurs d'énergie, ce qui incite à mettre en œuvre des leviers d'efficacité énergétique qui représentent un potentiel de gains important.



3.3.2 Les véhicules électriques constituent un potentiel de croissance de la consommation électrique

Le gouvernement a annoncé, le 25 juillet 2012, un plan d'aide à la filière automobile française⁴⁴ et a publié en septembre 2012 une feuille de route pour la transition écologique. Ces deux documents comportent un certain nombre de mesures en faveur du développement des véhicules électriques et hybrides. L'objectif affiché est de développer, dans les dix prochaines années, des véhicules consommant deux litres d'essence aux 100 kilomètres. Ces travaux pourraient déboucher sur de nouvelles technologies hybrides (hybridation avec des systèmes électriques ou autres, air comprimé par exemple).

Le marché des véhicules électriques et des véhicules hybrides rechargeables peut apparaître prometteur, mais reste empreint de fortes incertitudes et, en l'état, marginal malgré une forte croissance des ventes : 8 779 voitures électriques et quelques centaines d'hybrides rechargeables, sur 1,8 million de voitures neuves écoulées en 2013.

De nombreuses enquêtes montrent que si la plupart des personnes sondées se déclarent intéressées par la voiture électrique, peu d'entre elles franchissent le cap de l'achat. Les principaux freins mis en avant sont :

- le manque d'autonomie (la perception est essentiellement « psychologique » car 90% des sondés souhaitent une autonomie supérieure à 200 km alors qu'ils roulent moins de 50 km/jour) ;
- le surcoût à l'achat par rapport à un véhicule thermique ;
- des questions sur l'avantage économique de ces véhicules (prix de revient réel du kilomètre, prix de stationnement et de péages...);
- la crainte que le véhicule ne soit pas prêt à rouler lorsque l'on en a besoin (disponibilité des bornes de recharge, durée de la recharge...);
- les inquiétudes sur la sécurité (incendie des batteries, accès limité aux parkings souterrains).

À court et moyen termes, l'avenir des **véhicules hybrides** semble plus prometteur que celui des véhicules électriques qui sont, à

+ Expérimentation par RTE de véhicules électriques à Lille

Depuis plusieurs années, RTE analyse les effets d'un déploiement massif des véhicules électriques sur le réseau de transport et plus particulièrement sur l'équilibre du système électrique français.

En effet, si aujourd'hui l'impact des véhicules électriques sur le réseau reste très limité du fait d'un parc peu important, il ne devrait pas en être de même à plus long terme compte tenu des fortes ambitions affichées au niveau européen.

Le mode de gestion de la charge des batteries aura donc un rôle important pour modérer les appels de puissance et éviter d'accroître la pointe de consommation. En particulier, il est à noter que la recharge lente utilise une puissance jusqu'à seulement 7 kW, à la différence des recharges accélérées ou rapides, qui s'effectuent avec une forte puissance de 22 kW ou 50 kW.

RTE a lancé en mai 2014 l'expérimentation de quatre véhicules électriques sur ses sites de la région lilloise. L'objectif est dans un premier temps de tester l'intégration opérationnelle des véhicules électriques en recharge lente pour des besoins quotidiens de RTE avant un déploiement éventuel



plus large. Cette expérimentation pourrait également contribuer à conforter les résultats des études menées sur la gestion de la charge puisqu'un dispositif de supervision des recharges des véhicules électriques a été prévu pour en tirer d'éventuels enseignements. Cette expérimentation vient renforcer l'expertise de RTE sur l'écosystème des véhicules électriques. RTE est en effet régulièrement sollicité en tant qu'expert sur la gestion de charge ou sur l'intégration des véhicules électriques aux réseaux électriques intelligents.

Si l'expérimentation est réussie, cela permettra de renforcer la démonstration que la recharge lente, voire pilotée, est suffisante et judicieuse pour assurer une partie des trajets même non cycliques d'une entreprise.

⁴⁴ Plan disponible sous <http://proxy-pubminefi.diffusion.finances.gouv.fr/pub/document/18/12866.pdf>

cet horizon, plutôt orientés vers des marchés de niche comme les flottes captives ou le second véhicule de ménages aisés vivant en zone urbaine. La transition vers le véhicule électrique pourrait s'opérer à plus long terme avec l'évolution nécessaire des industries et des infrastructures. Concernant ce dernier point, le projet de loi pour accélérer le déploiement de bornes de recharge sur le territoire, adopté en première lecture par l'Assemblée nationale le 6 mai 2014, pourrait permettre leur densification, avec l'objectif de doubler leur nombre actuel (supérieur à 8 000) avant fin 2014.

Dans ce contexte incertain, le développement envisageable de l'électromobilité pourrait suivre des chemins très contrastés à long terme, selon la levée ou non des freins évoqués : la part des véhicules électriques et des véhicules hybrides rechargeables dans le parc français pourrait ainsi varier entre 3% et 16%, d'où des impacts très différents en terme de consommation électrique.

Au-delà de l'énergie consommée, l'impact en **puissance de la charge des véhicules électriques** représente en effet un enjeu important pour la sûreté du système électrique.

Le déploiement des infrastructures de recharge a fait l'objet en avril 2011 d'un Livre vert⁴⁵ qui recommande de privilégier les recharges lentes (3,7 kW) pour les places de stationnement sur lesquelles les véhicules stationnent plus de 90% du temps : « Les recharges accélérées et rapides devront être considérées comme des solutions minoritaires, voire exceptionnelles ». Par ailleurs, une analyse du CGDD⁴⁶ montre que les bornes de recharge devraient être essentiellement installées dans le domaine privé (domicile), où les recharges lentes seront privilégiées afin de limiter les appels de puissance.

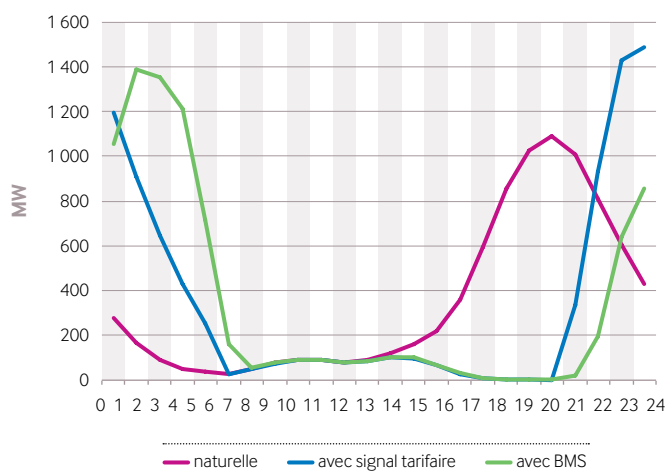
L'ADEME a également lancé, dans le cadre du programme d'« Investissements d'avenir », un appel à manifestations d'intérêt sur l'expérimentation des infrastructures de charge, avec pour objectifs d'identifier les innovations les plus porteuses et de favoriser leur développement. Un des sept projets novateurs de mobilité électrique vise à tester des solutions d'infrastructures communicantes et intelligentes, permettant notamment la circulation d'informations entre le véhicule, la borne et l'utilisateur.

Un des enjeux du développement de la voiture électrique, serait d'inciter, par exemple par des signaux tarifaires, à son rechargement en dehors des périodes de pics de consommation. Le graphique suivant illustre ces enjeux au travers des différents profils

de charge d'un parc de véhicules électriques et hybrides rechargeables qui pourraient émerger selon le type de charge :

- ▶ profil « charge naturelle » : les véhicules sont rechargés en fonction du besoin, sans contrainte réglementaire ni incitation tarifaire pour décaler les heures de recharge ; dans ce cas, l'impact sur la pointe journalière est particulièrement marqué ;
- ▶ profil « signal tarifaire » : les véhicules sont rechargés pendant les heures creuses à la réception d'un signal tarifaire par simple incitation tarifaire ;
- ▶ profil « BMS⁴⁷ » : par rapport au scénario "signal tarifaire", une partie des recharges est effectuée en mode BMS, avec un report encore plus marqué sur les heures nocturnes.

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



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

3.3.3 L'ampleur du développement des usages dépendra des politiques énergétiques

Au-delà de ces usages identifiés précédemment, d'autres – encore inconnus – sont susceptibles d'apparaître et de se diffuser d'ici à 2030. Ces nouveaux usages potentiels doivent être pris en compte lors de la construction des scénarios.

L'effet à la hausse des transferts d'usage et des nouveaux usages est estimé dans une fourchette comprise entre 4% et 9% de la consommation de l'année 2013.

⁴⁵ « Livre vert sur les infrastructures de recharge ouvertes au public », avril 2011, <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Le-senateur-Louis-Negre-remet-son.html>

⁴⁶ Commissariat général au développement durable : revue n° 86 de mai 2011, « Une évaluation prospective des véhicules électriques ». ⁴⁷ Battery Management System : il s'agit d'un système de gestion de la charge assurant à l'utilisateur de disposer d'une pleine charge quand il en a besoin, tout en optimisant la recharge, par fractionnement pendant les heures creuses.



3.4 L'avenir du nucléaire

3.4.1 Parc actuel

Le parc actuel en exploitation compte 19 centrales nucléaires composées de 58 réacteurs REP (Réacteurs à Eau Pressurisée) pour une puissance totale de 63,1 GW. Ce parc se décompose en trois paliers techniques standardisés :

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

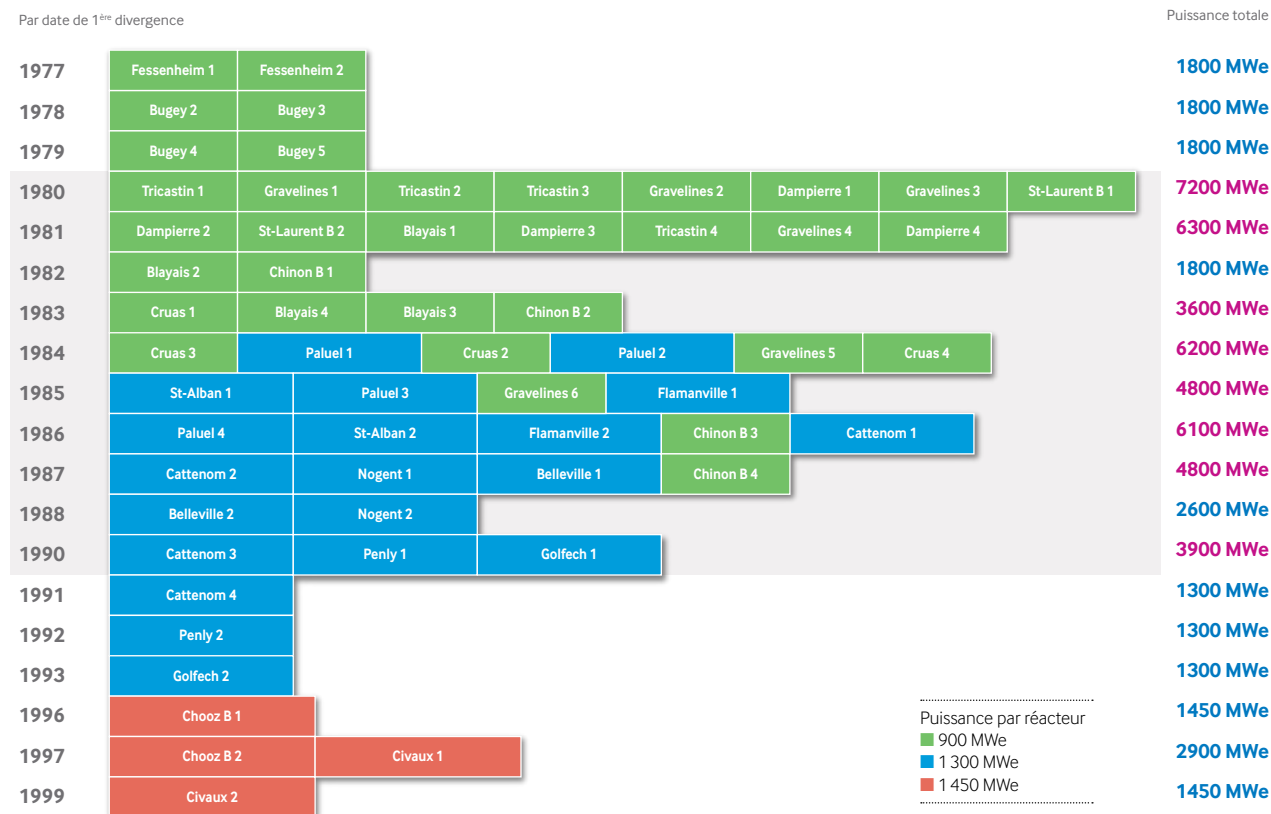
À moyen terme, ce parc devrait être complété par un réacteur supplémentaire de 1 600 MW à Flamanville et de type EPR (European Pressurised water Reactor). Sa première production commerciale est prévue fin 2016, comme annoncée par le producteur.

À l'horizon 2017, l'hypothèse retenue est celle d'un arrêt des deux groupes de la centrale de Fessenheim. Cette hypothèse de travail, qui ne préjuge pas des modalités opérationnelles qui sont retenues par les acteurs compétents, permet d'évaluer les impacts sur l'équilibre offre-demande afin, le cas échéant, d'adopter les mesures nécessaires. RTE travaille par ailleurs à l'adaptation locale de son réseau.

Sur le long terme, la durée d'exploitation du parc nucléaire est un paramètre clé de l'évolution de l'offre française.

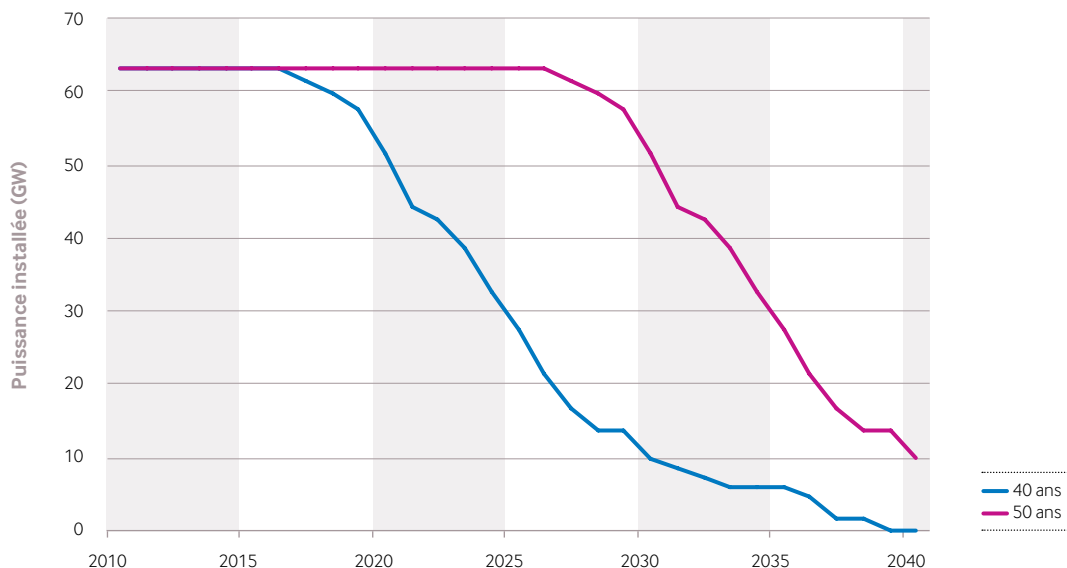
Comme l'illustre le tableau ci-dessous, le développement du nucléaire a fait l'objet d'un investissement très concentré sur la période 1980-1990, avec pas moins de 13 500 MW mis en service en 1980-81 et 17 000 MW entre 1984 et 1986 pour un total de 15 réacteurs à chaque fois et des pointes d'installations pouvant atteindre de 6 000 à 7 000 MW par an.

Parc électronucléaire en France à fin 2013



Source : ASN – décembre 2013

Évolution du parc nucléaire actuel selon plusieurs hypothèses normatives de durée d'exploitation



En France, les centrales nucléaires ne connaissent pas aujourd'hui de limitation légale de la durée d'exploitation. C'est l'exploitant qui doit faire valider tous les dix ans une autorisation d'exploitation par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) après un « réexamen de sûreté ». Au terme de la visite décennale et du réexamen de sûreté, l'ASN, s'appuyant sur l'expertise technique fournie par l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN), autorise ou non l'installation nucléaire de base à être exploitée pour une nouvelle période de dix ans. Ainsi, 34 réacteurs de 900 MW mis en service entre 1977 et 1987 passent leur troisième visite décennale entre 2009 et 2019.

Il est en tout état de cause souhaitable d'anticiper la problématique du renouvellement ou du remplacement de ces réacteurs afin d'étaler dans le temps les investissements nécessaires : si la durée de vie devait être identique pour l'ensemble de ces groupes, la France devrait faire face, à l'horizon 2020 ou 2030, à une réduction très importante de son parc de production et à des besoins de financement conséquents pour le renouveler ou lui substituer d'autres moyens de production.

En 2030, la possible limitation de la durée d'exploitation à 40 ans concernerait 51 des 58 réacteurs actuellement en service, soit 85 % de la puissance actuellement en exploitation. Étendue à 50 ans, cette limitation ne porterait plus que sur 14 groupes en 2030, soit moins de 20 % de la puissance installée.

Il convient de souligner que si la France est dans une situation particulière due au poids du nucléaire dans son mix électrique, en revanche, la pyramide des âges de son parc se rapproche de celle que l'on peut observer ailleurs dans le monde. Aujourd'hui, l'ensemble des centrales nucléaires installées dans le monde présente un âge moyen de l'ordre de 30 ans, pour un âge maximal de 45 ans, qui concerne cinq réacteurs situés en Suisse, aux États-Unis et en Inde (cf. graphique page suivante).

Les incertitudes techniques et économiques relatives aux tranches nucléaires sont donc nombreuses à l'horizon 2030. La politique énergétique et les contextes industriel, technique, économique, réglementaire et financier seront des facteurs déterminants. Les scénarios prospectifs à long terme s'attachent donc à couvrir cette incertitude par des hypothèses contrastées.

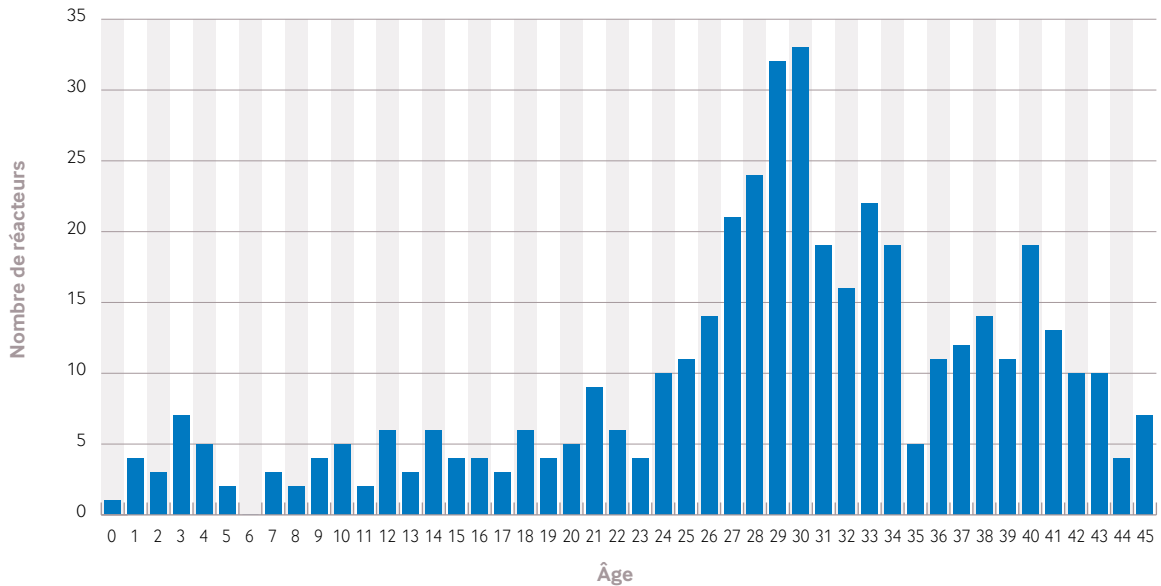
3.4.2 Tests de résistance post-Fukushima

Suite à l'accident de Fukushima, le Conseil européen des 24 et 25 mars 2011 a enjoint au contrôle de toutes les centrales nucléaires européennes sur la base d'une analyse de risque transparente et intégrale baptisée « stress test », dont les spécifications ont été fournies par l'ENSREG⁴⁸. Ces tests visent à évaluer les marges de sûreté dont disposent les centrales nucléaires en situation d'urgence extrême.

⁴⁸ European Nuclear Safety Regulators' Group

**Âge des réacteurs en service dans le monde**

Nombre total de réacteurs : 435



Source: AIEA

Si « le niveau élevé des normes » a été confirmé par la Commission européenne⁴⁹, « des améliorations » ont été recommandées pour divers éléments de la sûreté dans pratiquement toutes les centrales nucléaires européennes.

Parmi ces préconisations figuraient notamment des dispositions matérielles et organisationnelles permettant de maîtriser les fonctions fondamentales de sûreté dans des situations extrêmes : locaux et moyens matériels de gestion de crise – en particulier une salle de gestion de crise bunkerisée –, moyens de communication et d'alerte, instrumentation technique et environnementale, moyens de dosimétrie opérationnelle des travailleurs, matériels renforcés dont un groupe électrogène et une alimentation en eau d'ultime secours par réacteur. À cela s'ajoutait la mise en place d'une Force d'action rapide nucléaire (FARN). Ces préconisations sont mises en œuvre sous le contrôle de l'ASN.

3.4.3 La transition énergétique et la diversification du mix

Du Débat national sur la transition énergétique qui s'est tenu au premier semestre 2013 ont émergé des pistes de réflexion qui ont nourri les propositions structurant la prochaine loi relative à

la transition énergétique pour la croissance verte. Le projet de loi a été présenté en Conseil des ministres le 18 juin 2014.

Les volets abordés traitent des économies d'énergie dans le bâtiment (rénovations lourdes des bâtiments existants, promotion des bâtiments à énergie positive), du développement des transports propres (véhicules électriques et hybrides rechargeables, transports urbains), de l'économie circulaire, du mix énergétique, de la simplification des procédures (développement des EnR et des réseaux). L'ensemble des démarches doit être appuyé par des mécanismes de soutiens financiers et tarifaires, dont un complément de rémunération pour la production EnR.

Le projet de loi limite la capacité nucléaire au niveau actuel, soit 63,2 GW, et a pour objectifs principaux une production nucléaire ramenée à 50 % de la production d'électricité à 2025 et une part des EnR portée à 32 % de la consommation finale d'énergie d'ici à 2030 (les filières éolienne, photovoltaïque et hydraulique participant à hauteur de 40 % à la production d'électricité).

La loi devrait être votée avant la fin de l'année 2014.

⁴⁹ Communiqué de la Commission européenne, « Tests de résistance nucléaire : le niveau élevé des normes est confirmé, mais des améliorations sont nécessaires », 4 octobre 2012

3.5 La diversification des moyens de production

3.5.1 Le développement des énergies renouvelables

La politique en faveur du développement de ces énergies est initialement motivée par des enjeux environnementaux. Elle est impulsée à l'échelle européenne à travers le paquet énergie-climat et la directive européenne qui en découle, imposant notamment des objectifs de développement des énergies renouvelables.

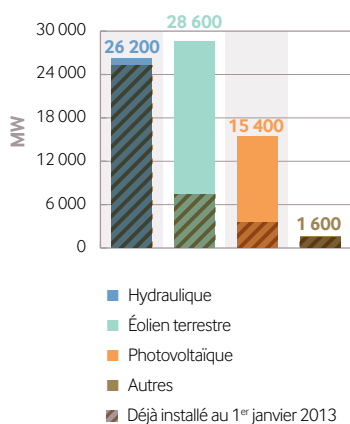
Cette politique a été transposée en France dans le cadre de la loi portant engagement national pour l'environnement (aussi appelée « Grenelle II »), ayant permis de déterminer des objectifs nationaux et régionaux.

En termes de capacités installées, les objectifs nationaux en 2020 sont les suivants :

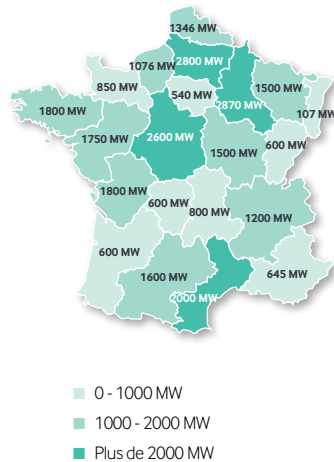
Objectifs 2020	France
% des EnR dans la consommation électrique	30%
Parc éolien	25 000 MW dont 6 000 MW en mer
Parc photovoltaïque	4 860 MW
Parc biomasse & biogaz	3 007 MW
Hydroélectricité	28 300 MW
Autres énergies renouvelables (solaire thermodynamique, énergie marine, géothermie...)	1 000 MW

Ambitions de développement des énergies renouvelables à 2020 inscrites aux SRCAE publiés au 1^{er} juin 2014

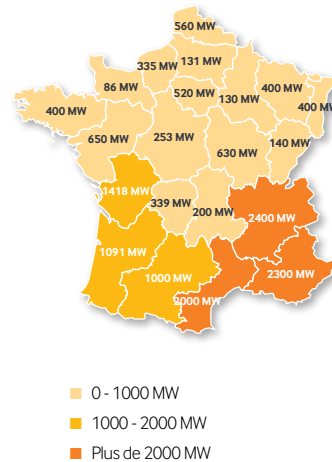
Ambitions des SRCAE à 2020 sur l'ensemble France métropolitaine (hors Corse)



Ambitions des SRCAE pour l'éolien terrestre à 2020



Ambitions des SRCAE pour le photovoltaïque à 2020



L'une des évolutions introduites par le Grenelle de l'environnement a été la planification du développement des énergies renouvelables au niveau régional. Elle prend le nom de Schéma régional climat, air et énergie (SRCAE) et décline les objectifs environ-

nementaux européens et français aux horizons 2020 et 2050 à la maille régionale. Ce schéma définit notamment au niveau de chaque région les objectifs quantitatifs et qualitatifs en matière de valorisation du potentiel de production renouvelable terrestre.



Les ambitions des SRCAE vont au-delà des objectifs nationaux. Les échéances auxquelles elles seront atteintes dépendront fortement des mécanismes de soutien mis en place (tarifs des obligations d'achat et volumes des appels d'offres) ainsi que de la stabilité du cadre réglementaire et juridique de développement des différentes filières.

C'est pour envisager différentes évolutions des contextes de développement des filières que des trajectoires contrastées sont considérées dans les scénarios à long terme. Or les enjeux sur chacune de ces filières sont différents car elles répondent à des contextes spécifiques qui sont esquissés ci-dessous.

L'éolien terrestre

La filière éolienne terrestre affiche aujourd'hui le tarif d'achat le moins élevé (de l'ordre de 85 €/MWh). Il s'agit d'une énergie mature sur le plan de la technologie et qui s'est d'ores et déjà développée de façon significative en Europe jusqu'à représenter une part d'environ 6 à 8% aujourd'hui dans le mix électrique européen.

Son développement en France fait l'objet d'un plan de soutien industriel, Windustry France, dont l'objectif est de développer sur toute la chaîne de valeur française de l'expertise et des emplois. Ce plan a également pour objectif de maximiser la diversification vers l'éolien d'acteurs présents sur des métiers du secteur de la mécanique, de l'automobile ou de l'aéronautique où l'expertise peut être proche de celle développée dans l'éolien.

Le dispositif de soutien relatif à l'éolien terrestre fait l'objet, à l'instar des autres tarifs d'achat, d'une consultation en cours menée par les pouvoirs publics. Il n'est pas à exclure qu'à l'issue de cette consultation, des modifications soient apportées pour y inclure des signaux plus favorables au développement d'une offre industrielle, conformément à plusieurs déclarations de la présidence de la République et du ministère chargé du Redressement productif.

Au-delà du volet « industriel » qui caractérise l'éolien, l'enjeu auquel il fait face est aussi celui de l'acceptabilité, avec une opposition locale que l'on retrouve de plus en plus sur les projets.

L'éolien terrestre est une filière qui se développe significativement dans tous les scénarios, compte tenu de sa maturité technologique.

L'éolien en mer

L'éolien en mer aujourd'hui a un coût significativement plus élevé que l'éolien terrestre en raison des contraintes spécifiques à l'environnement marin.

En revanche, l'éolien en mer fait l'objet d'un développement industriel favorisé par le lancement de deux appels d'offres, pour un total d'environ 3000 MW, destinés à favoriser la mise en place d'usines de fabrication de composants : AREVA et ALSTOM ont tous les deux annoncé des projets de sites industriels au Havre et à Saint-Nazaire.

Un premier appel d'offres, pour 2 GW, a été lancé en juillet 2011 et a conduit à l'attribution des offres en avril 2012. Le planning initial prévoyait l'installation de 1 GW en 2018 puis 1 GW en 2019, le tout sur quatre sites. La désignation des lauréats du deuxième appel d'offres a eu lieu en mai 2014. Il prévoit l'installation de deux parcs de 500 MW chacun, entre 2021 et 2023. Enfin, un troisième appel d'offres est en cours de préparation et pourrait être lancé en 2014.

Le respect des plannings initialement prévus est soumis aux risques liés aux procédures administratives ainsi qu'aux difficultés techniques et opérationnelles pouvant être rencontrées lors des chantiers et entraîner des retards.

Sur le long terme, le développement de l'éolien en mer n'est soutenable qu'avec une baisse importante des coûts : les professionnels avancent l'objectif d'un coût de l'ordre de 100 €/MWh à horizon 2020 et orientent leur activité de R&D en ce sens. Les trajectoires prévisionnelles sur l'éolien en mer dépendent donc, selon les scénarios, de l'atteinte de cet objectif : dans un scénario défavorable aux énergies renouvelables, l'éolien en mer voit son développement stoppé du fait de son coût.

Le solaire photovoltaïque

La filière du solaire photovoltaïque a fait l'objet de baisses des coûts particulièrement significatives ces dernières années. Le dispositif de soutien, fondé sur les tarifs d'achat, n'a pas toujours réussi à suivre cette baisse des coûts, ce qui est à l'origine des phénomènes d'emballements brutaux du marché solaire observés sur la plupart des marchés européens.

Aujourd'hui, avec un tarif d'achat revu à la baisse tous les trois mois et un dispositif d'appel d'offres qui semble s'y substituer, les volumes d'installations de capacités photovoltaïques paraissent maîtrisés.

Comme l'éolien terrestre, le solaire photovoltaïque est une filière qui fait de plus en plus l'objet d'une politique énergétique en faveur de l'offre industrielle. Des laboratoires de R&D, capables d'aider à la structuration des PME, émergent par ailleurs à l'image de l'Institut national de l'énergie solaire (INES).

L'enjeu à long terme sur cette filière réside dans la poursuite de la dynamique de réduction des coûts, que ce soit en toiture ou

en installations photovoltaïques au sol. D'ores et déjà, le solaire photovoltaïque affiche un coût inférieur à celui de l'éolien en mer.

Le solaire photovoltaïque se développe dans tous les scénarios mais dans une fourchette très large du fait de l'incertitude quant à la prolongation de la tendance baissière des coûts de la filière.

Le biogaz et la biomasse

Les installations de production d'électricité à partir de biogaz jouissent d'un tarif d'achat pouvant aller de 100 € à 200 €/MWh selon les caractéristiques de l'installation concernée. Celles utilisant de la biomasse bénéficient pour leur part principalement d'un dispositif d'appel d'offres.

Sur le long terme, les besoins en combustible de ces filières peuvent constituer un facteur limitant de leur essor, qui dépendra de leurs accès aux ressources agricoles et forestières et de la façon dont les enjeux relatifs aux conflits d'usage (par exemple sur les forêts) pourront être traités.

Avec une préférence affichée par les pouvoirs publics et les parties prenantes pour un débouché chaleur de la biomasse, il apparaît en tout état de cause peu probable qu'il y ait sur le long terme un développement significatif de la production thermique d'électricité à base d'énergies renouvelables. Les scénarios n'envisagent donc qu'une croissance très modérée de cette filière.

+ Accueillir les énergies hydroliennes

La France dispose d'un potentiel naturel significatif d'énergies marines renouvelables, provenant de sources diversifiées : énergie éolienne en mer, énergie hydrolienne (énergie cinétique des courants de marée) et énergie houlomotrice (énergie cinétique de la houle).

Le gisement éolien en mer français est vaste, considéré comme significatif en Manche et sur toute la façade atlantique jusqu'à l'estuaire de la Gironde. Le potentiel technique de l'éolien flottant est surtout présent en Méditerranée et sur certaines zones de la façade atlantique, où la profondeur atteint rapidement plus de 50 mètres.

La production d'électricité à partir de l'énergie cinétique des courants de marée (énergie hydrolienne) est également une énergie renouvelable. Intermittente, elle a l'avantage d'être parfaitement prédictible des années à l'avance. Elle présente aussi l'avantage d'être très performante, grâce à la densité élevée de l'eau. La France dispose du deuxième gisement européen*. Néanmoins, contrairement à l'éolien en mer, il s'agit d'un marché de niche : les sites attractifs (goulets ou caps où les vitesses de courant sont accélérées à plus de 2 m/s) sont peu nombreux**.

En plus des atouts potentiels de ces deux technologies, l'État examine l'opportunité de développer une nouvelle filière industrielle en France, valorisant les compétences françaises issues de filières proches.

C'est dans cette optique que des « feuilles de route » ont été lancées par l'État : après celle pour l'énergie hydrolienne en mars 2012, une démarche analogue pour l'éolien posé et l'éolien flottant a été annoncée fin 2013. Dans ce contexte, RTE est chargé d'établir les conditions de raccordement des hydroliennes, tout en identifiant la meilleure articulation possible entre le réseau offshore et le réseau terrestre. RTE a ainsi rendu un rapport sur l'hydrolien en janvier 2013*** et fournira celui sur l'éolien posé et flottant en 2014.

* IFREMER : Énergies renouvelables marines – Étude prospective à l'horizon 2030

** Les principaux sites sont le raz Blanchard et le passage du Fromveur, retenus dans le cadre de l'appel à manifestations d'intérêt (AMI) « Énergies marines renouvelables – Fermes pilotes hydroliennes ». Le raz de Barfleur et le passage de la Déroute présentent un potentiel moindre. Voir DGEC : Demande d'information. Déploiement commercial de l'énergie hydrolienne sur les côtes françaises.

*** http://www.rte-france.com/uploads/Mediatheque_docs/vie_systeme/annuelles/EnR/hydrolien2013-RTE.pdf



3.5.2 L'hydraulique

L'avenir du parc hydroélectrique fait l'objet d'une incertitude relativement faible, compte tenu du temps de développement très important des projets et des limitations d'ordres géographique, sociétal et environnemental de nouvelles constructions de grande ampleur. Le renouvellement des concessions hydroélectriques pourrait avoir un impact local sur la puissance disponible mais l'intégration en cascade des installations hydrauliques ne devrait avoir qu'un effet global marginal sur la puissance disponible à tout instant et sur le productible annuel.

Certaines installations hydroélectriques peuvent jouer un rôle important dans le stockage d'énergie, très utile dans des situations d'importantes productions intermittentes, grâce à des systèmes appelés STEP⁵⁰. Des STEP sont en construction dans certains pays européens, comme l'Espagne, le Portugal, mais surtout l'Autriche et la Suisse. Le renouveau de leur développement en France dépendra de leurs débouchés, de la capacité d'investissement mais aussi de leur acceptation par les populations locales. Les hypothèses envisagées sont donc différentes selon les scénarios de long terme.

3.5.3 Le stockage

L'opinion couramment répandue est qu'avec l'accroissement des productions d'origine éolienne ou photovoltaïque, fluctuantes, les besoins de stockage vont augmenter. Une offre industrielle variée se développe actuellement : à côté des STEP (stations de transfert d'énergie par pompage, qui exploitent la différence de niveau

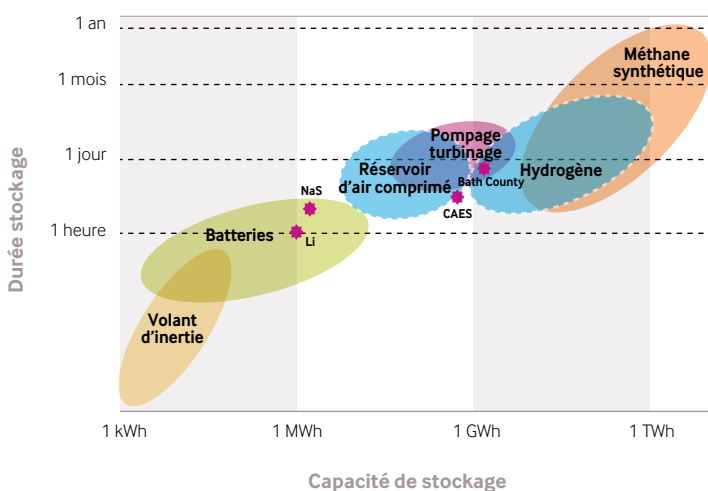
entre deux réservoirs d'eau), solution mature et déjà largement diffusée, d'autres formes de stockage commencent à être installées sur les réseaux, tels les CAES (Compressed Air Energy Storage), les batteries électrochimiques (terme générique recouvrant une multitude de technologies fondées sur différents couples oxydo-réducteurs), les volants d'inertie... jusqu'aux électrolyseurs produisant de l'hydrogène destiné (directement, ou via une étape supplémentaire de conversion en méthane) à un usage énergétique ultérieur.

Tous ces procédés couvrent une vaste gamme de puissances (en consommation et en production d'électricité) et d'énergie emmagasinée :

- Les STEP ont couramment des puissances installées de l'ordre de 1 GW, voisines en pompe et en turbine (groupes réversibles), et des capacités de stockage de quelques gigawattheures à plusieurs dizaines de gigawattheures ; les temps de décharge/recharge varient ainsi de quelques heures (ex. Revin : 0,8 GW, 3,5 GWh) à quelques dizaines d'heures (ex. Montézic : 0,9 GW, 35 GWh) ;
- Les CAES, qui n'existent encore qu'à l'état de démonstrateur et hors de France, devraient avoir des puissances unitaires de quelques dizaines à quelques centaines de mégawatts, et des capacités de stockage de 100 MWh à 1 GWh ;
- Pour les batteries, compte tenu de leur caractère modulaire, il est plus malaisé de définir une taille standard ; en ce qui concerne les équipements installés sur les réseaux de transport ou de distribution, on observe que NGK commercialise ses batteries Na-S (sodium-soufre) en clusters dont la capacité peut atteindre 7 MWh pour une puissance de 1 MW (cas de la batterie installée à la Réunion), et qu'Alstom ou ABB proposent des packages standard de batteries Li-ion d'une puissance de 1 à 2 MW, et d'une capacité de l'ordre de 1 MWh ; mais des systèmes de batteries sont aussi proposés aux particuliers (notamment en Allemagne, le plus souvent en accompagnement de production photovoltaïque), avec des capacités de quelques kilowattheures ;
- Quant aux volants d'inertie, la taille unitaire caractéristique des appareils est de 100 kW, 25 kWh, soit 15 minutes de temps de charge/décharge.

Les moyens à court temps de décharge/recharge, comme les volants d'inertie ou certaines batteries, sont a priori destinés à l'ajustement fin de l'équilibre offre-demande aux courtes échelles de temps. C'est une fonction essentielle pour la sûreté de fonctionnement du système électrique, pour laquelle ils peuvent remplacer ou compléter les moyens de production (thermiques

Positionnement des technologies de stockage



Source : EtoGas - 2013

⁵⁰ STEP : Stations de transfert d'énergie par pompage

ou hydrauliques) conventionnels utilisés aujourd'hui. Les nombreuses expérimentations en cours en France concernant les batteries, à certaines desquelles RTE participe (Venteea, Smart Grid Vendée, NiceGrid), permettront de mieux connaître leur comportement en conditions réelles d'exploitation.

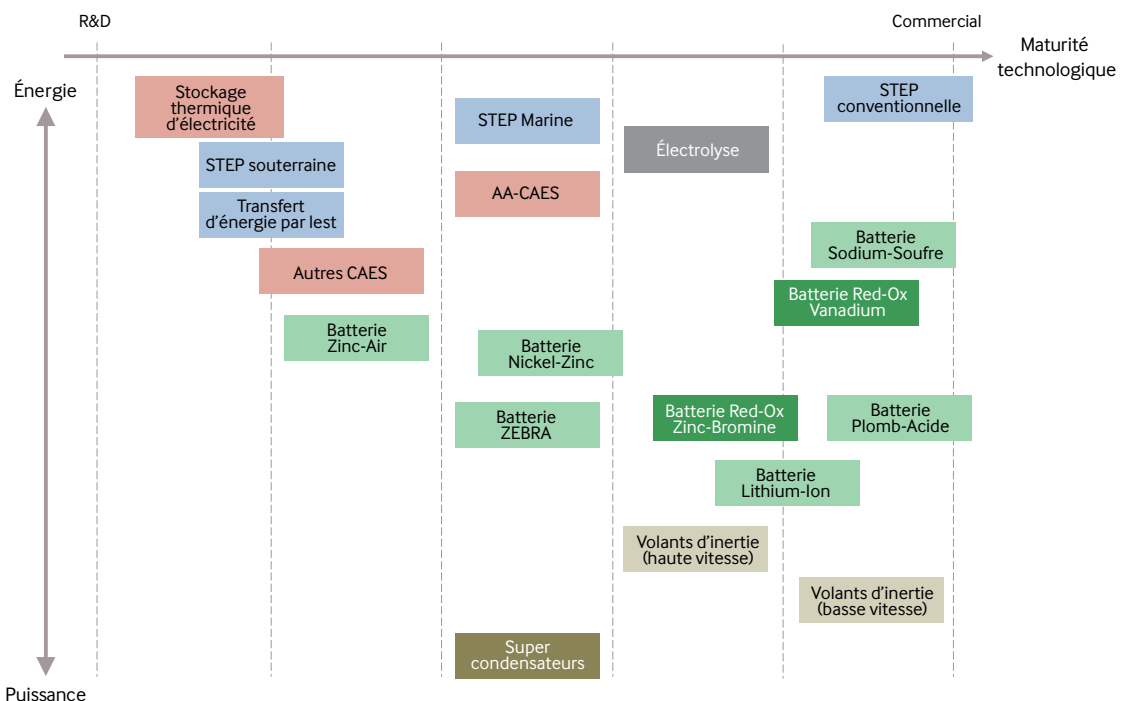
S'agissant des transferts d'énergie à l'échelle de la journée (stockage pendant le maximum de production photovoltaïque, déstockage la nuit), ou de quelques jours (pour combler les différences de production éolienne entre périodes ventées/calmes, ou les différences de consommation entre week-ends et jours ouvrables), qui pourraient porter sur plusieurs dizaines voire dépasser la centaine de gigawattheures, les STEP ou les CAES, voire certaines batteries, sont les moyens les mieux adaptés.

Toutefois, les moyens évoqués ci-dessus ("Power to Power", qui consomment l'énergie sous forme d'électricité et la restituent ultérieurement sous forme d'électricité au même point du réseau) présentent des limites, en termes de capacité de stockage : à l'échelle du système électrique français, un déploiement massif de l'éolien pourrait susciter des besoins de plusieurs térawattheures (coups de vent où la production excéderait la consommation de 10 à 20 GW pendant une centaine d'heures d'affilée) ; avec un déploiement massif du photovoltaïque, la production d'une journée très

ensoleillée d'été pourrait dépasser la consommation d'une période de 24 heures, et les excédants accumulés lors de telles journées consécutives conduiraient également à des besoins de plusieurs térawattheures. Or, un rapide calcul montre que disposer de 1 TWh de capacité de stockage "Power to Power" nécessiterait 30 STEP analogues à celle de Montézic, ou 300 STEP comme celle de Revin... dont la faisabilité même est loin d'être assurée. Aujourd'hui, la variabilité saisonnière de la demande (60 à 70 TWh d'écart entre le semestre octobre-mars et le semestre avril-septembre) est accompagnée par les arrêts pour entretien des moyens de production thermique, principalement programmés en période de faible demande, l'été. Dans un futur où la part de production thermique serait réduite, et où la production EnR (notamment photovoltaïque, dont la production est maximale en été – environ deux tiers de la production annuelle dans le semestre avril-septembre) serait importante, en l'absence de stockage saisonnier, il n'y aurait guère d'autre issue que perdre une partie du productible EnR en été.

Et c'est dans cette perspective que le "Power to Gas" (électrolyse de l'eau, suivie ou non de la transformation en méthane) peut se révéler utile : les possibilités de stockage du réseau gazier sont en effet amplement suffisantes si l'hydrogène est converti en méthane (l'injection d'hydrogène dans le réseau gazier est également possible, mais la concentration d'hydrogène admissible

Niveau de maturité technologique des moyens de stockage d'électricité



Source : ENEA Consulting – Étude ADEME/ATEE/DGCIS sur le potentiel du stockage d'énergies 2013



+ Quels besoins de stockage pour le système électrique français ?

C'est à cette question qu'une étude⁵¹, commanditée conjointement par l'ADEME, la DGCIS (Direction générale de la compétitivité de l'industrie et des services, au sein du ministère du Redressement productif) et l'ATEE (Association Technique Énergie Environnement, qui regroupe des industriels fournissant des équipements ou des services liés à l'énergie), et publiée en novembre 2013, a tenté de répondre. Elle a montré qu'un système électrique où les EnR fluctuantes occupent une place importante, mais pas prédominante (entre 20 et 40% de la production énergétique annuelle), peut fonctionner sans qu'il soit nécessaire de développer des moyens de stockage au-delà de ceux qui existent aujourd'hui : d'une part, les besoins de flexibilité n'augmentent que faiblement par rapport à ceux induits par la variabilité de la seule consommation (les premiers gigawatts de

photovoltaïque ont même tendance à réduire l'amplitude journalière des puissances à produire par les moyens dispatchables en été) ; d'autre part, ces besoins de flexibilité supplémentaires peuvent être satisfaits par le pilotage de la consommation de certains usages (principalement ceux qui offrent des opportunités de stockage côté utilisateur, tels la recharge des batteries de véhicules électriques, ou la production d'eau chaude sanitaire), ou par des systèmes bi-énergie fonctionnant à l'électricité lorsque son prix est bas, et à l'énergie complémentaire en cas contraire (les usages thermiques s'y prêtent bien, les équipements combinant brûleur et résistance électrique présentant un surcoût relativement faible par rapport à une chaudière simple – ces systèmes sont parfois désignés sous le nom de "Power to Heat").

dans le mélange pourrait être limitée pour garantir la sécurité et le bon fonctionnement des appareils consommateurs). Des projets de démonstration des différentes étapes du "Power to Gas" sont actuellement lancés, notamment en Allemagne et au Danemark, mais aussi en France : Hydor (production et stockage d'hydrogène), porté par E.On France ; Grhyd (production d'hydrogène et injection dans le réseau de distribution gaz) par GDF Suez.

Indiscutablement, examinés sous un angle purement technique, les moyens de stockage apportent des réponses aux besoins de flexibilité des systèmes électriques. Jusqu'à un passé récent, ces besoins, issus en plus grande partie de la variabilité de la consommation, ont été satisfaits, en plus grande partie, par les possibilités techniques des groupes de production pilotables, hydrauliques et thermiques. Face à l'accroissement des productions fluctuantes, les besoins de flexibilité augmentent, mais le stockage n'est pas la seule réponse : les performances des parcs de production pilotable peuvent être accrues (par une amélioration des performances individuelles des groupes ou par une évolution en structure des parcs faisant une plus grande place aux groupes qui présentent les meilleures performances), certains usages consommateurs peuvent être pilotés, le développement du réseau de transport peut atténuer les déséquilibres locaux...

Cependant, « en France métropolitaine, à l'horizon 2030, les seuls stockages d'électricité de masse rentables sont les stations de transfert d'énergie par pompage, pour un gisement potentiel évalué entre 1 et 1,5 GW [...], le stockage d'électricité décentralisé ou diffus s'avère la plupart du temps moins intéressant économiquement que des solutions de renforcement du réseau ou d'écrêtement de la production intermittente excédentaire » (rapport de l'étude DGCIS – ADEME – ATEE⁵¹). Les alternatives citées plus haut paraissent aujourd'hui économiquement plus attractives. Elles ne seront cependant peut-être pas éternellement suffisantes ; toujours est-il qu'elles offrent un délai pour faire avancer la R&D en matière de stockage, et le faire gagner en compétitivité.

3.5.4 L'effacement de consommation est aussi une offre

Il est parfaitement équivalent d'accroître la production ou de réduire la consommation du point de vue de l'équilibre offre-demande d'électricité. Au-delà des mesures d'efficacité énergétique, qui contribuent à réduire de manière permanente les puissances consommées, il est possible de commander l'effacement ponctuel d'une partie de la demande de certains consommateurs. Ces actions volontaires d'effacement, décidées en cas de tension

⁵¹ Le rapport d'étude est disponible au téléchargement sur les trois sites suivants : <http://www.dgcis.gouv.fr/secteurs-professionnels/etude-sur-stockage-denergies> – <http://www2.ademe.fr/servlet/getDoc?cid=96&m=3&id=91172&p1=30&ref=12441> – <http://www.atee.fr/f%C3%A9gion/actualites/publication-de-l%E2%80%99%C3%A9tude-sur-le-potential-de-stockage-d%E2%80%99%C3%A9nergies>

sur l'équilibre offre-demande, permettent des réductions de puissance consommée et constituent un levier d'ajustement de l'offre à la demande au même titre que les moyens de production flexibles. Économiquement, les effacements de consommation peuvent constituer une alternative efficace aux moyens de production les plus coûteux mobilisés lors des pointes de consommation et pourraient même, dans les cas les plus extrêmes, éviter des situations où toute la production disponible serait insuffisante à satisfaire la demande.

Les options tarifaires

Le premier mécanisme d'effacement de consommation apparu, et toujours le plus important en termes de réduction de puissance, est constitué des options tarifaires EJP⁵² (créées dans les années 1980) et Tempo⁵³ (qui leur ont succédé dans les années 1990), options qui font toujours actuellement partie des tarifs réglementés. Leur principe est de proposer des prix très élevés sur 22 périodes mobiles (de 18 heures pour EJP, de 16 heures pour Tempo en jour rouge), chaque hiver entre le 1^{er} novembre et le 31 mars, en contrepartie de prix plus attractifs en dehors de ces périodes.

Concernant exclusivement les consommateurs raccordés aux réseaux de distribution, l'activation des signaux EJP et Tempo procure globalement une réduction de 2 100 MW (effet complémentaire de réduction des pertes inclus). Depuis l'hiver 2006-2007, le territoire français est décomposé en quatre zones (Nord, Sud, Ouest et PACA) sur chacune desquelles le signal EJP est émis séparément. Toutes les combinaisons sont permises, y compris l'émission simultanée sur les quatre zones. Cette fragmentation permet :

- ▶ d'une part, une gestion opérationnelle plus souple des effacements, qui sont vus ainsi, au niveau national, disponibles plus de 22 jours, à des niveaux de puissance effacée graduels ;
- ▶ et d'autre part, pour les régions Ouest et PACA dont l'alimentation est plus fragile, d'utiliser le signal EJP pour aider à garantir l'équilibre local.

Globalement, malgré quelques rigidités (périodes indivisibles, strictement contingentées à 22 jours au cours de l'hiver), les options EJP et Tempo sont toujours adaptées aux caractéristiques de la pointe de consommation en France, telles qu'elles ont été décrites à la section précédente.

Les effacements et le mécanisme d'ajustement

Il existe aussi des offres d'effacement hors du cadre des tarifs réglementés : les contrats bilatéraux liant un consommateur

à son fournisseur d'électricité peuvent contenir des clauses le permettant, sous des formats variables (puissance effacée, durée, fréquence, période d'activation autorisée...) et appropriés aux usages et équipements du consommateur. En pratique, ces clauses d'effacement contractuel à la demande du fournisseur, qui concernent aujourd'hui surtout des établissements industriels très gros consommateurs, offrent un potentiel d'effacements supplémentaires estimé à 700 MW.

Les consommateurs ont également la faculté de participer au mécanisme d'ajustement⁵⁴, instrument mis en place par RTE en avril 2003 pour donner à l'exploitant du système électrique une vision exhaustive de tous les moyens qui sont à sa disposition pour maintenir l'équilibre offre-demande. À ce titre, un consommateur qui a la possibilité de réduire sa consommation peut déposer une offre (« offre à la hausse », dans la terminologie du mécanisme d'ajustement), spécifiant la puissance effacée, le délai d'activation, et autres contraintes techniques, ainsi que le coût lié à l'activation, de manière tout à fait analogue aux offres d'augmentation de puissance déposées par les producteurs. L'activation de l'offre est commandée par l'exploitant du système électrique, en fonction des besoins et selon le principe de préséance économique entre toutes les offres à la hausse disponibles (production ou consommation).

Le développement de nouvelles capacités d'effacement est freiné par l'épuisement des gisements de gros consommateurs interruptibles, ou dotés de moyen d'autoproduction, et d'usages réellement interruptibles ou déplaçables chez les particuliers, à quoi s'ajoutent des interrogations sur l'attractivité des particuliers pour ce type de contrat d'effacement dit « diffus ».

La valorisation des effacements : le mécanisme NEBEF

L'effacement de consommation représente une solution pour optimiser la consommation d'électricité. Il consiste à réduire ou à reporter la consommation d'électricité pendant une certaine durée. Il permet par exemple de passer les pics de consommation sans avoir recours à des sources de production supplémentaires et peut ainsi faire baisser les prix de l'électricité aux heures de pointe.

La loi du 15 avril 2013 (loi Brottes) a introduit, dans le Code de l'énergie, de nouveaux articles relatifs à la valorisation des effacements de consommation sur les marchés de l'énergie et sur le mécanisme d'ajustement ; les principes sont déclinés dans des règles dont la

⁵² Effacement jour de pointe, option tarifaire qui n'est plus proposée aux consommateurs aujourd'hui mais peut être conservée par ceux qui l'avaient préalablement choisie.

⁵³ Pour la structure et les niveaux de prix de ces options, voir le site internet de la CRE : <http://www.cre.fr/marches/marche-de-detail/marche-de-l-electricite> ⁵⁴ Toutes les informations concernant le mécanisme d'ajustement sont fournies sur le site internet de RTE, à la page : http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/vie_mecanisme.jsp



méthodologie d'élaboration est fixée par le décret n° 2014-764 du 3 juillet 2014 relatif aux effacements de consommation d'électricité pris en Conseil d'État. La loi, dans son article 14, prévoit la mise en œuvre anticipée de ces dispositions dans le cadre d'une expérimentation menée par RTE (NEBEF 1.0). Les termes de cette expérimentation ont fait l'objet de l'approbation de la CRE le 28 novembre pour un démarrage le 18 décembre 2013.

Les règles dites NEBEF (notification d'échange de blocs d'effacement) mises en place par RTE permettent à tout site de consommation établi en France métropolitaine continentale de valoriser ses effacements de consommation d'électricité sur les marchés

de l'énergie ou dans le cadre du mécanisme d'ajustement opéré par RTE, à l'instar des capacités de production. Les offres d'effacement sont activées la veille pour le lendemain ou le jour même en infrajournalier.

La participation des capacités d'effacement peut se faire soit directement en acquérant en propre la qualité d'opérateur d'effacement, soit indirectement via une tierce personne disposant de la qualité d'opérateur d'effacement, sans qu'il soit nécessaire d'obtenir l'accord préalable du fournisseur du site qui reçoit un versement en contrepartie.

+ Effacements volontaires : les dispositifs ÉcoWatt en Bretagne et en PACA

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



Depuis l'hiver 2008, ÉcoWatt Bretagne* invite les Bretons (particuliers, entreprises, collectivités, associations, scolaires) à une démarche éco-citoyenne et gratuite pour modérer leur consommation d'électricité, plus particulièrement aux heures de pointe en hiver. Ce dispositif, initié par RTE en partenariat avec la préfecture de région Bretagne, le conseil régional de Bretagne, ERDF et l'ADEME, intègre un système d'alertes (transmises par SMS ou par mail) lors des journées à risques sur le réseau de transport d'électricité. Avec 52 400 ÉcoW'acteurs en Bretagne à la fin de l'hiver 2013-2014, soit 8,5% de plus par rapport à la saison précédente, le dispositif poursuit sa dynamique, malgré un hiver sans alerte en raison des conditions climatiques exceptionnelles.

* <http://www2.ouest-ecowatt.com/>

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

La démarche ÉcoWatt Bretagne s'inscrit dans le cadre du Pacte électrique Breton lancé en 2010, dans l'axe « Maîtrise de la demande en électricité ».



Pour la saison 2013-2014 (4^{ème} édition), ÉcoWatt Provence Azur (qui n'était déployé que dans le Var et les Alpes-Maritimes) a laissé place à ÉcoWatt PACA**.

Le dispositif s'est en effet élargi à l'ensemble de la région PACA, pour une plus grande solidarité électrique.

En raison de conditions climatiques particulièrement clémentes, la démarche a connu une deuxième année sans alerte, tout comme ÉcoWatt Bretagne. Le dispositif d'appel à la modération régional a tout de même maintenu une dynamique, avec plus de 11 000 nouveaux inscrits aux alertes suite à cet hiver 2013-2014.

ÉcoWatt PACA compte aujourd'hui 26 000 inscrits, et rassemble 75 chartes d'engagements signées par des établissements publics ou privés.

3.5.5 Les perspectives du secteur électrique européen

L'ambition de construire une « Europe de l'énergie » trouve une traduction juridique au travers des directives définissant les grandes orientations en matière de développement des énergies renouvelables et de maîtrise des émissions. Elle est également illustrée par d'importantes initiatives de collaboration entre les gestionnaires de réseaux européens, telles que :

- ▶ le projet « e-Highway 2050 » mené par l'Union européenne ;
- ▶ le TYNDP⁵⁵ et le SO&AF⁵⁶ menés dans le cadre d'ENTSO-E⁵⁷ ;
- ▶ ou encore le PLEF++⁵⁸.

Toutefois, les politiques énergétiques restent également en grande partie décidées à l'échelle nationale.

L'évolution du secteur électrique européen dépend donc, en plus des grandes orientations prises à l'échelle européenne, des situations individuelles des pays en termes de contexte économique et de choix politiques.

En matière de politique nucléaire, il existe une grande diversité de situations en Europe : alors que certains pays, comme la France, ont fait le choix d'une production d'électricité majoritairement fondée sur le nucléaire, d'autres pays, comme l'Italie, n'ont aucun réacteur en service. Certains pays, comme l'Allemagne ou la Belgique, possèdent un parc nucléaire mais ont pris la décision, suite à la catastrophe de Fukushima, d'établir un plan de sortie du nucléaire avec une date « butoir » de fermeture du dernier réacteur. Cependant,

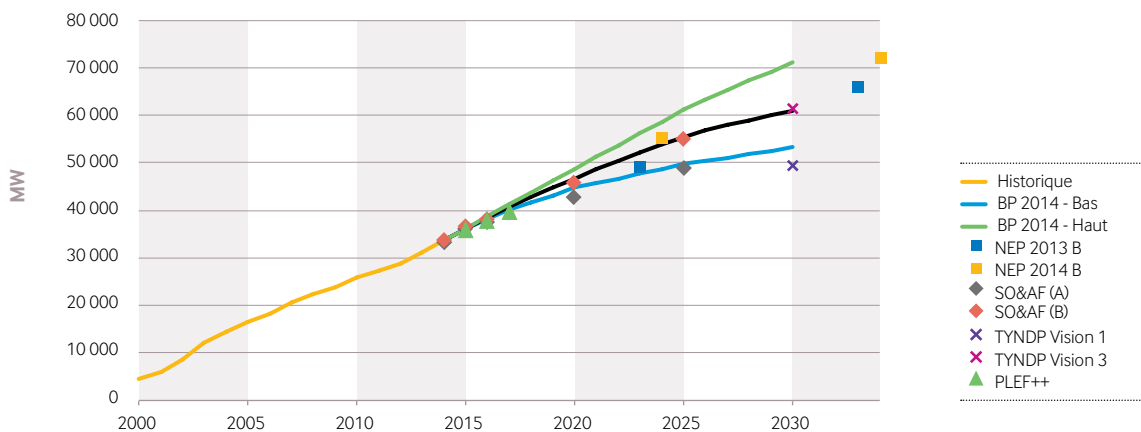
les plannings initialement prévus font parfois l'objet de modifications, suite à un changement de gouvernement ou du fait de difficultés de mise en œuvre. Dans le contexte de l'après-Fukushima et d'une conjoncture économique difficile, l'évolution des parcs nucléaires en Europe est donc empreinte d'incertitude.

Le secteur des énergies renouvelables a connu en Europe un développement dynamique ces dernières années mais qui semble marquer le pas et il est aujourd'hui difficile de tracer des trajectoires précises pour les années à venir. En effet, certains pays, comme l'Espagne, ont connu des phénomènes d'emballement qui les ont conduits à revoir leurs politiques de soutien et donc à freiner fortement les investissements dans ces nouvelles filières.

Pour couvrir l'incertitude qui s'attache au développement des énergies renouvelables, trois scénarios différenciés ont été envisagés pour chaque pays, à partir de l'historique des raccordements des différentes filières, d'éléments de veille réglementaire, des objectifs nationaux annoncés et des scénarios ENTSO-E (TYNDP pour l'horizon de long terme, et SO&AF pour l'horizon de moyen terme).

Le graphique ci-dessous présente, à titre d'exemple, les trois trajectoires de développement de l'éolien terrestre en Allemagne retenues pour le Bilan prévisionnel, et une comparaison à des scénarios externes : TYNDP vision 1 et 3, scénarios A et B du SO&AF, Netzentwicklungsplan (NEP – schéma de développement du réseau de transport allemand), et scénario du PLEF++.

Scénarios de développement de l'éolien terrestre en Allemagne Puissance installée au 1^{er} janvier



⁵⁵ TYNDP : « Ten year network development plan », plan de développement à dix ans du réseau européen. ⁵⁶ SO&AF : « Scenario outlook and adequacy forecast », étude européenne d'équilibre offre-demande ⁵⁷ ENTSO-E : « European network of transmission system operators for electricity », réseau regroupant les gestionnaires de réseau européens et menant des études en collaboration. ⁵⁸ PLEF++ : « Pentilateral energy forum », regroupant les ministères de l'énergie, les régulateurs et les gestionnaires de réseau de sept pays : Autriche, Belgique, Suisse, Allemagne, France, Luxembourg, Pays-Bas.



L'avenir du parc thermique fonctionnant au gaz constitue également un enjeu majeur des prochaines années en Europe : la rentabilité de ces moyens de production étant devenue très faible, de nombreuses centrales sont menacées de fermeture. Le maintien ou non de ces tranches dépendra de l'évolution du contexte économique (prix du gaz, du charbon et du CO₂, évolution de la consommation électrique) mais aussi des décisions politiques prises dans chaque pays pour assurer la sécurité d'alimentation.

Mécanismes de capacité : vers une coordination des mécanismes nationaux

Le choix français de création d'un mécanisme de capacité pour assurer le respect du critère national de sécurité d'approvisionnement n'est pas une initiative isolée. Un nombre croissant de pays européens ont mis en place des dispositifs de valorisation de la capacité ou envisagent de le faire. Pour certains d'entre eux (Espagne, Suède, Finlande, Irlande, Italie dans une moindre mesure), il s'agit de décisions anciennes. Pour d'autres (Royaume-Uni), les travaux sont déjà très avancés et devraient conduire à une première enchère capacitaire dès 2014. Dans d'autres États membres, une réflexion est en cours et pourrait donner lieu à des décisions dans les prochains mois.

Les motivations des États membres diffèrent néanmoins et conduisent à des dispositifs hétérogènes, liés aux spécificités nationales. À cet égard, la Commission européenne a fait part de ses réserves vis-à-vis de l'introduction non coordonnée de mécanismes de capacité nationaux par de nombreux États membres et a souligné les risques qu'elle fait peser sur le fonctionnement du marché intérieur de l'électricité dont la mise en place est en cours d'achèvement. Le cadre d'analyse relatif aux interventions publiques en matière de sécurité d'approvisionnement a ainsi récemment été complété par des recommandations que la Commission européenne a exprimées dans sa communication intitulée « Réaliser le marché intérieur de l'électricité et tirer le meilleur parti de l'intervention publique »⁵⁹. Un point d'attention existe notamment concernant la prise en compte des capacités trans-

frontalières dans le mécanisme de capacité. En effet, la Commission européenne et l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie se sont exprimées en faveur de la participation transfrontalière explicite dans les mécanismes de capacité, même si elles ont toutes deux fait référence aux difficultés inhérentes à ce choix.

Dans ce contexte, une coordination avec les États membres voisins devra donc être recherchée. De la même manière qu'il participe activement aux travaux d'élaboration des codes de réseau au sein de ENTSO-E ou aux initiatives régionales pilotées par les régulateurs, RTE s'investira particulièrement dans la recherche de solutions permettant une cohabitation des mécanismes de capacité avec le marché intérieur. Concernant la participation des capacités étrangères, RTE a proposé, dans le rapport d'accompagnement du projet de règles du mécanisme de capacité, une feuille de route permettant de poser des jalons vers une participation explicite, c'est-à-dire au même titre que les capacités françaises. Cette approche en deux temps est compatible avec les recommandations de la Commission européenne, qui estime en effet que la solution implicite, prévue par le décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012, peut être envisagée de manière temporaire. RTE a partagé également, dans le rapport d'accompagnement, des premiers éléments sur la participation explicite des capacités étrangères au mécanisme de capacité français et considère notamment que cette participation est possible à la cible sous certaines conditions. Ces conditions impliquant une importante coordination régionale, la mise en place d'une étape intermédiaire a du sens et doit être privilégiée de manière transitoire. Cette étape pourrait être différenciée dans le temps et dans l'espace, en fonction également des travaux menés sous l'égide des États membres ; elle pourrait inclure un principe de réciprocité.

Sur la base de la feuille de route proposée et dans le cadre des dispositions déjà prévues par le décret, RTE se tient prêt à lancer une concertation, afin de proposer une solution concrète de participation explicite des capacités localisées à l'extérieur des frontières.

⁵⁹ Communication de la Commission, C(2013) 7243 final du 5 novembre 2013

3.6 L'évolution du réseau de transport d'électricité

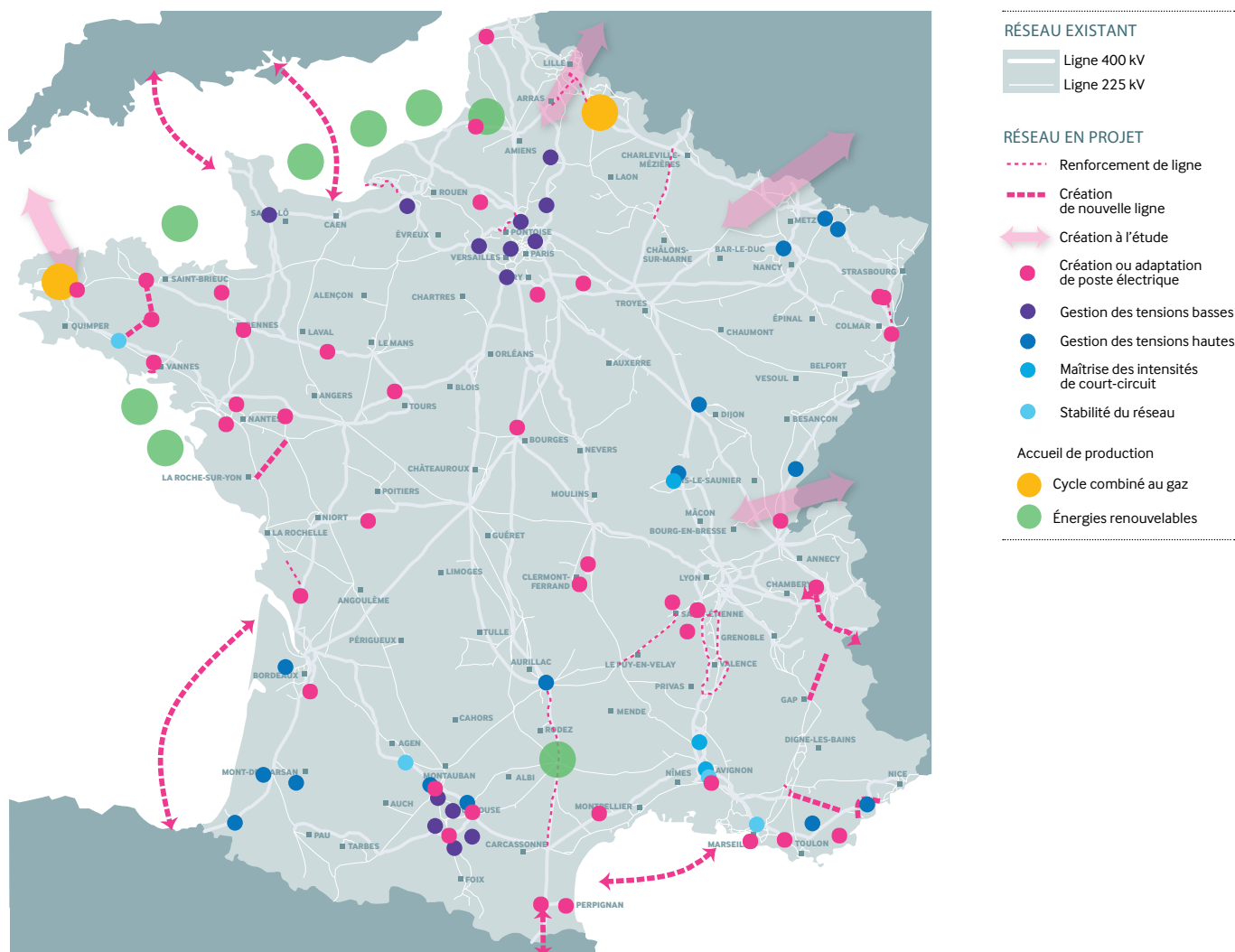
Conformément aux missions qui lui sont confiées par le législateur, RTE élabore tous les ans et rend public un schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité en France (SDDR). Il s'appuie sur les analyses d'évolution de la consommation et du mix énergétique présentés dans le Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France et les objectifs EnR des schémas régionaux.

Il est soumis à la Commission de régulation de l'énergie après consultation des parties intéressées.

Le SDDR vient en complément, au niveau national, du plan décennal européen communautaire (*Ten-year network development plan – TYNDP*) et des plans régionaux européens communautaires publiés par ENTSO-E, l'association des gestionnaires de réseau de transport européens. Le plan décennal européen 2012, ainsi que les plans régionaux européens, ont été publiés par ENTSO-E le 5 juillet 2012.

Le schéma décennal présente les principales infrastructures de transport d'électricité à envisager dans les dix ans, et répertorie les investissements de développement de réseau qui doivent être réalisés et mis en service dans les trois ans.

Carte des principaux projets à dix ans
Schéma décennal de développement du réseau de transport 2013





L'évolution du mix énergétique (fermeture d'anciennes centrales thermiques concernées par les réglementations GIC puis IED, développement des énergies renouvelables), modifie d'une part les flux d'électricité sur le territoire français et nécessite d'autre part le raccordement au réseau d'une production décentralisée et répartie. L'adaptation aux nouveaux flux, notamment nord-sud, entraîne un renforcement du réseau à 400 kV sur certains axes. Le raccordement des nouveaux clients (essentiellement l'éolien terrestre, traité dans le cadre des schémas régionaux de raccordement au réseau des EnR, et l'éolien en mer, retenu sur appels d'offres) nécessite la création ou le renforcement d'ouvrages existants.

Afin d'assurer la sûreté d'alimentation des territoires, face à une production par nature intermittente, la solidarité entre les régions passe également par le développement du réseau.

À l'échelle européenne, le développement des énergies renouvelables entraîne une plus grande variabilité de la production dont l'acheminement peut être optimisé par la création de nouvelles lignes d'interconnexion facilitant les échanges entre la France et ses voisins, ou l'évacuation de la production éolienne en mer ou hydrolienne. La technique des liaisons de puissance à courant continu sur de longues distances, dont les liaisons sous-marines, est bien maîtrisée.

L'évolution du réseau s'intègre dans la mise en œuvre de la transition énergétique dont le mix énergétique sera l'un des volets.

Ainsi, dans les dix ans à venir, ce sont près de 2 000 km d'ouvrages THT qui seront mis en service, dont la moitié en souterrain ou en sous-marin.

+ La Nouvelle France industrielle

Dans le cadre des 34 plans de la Nouvelle France industrielle*, Dominique Maillard, président du directoire de RTE, a été nommé le 7 octobre 2013 chef du projet « Réseaux électriques intelligents » par le ministre du Redressement productif.

Le 7 mai 2014, Monsieur Maillard a présenté la feuille de route de ce plan au Président de la République et à son gouvernement, feuille de route élaborée conjointement avec les industriels, le monde académique et les pouvoirs publics.

Cette feuille de route propose un plan d'action visant, d'ici à 2020, à créer 10 000 emplois en France, doubler le chiffre

d'affaires du secteur et en pérenniser la part de 50% actuellement assurée par l'export.

Les dix actions présentées dans ce plan sont désormais engagées. En particulier, pour 2014, trois actions fondatrices doivent fournir des premiers résultats : la création juridique de la filière française « Réseaux électriques intelligents » avec un label associé, la mise en place de la « route du savoir-faire » française, c'est-à-dire la mise en réseaux des espaces de promotions de chaque acteur, et enfin la constitution de l'académie des Réseaux électriques intelligents qui intégrera l'ensemble des cursus de formations supports.

* <http://www.redressement-productif.gouv.fr/nouvelle-france-industrielle>

+ Le financement des investissements du réseau de transport

Les investissements de RTE, dont le niveau prévu en 2014 s'élève à 1,4 milliards d'euros, sont couverts dans la durée par le tarif d'utilisation du réseau public de transport (TURPE). Ce tarif, fixé par la Commission de régulation de l'énergie (CRE), couvre notamment les charges financières de l'opérateur du réseau (dotations aux amortissements et rémunération des capitaux investis).

Par ce mécanisme, les deux tiers environ des investissements de RTE sont actuellement autofinancés grâce aux recettes tarifaires. Avec la croissance des actifs, la dette de RTE augmente progressivement. Elle a atteint environ 7,5 milliards d'euros fin 2013.

La stabilité du cadre de régulation tarifaire s'avère déterminante pour la maîtrise des équilibres financiers de RTE dans la durée. Dans l'intérêt des utilisateurs du réseau, notamment pour maintenir l'avantage compétitif pour l'économie française que constitue un coût faible du transport d'électri-

cité, RTE veille à ce que les augmentations tarifaires à venir restent soutenables et maîtrise dans ce but ses dépenses courantes ainsi que son endettement.

La préservation de la structure financière de RTE, notamment les ratios d'endettement et de liquidité, lui permet de rester attractif pour les investisseurs. Grâce à la robustesse de son modèle économique, RTE bénéficie de taux très compétitifs.

RTE recherche des ressources à moindre coût, tels que des subventions de l'Union européenne ou des prêts à taux préférentiels de la Banque européenne d'investissement (BEI) obtenus notamment pour le développement de la liaison France-Espagne. Après un premier contrat signé en 2009, RTE et la BEI ont conclu, en mars 2013, un nouvel accord pour optimiser le réseau français de transport d'électricité. RTE dispose ainsi d'une ligne de crédit de 500 millions d'euros permettant de financer sept projets importants pour le maintien et le développement de l'alimentation des territoires.



L'ÉVOLUTION DE LA DEMANDE ET DE L'OFFRE À MOYEN TERME

- 4.1 Les scénarios prévisionnels de la demande française
- 4.2 Les hypothèses prévisionnelles de l'offre en France
- 4.3 Les hypothèses européennes



L'évolution de la demande et de l'offre à moyen terme

Plusieurs scénarios prévisionnels à moyen terme de la demande et de l'offre d'électricité en France et en Europe sont envisagés afin de tenir compte des incertitudes qui pèsent à cet horizon et qui ont été cernées au chapitre 3. Ces scénarios sont par la suite utilisés dans l'analyse de l'équilibre offre-demande présentée au chapitre 5.

4.1 Les scénarios prévisionnels de la demande française

4.1.1 Scénario « Référence »

Le scénario « Référence » est fondé sur un ensemble d'hypothèses médianes des facteurs d'influence de la consommation présentés au chapitre précédent.

Dans ce scénario, le **contexte économique** envisagé est celui d'un redressement progressif de l'activité, avec une croissance du PIB de +0,9% en 2014, +1,3% en 2015 et +1,5% par an au-delà, qui se rapproche des niveaux atteints avant la crise de 2008. Cependant, la perte de production industrielle liée à la crise n'est pas rattrapée.

La croissance du **nombre de ménages** se poursuit selon le scénario central du Commissariat général au développement durable à un rythme de 0,8% par an en moyenne entre 2013 et 2019.

Résidentiel

Avec un ensemble d'hypothèses médianes, la consommation électrique résidentielle est estimée à 161 TWh en 2019, soit une hausse de 3 TWh par rapport à 2013 et un taux de croissance annuel moyen de +0,3%.

À cet horizon de moyen terme, les moteurs de croissance de la consommation électrique résidentielle (nombre de ménages,

diffusion des technologies de l'information et de la communication, transferts d'usage...), tels que décrits au chapitre 3, priment encore légèrement sur les effets des mesures d'efficacité énergétique (principalement amélioration de la performance énergétique des bâtiments neufs et des équipements à durée de vie courte).

Avec une hypothèse de 0,25% de logements désaffectés ou mis en vacance chaque année, 325 000 **nouveaux logements** sont construits annuellement en moyenne d'ici à 2019.

Le **chauffage** est le premier poste de consommation du secteur résidentiel avec 43,5 TWh en 2013. La RT 2012 et, notamment, les exigences sur la conception du bâti, conduisent à une baisse des besoins en chauffage des logements neufs. La part de marché du chauffage électrique dans la construction neuve est supposée stable par rapport aux dernières observations de l'année 2013, où environ un tiers des logements neufs étaient chauffés à l'électricité (hors biénergie), principalement via des pompes à chaleur. Une part moindre de chauffage à effet Joule continue à être installée dans des logements bien isolés ou dans des zones climatiques privilégiées où les besoins en chauffage sont réduits. La baisse des consommations unitaires est atténuée par le risque d'effet rebond lié au comportement des habitants et l'impact d'éventuels défauts de conception et de construction des bâtiments durant la phase d'apprentissage de la filière.

Avec les hypothèses retenues, la consommation unitaire de chauffage des logements construits en 2019 est en baisse de 36% par rapport à celle des logements construits en 2013. La consommation annuelle de chauffage électrique des logements construits après 2013 est estimée à 2 TWh en 2019.

Résidences principales à l'horizon 2019 dans le scénario « Référence »

en millions	2019
Nombre de résidences principales	29,4
<i>dont chauffées à l'électricité*</i>	10,9
Parc de pompes à chaleur	2,4

*y compris biénergie

Chaque année, 300 000 logements font l'objet d'une **rénovation thermique** : ce nombre tient compte des incertitudes pesant sur le pouvoir d'achat des ménages et sur la capacité de la filière à mener à bien un grand nombre d'opérations de rénovation. Le quart de ces rénovations portent sur des logements chauffés à l'électricité⁶⁰. Le gain d'efficacité énergétique après rénovation est estimé à 12 % en moyenne sur la période. Ce gain intègre l'impact des malfaçons et le risque d'effet rebond lié à un éventuel comportement « plus relâché » des habitants comparativement aux hypothèses de la réglementation.

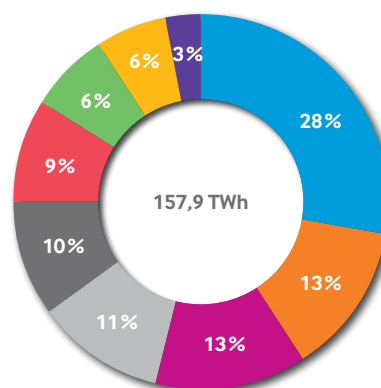
Aux rénovations du bâti s'ajoutent les changements de système de chauffe, avec des hypothèses de remplacement des chaudières à combustible (essentiellement fioul) par des pompes à chaleur air/eau ou géothermiques et de remplacement du chauffage à effet Joule par des pompes à chaleur air/air : chaque année, en moyenne 0,9 % des logements individuels chauffés au fioul changent d'énergie de chauffage pour s'équiper en pompes à chaleur et 0,5 % des logements chauffés par effet Joule basculent vers des pompes à chaleur air/air.

Avec ces hypothèses de rénovation et de changement de système de chauffe, la consommation de chauffage du parc construit avant 2013 se contracte de 3 % entre 2013 et 2019, soit une baisse de consommation de 1,2 TWh.

Le parc des **équipements informatiques** croît de près de 9 % par an en moyenne entre 2013 et 2019 sous l'effet de la diffusion massive des ordinateurs portables, tablettes et notebooks. En revanche, leur consommation globale recule car le parc se renouvelle rapidement avec des appareils de moins en moins consommateurs d'électricité. Les taux d'équipement et de multi-équipement des **téléviseurs** se stabilisent ainsi que la taille moyenne des écrans et les durées d'écoute. Avec ces hypothèses, la consommation des équipements informatiques et audiovisuels baisse de 1,4 TWh entre 2013 et 2019.

Le développement des **chauffe-eau** thermodynamiques, solaires ou des pompes à chaleur double service (assurant à la fois le chauffage de l'habitation et de l'eau) modifie la structure du parc actuel de chauffe-eau électriques. En particulier, dans les logements individuels, la part de marché des chauffe-eau électriques à accumulation baisse au profit des chauffe-eau thermodynamiques. Avec les hypothèses retenues, le parc de chauffe-eau électriques⁶¹ se développe selon un rythme de 1,5 % par an. Les

Répartition par usages de la consommation électrique résidentielle pour l'année 2013



- Chauffage
- Eau chaude sanitaire
- Froid
- Cuisson
- Ventilation et climatisation
- Informatique et audiovisuel
- Autres usages résidentiels
- Lavage
- Éclairage

besoins d'eau chaude par logement sont en recul pour prendre en compte la baisse progressive du nombre de personnes par ménage. Le cumul de ces hypothèses conduit à une stabilité de la consommation associée entre 2013 et 2019.

La **ventilation** prend de l'importance avec le renforcement de l'enveloppe thermique des bâtiments. L'hypothèse retenue est le développement majoritaire de la ventilation mécanique contrôlée (VMC) hygroréglable. La hausse du parc de VMC (+4 % par an en moyenne) a été calée sur l'augmentation annuelle du parc neuf et sur les réhabilitations lourdes. Ces hypothèses conduisent à une hausse de consommation de 0,9 TWh entre 2013 et 2019.

L'équipement en **climatisation** des logements résidentiels reste faible avec environ 6 % des ménages équipés en 2019. La hausse de la consommation associée est moindre d'ici à 2019.

La hausse du taux d'équipement en appareils de **cuisson** électrique (plaques à induction ou halogènes, fours) est prolongée avec un taux de croissance annuel moyen de 1 % entre 2013 et 2019. Cette hausse intègre les transferts d'usage intervenant dans le parc existant. La consommation associée progresse de 1,3 TWh d'ici à 2019.

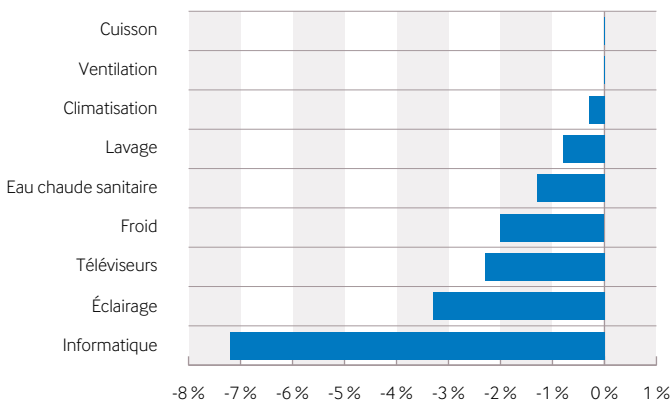
⁶⁰ Ce ratio correspond à la part du chauffage électrique dans le parc construit avant 1975, biénergie comprise, la majorité des rénovations étant supposées porter sur ce parc.
⁶¹ Y compris les chauffe-eau avec appoint électrique.



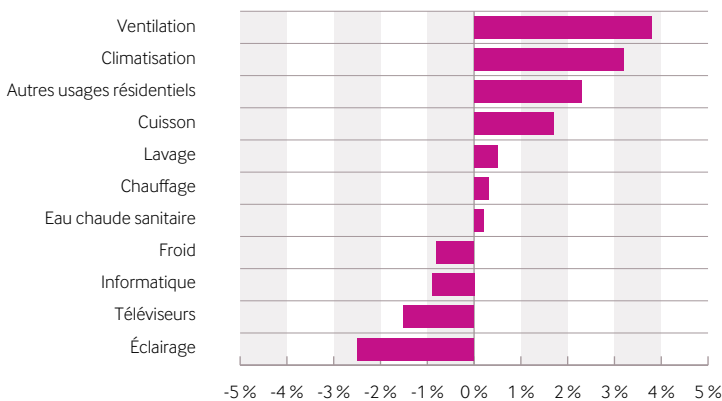
La dynamique de développement des **autres usages résidentiels** (petit électroménager, domotique, alarmes, chargeurs, piscines, équipements des résidences secondaires, auxiliaires de chauffage, nouveaux usages...) se poursuit avec une croissance de 2,5 TWh entre 2013 et 2019. Les hypothèses retenues tiennent compte d'une saturation possible des taux d'équipement de certains de ces usages, de leur amélioration technologique, mais également du développement probable de nouveaux usages.

L'évolution, entre 2013 et 2019, des consommations unitaires des différents usages résidentiels est résumée dans le graphique ci-dessous. Il permet de comparer les consommations unitaires de l'ensemble du parc des équipements en fonctionnement en 2013 avec celles des équipements en fonctionnement en 2019.

Amélioration de l'efficacité énergétique moyenne des usages résidentiels entre 2013 et 2019 dans le scénario « Référence »
Taux de croissance annuel moyen des consommations unitaires d'électricité par ménage équipé



Taux de croissance annuel moyen des consommations d'électricité des usages résidentiels entre 2013 et 2019 dans le scénario « Référence »



Il met en évidence l'effet significatif des normes d'efficacité énergétique sur les équipements qui sont renouvelés rapidement.

Le graphique ci-contre en bas présente l'évolution des consommations d'électricité des différents usages résidentiels en prenant en compte les effets « volume » et l'évolution des consommations unitaires. La consommation d'un usage croît lorsque son développement l'emporte sur l'amélioration de son efficacité énergétique.

Tertiaire

Le scénario « Référence » suit la reprise progressive de l'activité économique qui se traduit à moyen terme par une croissance annuelle moyenne de la consommation de 0,6% entre 2013 et 2019, qui augmente ainsi de 4,9 TWh. Deux facteurs principaux expliquent l'évolution de la consommation d'électricité dans le tertiaire : l'accroissement du parc et l'efficacité énergétique des bâtiments.

La dynamique du parc de bâtiments tertiaires est liée à l'évolution des effectifs, qui déterminent le besoin de surfaces. Celui-ci peut s'avérer très contrasté d'une branche d'activité à l'autre. L'hypothèse retenue est une légère augmentation des **surfaces construites** chaque année (12,5 millions de m² par an) par rapport aux dernières années, poussée par la reprise économique, sans toutefois rejoindre les niveaux d'avant crise (16 millions de m² par an). Compte tenu de la désaffectation des bâtiments anciens, la croissance annuelle des surfaces s'établit à 0,7% dans ce scénario, contribuant ainsi à la hausse de la demande en électricité de 9,5 TWh.

Surfaces tertiaires chauffées à l'horizon 2019 dans le scénario « Référence »

en millions de m ²	2013*	2019
Surfaces tertiaires chauffées	941	978
<i>dont chauffées à l'électricité</i>	<i>252</i>	<i>279</i>

* données estimatives

Comme pour le secteur résidentiel, les consommations électriques sont affectées par le durcissement des réglementations énergétiques sur les bâtiments (isolation, rénovation), l'éclairage et les équipements.

Les hypothèses concernant le **chauffage électrique** dans les constructions neuves retiennent une stabilisation de la part de marché des surfaces chauffées à l'électricité par rapport aux dernières observations de l'année 2013, soit un taux moyen d'environ 46% des surfaces tertiaires construites. Les systèmes de chauffage et les bâtiments neufs plus performants permettent

de réduire la consommation unitaire de chauffage électrique : les constructions de 2019 consomment 44% de moins (par m²) que les constructions de 2013. Le chauffage électrique des constructions neuves sur la période accroît la consommation de 1,5 TWh. Néanmoins, la seule consommation unitaire de chauffage des bâtiments neufs, 75 kWh/m² d'énergie primaire en 2019, reste supérieure au plafond global de la réglementation thermique 2012, compte tenu des délais généralement observés pour atteindre les performances visées.

Des réductions de la consommation d'électricité sont également attendues dans le parc ancien qui fait l'objet de **rénovations**, en distinguant :

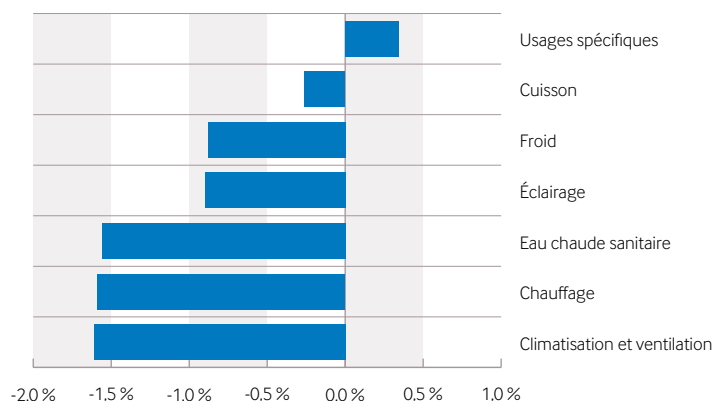
- ▶ d'une part les travaux sur l'enveloppe des bâtiments, qu'il s'agisse de rénovation lourde ou légère, estimés à 15 millions de m² par an et répartis au prorata des énergies de chauffage, soit environ 3,9 millions de m² chauffés à l'électricité ;
- ▶ d'autre part les changements de système de chauffage, qui concerneraient 5,5 millions de m² de surfaces chauffées à l'électricité par an.

Les gains attendus en cas de changement de système de chauffage sont trois fois plus élevés (30%) qu'en cas d'amélioration seule de l'enveloppe des bâtiments (10%). Enfin, le parc existant

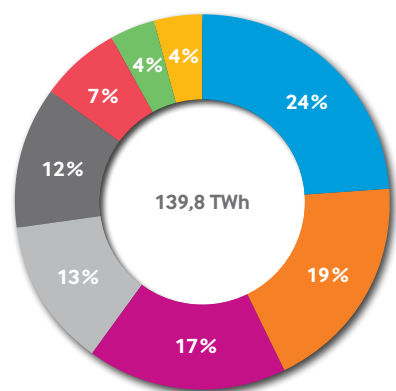
est aussi l'objet de transferts entre énergies de chauffage : 600 000 m² de surfaces chauffées aux combustibles sont supposées adopter des systèmes de chauffage électrique, principalement des pompes à chaleur. Avec l'effet des rénovations, l'hypothèse d'une baisse de 4% des consommations unitaires à l'horizon 2019 est retenue dans le parc ancien. Globalement, le parc ancien réalise une économie de 1,3 TWh d'ici à 2019.

Le graphique suivant présente l'évolution des consommations unitaires (par m²) des différents usages tertiaires entre 2013 et 2019.

Taux de croissance annuel moyen des consommations unitaires d'électricité par m² des usages tertiaires entre 2013 et 2019 dans le scénario « Référence »



Répartition par usages de la demande électrique tertiaire pour l'année 2013



Sources : CEREN, RTE

- Autres tertiaires⁶²
- Usages spécifiques
- Éclairage
- Chauffage
- Ventilation et climatisation
- Froid
- Eau chaude sanitaire
- Cuisson

Le parc de bâtiments équipés de **ventilation** continue à croître du fait des nouvelles contraintes d'isolation et d'étanchéité. La part de marché de la climatisation dans les constructions neuves reste stable à 40%, et environ 1% du parc ancien non climatisé s'équipe en systèmes de **climatisation** chaque année. Ainsi, la climatisation concerne 33% du parc de bâtiments tertiaires en 2019, contre 28% aujourd'hui. Les rénovations et les constructions neuves plus performantes conduisent à une réduction des consommations unitaires de ventilation et climatisation de 9% entre 2013 et 2019. La consommation de ces deux usages croît de 1 TWh sur la période.

Dans **l'informatique**, les nouvelles technologies se diffusent à un rythme soutenu et sont de plus en plus performantes. Cependant, leur consommation par mètre carré continue d'augmenter en raison de la multiplication des appareils, en particulier mobiles.

⁶² La catégorie statistique « Autres tertiaires » regroupe : relais de télécommunication, éclairage public, armée, centres de recherche, parties communes d'immeubles, artisanat, centres de traitement de données, agriculture basse tension. La catégorie statistique « Usages spécifiques » regroupe essentiellement les technologies de l'information et de la communication, les systèmes de surveillance et de sécurité, l'informatisation des salles d'enseignement, le développement des appareils de santé (imagerie médicale, scanner...) et l'émergence de nouveaux dispositifs médicaux.



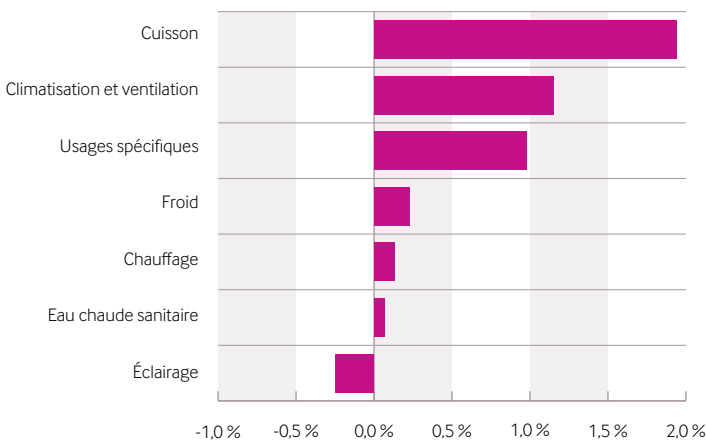
La consommation des usages spécifiques électriques (dont les technologies de l'information et de la communication) augmente de 1,5 TWh d'ici à 2019.

Les **centres de traitement de données** pourraient représenter des gisements d'efficacité énergétique prometteurs : leur consommation unitaire est supposée en baisse de 11% entre 2013 et 2019. Néanmoins, leur développement particulièrement dynamique pousse leur consommation totale, qui augmente de 33% sur la période, soit 0,7 TWh.

Les systèmes d'**éclairage** des constructions neuves sont bien plus performants avec la généralisation des technologies LED : la consommation unitaire d'éclairage des bâtiments tertiaires construits en 2019 est inférieure de 34% à celles des bâtiments neufs de 2013. En revanche, dans le parc ancien, les systèmes d'éclairage sont renouvelés à un rythme moins rapide car généralement associés à des opérations de rénovation. La consommation totale de l'éclairage décroît de 0,4 TWh d'ici à 2019. Les prix des technologies LED pour l'**éclairage public** sont encore élevés, ce qui limite les gains d'efficacité énergétique à 10% entre 2013 et 2019, partiellement compensés par l'accroissement du besoin. La baisse de la consommation totale est de 4,6%, ou 0,3 TWh.

Compte tenu de l'effet volume dans le secteur tertiaire, en raison notamment de la croissance des surfaces, les consommations d'électricité des différents usages évoluent selon le graphique suivant. La consommation d'un usage croît lorsque son développement l'emporte sur les gains d'efficacité énergétique.

Taux de croissance annuel moyen des consommations d'électricité des usages tertiaires entre 2013 et 2019 dans le scénario « Référence »



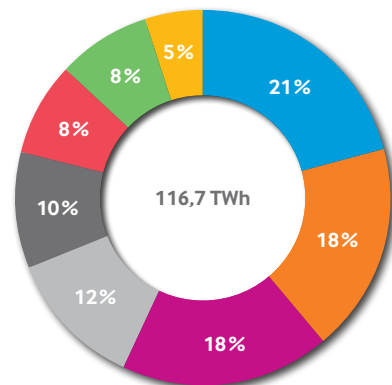
Industrie

La consommation d'électricité du secteur industriel devrait s'infléchir légèrement dans le scénario « Référence », avec une baisse moyenne de 0,1% par an, soit un retrait de 0,8 TWh en 2019 par rapport à son niveau de 2013. Cela résulte de la combinaison de plusieurs facteurs aux effets antagonistes : une amélioration de l'efficacité énergétique d'une part, partiellement compensée par une faible augmentation de la production industrielle, et un développement des usages de l'électricité d'autre part.

L'**amélioration de l'efficacité énergétique** a un effet baissier significatif, qui induit une réduction de la consommation industrielle de 4 TWh à l'horizon 2019, pour moitié environ sur les moteurs électriques. Le règlement sur les moteurs⁶³, adopté en juillet 2009, renforce en effet les exigences de rendement des moteurs et favorise la diffusion du progrès technique. Par ailleurs, 0,6 TWh d'économies d'énergie sont atteints sur l'éclairage et 1,4 TWh sur les autres usages (air comprimé, froid, ventilation, pompage...).

La **croissance de la production industrielle** reste modeste en volume (+0,3% par an en moyenne entre 2013 et 2019), en cohérence avec le rebond économique modéré considéré dans le scénario « Référence ». L'effet haussier résultant sur la consommation d'électricité est de +1,8 TWh entre 2013 et 2019.

Répartition par branches de la demande électrique industrielle pour l'année 2013



- Métallurgie et mécanique (hors automobile)
- Chimie et parachimie
- Industrie agroalimentaire
- Autres industries
- Sidérurgie
- Minéraux et matériaux
- Papier, carton
- Construction automobile

⁶³ Règlement CE640/2009

Cette évolution d'ensemble de la production industrielle masque toutefois des disparités entre les branches. Ainsi, le secteur de l'industrie agroalimentaire demeure le plus dynamique, tandis que la production se contracte dans d'autres branches (sidérurgie, papier-carton, automobile...). Les graphiques ci-contre illustrent l'évolution moyenne projetée pour les grandes branches industrielles.

Cette légère reprise d'ensemble devrait se traduire par une augmentation du niveau d'utilisation des capacités de production existantes, niveau qui s'est établi en 2013 à un peu plus de 80%, en retrait de cinq points par rapport à sa valeur moyenne d'avant-crise.

Par ailleurs, l'**accroissement des usages électriques** dans les procédés de fabrication se traduit par une augmentation de 1,4 TWh de la consommation en 2019.

De manière générale, la modestie de la croissance de la production, combinée à l'amélioration de l'efficacité énergétique, conduit à une consommation d'électricité en baisse plus ou moins marquée dans l'essentiel des branches, à l'exception notable de l'industrie agroalimentaire et, dans une moindre mesure, des minéraux et matériaux. Ces évolutions ne remettent pas en cause de manière significative le poids relatif de la consommation des différentes branches.

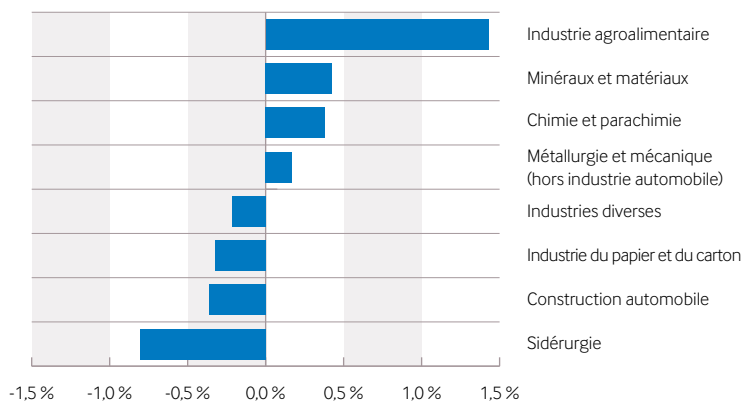
Transport, énergie et agriculture

Le développement des **véhicules électriques** (VE) et des **véhicules hybrides rechargeables** (VHR) est progressif, sur un rythme inférieur à celui escompté dans les projections antérieures. L'apparition progressive d'une offre commerciale de VHR sur le marché, stimulée par les exigences européennes en matière d'émission unitaire de CO₂ des véhicules automobiles, devrait toutefois faciliter la croissance de l'électromobilité, de même que le déploiement accru d'infrastructures de recharge.

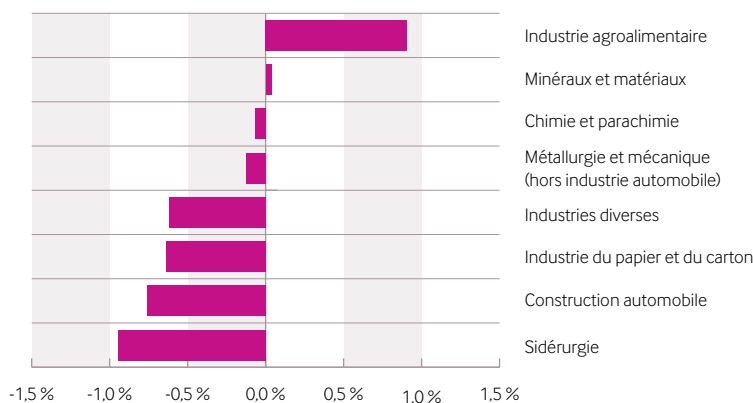
Dans le scénario «Référence», la part de marché des VE dans les ventes annuelles cumulées de véhicules particuliers et utilitaires augmente progressivement pour approcher 2% en 2019, et celle des VHR dépasse 2,5% à ce même horizon. Le parc total de VE/VHR compte ainsi plus de 310 000 unités à l'horizon 2019, dont 190 000 VE et 120 000 VHR, contre 40 000 VE en circulation en 2013.

La demande correspondante atteint 0,8 TWh en 2019, dont 60% consommés en charge naturelle et 40% en charge pilotée par un signal tarifaire.

Taux de croissance annuel moyen de la production industrielle en volume entre 2013 et 2019 dans le scénario «Référence»



Taux de croissance annuel moyen de la consommation électrique par branche industrielle entre 2013 et 2019 dans le scénario «Référence»



Le **transport ferroviaire** s'inscrit globalement en hausse à l'horizon 2019, avec un taux de croissance annuel moyen de la demande d'électricité de 1,5%. Cette tendance haussière est essentiellement impulsée par le transport de passagers (80% de la consommation électrique du transport ferroviaire), urbain et interurbain, qui croît de 1,8% par an en moyenne d'ici à 2019, soit un rythme sensiblement équivalent à celui constaté ces dernières années.

La consommation électrique du secteur de l'énergie (hors pertes) devrait continuer de reculer modestement à l'horizon 2019 : -0,2% par an en moyenne, avec une baisse plus marquée pour les activités pétrolières (extraction et raffinage) dont la consommation chuterait de 1,3% par an en moyenne.

L'essentiel des consommations d'électricité de l'agriculture concerne la force motrice, l'irrigation et la ventilation. Ces



consommations, actuellement plutôt limitées, sont attendues en hausse continue de 1,2% par an en moyenne.

Pertes

Le taux de pertes sur l'ensemble des réseaux de transport et de distribution est supposé stable. Les pertes totales représentent 8,3% de la consommation intérieure nette et les pertes sur le réseau de transport 2,5% (sources : ErDF, RTE).

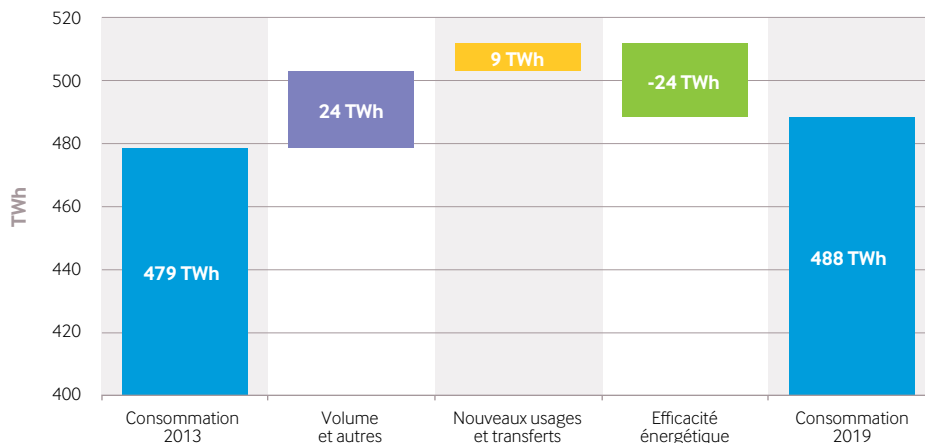
Bilan

Au global, la croissance de la consommation intérieure d'électricité de la France continentale entre 2013 et 2019 est de 9 TWh environ dans le scénario «Référence». Cette évolution de la consommation peut être décomposée en trois parties :

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

Le graphique suivant montre le poids de ces trois parts entre 2013 et 2019.

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



Prévisions de consommation en énergie par secteur dans le scénario « Référence »

TWh	2013*	2015	2016	2017	2018	2019
Résidentiel	157,9	159,3	159,8	160,2	160,6	160,9
Tertiaire	139,8	141,6	142,4	143,2	143,8	144,6
Industrie	116,7	115,5	115,7	115,7	115,7	115,8
Transport	12,8	13,3	13,5	13,9	14,2	14,6
Agriculture	3,3	3,4	3,4	3,5	3,5	3,6
Énergie (dont pertes réseau)	48,3	48,4	48,5	48,6	48,8	48,9
Consommation intérieure	478,7	481,4	483,5	485,1	486,6	488,4

*données provisoires

Prévisions de puissance à la pointe dans le scénario « Référence »

GW	Hiver 2014-2015	Hiver 2015-2016	Hiver 2016-2017	Hiver 2017-2018	Hiver 2018-2019
Pointe à température de référence	85,0	85,3	85,6	85,8	86,1
Pointe « à une chance sur dix »*	101,3	101,7	102,1	102,4	102,8

* La pointe « à une chance sur dix », principal indicateur en puissance du Bilan prévisionnel, est le niveau de puissance qui a une chance sur dix d'être dépassé au moins une heure au cours de l'hiver. Il est estimé à partir des courbes de charges horaires établies pour les cent chroniques du référentiel de température : dans une première étape, on retient le maximum annuel en puissance de chacune d'elles ; puis, parmi ces maxima, celui qui se situe au 9^{ème} décile de la distribution.

4.1.2 Variante « Basse »

La variante « Basse » adopte des hypothèses qui tendent à minorer la consommation d'électricité, dont une variante démographique basse (+0,7% de ménages par an en moyenne) et un cadre économique peu favorable, avec une croissance du PIB de 0,6% en 2014, 0,8% en 2015 et 1,2% par an en moyenne par la suite. Au-delà d'une crise européenne relativement longue, cette variante réunit la conjonction d'un durcissement des conditions de financement du secteur énergétique, une moindre croissance des marchés d'exportation (ralentissement de la croissance mondiale) et une perte de compétitivité des entreprises, qui ne permettent pas de retrouver à moyen terme un niveau de production similaire à celui d'avant crise et infléchissent significativement la demande électrique. En outre, l'évolution du prix de l'électricité ainsi que les capacités limitées de financement contraignent le déploiement de solutions électriques et limitent les transferts d'usage. Les taux d'équipement et le rythme de renouvellement des équipements sont modérés compte tenu des investissements réduits.

Résidentiel

Dans la variante « Basse », la consommation électrique résidentielle est stable entre 2013 et 2019 à 158 TWh, soit 3 TWh de moins que dans le scénario « Référence » en fin de période.

Les principales hypothèses différentes de celles du scénario « Référence » sont présentées ci-dessous.

Le nombre de **nouveaux logements** construits annuellement est de 310 000 en moyenne d'ici à 2019, soit 15 000 de moins que dans le scénario « Référence ». 30% d'entre eux sont équipés de chauffage électrique (33% dans le scénario « Référence »). La consommation annuelle de chauffage électrique des logements construits après 2013 est estimée à 1,8 TWh en 2019 contre 2 TWh dans le scénario « Référence ».

Chaque année, 200 000 logements en moyenne font l'objet d'une **rénovation thermique**, soit 100 000 de moins que dans le scénario « Référence » du fait d'une moindre capacité d'investissement des ménages. Le gain d'efficacité énergétique est également réduit à 10%, effet rebond compris, soit 2% de moins que dans le scénario « Référence ». Par ailleurs, les **transferts** annuels du chauffage fioul vers des pompes à chaleur en logement individuel sont inférieurs au scénario « Référence » avec le basculement de 0,8% du parc fioul contre 0,9%. Avec ces écarts aux effets opposés, la consommation de chauffage du parc construit avant 2013 est similaire à celle du scénario « Référence » et baisse de 1,3 TWh entre 2013 et 2019.

Le parc de **chauffe-eau** utilisant partiellement ou totalement l'électricité se développe à un rythme de 1,3% par an (1,5% dans le scénario « Référence »). L'écart de consommation par rapport au scénario « Référence » reste toutefois modeste.

Malgré des taux d'équipement inférieurs pour les autres usages, les écarts de consommation au scénario « Référence » restent limités sur la période étudiée.

Tertiaire

L'activité économique, nettement ralentie dans cette variante, a un impact significatif sur la demande du secteur tertiaire. De plus, la recherche d'économie sur la facture d'électricité réduit encore les perspectives de croissance de la consommation d'électricité, effet légèrement modéré par la moindre capacité d'investissement dans l'efficacité énergétique. La demande d'électricité décroît de 0,2% par an en moyenne sur la période 2013-2019, soit une baisse de 1,7 TWh, alors qu'elle augmente de 4,9 TWh dans le scénario « Référence ».

Les **constructions neuves** sont moins nombreuses que dans le scénario « Référence » : 11 millions de constructions annuelles, soit une croissance annuelle des surfaces de 0,5% d'ici à 2019, en tenant compte de la désaffectation. La part de marché du **chauffage électrique** dans les constructions neuves est réduite à 43%.

**Surfaces tertiaires chauffées à l'horizon 2019 dans la variante « Basse »**

en millions de m ²	2013*	2019
Surfaces tertiaires chauffées	940	968
<i>dont chauffées à l'électricité</i>	<i>252</i>	<i>272</i>

* données estimatives

Le comportement plus **économe** des occupants a un effet prépondérant sur la maîtrise de la consommation de chauffage et de climatisation. Les solutions électriques, supposées moins attractives que d'autres dans cette variante, limitent les surfaces concernées par les remplacements de systèmes de chauffage électriques (4,5 millions de m² par an), ainsi que par les transferts vers des systèmes électriques des surfaces chauffées aux combustibles (400 000 m² par an).

Le contexte économique étant défavorable aux investissements, les travaux de **rénovation** sur l'enveloppe des bâtiments sont moins nombreux : ils ne touchent que 10 millions de m² par an, dont 2,7 millions de m² chauffés à l'électricité.

Par rapport au scénario « Référence » à l'horizon 2019, ces effets réduisent les consommations de climatisation et de ventilation de 1,9 TWh, de chauffage électrique du parc ancien de 0,7 TWh, et de chauffage électrique construit après 2013 de 0,3 TWh. Parmi l'ensemble des autres usages se distinguent les réductions de près de 1 TWh des consommations de l'éclairage des bâtiments, de l'informatique, et des centres de traitement de données.

Industrie

La consommation d'électricité de l'industrie poursuit sa tendance baissière et se contracte de 1,3% par an en moyenne d'ici à 2019 (contre une baisse moyenne de 0,1% par an dans le scénario « Référence »), soit un recul de près de 9 TWh par rapport à celle de 2013.

Le **contexte macroéconomique** de la variante « Basse » ne permet pas un redémarrage de la production industrielle : celle-ci continue de décroître, à un rythme annuel moyen de -0,9% d'ici à 2019. Les conséquences de cette situation sont la sous-utilisation des capacités de production et la fermeture de certaines unités de production. L'effet baissier sur la consommation est de 6,4 TWh par rapport à 2013.

Bien que limité par un contexte peu propice aux investissements, l'effet des **économies d'énergie** reste présent dans cette variante, tiré par le renouvellement des équipements. L'effet baissier est de 3,6 TWh en 2019.

Enfin, l'**accroissement des usages électriques** dans les procédés de fabrication se traduit par une augmentation de 1,2 TWh de la consommation en 2019.

Au final, l'ensemble des branches industrielles, à l'exception de l'industrie agroalimentaire, voient leur consommation d'électricité se contracter d'ici à 2019, notamment de plus de 2% pour la sidérurgie et pour la construction automobile.

Transport, énergie et agriculture

Le développement des VE et VHR est sensiblement ralenti par la dégradation du contexte économique peu favorable aux investissements. Ce ralentissement s'explique notamment par un coût relativement important qui limite sa diffusion, par un faible taux de renouvellement des véhicules peu propice à la diffusion des nouvelles technologies, par la difficulté à financer les mécanismes de soutien à la filière, à l'achat des véhicules et au déploiement des infrastructures. Par ailleurs, cette variante est peu favorable au déploiement de solutions électriques, peu compétitives par rapport aux autres énergies.

Le parc de VE/VHR en 2019 reste relativement modeste : 75 000 unités (contre 310 000 dans le scénario « Référence »), dont trois quarts de VE. La consommation électrique correspondante est de 0,5 TWh, avec des modes de charge similaires à ceux du scénario « Référence ».

La demande d'électricité du transport ferroviaire est en hausse de 1,3% par an en moyenne, plus limitée que dans le scénario « Référence » (+1,5%), bridée par la décroissance du transport de marchandises (-0,5% en moyenne d'ici à 2019).

Par ailleurs, la consommation électrique du secteur de l'énergie (hors pertes) est en légère baisse à l'horizon 2019 (-0,2% par an en moyenne) et celle de l'agriculture croît de 1,2%.

Bilan

Les énergies et puissances correspondant à la variante « Basse » sont résumées dans les tableaux suivants.

Prévisions de consommation en énergie par secteur dans la variante « Basse »

TWh	2013*	2015	2016	2017	2018	2019
Résidentiel	157,9	158,4	158,2	158,1	157,9	157,7
Tertiaire	139,8	139,5	139,2	138,8	138,3	138,0
Industrie	116,7	112,3	110,5	109,6	108,7	107,9
Transport	12,8	13,2	13,4	13,7	13,9	14,2
Agriculture	3,3	3,4	3,4	3,5	3,5	3,6
Énergie (dont pertes réseau)	48,3	47,9	47,7	47,6	47,4	47,3
Consommation intérieure	478,7	474,6	472,4	471,2	469,8	468,7

*données provisoires

Prévisions de puissance à la pointe dans la variante « Basse »

GW	Hiver 2014-2015	Hiver 2015-2016	Hiver 2016-2017	Hiver 2017-2018	Hiver 2018-2019
Pointe à température de référence	84,3	84,0	83,8	83,6	83,4
Pointe « à une chance sur dix »	100,5	100,3	100,1	100,0	99,8

4.1.3 Variante « MDE renforcée »

La variante « MDE⁶⁴ renforcée » évolue dans un contexte économique identique au scénario « Référence » mais se distingue par une accélération de la maîtrise de la demande globale d'énergie : action sur les comportements de consommation, performance globale du bâtiment (enveloppe et équipements), analyse globale des déplacements urbains...

Résidentiel

Dans la variante « MDE renforcée », la consommation électrique résidentielle baisse de -0,1 % par an en moyenne entre 2013 et 2019 où elle atteint 157 TWh, soit un écart de près de -4 TWh avec le scénario « Référence » à cet horizon.

Les principales hypothèses en écart au scénario « Référence » sont présentées ci-après.

Le nombre de **nouveaux logements** construits annuellement est de 355 000 en moyenne d'ici à 2019, soit 30 000 de plus que

dans le scénario « Référence », conformément à l'hypothèse d'une diffusion plus dynamique de logements neufs performants. Le tiers d'entre eux sont équipés de chauffage électrique, comme dans le scénario « Référence ». L'effet de ces écarts sur la consommation de chauffage est très faible à l'horizon 2019.

Cette variante considère que, chaque année, 370 000 logements en moyenne font l'objet d'une **rénovation thermique**, soit 45 000 de plus que dans le scénario « Référence ». Leur gain d'efficacité énergétique est de 14 %, effets rebond compris, soit 2 % de plus que dans le scénario « Référence ». Par ailleurs, les **transferts** annuels du chauffage fioul vers des pompes à chaleur en logements individuels sont supérieurs au scénario « Référence » avec le basculement de 1,3 % du parc fioul contre 0,9 %. Avec ces écarts aux effets opposés, la consommation de chauffage du parc construit avant 2013 reste proche de celle du scénario « Référence » (-0,3 TWh) et baisse de 1,4 TWh entre 2013 et 2019.

⁶⁴ Maîtrise de la demande d'énergie



Le parc de **chauffe-eau** utilisant partiellement ou totalement l'électricité se développe à un rythme de 1,7% par an (1,5% dans le scénario «Référence»), porté par l'essor des chauffe-eau thermodynamiques. Cette dynamique, plus soutenue que dans le scénario «Référence», se traduit cependant par un écart de consommation modéré en 2019, la variante «MDE renforcée» correspondant au placement d'équipements plus performants.

Avec des taux d'équipement équivalents au scénario «Référence» pour les autres usages et des consommations unitaires qui baissent plus rapidement pour rendre compte des efforts accentués d'efficacité énergétique, les écarts de consommation au scénario «Référence» sont de l'ordre de -3% d'ici à 2019, soit -3 TWh environ.

Tertiaire

Compte tenu du contexte réglementaire et de ses impacts potentiels à moyen terme, les gains d'efficacité énergétique sont particulièrement soutenus et conduisent à une quasi-stagnation de la consommation d'électricité. Sa croissance annuelle est de 0,1% par an en moyenne entre 2013 et 2019, soit une légère hausse de 1,2 TWh (contre 4,8 TWh dans le scénario «Référence»).

Les travaux de **rénovation** sont portés par une politique ambitieuse d'efficacité énergétique : ils améliorent l'isolation thermique de 22 millions de m² par an, dont 5,3 millions de m² chauffés à l'électricité (contre 3,9 millions dans le scénario «Référence»). De plus, les remplacements de chauffage électrique sont portés à 6,5 millions de m² par an. Ces effets entraînent une baisse des consommations d'électricité de chauffage, de climatisation, d'eau chaude sanitaire et d'éclairage de près de 0,5 TWh pour chacun des usages, par rapport au scénario «Référence» en 2019.

Enfin, l'efficacité énergétique plus poussée réduit également la consommation électrique de **l'informatique** et des **centres de traitement de données** de 1 TWh à l'horizon 2019 par rapport au scénario «Référence».

Industrie

La consommation d'électricité de l'industrie est en baisse légère de 0,2% par an en moyenne d'ici à 2019 (contre 0,1% de baisse annuelle moyenne dans le scénario «Référence»).

La variante «MDE renforcée» se caractérise par un nombre d'actions d'efficacité énergétique mises en œuvre plus important que

dans le scénario «Référence», cependant l'impact de ces actions supplémentaires reste relativement modéré à l'horizon de 2019, où il est estimé à 6,1 TWh, essentiellement du fait de la longue durée de vie des équipements.

Cette variante considère que l'activité économique d'ensemble est similaire à celle du scénario «Référence». Toutefois, la politique énergétique et les comportements en faveur de l'efficacité dans les bâtiments se traduisent par une dynamique plus soutenue de la construction. Elle offre alors des débouchés supplémentaires aux productions de biens intermédiaires et soutient leur activité de production.

Il en résulte une hausse moyenne de 0,5% par an de la production en volume d'ici à 2019 (contre +0,3% dans le scénario «Référence»), avec un effet haussier sur la demande électrique de 3,4 TWh.

Au final, l'ensemble des branches industrielles voient leur consommation d'électricité se contracter plus ou moins fortement d'ici à 2019 à l'exception du secteur des minéraux et matériaux (+0,6% par an moyenne) et de l'industrie agroalimentaire (+0,5%).

Transport, énergie et agriculture

Une politique de soutien à l'électromobilité conduit à un essor des VE et des VHR nettement plus soutenu dans cette variante que dans le scénario «Référence», avec un parc de 525 000 véhicules en 2019 et une consommation de 1,3 TWh (contre respectivement 310 000 unités et 0,8 TWh dans le scénario «Référence»). Ce parc se décompose en 320 000 VE et 205 000 VHR. En outre, une politique incitative favorable à une meilleure gestion de la charge se met en place, permettant d'infléchir les tendances actuelles et de stimuler l'émergence progressive de modes de charges «intelligents».

La demande d'électricité du transport ferroviaire est en hausse marquée (+2,4% en moyenne à l'horizon 2019), conséquence d'une politique environnementale favorable à son développement et à la réduction des déplacements routiers.

Par ailleurs, la consommation électrique du secteur de l'énergie (hors pertes) est en légère baisse à l'horizon 2019 (-0,2% par an en moyenne) et celle de l'agriculture croît de 1,2%.

Bilan

Les énergies et puissances correspondant à la variante «MDE renforcée» sont résumées dans les tableaux suivants.

Prévisions de consommation en énergie par secteur dans la variante « MDE renforcée »

TWh	2013*	2015	2016	2017	2018	2019
Résidentiel	157,9	158,2	158,1	157,9	157,7	157,4
Tertiaire	139,8	140,4	140,6	140,8	140,9	141,0
Industrie	116,7	115,1	115,1	115,4	115,5	115,4
Transport	12,8	13,5	13,9	14,4	15,0	15,8
Agriculture	3,3	3,4	3,4	3,5	3,5	3,6
Énergie (dont pertes réseau)	48,3	48,2	48,2	48,3	48,3	48,4
Consommation intérieure	478,7	478,7	479,5	480,3	481,0	481,4

*données provisoires

Prévisions de puissance à la pointe dans la variante « MDE renforcée »

GW	Hiver 2014-2015	Hiver 2015-2016	Hiver 2016-2017	Hiver 2017-2018	Hiver 2018-2019
Pointe à température de référence	84,7	84,8	84,9	85,0	85,1
Pointe « à une chance sur dix »	100,9	101,1	101,3	101,5	101,6

4.1.4 Variante « Haute »

La variante « Haute » retient un ensemble d'hypothèses qui tendent à majorer la demande d'électricité. Le contexte économique suppose ainsi un rebond d'après crise en France et dans le monde, relançant l'activité économique : la croissance du PIB est de 1,3% en 2014, 1,8% en 2015 et 1,9% par an en moyenne au-delà. La croissance démographique est également soutenue. L'évolution du prix de l'électricité par rapport aux autres énergies favorise le déploiement d'usages électriques. L'effort d'efficacité énergétique est par ailleurs moins important.

Résidentiel

Dans la variante « Haute », la consommation électrique résidentielle progresse de +0,6% par an en moyenne entre 2013 et 2019 où elle atteint 164 TWh, soit un écart de +3 TWh avec le scénario « Référence ».

Les principales hypothèses en écart au scénario « Référence » sont présentées ci-dessous.

Le nombre de **nouveaux logements** construits annuellement est de 370 000 en moyenne d'ici à 2019, soit 45 000 de plus que

dans le scénario « Référence ». 36% d'entre eux sont équipés de chauffage électrique (33% dans le scénario « Référence »). La consommation annuelle de chauffage électrique des logements construits après 2013 est estimée à 2,4 TWh en 2019, contre 2 TWh dans le scénario « Référence ».

Chaque année, 275 000 logements en moyenne font l'objet d'une **rénovation thermique**, soit 25 000 de moins que dans le scénario « Référence » avec un gain d'efficacité énergétique de 10%, effet rebond compris, soit 2% de moins que dans le scénario « Référence ». Par ailleurs, les **transferts** annuels du chauffage au fioul vers des pompes à chaleur en logements individuels sont supérieurs au scénario « Référence », avec le basculement annuel de 1% du parc chauffé au fioul contre 0,9%. Avec ces écarts aux effets opposés, la consommation de chauffage du parc construit avant 2013 est similaire à celle du scénario « Référence » et baisse de 1,1 TWh entre 2013 et 2019.

Le parc de **chauffe-eau** utilisant partiellement ou totalement l'électricité se développe à un rythme de 1,8% par an (1,5% dans le scénario « Référence »), cette dynamique plus soutenue



se traduit cependant par un écart de consommation modéré de 0,3 TWh en 2019.

Malgré des taux d'équipement supérieurs pour les autres usages, les écarts de consommation avec le scénario «Référence» restent limités.

Tertiaire

Les activités du secteur tertiaire sont davantage portées par la reprise économique et induisent une croissance de la consommation d'électricité plus soutenue du fait de l'efficacité énergétique moindre et du développement de nouveaux usages qui tirent parti de l'attractivité de l'énergie électrique. La croissance annuelle moyenne de la demande d'électricité atteint 0,9% entre 2013 et 2019, soit une augmentation de 8 TWh, contre 4,8 dans le scénario «Référence».

Surfaces tertiaires chauffées à l'horizon 2019 dans la variante « Haute »

en millions de m ²	2013*	2019
Surfaces tertiaires chauffées	941	989
<i>dont chauffées à l'électricité</i>	<i>252</i>	<i>289</i>

* données estimatives

Les hypothèses de **surfaces neuves** plus élevées favorisent l'effet volume sur la consommation d'électricité. Les travaux de **rénovation** et de remplacement de chauffage électrique sont moins nombreux, ils concernent respectivement 10 millions de m² par an, dont 2,7 millions de m² chauffés à l'électricité (contre 3,9 millions dans le scénario «Référence»), et 5 millions de m² par an. Enfin, l'attractivité de l'électricité porte le volume de **transferts entre énergie de chauffage** à 1,2 millions de m² par an de surfaces chauffées au combustible qui adoptent des systèmes de chauffage électrique, essentiellement des pompes à chaleur (contre 600 000 dans le scénario «Référence»). Ainsi, par rapport au scénario «Référence» en 2019, les consommations d'électricité de chauffage, ainsi que l'ensemble des consommations de climatisation, eau chaude sanitaire et éclairage, sont en hausse de près de 1 TWh.

Enfin, le développement accru des **nouvelles technologies de l'information** et des **centres de traitement de données** augmente la consommation de ces usages de 0,8 TWh à l'horizon 2019 par rapport au scénario «Référence».

Industrie

La consommation d'électricité de l'industrie croît de 0,7% par an en moyenne (contre -0,1% dans le scénario «Référence») et retrouve en 2019 un niveau similaire à celui de 2011, mais qui reste bien en-deçà, de près de 12 TWh, de celui de 2007, dernière année d'avant crise.

Avec le rebond marqué de l'**activité économique** qui sous-tend la variante « Haute », la production industrielle retrouve le chemin de la croissance : +1,1% de croissance annuelle moyenne en volume d'ici à 2019, avec un effet haussier sur la demande électrique de 8,1 TWh.

L'effet des **économies d'énergie** reste présent dans cette variante avec un effet à la baisse de 4,4 TWh.

Enfin, l'**accroissement des usages électriques** dans les procédés de fabrication se traduit par une augmentation de 1,5 TWh de la consommation en 2019.

Au final, dans ce contexte, l'ensemble des branches voient leur consommation électrique augmenter. La production de minéraux et matériaux notamment connaît une croissance importante de l'activité et donc de la consommation électrique (+2,2% par an en moyenne d'ici à 2019), tirée par la reprise de la construction en France.

Transport, énergie et agriculture

Le développement des véhicules électriques et des véhicules hybrides rechargeables est stimulé par un contexte favorable aux investissements, à l'usage de l'électricité et aux déplacements. Une pénétration accrue des VE et VHR dans les ventes de véhicules conduit à un parc de VE/VHR de 530 000 unités en 2019, dont 320 000 VE et 210 000 VHR (contre un parc total de 310 000 unités dans le scénario «Référence»). La consommation électrique annuelle de ce parc est de 1,3 TWh, avec des modes de charge similaires à ceux du scénario «Référence».

Soutenue par un trafic de passagers et un fret plus importants, la demande d'électricité du transport ferroviaire est en hausse marquée à l'horizon 2019, avec un taux de croissance annuel moyen de 1,7% (contre 1,5% dans le scénario «Référence»).

Par ailleurs, la consommation électrique du secteur de l'énergie (hors pertes) se situe en hausse légère à l'horizon 2019 (+0,2% par an en moyenne) et celle de l'agriculture croît de 1,2%.

Bilan

Les énergies et puissances correspondant à la variante « Haute » sont résumées dans les tableaux suivants.

Prévisions de consommation en énergie par secteur dans la variante « Haute »

TWh	2013*	2015	2016	2017	2018	2019
Résidentiel	157,9	160,2	161,2	162,1	163,0	163,9
Tertiaire	139,8	142,5	143,9	145,2	146,5	147,9
Industrie	116,7	117,9	119,2	120,2	121,0	121,8
Transport	12,8	13,3	13,7	14,1	14,6	15,3
Agriculture	3,3	3,4	3,4	3,5	3,5	3,6
Énergie (dont pertes réseau)	48,3	48,9	49,2	49,6	49,9	50,2
Consommation intérieure	478,7	486,1	490,6	494,7	498,6	502,7

*données provisoires

Prévisions de puissance à la pointe dans la variante « Haute »

GW	Hiver 2014-2015	Hiver 2015-2016	Hiver 2016-2017	Hiver 2017-2018	Hiver 2018-2019
Pointe à température de référence	85,5	86,2	86,9	87,6	88,3
Pointe « à une chance sur dix »	101,9	102,8	103,7	104,5	105,3

4.1.5 Comparaison des scénarios

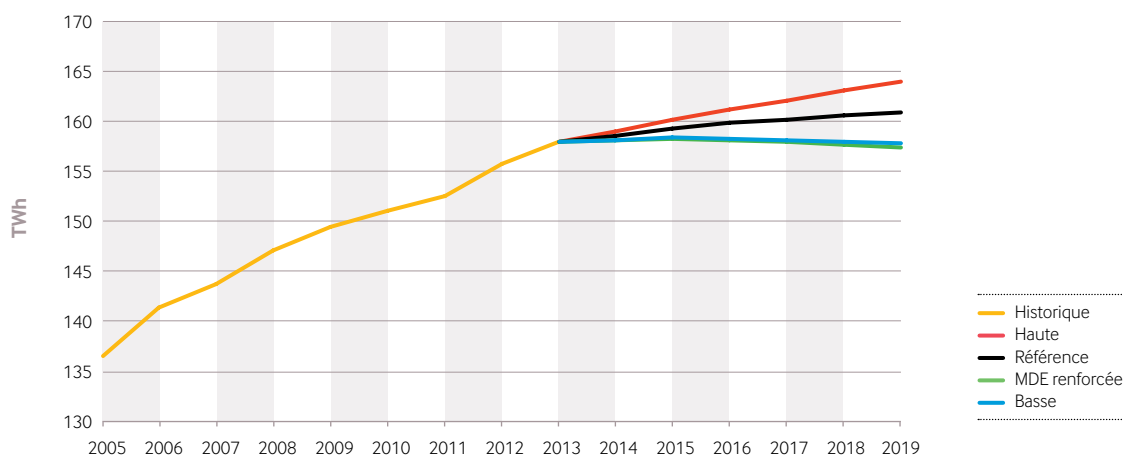
Ce chapitre compare la consommation en énergie et en puissance dans le scénario « Référence » et dans les différentes variantes.

Résidentiel

Dans les quatre scénarios étudiés, la croissance de la consommation électrique fléchit après 2015. Ce fléchissement s'ex-

plique principalement par les effets croissants de la réglementation sur la consommation des bâtiments et des équipements. Ces effets interviennent dans tous les scénarios mais à différents degrés. L'écart entre les variantes encadrantes (« Haute » et « MDE renforcée ») est proche de 7 TWh à l'horizon 2019.

Consommation annuelle d'électricité par scénario/variante dans le secteur résidentiel





La variante «MDE renforcée» rend compte d'un effet particulièrement important mais jugé accessible des actions d'efficacité énergétique qui conduit à une baisse de la consommation électrique résidentielle après 2015. À l'horizon 2019, l'effet des actions d'efficacité énergétique accrues de cette variante se traduit par à un gain supplémentaire de près de 5 TWh par rapport au scénario « Référence ».

Le scénario « Référence » et la variante « Haute » restent orientés à la hausse après 2015 : les effets des actions d'efficacité énergétique, plus modérés que dans le scénario « MDE renforcée », sont

compensés par les facteurs de croissance (diffusion des équipements de confort et de loisir, transferts d'usage...).

La consommation résidentielle de la variante « Basse » baisse après 2015, sous les effets cumulés de facteurs de croissance limités, de comportements plus économes en situation économique difficile et de gains croissants d'efficacité énergétique.

En reprenant les différentes actions d'efficacité énergétique décrites précédemment, la quantification de leur effet dans le secteur résidentiel est résumée dans le tableau suivant.

Efficacité énergétique dans le secteur résidentiel par scénario/variante à l'horizon 2019

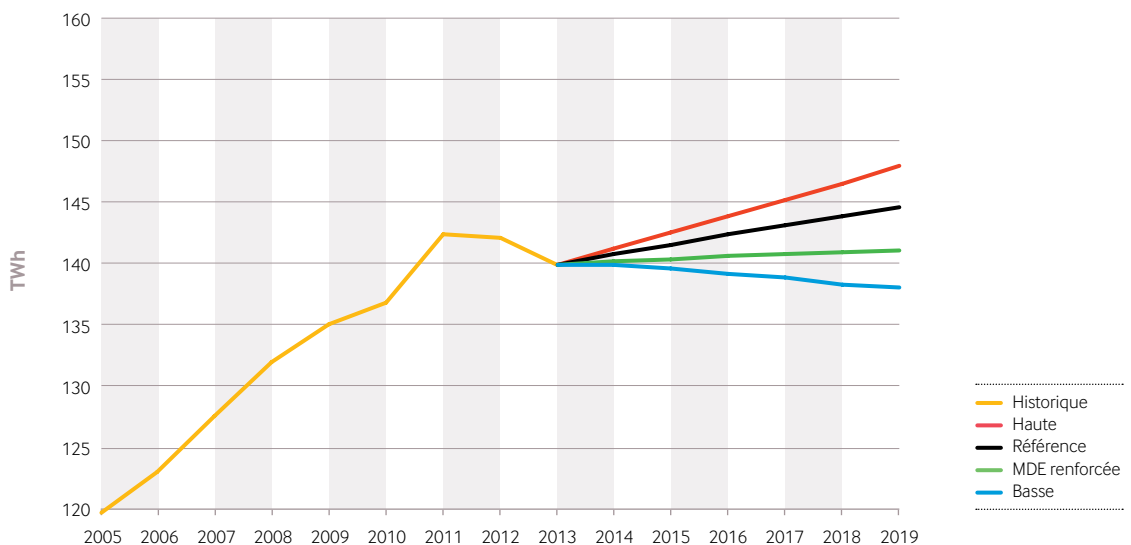
TWh	Total résidentiel	dont électroménager (froid+lavage)	dont informatique et TV	dont eau chaude sanitaire	dont éclairage	dont chauffage
Référence	-11,6	-2,8	-2,6	-2,2	-1,8	-1,7
Basse	-11,0	-2,7	-2,6	-2,0	-1,7	-1,5
MDE renforcée	-16,0	-3,9	-4,0	-2,6	-2,1	-2,5
Haute	-11,3	-2,9	-2,5	-2,3	-1,6	-1,8

Tertiaire

La principale incertitude à moyen terme influant sur les consommations du secteur tertiaire réside dans l'évolution du PIB. Elle se traduit par

un différentiel de 9,8 TWh entre les variantes encadrantes « Haute » et « Basse » à l'horizon 2019, soit 7% du volume de la demande.

Consommation annuelle d'électricité par scénario/variante dans le secteur tertiaire



Compte tenu des différentes actions d'efficacité énergétique décrites précédemment, la quantification de leur effet dans le secteur tertiaire est résumée dans le tableau suivant.

Efficacité énergétique dans le secteur tertiaire par scénario/variante à l'horizon 2019

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

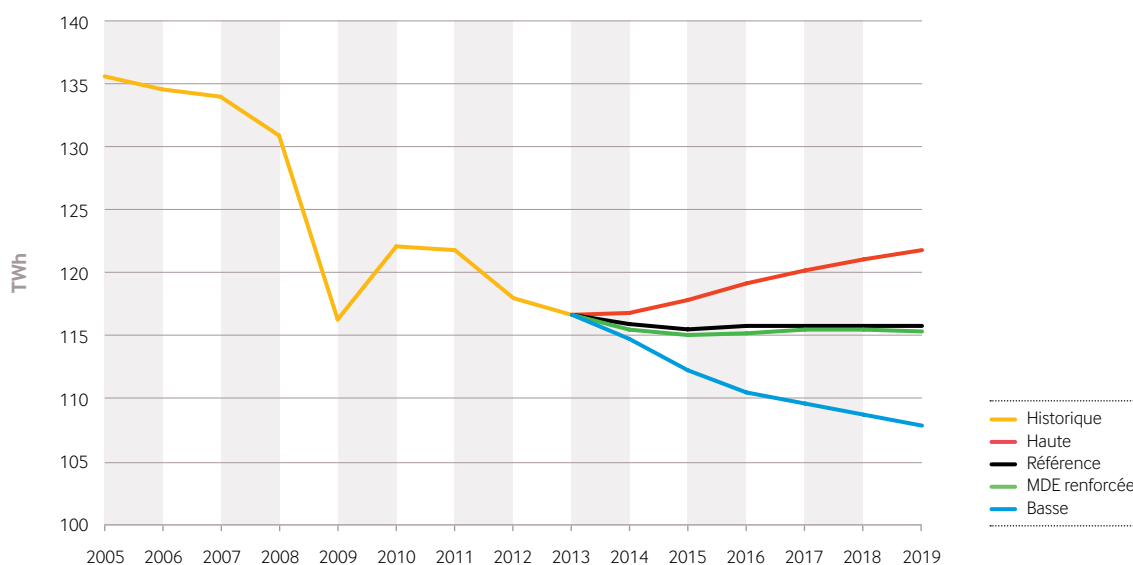
L'écart significatif entre le scénario «Référence» et la variante «MDE renforcée» illustre l'existence d'un gisement d'efficacité énergétique dans le secteur tertiaire encore non exploité. Dans la variante «Haute», l'effort d'efficacité énergétique est certes moins marqué, mais appliqué à des surfaces plus importantes que dans le scénario «Référence», ce qui se traduit par un volume global comparable même s'il représente bien une part plus faible de la consommation. Enfin, dans la variante «Basse», l'intensité de l'efficacité énergétique est proche de la variante «MDE renforcée» car elle comporte une composante compormenten-

tales plus prononcée du fait du contexte économique dégradé et de la recherche accrue d'économies sur la facture d'électricité.

Industrie

La principale incertitude, et de loin, pesant sur la consommation industrielle d'électricité à moyen terme est l'évolution de l'activité économique en France et de sa composante manufacturière. L'amplitude de 14 TWh de la fourchette de demande à l'horizon 2019 traduit l'ampleur de ces incertitudes.

Consommation annuelle d'électricité par scénario/variante dans le secteur industriel



Compte tenu des constantes de temps assez longues dans l'industrie en matière de renouvellement des équipements, la portée

des économies d'énergie reste relativement limitée à un horizon de moyen terme.



Efficacité énergétique dans le secteur industriel par scénario/variante à l'horizon 2019

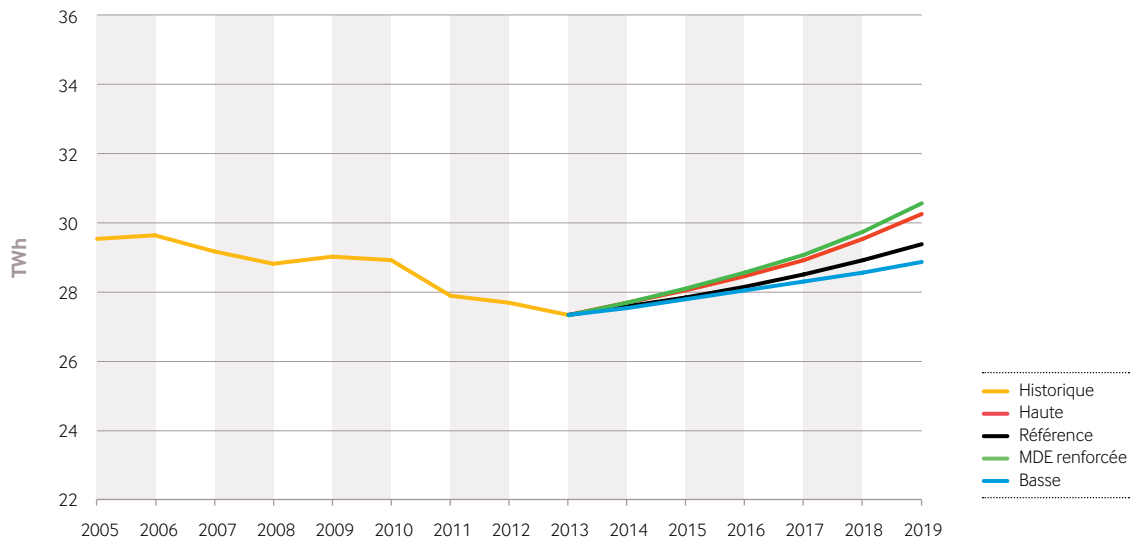
TWh	Total industrie	dont éclairage	dont moteurs
Référence	-4,0	-0,6	-2,1
Basse	-3,6	-0,5	-1,8
MDE renforcée	-6,1	-0,9	-3,1
Haute	-4,4	-0,6	-2,3

Il est à noter que seule la variante « Haute » envisage une production industrielle suffisamment dynamique pour rester prépondérante par rapport à l'effet baissier des économies d'énergie. Ce regain de vigueur de la demande électrique de l'industrie ne suffit toutefois pas à lui faire retrouver son niveau d'avant crise. En revanche, le scénario « Référence » et la variante « MDE renforcée » sont quasi stables et la variante « Basse » est nettement baissière, dans la poursuite de la tendance de ces dernières années.

Transport, énergie et agriculture

L'ensemble des scénarios de demande électrique des secteurs du transport, de l'énergie et de l'agriculture sont haussiers à l'horizon 2019, sous l'effet principal du développement de la mobilité électrique (VE, VHR, transports ferroviaires urbains et interurbains). L'essentiel de l'incertitude à l'horizon 2019 est lié à la dynamique de l'essor des VE/VHR, avec un parc en circulation allant de 75 000 (variante « Basse ») à 530 000 véhicules (variante « Haute »).

Consommation annuelle d'électricité par scénario/variante dans les secteurs transport, énergie et agriculture
Hors enrichissement d'uranium



Synthèse France continentale

Le tableau suivant récapitule la demande intérieure projetée à l'horizon 2019 dans le scénario « Référence » et dans les variantes étudiées. Il apparaît que la consommation électrique ne devrait croître que très modérément, voire décroître si le contexte économique devait rester durablement dégradé. Pour mémoire, la valeur moyenne de cette croissance sur les dix dernières années

s'est élevée à 0,8%. Les rythmes de croissance inférieurs à cette valeur dans les quatre projections sont dus notamment à l'amélioration de l'efficacité énergétique.

Ces perspectives de faible croissance, voire de décroissance, de la demande électrique confirment que la consommation ne devrait plus constituer l'un des moteurs du développement du réseau de transport.

Prévisions de consommation en énergie par scénario/variante en France continentale

TWh	Énergie annuelle à conditions de référence						TCAM*
	2013	2015	2016	2017	2018	2019	2013-2019
Haute	478,7**	486,1	490,6	494,7	498,6	502,7	0,8%
Référence		481,4	483,5	485,1	486,6	488,4	0,3%
MDE renforcée		478,7	479,5	480,3	481,0	481,4	0,1%
Basse		474,6	472,4	471,2	469,8	468,7	-0,3%

* Taux de croissance annuel moyen
 **données provisoires

L'indicateur de la pointe «à une chance sur dix» évolue en cohérence avec les différents scénarios de consommation et leur progression en énergie. La dynamique de progression de cet indicateur ralentit au fil des ans pour atteindre des niveaux de croissance équivalents à ceux de la consommation en énergie sur la période

2015-2019, alors qu'il a crû de deux à trois fois plus vite au cours de la décennie passée. Ce fléchissement est directement lié aux mesures d'efficacité énergétique, entraînant une moindre croissance des consommations de chauffage électrique du bâti, dans le prolongement des mesures déjà en place dans le logement neuf.

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

TWh	Pointe hivernale «à une chance sur dix»					TCAM*
	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2015-2019
Haute	101,9	102,8	103,7	104,5	105,3	0,8%
Référence	101,3	101,7	102,1	102,4	102,8	0,3%
MDE renforcée	100,9	101,1	101,3	101,5	101,6	0,1%
Basse	100,5	100,3	100,1	100,0	99,8	-0,2%

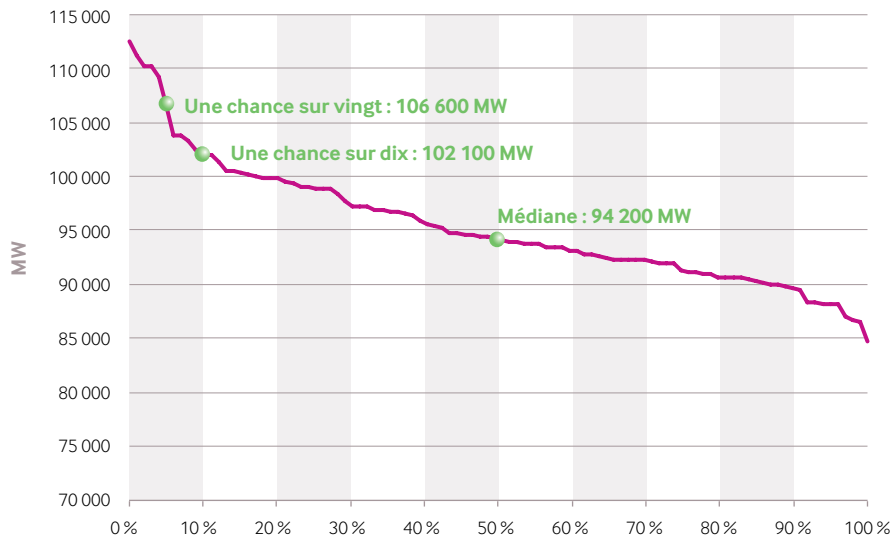
* Taux de croissance annuel moyen

On peut noter que l'indicateur pointe «à une chance sur dix» n'égale que durant l'hiver 2016-2017 le niveau de 102,1 GW atteint lors de la vague de froid de février 2012. Cela s'explique par l'ampleur de cette vague de froid qui a dépassé celle de la vague de froid «décennale» retenue pour le calcul de l'indicateur. Des scénarios climatiques plus rigoureux que celui de la vague de

froid décennale sont toutefois étudiés dans le cadre du Bilan prévisionnel. Ainsi, comme l'illustre le graphique suivant, la puissance «à une chance sur vingt» s'établit-elle en 2017 à 106,6 GW dans le scénario «Référence», soit une valeur plus élevée de 4,5 GW à celle de l'indicateur «pointe à une chance sur dix».



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

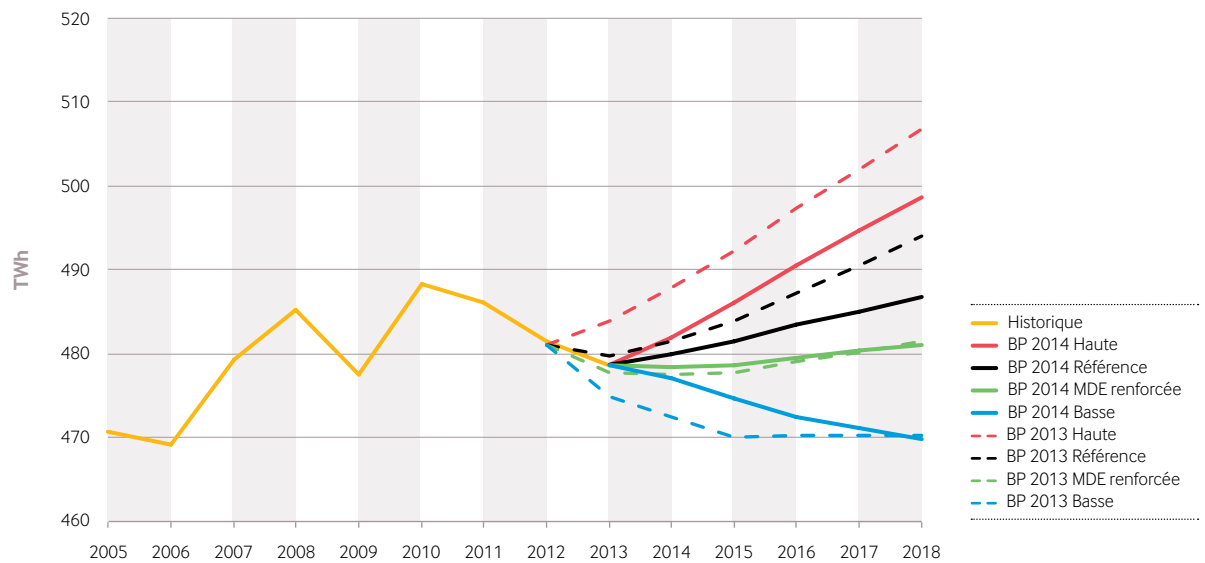


4.1.6 Comparaison avec le Bilan prévisionnel 2013

Sous les effets conjugués d'une révision à la baisse des hypothèses de croissance économique de moyen terme et de l'actualisation des

données disponibles pour 2012 et 2013, la prévision en énergie de la demande d'électricité de la France continentale s'élève à 486,6 TWh à l'horizon 2018 dans le scénario «Référence», contre 493,9 TWh dans le Bilan prévisionnel 2013, soit une révision à la baisse de 7,3 TWh.

Prévisions de consommation – comparaison entre les Bilans prévisionnels 2013 et 2014



L'analyse en puissance met en évidence une hausse de l'indicateur de la pointe «à une chance sur dix» de 0,2 GW sur l'hiver 2017-2018 dans le scénario «Référence», la mise en œuvre du

nouveau référentiel de températures de Météo-France permettant de mieux modéliser les événements climatiques extrêmes.

Comparaison des consommations sectorielles des éditions 2014 et 2013 du Bilan prévisionnel

En 2018	TWh	Observation
BP 2013 – « Référence »	493,9	
BP 2014 – « Référence »	486,6	
Différences	-7,3	
<i>Résidentiel</i>	-2,0	<i>Révision à la baisse des consommations actuelles et projetées des équipements informatiques et audiovisuels</i>
<i>Tertiaire</i>	-2,2	<i>Calage, révision à la baisse des hypothèses socioéconomiques et plus forte efficacité énergétique</i>
<i>Industrie</i>	-2,1	<i>Calage, révision à la baisse des hypothèses macroéconomiques</i>
<i>Transport, énergie et agriculture</i>	-1,0	<i>Calage, révision à la baisse de la dynamique de déploiement des VE/VHR</i>

4.2 Les hypothèses prévisionnelles de l'offre en France

4.2.1 Des cycles combinés au gaz en retrait

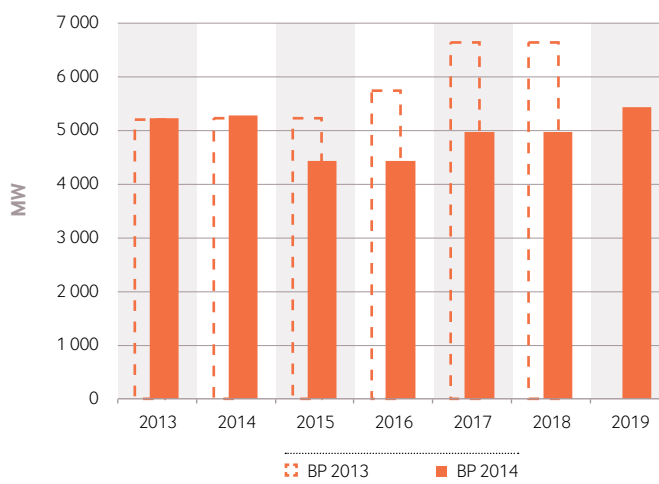
La baisse de rentabilité des groupes de production fonctionnant au gaz a engendré des retraits saisonniers, voire des fermetures temporaires de certaines centrales.

Ainsi, comme dans la précédente édition du Bilan prévisionnel, il est retenu comme hypothèse l'arrêt estival sur tout l'horizon de moyen terme de quatre groupes, dans le prolongement de leur arrêt prévu pour l'été 2014. En revanche, alors que seul un groupe était considéré comme retiré temporairement de 2014 à 2016 dans l'édition du Bilan prévisionnel 2013, l'hypothèse de la présente édition est la mise en cocon de trois centrales sur tout l'horizon de moyen terme.

Les deux groupes actuellement en projet poursuivent leur développement avec des mises en service prévues pour l'hiver 2016-2017 et pour l'hiver 2017-2018, soit respectivement un an et deux ans plus tard que dans la précédente édition du Bilan prévisionnel.

Ces différences se traduisent par une capacité du parc de cycles combinés au gaz inférieure de 1300 MW au 1^{er} janvier 2016 et inférieure de 1700 MW en 2017 et 2018 par rapport à l'édition précédente du Bilan prévisionnel.

Parc de cycles combinés au gaz Puissance installée au 1^{er} janvier



4.2.2 La dynamique des énergies renouvelables

Éolien terrestre

Après une période d'essoufflement due aux incertitudes réglementaires et aux conditions économiques défavorables à la filière éolienne, on constate depuis peu des signes de reprise. Le nombre de projets inscrits en file d'attente reste très conséquent.



ce qui témoigne d'un gisement de projets encore important. Le nombre de conventions de raccordement est en augmentation sur les derniers trimestres.

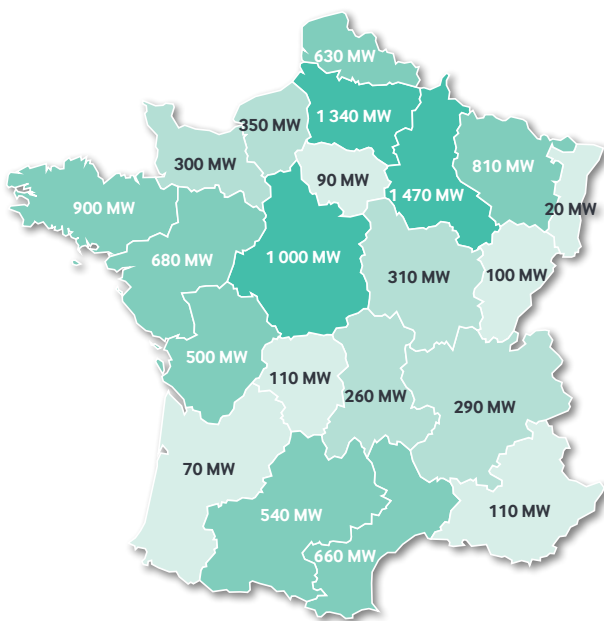
Plusieurs éléments sont de nature à favoriser le développement de la filière, comme évoqué au chapitre 2 :

- ▶ la levée par la Commission européenne des incertitudes concernant les tarifs d'achat ainsi que la signature par le gouvernement d'un nouvel arrêté tarifaire ;
- ▶ la mise en œuvre de plusieurs dispositions simplificatrices (fin de la règle des cinq mâts au minimum par parc, expérimentation d'une autorisation unique...);
- ▶ la mise en œuvre des SRCAE et des schémas régionaux de raccordement S3REN qui visent à faciliter l'intégration de nouvelles capacités.

Du fait de l'ensemble de ces éléments, l'hypothèse retenue est un retour au rythme de raccordement de 2011 et 2012, soit 800 MW par an sur l'horizon de moyen terme. Ce chiffre est le même que dans l'édition précédente du Bilan prévisionnel.

Le parc en service a présenté un facteur de charge⁶⁵ annuel moyen de 23,4 % sur les cinq dernières années. Cette valeur équivaut, en énergie, à environ 2050 heures de fonctionnement à pleine puissance, hypothèse prise pour ce Bilan prévisionnel.

Hypothèse de puissance éolienne terrestre en service en 2017 10,5 GW au total



En effet, le choix de retenir une valeur stable du facteur de charge de l'éolien terrestre s'explique par le fait que les évolutions technologiques (augmentation des hauteurs de mâts et diminution des puissances spécifiques des machines) compensent l'équipement progressif des zones de vent les plus favorables. Ces deux éléments sont supposés du même ordre de grandeur, et ont un effet opposé sur le facteur de charge moyen.

Éolien en mer

Le premier appel d'offres de la CRE lancé en 2011 a débouché sur des projets répartis sur quatre sites (Fécamp, Courseulles-sur-Mer, Saint-Brieuc et Saint-Nazaire) pour une puissance cumulée de 1 928 MW. Dans une optique de prudence, et afin de tenir compte des éventuels recours qui retarderaient la mise en service des projets, les hypothèses retenues intègrent un décalage d'un an par rapport au délai initial. Ainsi, la première moitié de la puissance est supposée raccordée en 2019, la seconde en 2020.

Aucun projet supplémentaire de ferme éolienne en mer n'est pris en compte à moyen terme en dehors de ceux mentionnés ci-dessus. En effet, le second appel d'offres de la CRE a abouti en mai 2014 à l'attribution de marchés pour la construction de deux parcs éoliens au large de la commune du Tréport (Seine-Maritime) et entre les îles d'Yeu et de Noirmoutier (Pays de la Loire). Chaque parc aura une capacité de production d'électricité de 496 MW et sera mis en service sur la période 2021-2023.

Photovoltaïque

En janvier 2013, le gouvernement a annoncé une série de mesures⁶⁶ de soutien à la filière visant à garantir un rythme de développement de 1000 MW par an : appel d'offres pour les installations de taille importante, révision trimestrielle des tarifs d'achat pour les petites installations, soutien à l'industrie photovoltaïque française via un bonus sur l'origine des panneaux...

Cependant, un ralentissement des investissements a été constaté, peu de projets émergeant en dehors des appels d'offres CRE, l'incertitude demeurant sur les tarifs d'achat (notamment pour les installations intégrées au bâti) et le bonus associé aux panneaux d'origine européenne étant supprimé.

Ce Bilan prévisionnel retient en conséquence une hypothèse de croissance du parc photovoltaïque de 700 MW par an jusqu'en 2020, inférieure aux objectifs du gouvernement ainsi qu'au rythme retenu dans le Bilan prévisionnel précédent (800 MW par an).

⁶⁵ Le facteur de charge est défini comme le rapport de la puissance moyenne produite sur la puissance installée.

⁶⁶ http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/DP_photovoltaique.pdf

Cette croissance conduit à un parc photovoltaïque de 7,8 GW en 2019. Cette hypothèse de développement est supérieure à l'objectif de la feuille de route «EnR» (ou NREAP) réalisée par la France dans le cadre de ses engagements européens (5,4 GW), mais reste bien inférieure à la somme des objectifs régionaux des SRCAE (15,4 GW en 2020).

Parc thermique renouvelable

Le projet actuel le plus significatif de production d'électricité à partir de biomasse est la conversion de la centrale Provence 4, fonctionnant précédemment au charbon, prévue pour le deuxième semestre 2015 avec une puissance de 150 MW. Les autres projets de centrales d'électricité fonctionnant à partir de biomasse sont peu nombreux. Les quelques projets actuellement en file d'attente sur les réseaux de transport et de distribution représentent un volume de moins de 70 MW, et aucun projet solide n'est prévu au-delà de 2017.

La filière biogaz concernant essentiellement des installations de petite taille, les centrales de production d'électricité à partir de biogaz actuellement en projet prévoient de se raccorder sur les réseaux de distribution. L'hypothèse du Bilan prévisionnel est un rythme d'installation de 15 MW par an, correspondant au raccordement de l'ensemble des projets en file d'attente sur les cinq années à venir.

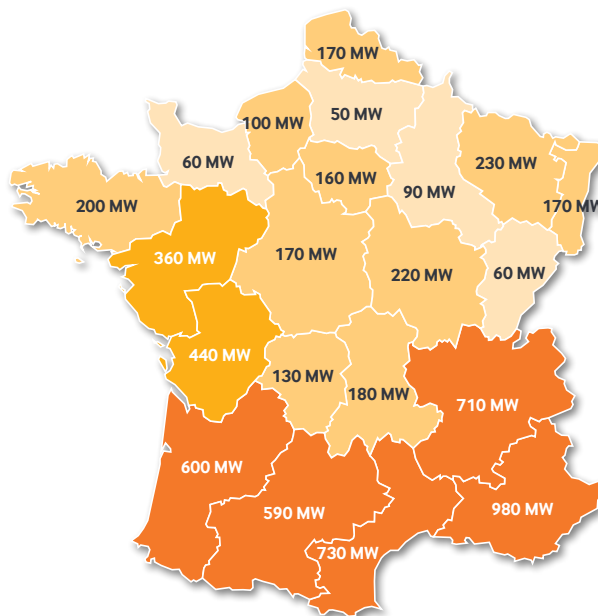
Comme dans les éditions précédentes, la production d'électricité par incinération de déchets (considérée comme renouvelable pour moitié) est supposée stable sur tout l'horizon de moyen terme, du fait qu'aucun projet significatif n'est en cours et qu'aucune évolution réglementaire conséquente n'est connue à ce jour.

Hydraulique

Aucun projet d'envergure n'est décidé à ce jour et la procédure de renouvellement des concessions pourrait être révisée par la loi de programmation pour un nouveau modèle énergétique français, pour prendre en compte l'interdépendance des usines via la méthode dite des barycentres. Dans l'expectative, l'hypothèse retenue est celle d'une stabilité à moyen terme des équipements hydrauliques.

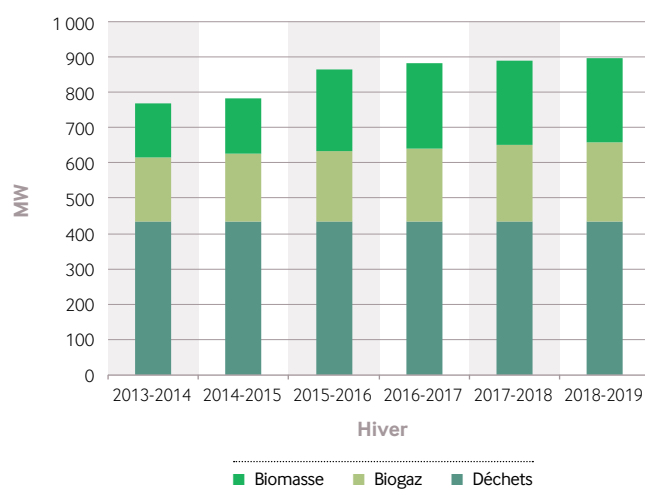
Hypothèse de puissance photovoltaïque en service en 2017

6,4 GW au total



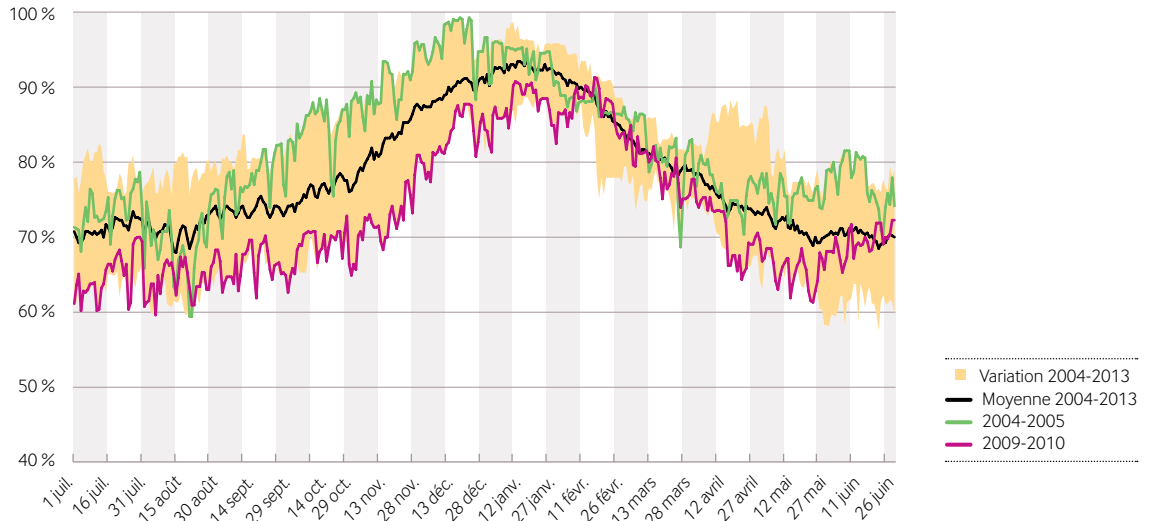
Évolution du parc thermique décentralisé renouvelable

Puissance hivernale disponible





Disponibilité du parc nucléaire



4.2.3 La politique nucléaire

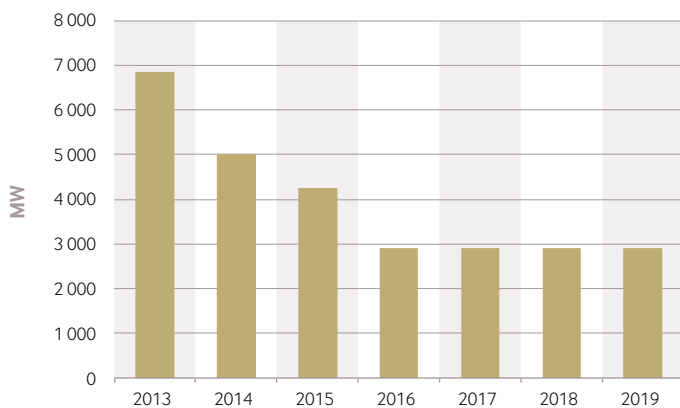
Le parc nucléaire français se compose de 58 groupes répartis sur 19 sites, développant une puissance totale de 63,1 GW.

Aux REP (réacteurs à eau pressurisée) mis en service entre 1977 et 1999 doit s'ajouter un EPR (*European Pressurised water Reactor*) d'une puissance de 1 650 MW, en construction depuis 2007 sur le site de Flamanville. Sa mise en service est annoncée pour fin 2016. Il sera donc pris en compte à partir de l'hiver 2016-2017 mais avec une disponibilité réduite les deux premières années d'exploitation.

Conformément aux annonces officielles des pouvoirs publics, les hypothèses retenues prennent également en compte l'arrêt des deux groupes les plus anciens (Fessenheim) avant fin 2016, soit une réduction de la puissance installée de 1760 MW. Ces groupes ne sont donc pas pris en compte pour l'hiver 2016-2017.

La disponibilité du parc nucléaire est un aléa important pour le système électrique (cf. graphique ci-dessus). Les hypothèses retenues restent cohérentes avec les historiques récents (2004-2013). Le maintien du niveau de disponibilité prend en compte, d'une part, la réduction du nombre des indisponibilités programmées et, d'autre part, des arrêts programmés plus longs nécessités par des interventions lourdes suite aux demandes de l'ASN.

Évolution du parc charbon
Puissance installée au 1^{er} janvier



4.2.4 Le déclin du charbon français

La filière charbon est particulièrement touchée par l'évolution des normes environnementales. La directive environnementale GIC (grandes installations de combustion) fixe aujourd'hui les normes à respecter en termes d'émissions de polluants, notamment par les centrales thermiques de production d'électricité. Elle est en vigueur jusqu'au 31 décembre 2015, date à laquelle elle sera remplacée par la directive IED⁶⁷, fixant des seuils et des normes plus contraignants⁶⁸.

Sept centrales⁶⁹, pour un total de 2,1 GW, ont ainsi fermé depuis 2013, et huit autres⁷⁰, pour un total de 1,9 GW, vont fermer d'ici à la fin de l'année 2015.

⁶⁷ Industrial Emissions Directive, directive 2010/75/UE relative aux émissions industrielles et fixant des contraintes applicables au 1^{er} janvier 2016. ⁶⁸ Plus d'informations sur ces directives sont disponibles dans l'édition 2012 du Bilan prévisionnel (§3.3.2). ⁶⁹ Y compris une centrale dont la fermeture n'est pas liée à l'application des nouvelles normes. ⁷⁰ Y compris une centrale dont la fermeture n'est pas liée à l'application des nouvelles normes.

4.2.5 L'avenir incertain du parc centralisé au fioul

Le parc est constitué de huit turbines à vapeur alimentées au fioul, pour un total de 5,3 GW. Deux d'entre elles (1,3 GW) sont aux normes IED et sont présentes sur tout l'horizon de moyen terme.

Les six autres groupes (d'une capacité cumulée de 3,8 GW) sont considérés comme indisponibles après le 31 décembre 2015, en l'absence d'annonce par les producteurs d'une mise aux normes. Ces groupes fonctionnent aujourd'hui, et jusqu'au 31 décembre 2015, sous un système de dérogation à la directive GIC en limitant leurs émissions de polluants.

4.2.6 Une stabilité du parc de turbines à combustion

Les turbines à combustion, alimentées au fioul ou au gaz selon les unités, représentent une capacité totale installée de 1,9 GW. Elles sont conformes aux normes environnementales entrant en vigueur en 2016 et leur âge leur permet de rester en service sur tout l'horizon de moyen terme.

4.2.7 Les cogénérations revues à la hausse

La production thermique décentralisée regroupe par définition toutes les installations thermiques autres que celles qui viennent d'être décrites⁷¹. La puissance totale, au 1^{er} janvier 2014, des installations décentralisées utilisant des combustibles fossiles est de 6 GW dont seule une partie (de l'ordre de 3 à 4 GW) est effectivement disponible. Cette puissance est composée de multiples groupes de petite taille, dont la capacité reste globalement inchangée, et de groupes fonctionnant en cogénération.

Les contrats d'obligation d'achat étant conclus pour une durée de 12 ans à compter de la mise en service industrielle, la plupart sont déjà arrivés à expiration et les derniers s'arrêteront d'ici à 2015. Les installations de moins de 12 MW (environ 50% du parc) ont la possibilité, à l'issue du contrat en cours, de renouveler l'obligation d'achat pour une seconde période de 12 ans (contrats C01R), à condition de réaliser une opération de rénovation (arrêté du 14 décembre 2006). En revanche, l'obligation d'achat ne s'applique plus depuis 2001 aux nouvelles installations lorsqu'elles font plus de 12 MW.

L'édition 2013 du Bilan prévisionnel signalait la mise en place d'une prime temporaire de capacité pour les cogénérations ayant une puissance électrique supérieure à 12 MW. Cette prime a été confirmée par décret au cours de l'année 2013, et ses conséquences sont désormais

prises en compte dans les hypothèses de cogénération du Bilan prévisionnel 2014. Cette prime est effective pour trois ans, jusqu'à la mise en place du mécanisme de capacité. Certains groupes pourraient profiter de l'effet d'aubaine de la prime et fermer à son expiration.

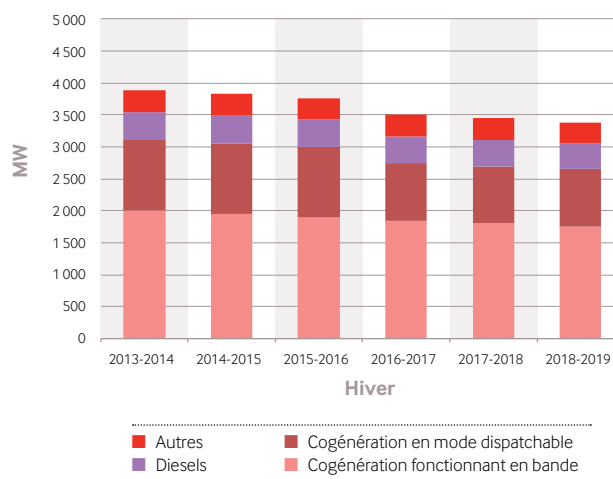
Afin de tenir compte de la différence de fonctionnement entre les groupes sous obligation d'achat et les autres, deux catégories de groupes sont modélisées : les groupes fonctionnant tout l'hiver « en bande » et les groupes dont le fonctionnement dépend des prix de marché. Le périmètre de la catégorie des groupes de cogénération a par ailleurs été revu à la hausse de 300 MW par transfert d'installations précédemment classées dans les « autres productions décentralisées » du fait d'informations plus détaillées transmises par les gestionnaires de réseaux de distribution.

Ces hypothèses conduisent à une augmentation de la puissance disponible du parc de cogénération par rapport à l'édition 2013 de 750 MW en 2015 à 300 MW en 2019.

4.2.8 Le maintien des effacements

En termes d'équilibre offre-demande d'électricité, il est parfaitement équivalent d'accroître la production ou de réduire la consommation. Au-delà des mesures d'efficacité énergétique qui contribuent à réduire de manière permanente les puissances consommées, il est possible de commander l'effacement ponctuel d'une partie de la demande de certains consommateurs. Économiquement, les effacements de consommation peuvent constituer une alternative efficace aux moyens de production les plus coûteux mobilisés lors des pointes de consommation.

Évolution du parc thermique décentralisé non renouvelable
Puissance hivernale disponible



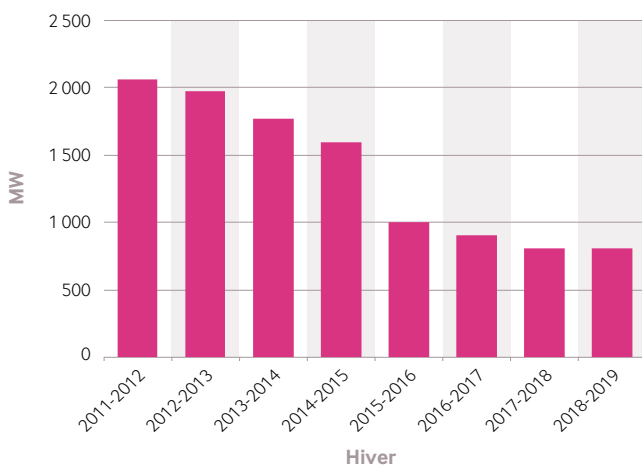
⁷¹ Cette catégorie présente cependant une grande hétérogénéité entre de petites installations (quelques dizaines de kW), raccordées sur les réseaux de distribution, et des unités beaucoup plus importantes (jusqu'à plusieurs centaines de MW), raccordées en haute tension.



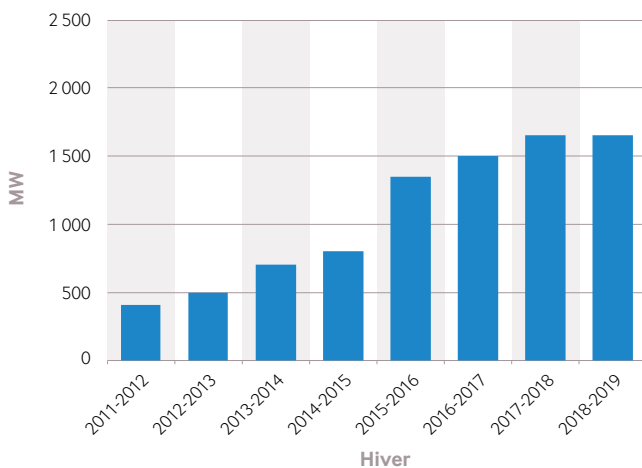
Effacements tarifaires

Le premier mécanisme d'effacement de consommation apparu historiquement, et toujours le plus important en termes de réduction de puissance, est constitué des options tarifaires EJP⁷² (créées dans les années 1980) et Tempo (qui leur ont succédé dans les années 1990), options qui font toujours actuellement partie des tarifs réglementés. Leur principe est d'inciter le consommateur à réduire de lui-même sa consommation par un tarif très élevé sur 22 périodes mobiles (de 18 heures pour EJP, de 16 heures pour Tempo en jour rouge) placées par le fournisseur obligé sur les périodes de prix les plus élevés (du 1^{er} novembre au 31 mars). En contrepartie, le tarif est plus attractif en dehors de ces périodes.

Évolution des effacements tarifaires Volumes d'effacements cumulables sur l'hiver



Évolution des effacements de marché Volumes d'effacements cumulables sur l'hiver



⁷² Effacement jour de pointe ⁷³ Contribution au service public de l'électricité. Plus d'informations disponibles sur le site de la CRE : <http://www.cre.fr/operateurs/service-public-de-l-electricite-cspe/mecanisme>

L'extinction du tarif EJP bleu depuis 1998, puis du Tempo bleu professionnel depuis 2004, ainsi que la sortie du tarif réglementé de vente de sites industriels ayant souscrit un tarif à option « effaçable », ont entraîné une érosion de la puissance disponible pour atteindre les 2000 MW sur l'hiver 2012-2013 (effet complémentaire de réduction des pertes inclus). Cette diminution progressive, que l'on estime à 10% par an, devrait perdurer dans les années à venir. La fin des tarifs réglementés de vente jaune et vert au 1^{er} janvier 2016, prévue par l'article L337-9 du Code de l'énergie, entraînera la suppression d'une grande partie des contrats EJP, portant ainsi le volume d'effacements historiques à un peu moins de 1 000 MW en 2016 (contre environ 6 000 MW dans les années 90).

Effacements de marché

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

Les appels d'offres organisés par RTE (voir encadré) ont également permis une forte augmentation du volume d'effacements de marché depuis leur apparition en 2010 et les nouveaux mécanismes qui seront mis en place dans les années à venir (NEBEF et prime financée par la CSPE⁷³, mécanisme de capacité début 2015) devraient permettre de soutenir cette tendance.

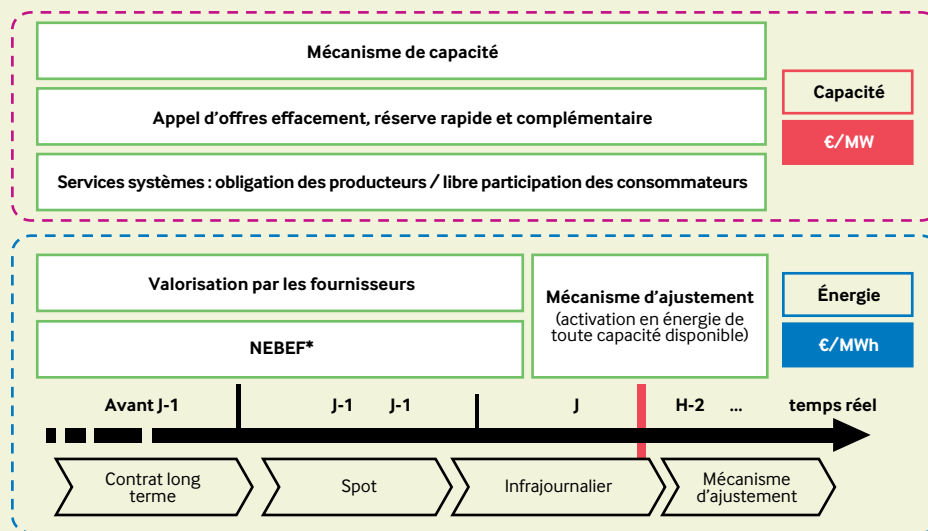
Autres effacements

Il existe d'autres formes d'effacements : les contrats bilatéraux liant un consommateur à son fournisseur d'électricité peuvent contenir des clauses qui les permettent, sous des formats variables (puissance effacée, durée, fréquence, période d'activation autorisée...), appropriés aux besoins du fournisseur et aux usages et équipements électriques du consommateur. En pratique, les fournisseurs ont recours à ces clauses d'effacement contractuel, surtout avec les établissements industriels très gros consommateurs. Cela offre un potentiel d'effacements supplémentaires estimé à 300 MW, auquel s'ajoute un volume d'environ 200 MW d'effacements « de crise » utilisables uniquement en cas de fortes tensions sur le système.

+ Les actions de RTE pour soutenir le développement des effacements

En tant que gestionnaire du réseau de transport, RTE participe activement au développement et à la mise en œuvre des nouvelles solutions de marché contribuant à l'équilibre offre-demande du système, comme les effacements. RTE

intervient à différents niveaux pour favoriser l'émergence des offres d'effacements, à la réussite de leur mise en place et à leur valorisation en énergie et/ou en capacité.



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

L'article 7 de la loi NOME prévoit que « le gestionnaire du réseau public de transport organise un appel d'offres (...) pour mettre en œuvre des capacités d'effacement additionnelles sur une durée de trois ans ». Dans ce cadre, RTE a contractualisé en 2013 la mise à disposition de capacités d'effacement activables sur le mécanisme d'ajustement auprès des acteurs d'ajustement pour l'année 2014. Les offres des sociétés Activity, Alpiq Energy France, EDF, Energy Pool Développement, EON Energie, GDF Suez, Smart Grid Energy, Solvay Energy Services et Voltalis ont été retenues pour un volume total qui varie entre 650 MW et 800 MW.

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

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

L'expérimentation en Bretagne

Afin de répondre aux enjeux d'alimentation en Bretagne, et dans l'attente des renforcements structurels prévus dans le cadre du pacte électrique breton, RTE a proposé le renouvellement de l'expérimentation destinée à mobiliser des offres locales d'effacement et de production pour l'hiver 2013-2014. Celle-ci a permis à cinq opérateurs retenus suite à un appel d'offres de RTE (Activity, Energy Pool et Dalkia qui avaient déjà participé à la démarche l'hiver dernier ; EON France et Smart Grid Energy, nouveaux entrants dans cette expérimentation) de proposer des puissances de 1 MW ou plus pour passer les pointes cet hiver, sur sollicitation de RTE. Au total, ce sont 70 MW qui étaient mobilisables entre le 1^{er} novembre et le 31 mars. Cependant, dans le contexte d'un hiver extrêmement clément, ces offres n'ont pas été mobilisées cette année.

* Voir encadré page suivante

**+ Les actions de RTE pour soutenir le développement des effacements (suite)****Le mécanisme de capacité**

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

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

Le mécanisme NEBEF

La loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 introduit la possibilité pour les opérateurs d'effacement de valoriser l'énergie des sites indépendamment de l'accord des fournisseurs d'énergie. En contrepartie, les opérateurs d'effacement acquitteront un versement aux fournisseurs. La loi précise également que les opérateurs d'effacement bénéficieront d'une prime financée par la Contribution au service public de l'électricité (CSPE) au titre de leurs avantages pour la collectivité. Les effacements pourront enfin faire l'objet d'une valorisation

sur le mécanisme de capacité, en proportion de leur contribution à la sécurité d'alimentation du territoire.

Dans le cadre de ce nouveau mécanisme d'effacement appelé NEBEF*, RTE doit relever un défi majeur qui consiste à mettre en place des méthodes robustes pour certifier les effacements et attester ainsi de leur valeur énergétique. En effet, le modèle retenu par les pouvoirs publics confie à RTE un rôle central de tiers de confiance entre les opérateurs d'effacement et les fournisseurs.

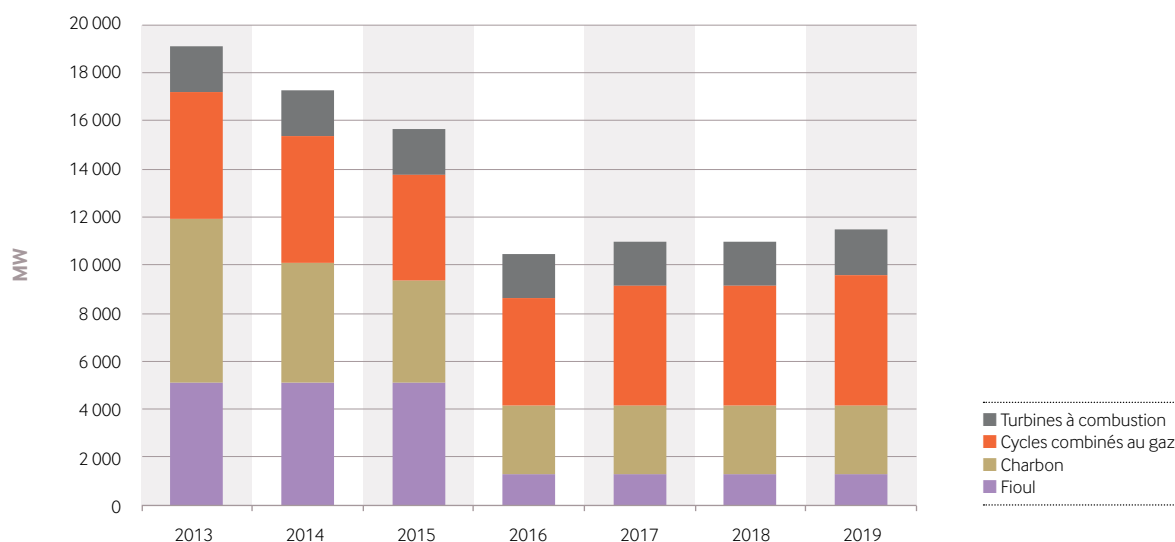
Répondant à ces sollicitations, RTE a rédigé les règles de valorisation des effacements qui, après consultation des membres du CURTE et approbation de la Commission de régulation de l'énergie le 28 novembre 2013, ont donné naissance à la première expérimentation de valorisation des effacements sur les marchés de l'électricité. Les modalités du régime pérenne qui devra lui succéder à la fin de l'année 2014 seront précisées par le décret relatif aux effacements de consommation en cours de rédaction.

* Notification d'échange de blocs d'effacement

4.2.9 Synthèse du parc

Valeurs au 1 ^{er} janvier en GW	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Nucléaire	63,1	63,1	63,1	61,4	63,0	63,0
Charbon	5,0	4,3	2,9	2,9	2,9	2,9
Cycles combinés au gaz	5,3	4,4	4,4	5,0	5,0	5,4
Fioul et turbines à combustions	7,0	7,0	3,1	3,1	3,1	3,1
Thermique décentralisé non EnR	6,0	5,9	5,9	5,6	5,6	5,5
Thermique décentralisé EnR	1,1	1,1	1,3	1,3	1,3	1,4
Hydroélectricité (turbinage)	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2
Éolien	8,1	8,9	9,7	10,5	11,3	12,1
Photovoltaïque	4,3	5,0	5,7	6,4	7,1	7,8
Effacements de consommation	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0

Parc thermique classique (hors nucléaire) Puissance installée au 1^{er} janvier



4.3 Les hypothèses européennes

Dans le Bilan prévisionnel 2014, la consommation d'électricité des pays étudiés est déclinée sur un scénario « Référence » et deux variantes « Haute » et « Basse » – en cohérence avec les projections réalisées pour la France. La variante « MDE renforcée » visant à illustrer les leviers d'efficacité énergétique à la main des pouvoirs publics français pour agir sur le système électrique français, elle est combinée avec le scénario « Référence » pour les autres pays.

Concernant les hypothèses de parc de production, la méthodologie appliquée à moyen terme aux pays étrangers est similaire à celle utilisée pour la France dans une approche par nature prudente. Les hypothèses retenues pour les parcs thermiques européens ne retiennent que les groupes dont la mise en chantier est engagée. Ainsi, un certain nombre de groupes présents dans le scénario B du Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2014 (SO&AF (B)) d'ENTSO-E ne sont pas pris en compte, conformément aux informations transmises à RTE, des données publiques ou sur la base d'hypothèses conservatrices (âge des groupes, durée d'appel) à plus long terme. Conformément à la démarche générale du Bilan prévisionnel, aucun nouveau projet de groupe centralisé à un stade moins avancé que la construction n'est pris en compte dans cet exercice.

4.3.1 Les capacités d'interconnexions aux frontières françaises

Outre les hypothèses d'offre et de demande dans les pays voisins qui ont fait l'objet d'une actualisation présentée aux chapitres précédents, les études reposent sur des hypothèses de capacités d'échanges entre pays, modélisées sous forme de NTC⁷⁴. Ces hypothèses font, elles aussi, l'objet d'une actualisation pour prendre en compte les informations les plus récentes disponibles à partir du plan de développement du réseau de transport français présenté par RTE dans le « Schéma décennal du réseau de transport 2013 »⁷⁵ et de sa version européenne présentée par ENTSO-E au « Ten Year Network Development Plan 2014 »⁷⁶.

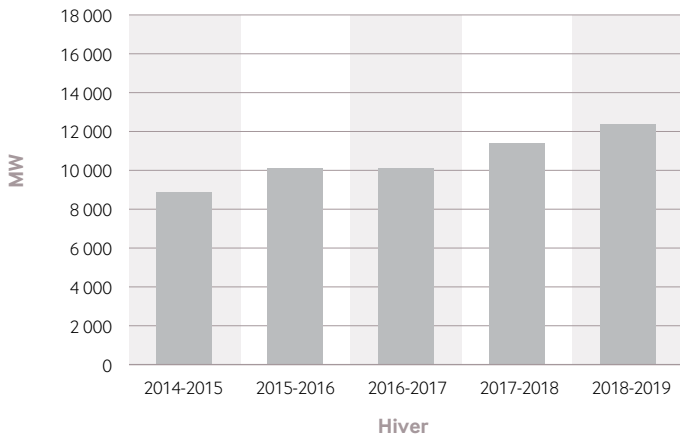
Entre 2014 et fin 2019, plusieurs projets vont faire évoluer de manière significative les capacités des interconnexions françaises :

- ▶ la mise en service de la liaison à courant continu entre Baixas (Perpignan) et Santa Llogaia (au nord de Barcelone) conduira à une augmentation des capacités d'échange avec l'Espagne pour l'hiver 2015-2016 ;
- ▶ celles vers l'Italie augmenteront de quelques centaines de mégawatts à l'hiver 2014-2015 suite à la mise en service de

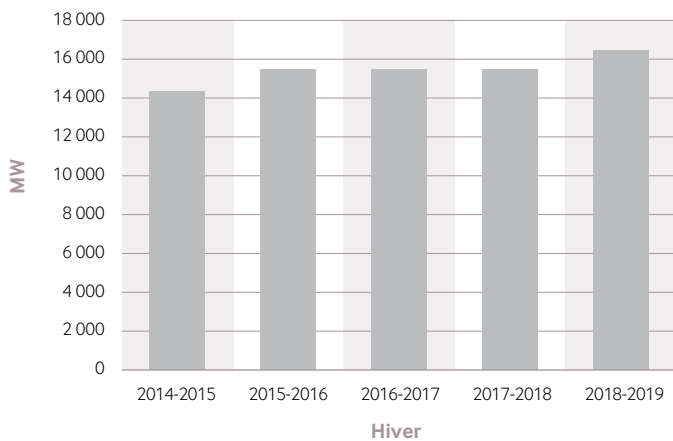
⁷⁴ NTC : Net Transfer Capacity : capacité commerciale d'échange entre pays ⁷⁵ http://www.rte-france.com/uploads/Mediatheque_docs/vie_systeme/annuelles/Schema_developpement/Schema_decennal_2013_V4_Def.pdf ⁷⁶ <https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/tyndp-2014/Pages/default.aspx>



Capacités hivernales françaises d'import

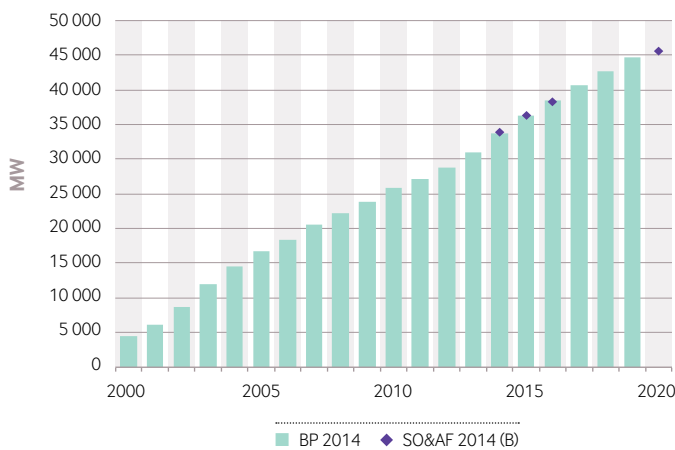


Capacités hivernales françaises d'export



Hypothèse de développement de l'éolien terrestre en Allemagne

Puissance installée au 1^{er} janvier



la ligne double Trino-Lacchiarella en Italie, qui permet de tirer parti des travaux déjà réalisés sur l'interconnexion des Alpes ;

- la mise en service de la liaison à courant continu Grande-Ile – Piosasco (de Chambéry à Turin) au cours de l'année 2019 permettra également une augmentation supplémentaire entre la France et l'Italie, mais qui arrivera après l'hiver 2018-2019, dernier hiver étudié pour l'horizon de moyen terme ;
- la réalisation d'une nouvelle liaison à courant continu de 1000 MW, prévue entre la France et la Grande-Bretagne, est prise en compte en fin d'horizon de moyen terme de ce Bilan prévisionnel.

Capacités d'import et d'export

Tenant compte des projets énoncés ci-dessus, l'estimation des capacités simplifiées pour la modélisation du Bilan prévisionnel⁷⁷ conduit aux valeurs suivantes :

- entre la France et l'Espagne, un gain de l'ordre de 1000 MW dans les deux sens dès l'hiver 2015-2016 ;
- entre la France et la Grande-Bretagne, une augmentation de la capacité de 1000 MW en fin d'horizon de moyen terme ;
- entre la France et l'Italie, une augmentation de la capacité de l'ordre de 1200 MW à partir de 2019 ;
- depuis la Belgique et l'Allemagne vers la France, une augmentation globale de la capacité d'import de l'ordre de 1000 MW entre 2016 et 2018.

Globalement, la somme des capacités d'import par frontière, déterminantes pour l'estimation du risque de défaillance, atteint une valeur maximale de 12,4 GW pour l'hiver 2018-2019, contre 8,9 GW pour l'hiver 2014-2015.

4.3.2 Allemagne

Demande

L'Allemagne est le premier pays d'Europe par sa consommation d'électricité. Avec des perspectives macroéconomiques bridées par une croissance démographique faible, voire déclinante, et un niveau élevé d'efficacité énergétique, la demande projetée ne devrait croître que modérément à l'horizon 2019.

Productions renouvelables

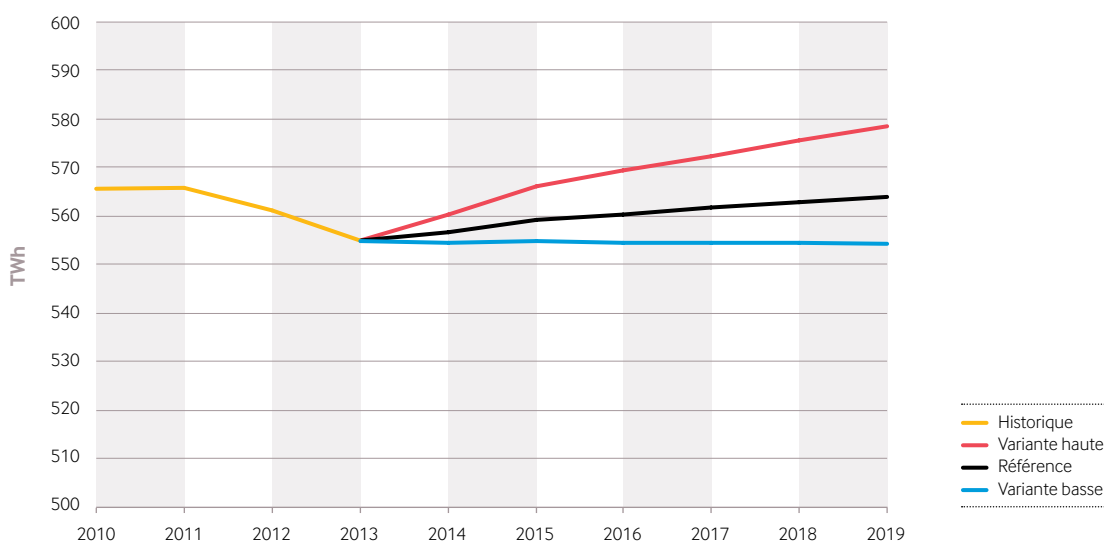
L'Allemagne a tenu ses objectifs annuels de développement des énergies renouvelables ces dernières années, à l'exception de l'éolien en mer qui subit des retards liés principalement à des problèmes de raccordement au réseau de transport d'électricité.

⁷⁷ Ces estimations doivent être comprises comme des ordres de grandeur évalués sur des situations simplifiées de flux. Elles pourraient être amenées à être revues lors d'actualisations futures. Elles ne préjugent pas des niveaux définitifs qui seront atteints et qui dépendront des flux effectivement réalisés.

Taux de croissance annuel moyen du PIB et de la demande électrique projetés entre 2013 et 2019 en Allemagne

	Basse	Référence	Haute
PIB	+1,1%	+1,4%	+1,9%
Demande	0,0%	+0,3%	+0,7%
Indicateur « pointe à une chance sur dix »	-0,1%	+0,2%	+0,6%

Prévision de demande d'électricité en Allemagne à l'horizon 2019



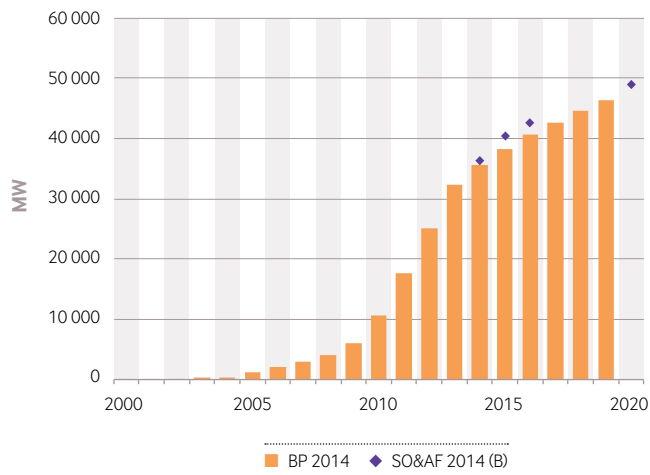
L'hypothèse de développement du parc éolien terrestre suit la tendance annoncée par le gouvernement : entre 2000 et 2500 MW d'éolien terrestre par an.

Le ralentissement des installations de parcs photovoltaïques observé en 2013, dû au mécanisme de réduction du tarif d'achat en cas de dépassement d'un seuil fixé par le gouvernement, a conduit à une trajectoire légèrement inférieure aux objectifs affichés dans les études européennes.

Face aux retards des champs éoliens en mer, le gouvernement allemand a revu à la baisse les objectifs de développement de cette filière l'hiver dernier. La trajectoire retenue dans le Bilan prévisionnel a été choisie de manière à se trouver légèrement en dessous du nouvel objectif de 6 500 MW installés en 2020. Cette trajectoire est également inférieure aux hypothèses du SO&AF (B).

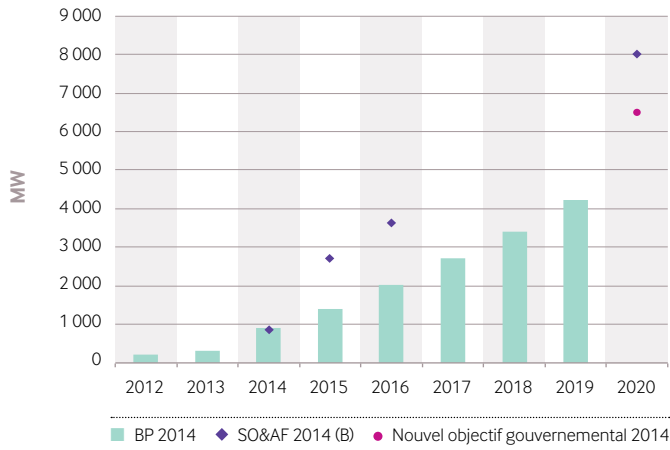
Hypothèse de développement du photovoltaïque en Allemagne

Puissance installée au 1^{er} janvier





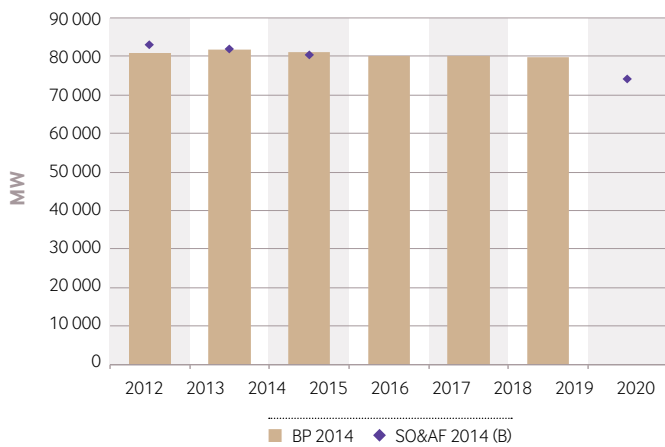
Hypothèse de développement de l'éolien en mer en Allemagne
Puissance installée au 1^{er} janvier



Planning de sortie du nucléaire du gouvernement allemand

Nom de la centrale	Date de fermeture
Gemeinschaftskernkraftwerk Neckarwestheim II - GKN II	2022
Kernkraftwerk Philippsburg 2 - KKP 2	2019
Isar 2 - KKI 2	2022
Grafenrheinfeld – KKG	2015
Kernkraft Gundremmingen - B	2017
Kernkraft Gundremmingen - C	2021
Grohnde - KWG	2021
Kernkraftwerk Emsland - KKE	2022
Brokdorf - KBR	2021

Hypothèse de parc thermique fossile en Allemagne
Puissance installée au 1^{er} janvier



Parc thermique nucléaire

Le parc nucléaire allemand est conforme au planning de sortie du gouvernement (voir tableau ci-contre).

Parc thermique à flamme

Les problèmes de rentabilité des groupes fonctionnant au gaz ont conduit certains producteurs à fermer ou mettre en cocon certaines de leurs centrales. Les hypothèses du Bilan prévisionnel reposent principalement sur la liste des centrales publiée par la BNetzA⁷⁸. Sur le début de l'horizon les fermetures sont compensées par l'arrivée des groupes actuellement en construction, mais la fermeture des groupes les plus anciens du parc sur la fin de l'horizon étudié conduit à une baisse notable de la capacité thermique.

Les centrales essentielles au bon fonctionnement du réseau restent cependant en service dans le cadre de la réserve stratégique et expliquent l'écart au SO&AF (B) en fin de période.

4.3.3 Italie

Demande

L'Italie a connu un contexte économique particulièrement morose ces dernières années, avec une contraction du PIB de -2,4% en 2012 et -1,9% en 2013 dont l'effet s'est traduit par une baisse marquée de la demande électrique. Le consensus des projections économiques table sur une sortie de crise progressive, avec pour corollaire une demande d'électricité atone en Italie à l'horizon 2019.

Parc thermique à flamme

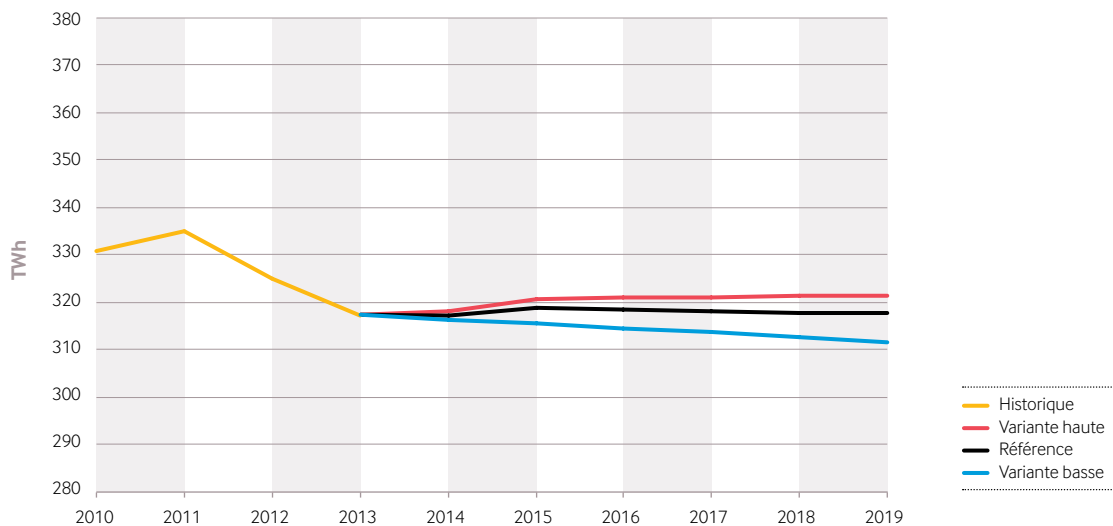
Le parc de production italien comporte de très nombreux groupes au gaz. Leur capacité totale est de plus de 45 GW à fin 2013. Plus de 140 groupes de diverses technologies sont actifs et de nombreux projets émergent chaque année. La grande majorité de la capacité actuelle a été installée depuis 2000. Il s'agit donc de groupes récents et performants. Une faible part de ces unités fonctionnent en cogénération. Comme ailleurs en Europe, la production des groupes fonctionnant au gaz est inférieure aux prévisions initiales des producteurs qui ont déclaré vouloir en fermer certains. De plus, du fait de congestions structurelles du réseau italien, les groupes situés dans le sud du pays peinent à trouver des débouchés au nord et en Europe. Leurs durées de fonctionnement sont souvent très faibles. Ces faits ont conduit à ne pas tenir compte dans nos hypothèses d'une vingtaine de groupes de technologies les plus anciennes (turbines à combustion et cycles

⁷⁸ Bundesnetzagentur, le régulateur de l'énergie allemand

Taux de croissance annuel moyen du PIB et de la demande électrique projetés entre 2013 et 2019 en Italie

	Basse	Référence	Haute
PIB	+0,5%	+0,9%	+1,1%
Demande	-0,3%	+0,0%	+0,2%
Indicateur « pointe à une chance sur dix »	+0,2%	+0,5%	+0,7%

Prévision de demande d'électricité en Italie à l'horizon 2019

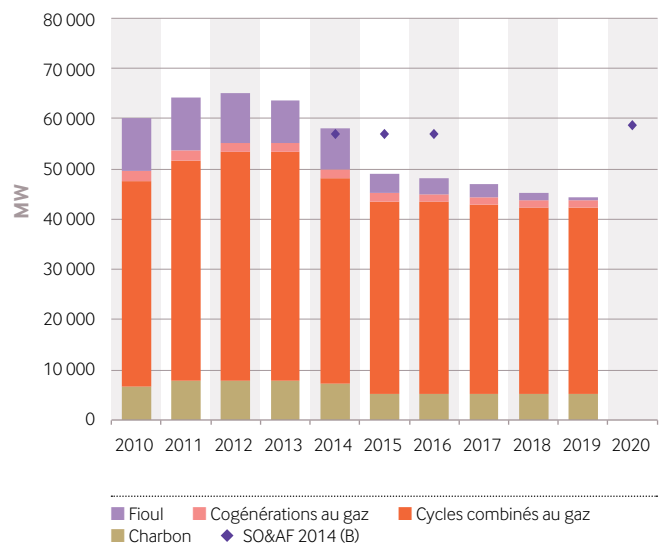


combinés d'ancienne génération) pour une puissance cumulée de 3 GW, dont les deux tiers sont situés dans le sud du pays.

Le parc de production charbon en Italie est constitué d'une dizaine de groupes construits dans les années 1960 et 1970 pour une puissance cumulée de 3,2 GW. Certains sont actuellement mis à l'arrêt du fait de leur niveau d'émission de polluants (groupes de Vado Ligure). Compte tenu de la situation de surcapacité globale en Italie et des contraintes environnementales qui pèsent sur ces groupes, les centrales les plus anciennes n'ont pas été retenues dans les hypothèses du Bilan prévisionnel. Les groupes les plus récents d'une capacité totale de 4,6 GW sont considérés hors service au bout de 45 ans d'exploitation.

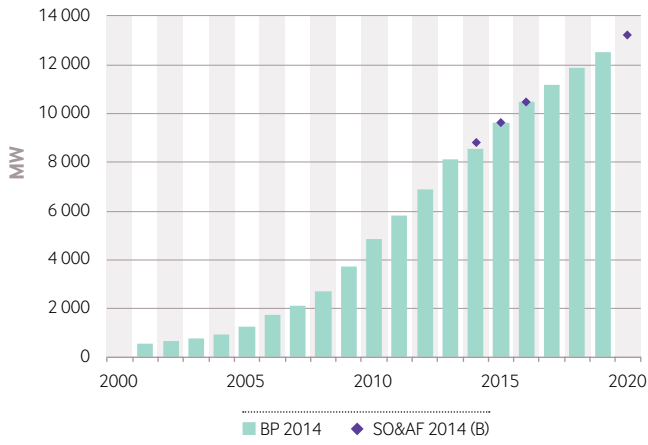
Le parc de production italien inclut une vingtaine d'unités fonctionnant au fioul, dont les puissances unitaires sont importantes (160, 320 ou 660 MW principalement) avec une puissance cumulée de 8,5 GW environ. La majorité de ces groupes a été installée avant le milieu des années 80, avec un pic entre 1975 et 1985.

Hypothèse de parc thermique en Italie
Puissance installée au 1^{er} janvier

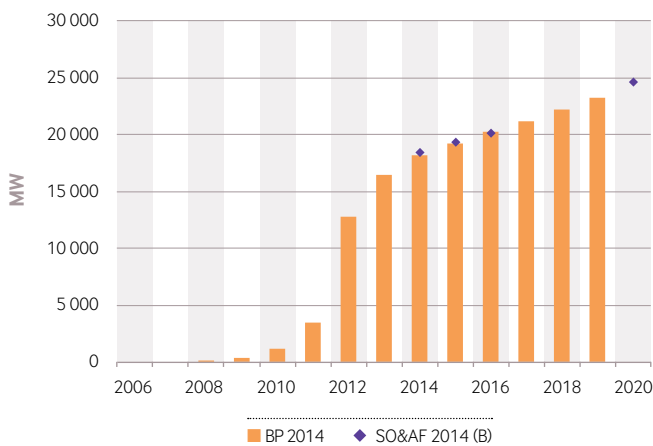




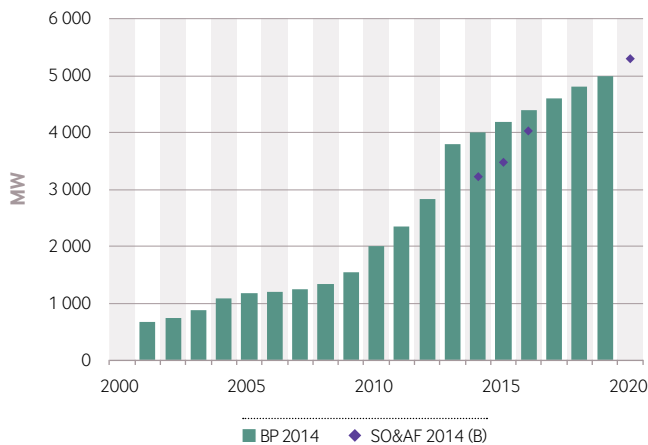
Hypothèse de développement de l'éolien terrestre en Italie
Puissance installée au 1^{er} janvier



Hypothèse de développement du photovoltaïque en Italie
Puissance installée au 1^{er} janvier



Hypothèse de développement des EnR thermiques en Italie
Puissance installée au 1^{er} janvier



Du fait des contraintes environnementales, la quasi-totalité de ces groupes sera mise à l'arrêt dans les prochaines années.

Les écarts avec le SO&AF (B) s'expliquent par l'approche prudente du Bilan prévisionnel et les mises sous cocon de cycles combinés au gaz annoncées après collecte des données européennes de l'exercice 2013..

Productions renouvelables

Après des années de fort développement éolien, le secteur a subi une importante décélération avec seulement 400 MW supplémentaires installés au cours de l'année 2013 selon l'Associazione nazionale energia del vento⁷⁹ contre une moyenne de 1000 MW environ au cours des années précédentes. Les incertitudes qui pèsent sur l'avenir des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables ont freiné de nombreux projets. Les hypothèses du Bilan prévisionnel retiennent un retour prochain de la croissance du secteur à un niveau permettant d'atteindre les valeurs du SO&AF (B), sans pour autant retrouver les taux d'installation de 2008 à 2012.

En Italie, le développement du parc éolien en mer n'est pas envisagé avant 2025 au plus tôt.

Le parc solaire photovoltaïque est le deuxième plus important d'Europe (18,2 GW à fin 2013 selon Gestore Servizi Energetici⁸⁰). De même que pour le secteur éolien, celui du solaire a également connu un net ralentissement avec seulement 1800 MW supplémentaires installés au cours de l'année 2013 contre une moyenne de 5100 MW les trois années précédentes. Les hypothèses du Bilan prévisionnel retiennent une poursuite de ce ralentissement à moyen terme, avec un rythme annuel d'installation de 1000 MW, ce qui reste supérieur au reste de l'Europe et conduit à un parc similaire à celui du SO&AF (B).

Une spécificité du système électrique italien est de disposer d'une capacité significative de géothermie (environ 770 MW en 2013) dont le développement est supposé stable sur l'horizon de moyen terme. Par ailleurs, la production d'électricité par incinération de biomasse, de biogaz ou de bioliquides est considérée comme légèrement croissante sur l'horizon de moyen terme (+175 MW par an en moyenne), en retrait par rapport aux volumes annuels installés au cours des dernières années.

Enfin, le parc hydroélectrique italien est considéré comme stable sur tout l'horizon de moyen terme du Bilan prévisionnel.

⁷⁹ <http://www.ane.org/> ⁸⁰ <http://www.gse.it/>

4.3.4 Espagne

Afin de résorber la dette énergétique qui a atteint un seuil critique (26 milliards d'euros en 2013), le gouvernement espagnol a mis en place des dispositions législatives introduisant de nouvelles taxes sur la production d'énergie d'une part et limitant les subventions aux énergies renouvelables d'autre part.

Demande

Fortement affectée par un contexte économique dégradé (baisse du PIB de 1,6% en 2012 et de 1,2% en 2013), l'Espagne voit sa situation se redresser : elle est sortie de récession au 3^{ème} trimestre 2013 et les forts gains de compétitivité engrangés depuis 2011 se traduisent par une hausse dynamique des exportations espagnoles. L'effet haussier du PIB sur la demande devrait toutefois être en partie contrebalancé par l'amélioration de l'efficacité énergétique : la demande devrait ainsi croître de +0,4% en moyenne d'ici à 2019 dans le scénario « Référence ».

Parc thermique nucléaire

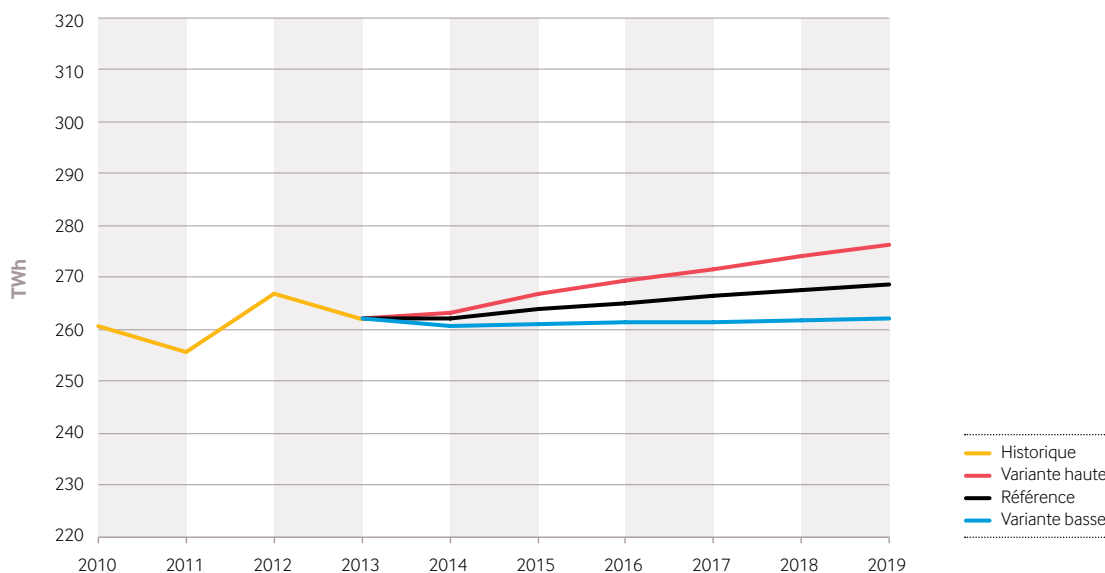
L'Espagne compte actuellement sept tranches nucléaires en service pour une capacité totale d'environ 7,0 GW. La centrale de Santa Maria de Garoña (la plus âgée d'Espagne) a été mise à l'arrêt en décembre 2012, six mois avant la date prévue, du fait des nouvelles taxes, d'une part, et des coûts supplémentaires induits par les travaux de mise en conformité des centrales à la suite de l'accident de Fukushima, d'autre part. Malgré le feu vert obtenu auprès du Conseil de la sécurité nucléaire pour la prolongation de l'activité de la centrale, le consortium qui l'exploite n'a pas renouvelé sa licence.

Les hypothèses du Bilan prévisionnel 2014 sur l'horizon de moyen terme incluent les sept tranches nucléaires.

Taux de croissance annuel moyen du PIB et de la demande électrique projetés entre 2013 et 2019 en Espagne

	Basse	Référence	Haute
PIB	+1,1%	+1,5%	+2,0%
Demande	0,0%	+0,4%	+0,9%
Indicateur « pointe à une chance sur dix »	+0,5%	+0,9%	+1,3%

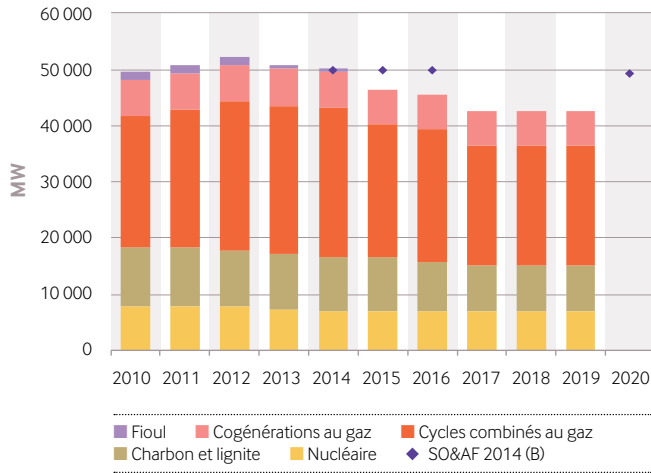
Prévision de demande d'électricité en Espagne à l'horizon 2019





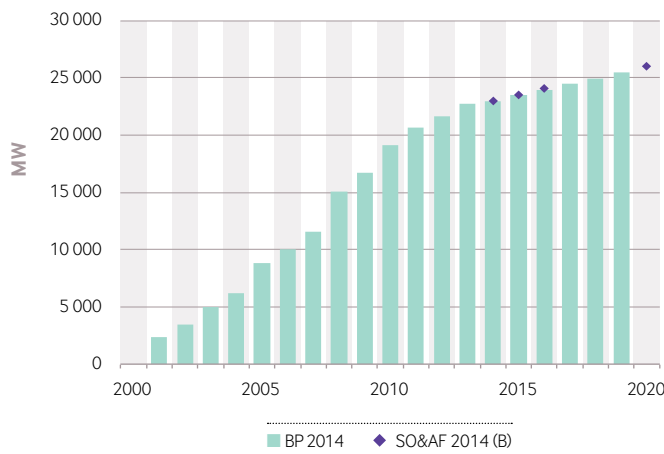
Hypothèse de parc thermique en Espagne

Puissance installée au 1^{er} janvier



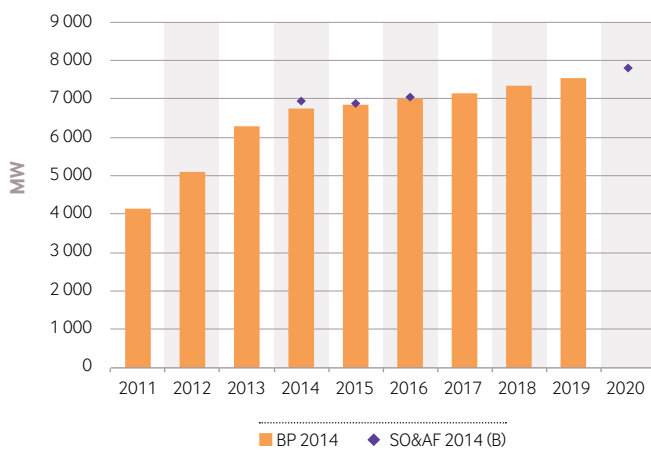
Hypothèse de développement de l'éolien terrestre en Espagne

Puissance installée au 1^{er} janvier



Hypothèse de développement de l'énergie solaire en Espagne

Puissance installée au 1^{er} janvier



Parc thermique à flamme

L'Espagne compte actuellement une cinquantaine de cycles combinés au gaz pour une capacité cumulée d'environ 25 GW ainsi qu'un parc important de cogénérations fonctionnant également au gaz pour une puissance installée de 6 GW environ. Sur l'ensemble de ce parc et compte tenu des annonces répétées de certains producteurs, le Bilan prévisionnel considère le retrait à moyen terme de quelques cycles combinés au gaz parmi les plus anciens, pour une puissance cumulée d'environ 2,5 GW. De même, le parc des cogénérations est supposé affecté par ces conditions défavorables avec une érosion de la puissance installée de 100 MW par an entre 2014 et 2019.

Le parc thermique à flamme espagnol est constitué en 2014 d'environ 25 centrales fonctionnant au charbon pour une capacité cumulée d'environ 8,3 GW ainsi que de quatre unités fonctionnant au lignite pour une puissance installée de 1,3 GW environ. À moyen terme, une part significative de ces groupes voit sa durée de vie prolongée à 50 ans du fait de travaux d'adaptation permettant de respecter les contraintes environnementales, tandis qu'une autre part est déclassée entre 2015 et 2017.

Enfin, du fait de leur ancienneté, les trois derniers groupes fioul présents dans le parc en début d'exercice sont considérés comme indisponibles à partir de l'année 2015, ce qui correspond à un retrait d'une capacité totale de 780 MW environ.

Les écarts avec le SO&AF (B) s'expliquent par des mises en cocon supplémentaires.

Productions renouvelables

Après des années de croissance soutenue par des dispositifs réglementaires et tarifaires fortement incitatifs, le secteur des productions renouvelables est à l'arrêt avec seulement une centaine de mégawatts supplémentaires installés au cours de l'année 2013, selon l'Asociación Empresarial Eólica⁸¹, contre plusieurs gigawatts les années précédentes. Le projet de loi sur l'évolution des modalités de soutien aux énergies renouvelables, qui introduit des dispositions rétroactives, a paralysé le secteur. Les hypothèses du Bilan prévisionnel retiennent un retour de la croissance suite à l'adoption d'un nouveau mécanisme de soutien, mais à un niveau moindre que celui des années fastes et en ligne avec les chiffres du SO&AF (B).

En Espagne, le développement du parc éolien en mer n'est pas envisagé avant 2025 au plus tôt.

⁸¹ <http://www.aeeolica.org/>

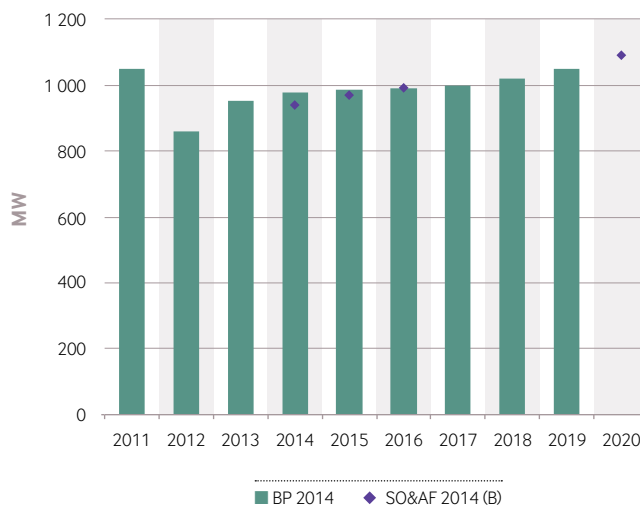
Une particularité du mix de production renouvelable espagnol est de comporter un volume significatif de production solaire thermodynamique (2,3 GW à fin 2013) en plus d'un volume important de solaire photovoltaïque (4,4 GW à fin 2013).

Comme pour l'éolien, la filière du solaire a également connu un net ralentissement avec seulement 440 MW supplémentaires installés au cours de l'année 2013 selon Red Electrica de España⁸² contre environ 1000 MW par an les années précédentes. Les hypothèses du Bilan prévisionnel retiennent un retour progressif de la croissance en conformité avec les valeurs du SO&AF (B).

Par ailleurs, la production d'électricité par incinération de biomasse est considérée comme très légèrement croissante sur l'horizon de moyen terme.

Enfin, le parc hydroélectrique espagnol est considéré comme stable sur tout l'horizon de moyen terme du Bilan prévisionnel.

Hypothèse de développement des EnR thermiques en Espagne
Puissance installée au 1^{er} janvier



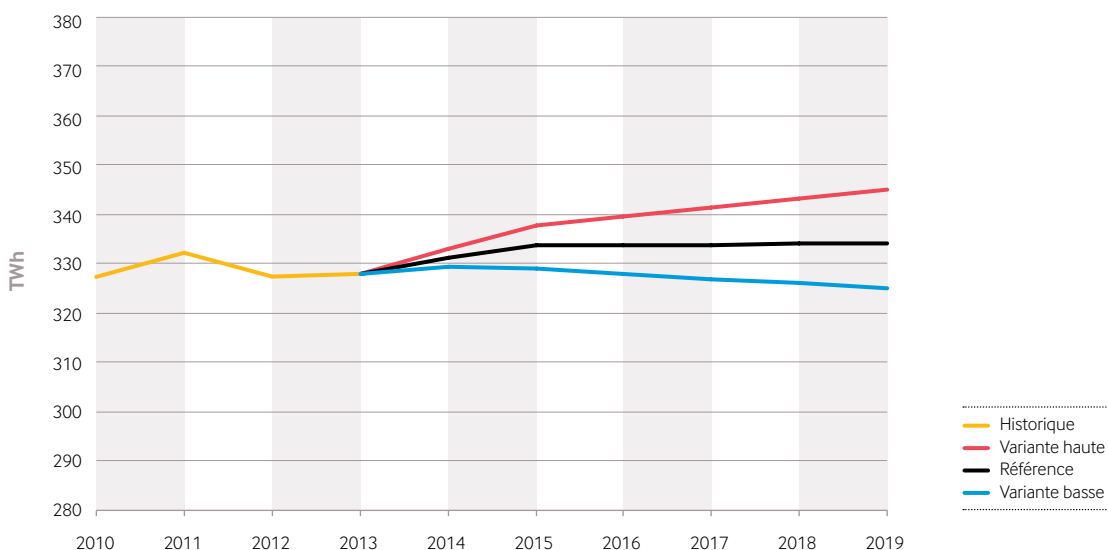
4.3.5 Grande-Bretagne

Demande

Après une année 2012 relativement atone (croissance du PIB de 0,3%), le Royaume-Uni a connu une reprise vigoureuse de l'activité en 2013 (croissance du PIB de +1,7%) portée par la demande intérieure et la bonne tenue des exports. Les projections du consensus des économistes restent bien orientées à moyen

terme. Cette croissance devrait rester largement portée par l'activité servicielle, moins consommatrice d'électricité que l'industrie : la demande électrique devrait donc croître dans des proportions bien moindres, d'autant que la politique de maîtrise de l'énergie devrait continuer à porter ses fruits.

Prévision de demande d'électricité en Grande-Bretagne à l'horizon 2019



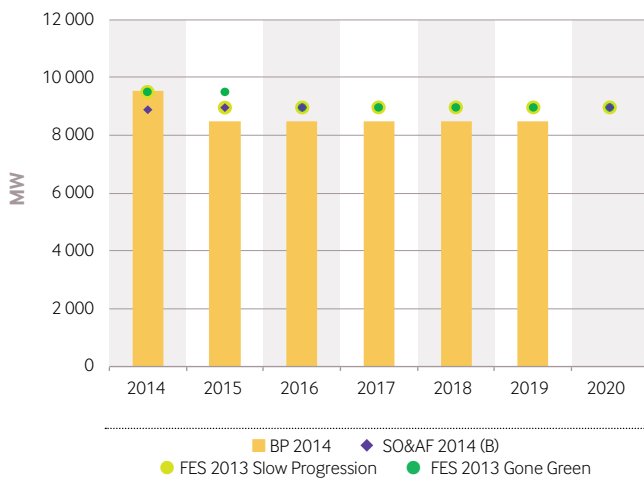
⁸² <http://www.ree.es/>



Taux de croissance annuel moyen du PIB et de la demande électrique projetés entre 2013 et 2019 en Grande-Bretagne

	Basse	Référence	Haute
PIB	+1,6%	+2,1%	+2,6%
Demande	-0,2%	+0,3%	+0,8%
Indicateur « pointe à une chance sur dix »	-0,4%	+0,1%	+0,5%

Hypothèse de parc thermique nucléaire en Grande-Bretagne
Puissance installée au 1^{er} janvier



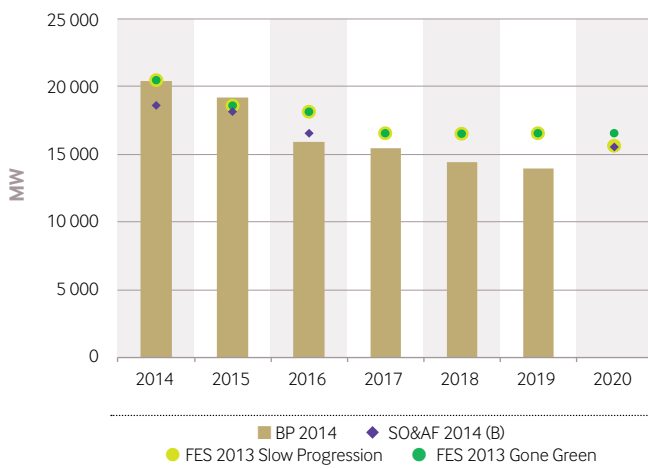
Parc thermique nucléaire

Le parc nucléaire anglais reste globalement stable sur l'horizon de moyen terme avec uniquement la fermeture des deux dernières tranches de la centrale de Wylfa. L'écart entre les trajectoires disponibles – SO&AF (B) et Future Energy Scenarios 2013⁸³ (FES) – et la trajectoire du Bilan prévisionnel provient de la prise en compte de la réduction de puissance des groupes de Hinkley Point B et Hunterston B à 70 % de leur puissance maximale à partir de 2016.

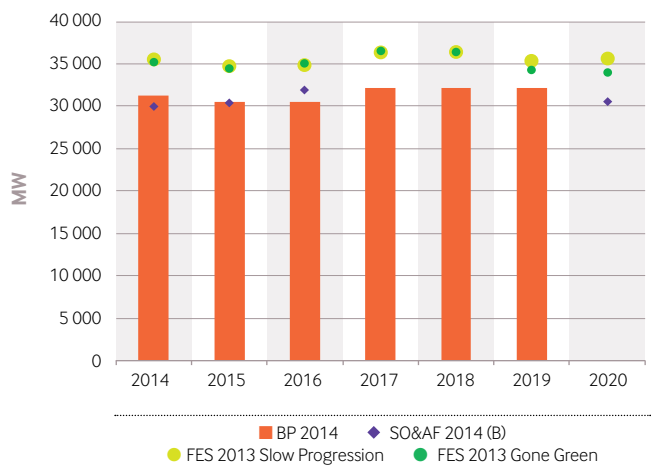
Parc thermique à flamme

Les hypothèses du Bilan prévisionnel concernant le parc thermique britannique s'appuient sur les annonces de fermeture et de mise en cocon des producteurs, ainsi que la prise en compte des centrales actuellement en cours de construction. À cela s'ajoute un déclassement progressif des centrales actuellement

Hypothèse de parc charbon en Grande-Bretagne
Puissance installée au 1^{er} janvier



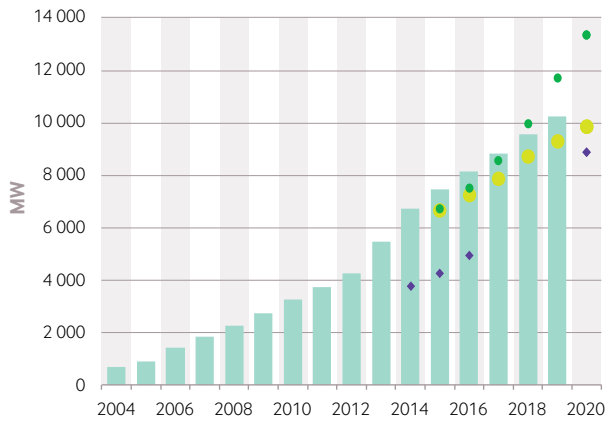
Hypothèse de parc au gaz en Grande-Bretagne
Puissance installée au 1^{er} janvier



⁸³ Le Future Energy Scenarios (FES – <http://www2.nationalgrid.com/uk/industry-information/future-of-energy/future-energy-scenarios/>) est l'étude prospective annuelle de National Grid. Elle comporte deux scénarios : Gone Green (GG) qui vise à atteindre rapidement les objectifs de réduction des émissions de CO₂ et Slow Progression (SP) qui, comme son nom l'indique, propose une vision où les objectifs sont plus difficilement atteints. Le scénario Gone Green sert ensuite de base pour l'étude d'adéquation annuelle réalisée par l'OFGEM (<https://www.ofgem.gov.uk/electricity/wholesale-market/electricity-security-supply>)

Hypothèse de développement de l'éolien terrestre en Grande-Bretagne

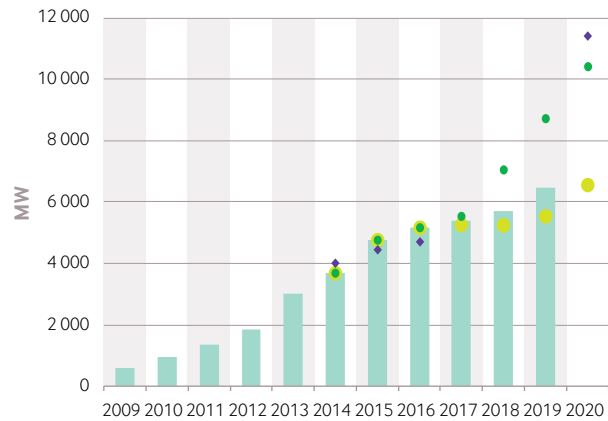
Puissance installée au 1^{er} janvier



BP 2014 SO&AF 2014 (B) FES 2013 Slow Progression FES 2013 Gone Green

Hypothèse de développement de l'éolien en mer en Grande-Bretagne

Puissance installée au 1^{er} janvier



BP 2014 SO&AF 2014 (B) FES 2013 Slow Progression FES 2013 Gone Green

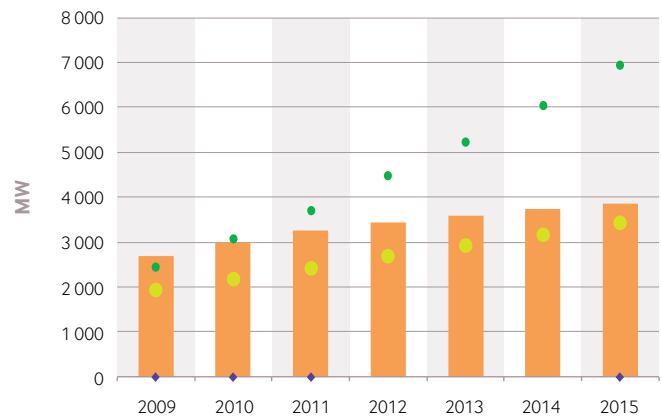
en dérogation de la directive IED. Le projet de conversion en biomasse de la centrale d'Eggborough (2 GW) n'ayant pas été retenu par le gouvernement, elle est considérée fermée à partir de 2015, et donc indisponible à partir de l'hiver 2015-2016.

Productions renouvelables

Le Bilan prévisionnel envisage une progression modérée du photovoltaïque en Grande-Bretagne. L'éolien terrestre se développe à un rythme de 700 MW par an, inférieur aux volumes installés ces deux dernières années, mais conforme à la moyenne des cinq dernières années. Le développement de l'éolien en mer continue de s'accroître, pour atteindre plus de 1 300 MW par an à la fin de l'horizon de moyen terme. Le rythme de développement de l'éolien terrestre, en mer et du photovoltaïque choisi dans le Bilan prévisionnel correspond à une trajectoire médiane par rapport aux deux scénarios du FES.

Hypothèse de développement du photovoltaïque en Grande-Bretagne

Puissance installée au 1^{er} janvier



BP 2014 SO&AF 2014 (B) FES 2013 Slow Progression FES 2013 Gone Green

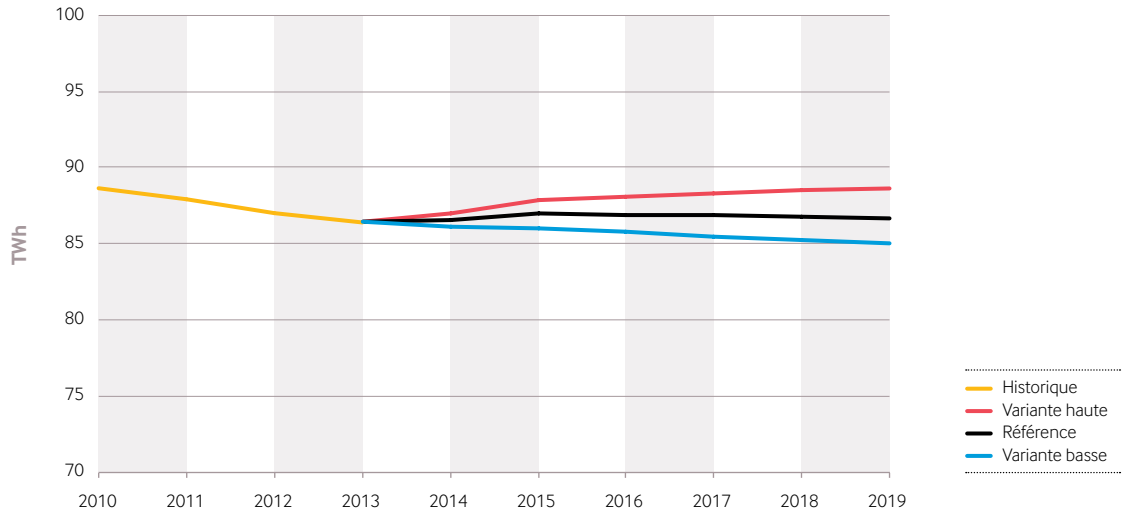
4.3.6 Belgique

Taux de croissance annuel moyen du PIB et de la demande électrique projetés entre 2013 et 2019 en Belgique

	Basse	Référence	Haute
PIB	+0,9%	+1,2%	+1,6%
Demande	-0,3%	+0,1%	+0,4%
Indicateur « pointe à une chance sur dix »	0,0%	+0,3%	+0,6%



Prévision de demande d'électricité en Belgique à l'horizon 2019



Plan de sortie du nucléaire du gouvernement belge

Nom de la centrale	Date de fermeture
Doel 1	Février 2015
Doel 2	Décembre 2015
Doel 3	Octobre 2022
Tihange 2	Février 2023
Doel 4	Juillet 2025
Tihange 3	Septembre 2025
Tihange 1	Octobre 2025

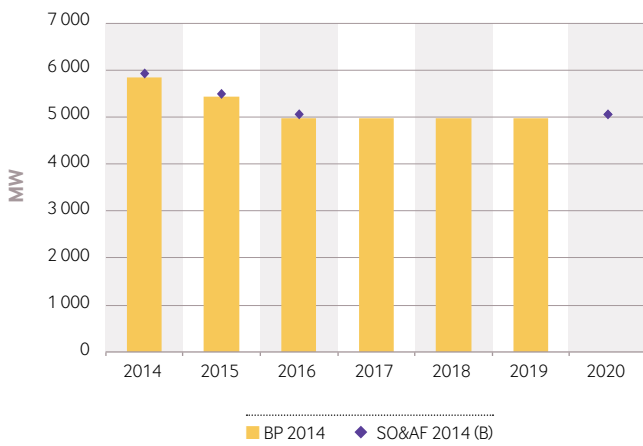
Demande

Après une année 2012 en repli (baisse du PIB de 0,1%), le moteur de l'économie belge a redémarré progressivement durant l'année 2013 et le consensus des prévisions externes table sur la poursuite de cette tendance. L'effet « volume » de la croissance du PIB devrait toutefois, à l'horizon 2019, être contrebalancé par celui de l'amélioration de l'efficacité énergétique, avec pour corollaire une demande électrique atone dans le scénario « Référence ».

Parc thermique nucléaire

La Belgique compte actuellement sept tranches nucléaires, pour une capacité totale d'environ 5,8 GW. Le gouvernement a établi un plan de sortie du nucléaire d'ici à 2025, dont les échéances sont les suivantes.

Hypothèse de parc thermique nucléaire en Belgique
Puissance installée au 1^{er} janvier



Les tranches de Doel 3 et Tihange 2 ont été arrêtées en juin et septembre 2012 suite à la découverte de microfissures sur leurs cuves, puis remises en service en mai 2013 avec l'accord de l'Agence fédérale de contrôle nucléaire (AFCN). Depuis mars 2014, les deux tranches sont de nouveau à l'arrêt suite aux résultats de nouveaux tests. L'exploitant attend les conclusions des études techniques pour redémarrer les centrales. Un avis négatif de l'AFCN est toutefois possible, pouvant mener à la fermeture définitive des deux tranches.

Les hypothèses du Bilan prévisionnel 2014 sont conformes au planning officiel de retrait des tranches nucléaires et prennent en compte le retour des tranches de Doel 3 et Tihange 2 dès l'hiver 2014-2015.

Parc de cycles combinés au gaz

La Belgique compte actuellement une capacité d'environ 4,5 GW de cycles combinés au gaz, dont un quart environ fonctionne en cogénération. Sur l'ensemble de ce parc, le Bilan prévisionnel retient les retraits suivants :

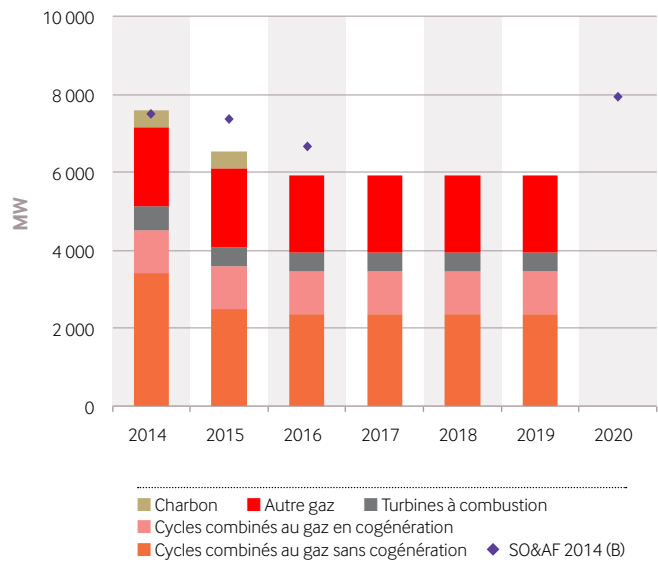
- ▶ le retrait d'une unité d'environ 460 MW en août 2014 et jusqu'à 2020, dont la mise sous cocon a été confirmée en 2013, sans précision sur la durée ;
- ▶ la fermeture d'une unité d'environ 460 MW en novembre 2014, dont le remplacement par une centrale de pointe de plus faible puissance a été annoncé mais non pris en compte dans le Bilan prévisionnel ;
- ▶ la mise à l'arrêt en avril 2015 d'une unité datant de 1978 dont la fermeture partielle a été annoncée en 2013 (l'autre partie étant destinée à une mise sous cocon, prise en compte comme une fermeture dans les présentes hypothèses).

En raison d'une rentabilité faible des moyens de production au gaz, plusieurs producteurs ont évoqué des possibles mises sous cocon ou fermetures de groupes en plus de celles déjà annoncées, dès l'hiver prochain. Pour garantir la sécurité d'approvisionnement, le plan Wathélet a été mis en place, prévoyant, d'une part, un appel d'offres pour 800 MW de nouvelles capacités de cycles combinés au gaz, d'autre part, un mécanisme de réserve stratégique. En avril 2014, le volume de la réserve stratégique pour l'hiver 2014-2015 a été fixé à 800 MW.

En plus de ces groupes présents sur le territoire belge, le cycle combiné au gaz de Twinerg à Esch-sur-Alzette (Luxembourg) est connecté au réseau belge et se trouve dans la zone de réglage Elia. Il est modélisé comme raccordé à la Belgique dans ce Bilan prévisionnel.

Du fait de la mise en place de ce plan de sécurisation, le Bilan prévisionnel ne retient pas de fermetures de cycles combinés au gaz supplémentaires par rapport à celles déjà annoncées officiellement. Conformément à la démarche générale du Bilan prévisionnel, aucun nouveau projet à un stade moins avancé que la construction n'est pris en compte.

Hypothèse de parc thermique centralisé en Belgique Puissance installée au 1^{er} janvier



Autres productions thermiques

L'unique centrale belge fonctionnant au charbon sera mise hors service en mars 2015, en application de la directive environnementale européenne IED. Elle devrait être convertie en centrale biomasse mais, en l'absence d'informations précises sur l'avancement du projet, cette conversion n'est pas prise en compte dans le Bilan prévisionnel.

Une centrale thermique conventionnelle fonctionnant au gaz de 300 MW est présente et devrait rester en service sur tout l'horizon.

Les centrales de pointe représentent actuellement de l'ordre de 600 MW, dont environ 400 MW sont amenés à fermer au cours de l'année 2015.

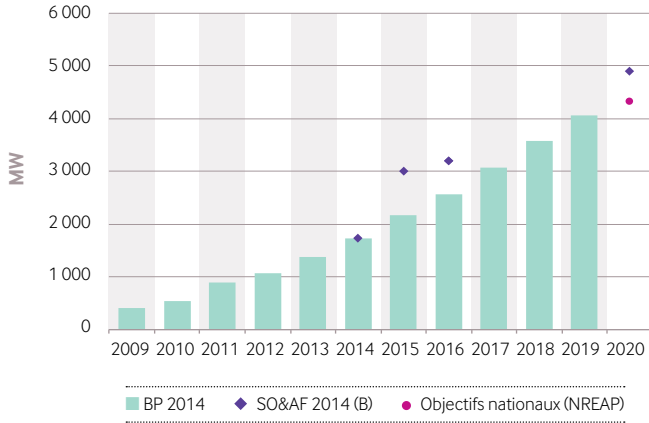
Par ailleurs, d'autres groupes de production, de puissance inférieure à 100 MW et fonctionnant pour la plupart en cogénération, sont présents en Belgique.

La principale différence entre les hypothèses du Bilan prévisionnel et les hypothèses du SO&AF (B) vient de groupes fonctionnant en cogénération pour la plupart, difficiles à répertorier et classer, dont la capacité est retenue à une valeur prudente pour tenir compte de leur niveau effectif de production et non de leur seule capacité théorique.



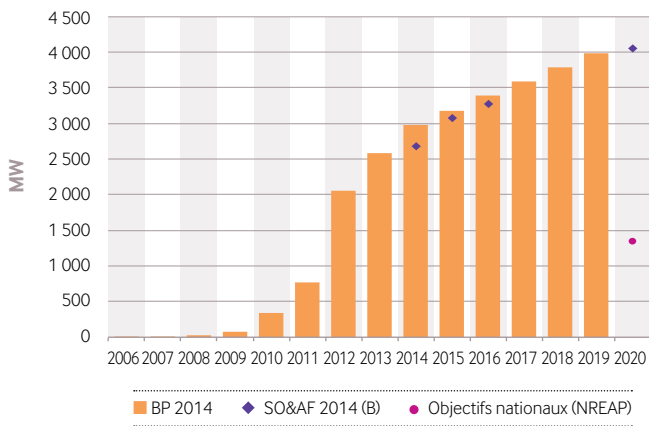
Hypothèse de développement de l'éolien terrestre et maritime en Belgique

Puissance installée au 1^{er} janvier



Hypothèse de développement du photovoltaïque en Belgique

Puissance installée au 1^{er} janvier



Productions renouvelables

L'hypothèse d'évolution du parc éolien terrestre belge est en continuité de la tendance actuelle jusqu'à 2020, avec une croissance un peu plus faible après 2020. Les perspectives pour le parc éolien en mer sont un rythme d'installation de 300 MW par an jusqu'à 2020, puis un arrêt des investissements dans cette filière au-delà. Ces hypothèses sont globalement en ligne avec l'objectif européen de 4320 MW en 2020 pour l'ensemble de la filière éolienne belge.

En ce qui concerne le parc photovoltaïque belge, la capacité installée au 1^{er} janvier 2014, de près de 3 GW, dépasse déjà les objectifs européens qui s'élèvent à seulement 1,34 GW. L'hypothèse d'évolution est un rythme d'installation de 200 MW par an jusqu'en 2020 puis 100 MW par an après 2020. Cette progression est en ligne avec les hypothèses belges du SO&AF (B).

La production d'électricité par incinération de déchets ménagers est considérée comme stable sur tout l'horizon long terme. Pour la production d'électricité à partir de biomasse, le Bilan prévisionnel retient une croissance de la production effective de 30 MW par an sur l'horizon de moyen terme. L'atteinte des objectifs européens semble trop ambitieuse.

Le parc hydroélectrique belge est considéré comme stable sur tout l'horizon de moyen terme du Bilan prévisionnel.

L'ANALYSE DE RISQUE À MOYEN TERME

5.1 Objectif et méthode d'analyse de la défaillance

5.2 L'analyse du risque de défaillance

5.3 Bilan énergétique



L'analyse de risque à moyen terme

L'analyse de l'équilibre offre-demande à moyen terme vise à apprécier les risques de défaillance susceptibles d'apparaître en France à un horizon de cinq ans, tout en tenant compte des échanges entre les pays et des effacements de consommation conformément aux hypothèses européennes présentées au chapitre 4. Compte tenu des incertitudes qui pèsent à cet horizon, notamment sur le contexte économique et l'évolution de la production thermique centralisée en France comme en Europe, des analyses de sensibilité à ces hypothèses sont présentées pour en apprécier l'impact sur le diagnostic.

5.1 Objectif et méthode d'analyse de la défaillance

5.1.1 Définition du critère de défaillance

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

Compte tenu des aléas pouvant peser sur le système, il est en toute rigueur impossible de garantir que la demande puisse être satisfaite à tout moment et en toutes circonstances. Faute de pouvoir garantir avec une certitude absolue la satisfaction de la demande, le **risque de défaillance** doit être maintenu à un niveau socialement et économiquement acceptable. Celui-ci résulte d'un **arbitrage politique** entre, d'une part, les avantages que retirent les consommateurs du fait de défaillances moindres et, d'autre part, le coût des moyens supplémentaires d'offre de production et d'effacement de consommation qu'il faut développer pour maîtriser le risque.

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

Conformément à l'article 11 du décret du 20 septembre 2006 relatif aux Bilans prévisionnels, le **critère de défaillance** retenu est la durée de défaillance, qui doit demeurer inférieure en espérance à trois heures par an.

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

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

Deux types de situation sont envisagées au Bilan prévisionnel :

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

5.1.2 La problématique des vagues de froid

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

La vague de froid de février 2012 est l'illustration d'un événement climatique exceptionnel d'une durée et d'une ampleur inédites depuis plus de vingt ans. À cet égard, un parc de production et d'effacement de consommation, permettant un strict respect du critère de défaillance, ne suffirait pas à garantir la couverture de la pointe de consommation que l'on observerait aux conditions

climatiques équivalentes à celles de l'hiver 2011-2012. S'il a été néanmoins possible de préserver l'équilibre entre l'offre et la demande, c'est parce que la France disposait alors de marges, grâce à la bonne disponibilité circonstancielle des importations et de son parc de production. La totalité des moyens de production disponibles en France ont été alors sollicités, tandis que les imports d'électricité se sont élevés à leur plus haut niveau historique.

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

5.2 L'analyse du risque de défaillance

5.2.1 Marge et déficit de capacité

France interconnectée – avec échanges

L'analyse de la défaillance menée dans le cadre du Bilan prévisionnel 2014 s'appuie sur les hypothèses de demande et d'offre exposées au chapitre 4. L'évolution de l'indicateur de marge ou de déficit de capacité est particulièrement liée aux changements à venir sur le parc de production.

Dans le scénario « Référence », un déficit de capacité apparaît dès l'hiver 2015-2016 (900 MW) et augmente à l'hiver 2016-2017 (2 GW).

Cette dégradation, marquée de 2015 à 2017, intervient en raison notamment du déclassement des centrales au fioul et au charbon qui s'ajoute à celui des deux tranches de Fessenheim. À compter de l'hiver 2018-2019, la tendance s'inverse sous l'effet du démarrage de deux nouveaux cycles combinés au gaz, de la mise en service de l'EPR de Flamanville, du développement des

interconnexions et du raccordement des nouveaux parcs éoliens terrestres et maritimes.

Il convient de souligner la sensibilité de ce résultat à l'hypothèse structurante prise sur les centrales au fioul (retrait de près de 3,8 GW de capacité installée) qui, contrairement aux centrales charbon d'ancienne génération, n'ont pas encore fait l'objet de décisions définitives de mise aux normes ou d'arrêt.

Le Bilan prévisionnel 2014 prend en compte les annonces récentes de « mises sous cocon » de cycles combinés au gaz ainsi qu'un report plausible des dates de mise en service d'unités dont la construction est prévue sur l'horizon de moyen terme.

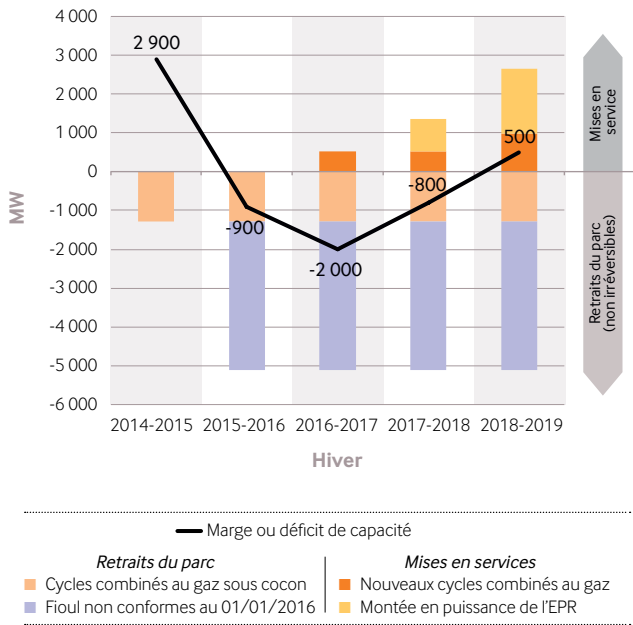
Le système électrique sort en effet d'un état de « surcapacité » structurelle par rapport au critère réglementaire. À cela s'ajoute une « surabondance » d'offre d'énergie apparue sous les effets conjugués du ralentissement de la demande et d'un développement des énergies renouvelables. Les installations qui ferment, momentanément

Analyse du risque de défaillance France interconnectée – Scénario « Référence »

	Hiver 2014-2015	Hiver 2015-2016	Hiver 2016-2017	Hiver 2017-2018	Hiver 2018-2019
Énergie de défaillance	3,3 GWh	15 GWh	23 GWh	14 GWh	9 GWh
Espérance de durée de défaillance	1 h	4 h	5 h 45	4 h	2 h 30
Marge ou déficit de capacité	2 900 MW	- 900 MW	- 2 000 MW	- 800 MW	500 MW



Marge ou déficit de capacité et principales évolutions des groupes thermiques centralisés France interconnectée – Scénario « Référence »



pour l'instant, sont de type cycles combinés au gaz, souvent neufs, flexibles et performants du point de vue environnemental. Ils souffrent cependant de la concurrence des groupes charbon qui bénéficient d'un prix du combustible tiré à la baisse par l'offre de gaz de schiste aux États-Unis et du prix actuel du CO₂.

France isolée – sans échanges

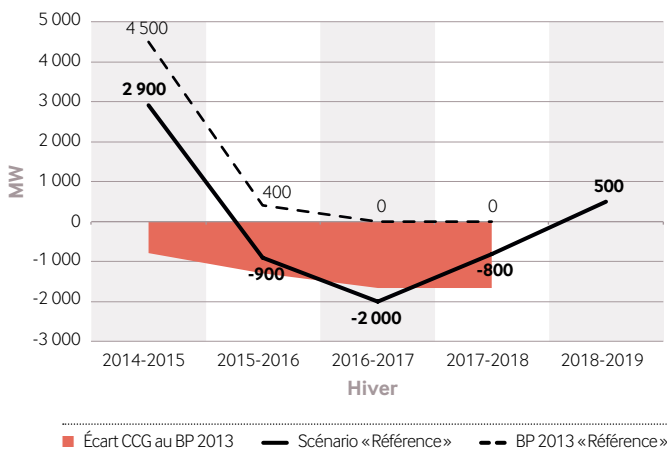
Sans les interconnexions, la France n'aurait pas les moyens d'assurer son équilibre offre-demande.

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

Analyse du risque de défaillance France isolée – Scénario « Référence »

	Hiver 2014-2015	Hiver 2015-2016	Hiver 2016-2017	Hiver 2017-2018	Hiver 2018-2019
Espérance de durée de défaillance sans échanges	17h	50h	105h	125h	60h
Marge ou déficit de capacité sans échanges	- 5 400 MW	- 9 500 MW	- 10 700 MW	- 10 000 MW	- 9 300 MW

Actualisation des marges ou déficits de capacité France interconnectée – Scénario « Référence »



5.2.2 Comparaison aux Bilans prévisionnels précédents

Dans l'analyse «France interconnectée», le Bilan prévisionnel 2013 prévoyait une marge très légèrement positive (400 MW) en 2016 et une situation à l'équilibre en 2017 et 2018 (marge nulle).

Cette différence d'analyse entre le Bilan prévisionnel 2013 et le Bilan prévisionnel 2014 tient principalement aux annonces récentes de mises sous cocon de cycles combinés au gaz jusqu'en 2020 ainsi qu'aux révisions prudentes effectuées sur la date de mise en service d'unités dont la construction est prévue sur l'horizon de moyen terme. Au total, cette révision à la baisse des hypothèses de cycles combinés au gaz est de l'ordre de 1,3 GW à 1,7 GW sur les années 2016-2019.

Actualisation de l'analyse du risque de défaillance France interconnectée – Scénario « Référence »

	Hiver 2014-2015	Hiver 2015-2016	Hiver 2016-2017	Hiver 2017-2018	Hiver 2018-2019
Marge ou déficit de capacité	2 900 MW	- 900 MW	- 2 000 MW	- 800 MW	500 MW
<i>Rappel Bilan prévisionnel 2013</i>	<i>4 500 MW</i>	<i>400 MW</i>	<i>0 MW</i>	<i>0 MW</i>	<i>non étudié</i>

Le déficit de capacité estimé dans cette édition du Bilan prévisionnel s'inscrit dans la tendance présentée par RTE ces dernières années (cf. graphique ci-contre) et rend compte de l'effet annoncé des directives environnementales européennes sur les centrales au fioul et au charbon, avec près de 6 GW de fermetures potentielles d'ici à l'hiver 2015-2016.

5.2.3 Sensibilité aux événements extrêmes

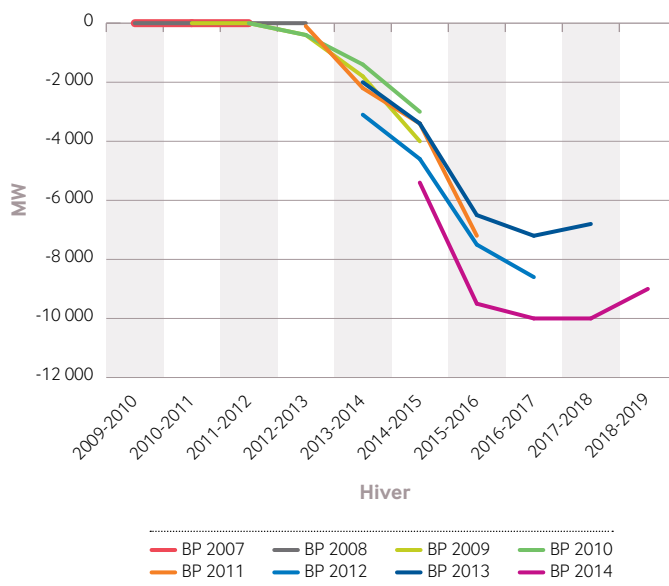
Le seuil d'alerte des trois heures du Bilan prévisionnel est relatif à l'espérance de durée de défaillance. Cette espérance est la moyenne des durées de défaillance obtenues pour différentes combinaisons d'aléas. Or les analyses montrent une **dispersion de la défaillance** autour de son espérance.

Ainsi, sur l'hiver 2014-2015, pour lequel l'espérance de durée de défaillance est inférieure au seuil d'alerte, les valeurs obtenues lors des différentes simulations sont très variables, allant de 0 heure dans 89% des combinaisons d'aléas à un maximum de 145 heures lors de la combinaison la plus défavorable, dont la probabilité n'est cependant que d'une chance sur mille.

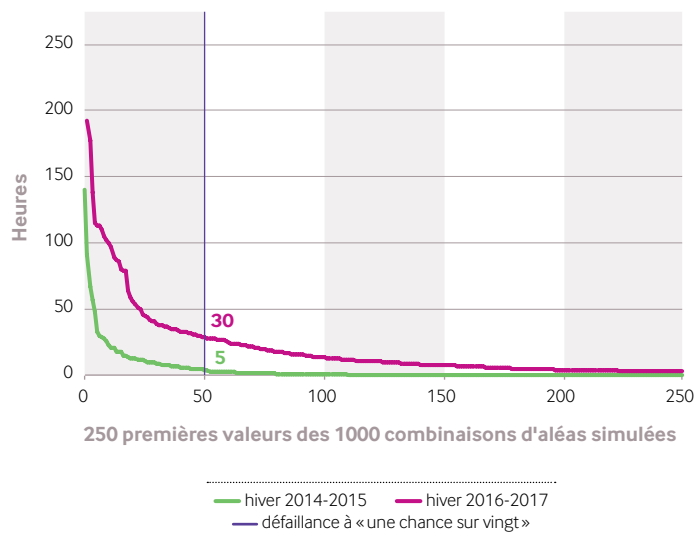
La probabilité d'occurrence de la vague de froid sévère de février 2012 a été estimée à environ une chance sur vingt. Le graphe ci-contre présente les durées de défaillance des 250 combinaisons d'aléas les plus défavorables, parmi les 1000 simulées pour les hivers 2014-2015 et 2016-2017. L'abscisse 50 représente donc la probabilité une sur vingt. La durée de défaillance à une chance sur vingt est alors de 5 heures pour l'hiver 2014-2015, et de 30 heures pour l'hiver 2016-2017.

Le respect du critère en 2014-2015 n'implique pas que toutes les situations seront surmontées sans défaillance. Une vague de froid similaire à celle de février 2012 pourrait rendre nécessaire des délestages importants en l'absence des marges qui ont permis de surmonter la vague de froid de février 2012.

Déficit de capacité dans les différentes éditions du Bilan prévisionnel France isolée – Scénario « Référence »



Monotone de durée de défaillance et valeur à une chance sur vingt France interconnectée – Scénario « Référence »

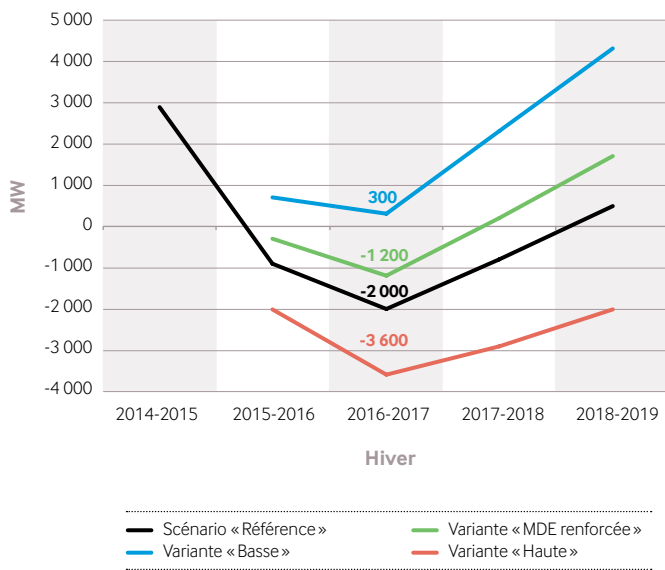




5.2.4 Sensibilité aux hypothèses de consommation

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

Marge ou déficit à moyen terme par scénario ou variante France interconnectée



Le dépassement du seuil d'alerte observé dans le scénario « Référence » est moindre dans le cas d'une croissance plus faible de la consommation. Ainsi, dans la variante « MDE renforcée », l'efficacité énergétique supplémentaire soulage une partie de la contrainte rencontrée dans le scénario « Référence » et dégage même des marges de capacité à partir de l'hiver 2017-2018. En effet, l'efficacité énergétique permet de réduire non seulement l'énergie consommée mais également, dans une certaine mesure, la puissance appelée lors des pointes, et donc le risque sur la sécurité d'approvisionnement.

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

Le regain de croissance de la consommation envisagé dans la variante « Haute » conduirait en revanche à un risque encore plus important.

En synthèse, les différentes variantes réalisées illustrent la grande sensibilité du critère de défaillance aux hypothèses retenues et, en particulier, à l'évolution de la consommation. De nombreuses incertitudes peuvent faire évoluer ce résultat à l'avenir : les choix des producteurs, le maintien d'une politique volontariste de développement des effacements de consommation, les décisions politiques quant au maintien ou au retrait de certains groupes, le rythme de développement des filières renouvelables, la disponibilité du parc thermique...

Analyse du risque de défaillance France interconnectée – Variante « MDE renforcée »

	Hiver 2015-2016	Hiver 2016-2017	Hiver 2017-2018	Hiver 2018-2019
Espérance de durée de défaillance	3 h 30	4 h 30	3 h	2 h
Marge ou déficit de capacité	- 300 MW	- 1 200 MW	0 MW	1 700 MW
<i>Rappel Bilan prévisionnel 2013</i>	<i>1 800 MW</i>	<i>1 900 MW</i>	<i>2 200 MW</i>	<i>non étudié</i>

Analyse du risque de défaillance France interconnectée – Variante « Basse »

	Hiver 2015-2016	Hiver 2016-2017	Hiver 2017-2018	Hiver 2018-2019
Espérance de durée de défaillance	2 h 30	2 h 45	1 h 30	0 h 45
Marge ou déficit de capacité	700 MW	300 MW	2 300 MW	4 300 MW
<i>Rappel Bilan prévisionnel 2013</i>	<i>3 200 MW</i>	<i>3 600 MW</i>	<i>4 200 MW</i>	<i>non étudié</i>

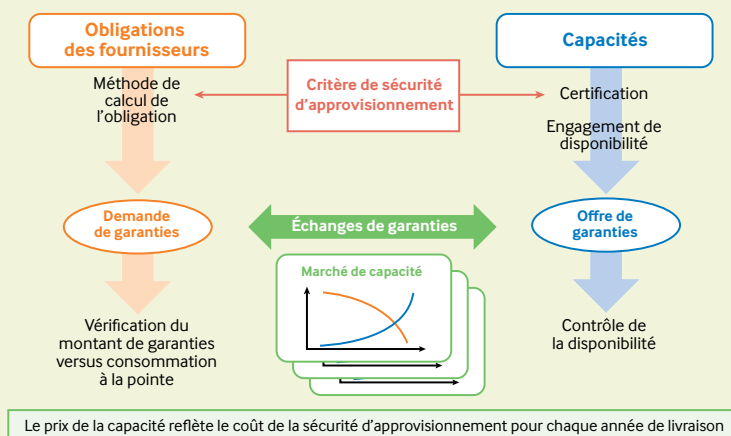
+ Le mécanisme de capacité prévu par la loi NOME

Le mécanisme de capacité repose sur une architecture de marché décentralisée portant sur toute la capacité, qui permet notamment de responsabiliser les acteurs vis-à-vis de leur impact sur la sécurité d'approvisionnement.

Le dispositif s'appuie d'une part sur l'obligation pour les fournisseurs de détenir des garanties de capacité pour couvrir la consommation de leurs clients en période de tension sur le système et d'autre part sur l'obligation pour les exploitants de capacité (de production ou d'effacement de consommation) de conclure des contrats de certification de capacité.

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

Schéma global du mécanisme de capacité



Les exploitants de capacités de production et d'effacement de consommation concluent avec RTE un contrat de certification pour leurs capacités. Par ce contrat, les exploitants s'engagent sur un certain niveau de capacité et notamment sur la disponibilité de leur moyen lors des périodes de tension hivernale. Ils se voient octroyer, en fonction de ce niveau de capacité qui doit refléter la contribution de la capacité à la sécurité d'approvisionnement, un montant de garanties de capacité. Les exploitants sont rattachés à un responsable de périmètre de certification, qui est redevable financièrement des éventuels écarts entre le niveau de capacité certifié et le niveau de capacité effectivement disponible l'année de livraison considérée. RTE calcule ensuite les écarts pour chaque responsable de périmètre de certification, au vu de la disponibilité réelle des capacités. Un règlement des écarts est payé par le responsable de périmètre de certification. Les exploitants de capacités

peuvent se rééquilibrer à la hausse ou à la baisse jusqu'à la fin de l'année de livraison.

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

Sous réserve d'approbation des règles du mécanisme de capacité, le démarrage opérationnel du mécanisme de capacité est prévu au 1^{er} novembre 2014 avec les premières certifications et l'ouverture du registre des capacités certifiées et du registre des garanties de capacité pour une première année de livraison correspondant à l'hiver 2016-2017.

* Consommateurs ou gestionnaires de réseau pour leurs pertes, qui ne s'approvisionnent pas pour tout ou partie de leur consommation auprès d'un fournisseur.



5.2.5 Les leviers d'action possibles

Trois solutions pour retrouver des marges semblent aujourd'hui mobilisables d'ici l'hiver 2015-2016 :

- ▶ la mise aux normes, non encore décidée, de centrales au fioul (conformément à la directive IED entrant en vigueur au 1^{er} janvier 2016) représentant une capacité totale de 3,8 GW et non prise en compte dans les analyses à partir de l'hiver 2015-2016 ;
- ▶ le retour en exploitation de cycles combinés au gaz, considérés dans ce Bilan prévisionnel sous cocon sur toute la période d'étude, et représentant une capacité de 1,3 GW ;
- ▶ le développement de nouvelles capacités d'effacements favorisé par les nouvelles dispositions réglementaires à venir instaurant une prime versée aux opérateurs.

C'est pour maîtriser le risque de défaillance, et pallier les dysfonctionnements actuels du marché, qu'a été conçu le mécanisme de capacité français. Il vise à modifier les comportements de consommation à la pointe et à susciter le maintien ou la création de capacités de production ou d'effacement. Ce mécanisme crée une obligation nouvelle pour les fournisseurs d'électricité qui doivent contribuer à la sécurité d'alimentation en fonction de la consommation en puissance et en énergie de leurs clients.

Les signaux économiques envoyés dans ce contexte peuvent donc faire évoluer le diagnostic de l'équilibre offre-demande à l'avenir en influençant :

- ▶ les choix des producteurs ou des décisions quant au maintien ou au retrait de certains groupes de production ;
- ▶ l'évolution de la consommation et des effacements ;
- ▶ le rythme de développement des filières renouvelables ;
- ▶ la disponibilité du parc thermique...

5.2.6 La mise en œuvre du mécanisme de capacité

La mise en place d'une obligation de capacité prévue par la loi NOME vise à sécuriser l'alimentation électrique française, notamment lors des périodes de très forte consommation. La responsabilisation des fournisseurs sur la consommation en puissance de leurs clients doit notamment permettre de contenir la croissance excessive de la pointe en donnant une incitation économique à la maîtrise des consommations.

Le décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012⁸⁴ définit l'organisation générale du mécanisme. Les règles constituent une nouvelle étape de déclinaison afin que le mécanisme puisse être opérationnel pour l'hiver 2016-2017.

Celles-ci, accompagnées des dispositions complémentaires⁸⁵, ont été soumises le 9 avril 2014 par RTE à l'approbation du ministre en charge de l'énergie et à l'avis de la Commission de régulation de l'énergie. La proposition de règles sur le fonctionnement du mécanisme de capacité est accompagnée d'un rapport replaçant les propositions de RTE dans le contexte des débats, en particulier au niveau européen, et rendant compte des choix retenus suite à la concertation menée par RTE en 2013 au sein de la Commission d'accès aux marchés (CAM) du CURTE.

Plusieurs indicateurs prévisionnels du mécanisme de capacité sont issus des simulations du Bilan prévisionnel :

- ▶ les prévisions d'obligation globale France pour les années AL⁸⁶+1, AL+2, AL+3 pour lesquelles le coefficient de sécurité du mécanisme aura déjà été fixé ;
- ▶ les prévisions d'obligation globale France pour l'année AL+4 calculées en supposant une reconduction des paramètres de l'année précédente.

« Puissances de référence » sur l'horizon 2015-2019 selon les trajectoires de consommation

Trajectoire de consommation	2015	2016	2017	2018	2019
Haute	97,7	98,6	99,4	100,2	100,9
Référence	97,1	97,5	97,9	98,2	98,5
MDE renforcée	96,7	96,9	97,1	97,2	97,3
Basse	96,3	96,1	95,9	95,7	95,5
Coefficient de sécurité	N.A.	N.A.	0,93*	0,93*	0,93**

* Valeur suggérée par RTE dans sa proposition de règles du mécanisme de capacité

** Valeur supposée reconduite. La valeur définitive sera fixée avant le 1^{er} janvier 2015.

⁸⁴ <http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000026786328&dateTexte=&categorieLien=id> ⁸⁵ La proposition de règles du mécanisme de capacité et le rapport d'accompagnement sont disponibles sur le site internet de RTE : <http://www.rte-france.com/fr/actualites-dossiers/a-la-une/remise-des-regles-du-mecanisme-de-capacite-un-dispositif-innovant-pour-securiser-l-alimentation-electrique-de-la-france-1> ⁸⁶ Année de livraison du mécanisme de capacité

Cette édition du Bilan prévisionnel présente ci-dessus les estimations de l'indicateur « Puissance de référence » basées sur la température extrême du mécanisme, elle-même déterminée à partir du référentiel de températures Météo-France⁸⁷. Ces estimations ont été réalisées sur des années centrées sur l'hiver : l'année 2017 du tableau correspond donc à la période du 1^{er} juillet 2016 au 30 juin 2017. De plus, les valeurs du tableau correspondent à des valeurs en espérance, la dispersion autour de l'espérance est estimée par un écart type d'environ 500 MW.

Les valeurs de « puissance de référence » sont inférieures aux valeurs de pointe « à une chance sur dix » publiées au chapitre 4 pour les mêmes années. De fait, la pointe « à une chance sur dix » est une puissance instantanée alors que la « Puissance de référence » est une moyenne sur les dix heures de « Période de pointe » – au sens du mécanisme.

5.3 Bilan énergétique

L'analyse des bilans énergétiques présentée dans le tableau ci-après appelle plusieurs commentaires :

- la production en énergie du parc français baisse jusqu'en 2016 à un niveau où elle se stabilise avant de remonter en 2018 et 2019. Comme pour l'indicateur « marge/déficit de capacité », cette évolution est directement liée aux décisions concernant les installations de production, particulièrement le nucléaire : la production de cette filière baisse temporairement avec la fermeture de Fessenheim à l'hiver 2016-2017 avant de remonter progressivement avec l'arrivée de Flamanville ;
- la production des installations thermiques évolue assez peu : la production « charbon » est stable à compter de 2016, après la fermeture des dernières installations non conformes aux

nouvelles normes environnementales ; celle des cycles combinés au gaz évolue légèrement à la hausse de 2015 à 2019 en raison de la mise en service de deux nouvelles installations performantes mais trois unités restent sous cocon sur toute la période ;

- la production renouvelable augmente régulièrement pour atteindre 106 TWh environ en 2019. Les émissions de CO₂ du mix, quant à elles, sont globalement stables sur la période. Elles diminuent fortement la première année du fait de l'arrêt de certaines centrales charbon.

Nota : la puissance complémentaire nécessaire au respect du critère de défaillance est considérée fournie par des moyens de pointe.

⁸⁷ Référentiel de températures présenté en Commission « Perspectives du réseau » du Comité des clients utilisateurs du réseau de transport d'électricité du 13 mars 2014 – détails présentés dans le chapitre 1


Bilans énergétiques
France interconnectée – Scénario « Référence »

TWh	2013*	2015**	2016	2017	2018	2019
Consommation France continentale	493,4	481,4	483,5	485,1	486,6	488,4
Pompage	7,1	8,0	7,7	7,7	7,8	7,4
Solde exportateur	49,2	72,0	67,7	66,7	71,5	77,4
Demande totale	549,7	561,4	558,9	559,5	565,9	573,2
Nucléaire	403,8	422,4	418,0	415,7	420,4	422,0
Charbon	20,0	19,4	16,8	16,8	16,6	17,1
Cycles combinés au gaz	8,2	9,7	11,6	12,2	12,0	13,4
Moyens de pointes de production et d'effacement (cumulables)	1,1	0,1	0,2	0,2	0,1	0,2
Thermique décentralisé non EnR	16,8	15,7	15,6	15,1	14,7	14,6
Thermique décentralisé EnR	4,6	5,3	5,7	5,8	5,9	6,0
Hydroélectricité	74,8	63,2	63,0	63,0	63,0	62,7
Éolien	15,9	19,1	20,7	22,3	24,0	27,2
Photovoltaïque	4,5	6,6	7,4	8,3	9,2	10,0
Offre totale	549,7	561,4	558,9	559,5	565,9	573,2
Ratio nucléaire dans le mix de production	73,4 %	75,2 %	74,8 %	74,3 %	74,3 %	73,6 %
Couverture de la consommation par les EnR	19,2 %	18,3 %	18,8 %	19,3 %	19,8 %	20,6 %
Émission de CO₂ (MtCO₂)	29,2	28,5	26,6	26,7	26,2	27,1

* 2013: - consommation non corrigée des aléas climatiques
 - effacements cumulables connus de RTE

** 2015 et années suivantes : consommation à température de référence

LES SCÉNARIOS PROSPECTIFS À LONG TERME

6.1 Des scénarios exploratoires

6.2 Scénario A

6.3 Scénario B

6.4 Scénario C

6.5 Scénario D

6.6 Comparaison des scénarios



Les scénarios prospectifs à long terme

L'analyse prospective vise à illustrer l'impact potentiel des principaux leviers disponibles sur l'évolution du mix énergétique : efficacité énergétique, développement des énergies renouvelables et évolution du parc nucléaire. Les différentes options étudiées ne prétendent pas à l'exhaustivité mais offrent des visions prospectives suffisamment contrastées du mix électrique afin d'en apprécier ultérieurement les conséquences sur le réseau de transport.

6.1 Des scénarios exploratoires

6.1.1 Le contexte de la transition énergétique

Les scénarios à long terme de ce Bilan prévisionnel ont vocation à explorer les variations plausibles du mix énergétique national et prennent en compte deux évolutions significatives depuis le Bilan prévisionnel 2012 :

- La révision à la baisse des perspectives d'évolution de la consommation d'électricité du fait de la morosité économique et de la pénétration toujours plus forte de l'efficacité énergétique des bâtiments et des équipements à renouvellement rapide ;
- Le cadre instauré par le **projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte** qui limite la capacité nucléaire à 63,2 GW et fixe de nouveaux objectifs pour 2030 : 50% de la production annuelle d'origine nucléaire et des productions renouvelables annuelles égales à 40% de la consommation d'électricité.

6.1.2 Les leviers de différenciation retenus

Sur la base des évolutions potentielles présentées aux chapitres précédents, et compte tenu de leurs conséquences éventuelles sur le fonctionnement du système électrique, RTE a retenu quatre scénarios à l'horizon 2030.

Les principaux leviers de différenciation des scénarios sont les suivants :

- d'une part, le **développement des usages** spécifiques de l'électricité (informatisation, automatisation, évolution comportementale...), la pénétration de mesures d'**efficacité énergétique** (réduction des consommations unitaires, rénovation du bâti et renouvellement des équipements...), les **transferts**

d'usage vers l'électricité dans le cadre d'une politique énergétique globale (chauffage et transport électrique notamment) et le **pilotage de la demande** ;

- d'autre part, le développement des **énergies renouvelables**, l'évolution de la **capacité nucléaire**, l'avenir des centrales existantes et les éventuels besoins en **capacités flexibles**, en **stockage** et en **réseau** de transport pour assurer le bon fonctionnement du système électrique national interconnecté au sein du système européen.

Cette grille de lecture simplifiée ne doit pas faire oublier que la mise en œuvre de ces différents leviers macroscopiques peut être liée. Ainsi, le **contexte macroéconomique** conditionnera autant la politique de promotion de l'efficacité énergétique que la capacité d'investissement des acteurs. De même, une plus grande pénétration de la production intermittente pourrait nécessiter le développement de capacités de production flexibles, d'effacement de consommation ou de réseau afin de garantir le niveau de sécurité d'approvisionnement électrique fixé par décret.

Les fourchettes d'incertitude couvertes par les scénarios sont plus ou moins importantes. Les consommations envisagées vont ainsi de 450 à 545 TWh, les capacités nucléaires de 37 à 63 GW, les gains d'efficacité énergétique de 79 à 105 TWh.

La même démarche est appliquée aux différents pays européens considérés dans cette étude. Sans nier les particularismes locaux, les scénarios prospectifs considèrent donc une certaine adhérence des politiques énergétiques nationales. Ce choix vise à mesurer pleinement l'impact potentiel des évolutions du mix électrique européen sur le système français. Ainsi, les hypothèses d'évolution des conditions macroéconomiques françaises

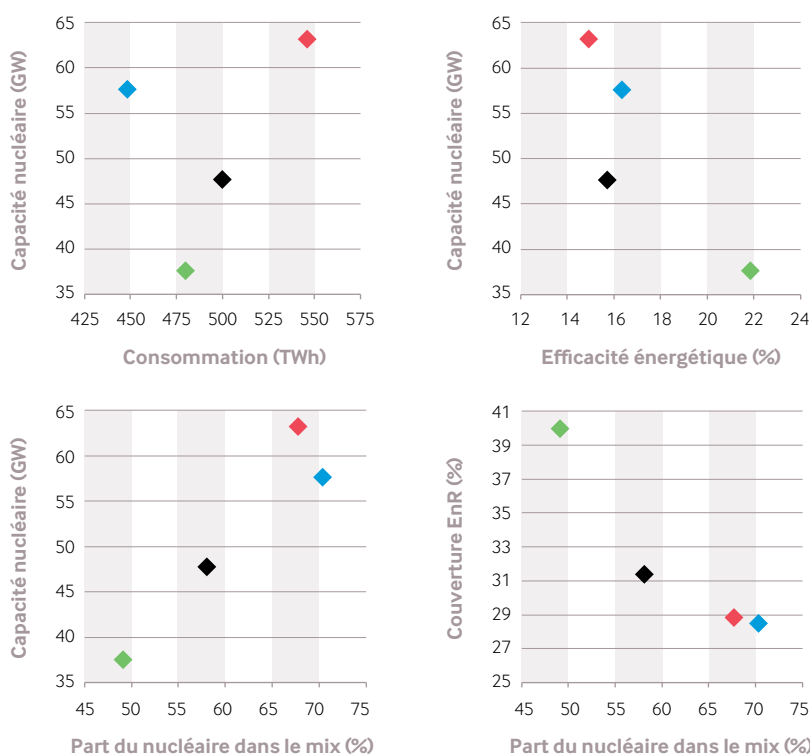
sont élaborées en cohérence avec celles des pays voisins. La croissance des consommations est donc revue à la baisse sur l'ensemble du continent. De même, l'hypothèse d'un fort déve-

loppement éolien en France est couplée avec celle d'un fort développement dans les pays voisins à la mesure de leurs ambitions et potentiels, ce qui accentue les besoins en flexibilité.

Principaux déterminants des scénarios prospectifs

Hypothèse/Scénario	Scénario A « Croissance faible »	Scénario B « Consommation forte »	Scénario C « Diversification »	Scénario D « Nouveau mix »
Démographie	basse	haute	modérée	modérée
Croissance économique	basse	haute	modérée	modérée
Prix CO ₂ et combustibles	basse	haute	modérée	haute
Efficacité énergétique	modérée	basse	modérée	haute
Transports électriques	basse	haute	modérée	haute
Part du nucléaire	haute	modérée	modérée	basse
Énergies renouvelables	basse	modérée	modérée	haute
Réseau d'interconnexion	basse	modérée	modérée	haute

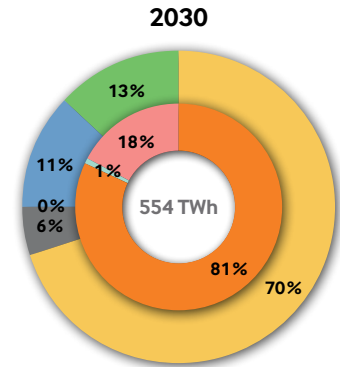
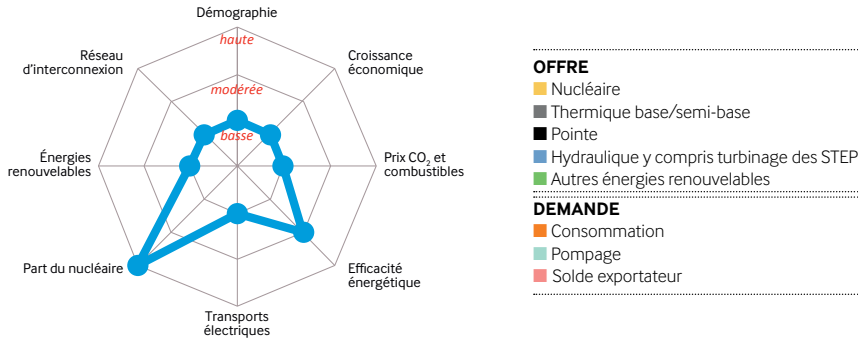
Positionnement des quatre scénarios prospectifs selon plusieurs critères





6.2 Scénario A

6.2.1 Cadre général



Ce scénario A ou « Croissance faible » est fondé sur un contexte économique peu porteur, sur l'évolution tendancielle des capacités de production et des interconnexions et sur un maintien de la part actuelle du nucléaire dans le mix de production. Malgré les contraintes de pouvoir d'achat, des efforts d'efficacité énergétique sont entrepris, y compris comportementaux, afin de limiter la facture énergétique. Mais la faiblesse de l'investissement ne permet pas de transferts d'usage significatifs vers l'électricité.

La faible croissance économique et l'amélioration de l'efficacité énergétique réduisent la consommation de 30 TWh d'ici à 2030 (soit -6,5% sur la période) pour atteindre 448 TWh tandis que la pointe à « une chance sur dix » décroît de près de 4 GW pour atteindre 96 GW en 2030.

En 2030, les énergies renouvelables couvrent 30% de la consommation finale (hors pompage) qui atteint 450 TWh avec un effort important de plus de 79 TWh d'efficacité énergétique. La capacité totale d'import en hiver est portée à 16 GW, contre 9 GW pour l'hiver 2014-2015. La capacité maximale d'export peut atteindre 19,5 GW. La part du nucléaire est de 70% du mix de production pour une capacité en service de 57,6 GW. Compte tenu de la réglementation et de la durée d'exploitation des groupes, une dizaine de gigawatts de production thermique à flamme en service aujourd'hui est déclassée d'ici à 2030.

Aucune nouvelle capacité n'est alors nécessaire en 2030 pour assurer l'équilibre du système.

Les chiffres-clés du scénario A

Hypothèses	Scénario A « Croissance faible » en 2030
Démographie	Population : 67,3 millions (+0,32% par an) Ménages : 31,4 millions (+0,69% par an)
Croissance économique	TCAM 2015-2030 : +1,2%
Prix CO₂ et combustibles	Scénario de prix « Current policies » du World Energy Outlook (AIE) : prix du CO ₂ faible (20 €/tonne), groupes au charbon moins chers que les cycles combinés au gaz.
Efficacité énergétique	Un effort de 15%, soit -79 TWh pour 448 TWh de consommation. Rénovation thermique : 200 000 logements par an, 10 millions de m ² tertiaires par an
Transports électriques	1,1 million de VE/VHR
Part du nucléaire	Une capacité de 57,6 GW et 70% de la production totale
Énergies renouvelables	Les énergies renouvelables couvrent 28,5% de la consommation. Le parc comprend notamment 18,7 GW d'éolien terrestre, 3 GW d'éolien en mer, 12,3 GW de photovoltaïque et 0 GW d'hydrolien.
Réseau d'interconnexion	Capacité maximale d'import hivernale : 16 GW Capacité maximale d'export : 19,5 GW

6.2.2 Demande

Résidentiel

La consommation électrique résidentielle est estimée à 152 TWh en 2030, soit une baisse de près de 6 TWh par rapport à 2013. Le taux de croissance annuel moyen passe de 0% entre 2013 et 2020 à -0,3% entre 2020 et 2030 car les facteurs de croissance en volume (augmentation de la population, croissance économique, transferts d'usage...) sont largement contrebalancés par l'effet grandissant des mesures d'efficacité énergétique. Ce scénario comprend également, compte tenu de la situation économique, une hypothèse de comportements plus économes en énergie.

Avec 43 TWh en 2030, la consommation du **chauffage** électrique est similaire à celle de l'année 2013. L'effet baissier des réglementations thermiques successives, des rénovations et des comportements plus économes compense l'effet de la croissance du parc de logements chauffé à l'électricité.

► En moyenne d'ici à 2030, 310 000 **nouveaux logements** sont construits chaque année et 28% d'entre eux sont chauffés à l'électricité (hors biénergie). La consommation moyenne de chauffage électrique d'un logement neuf est réduite de 60% d'ici à 2030. La consommation annuelle de chauffage électrique des logements construits après 2013 est estimée à 4 TWh en 2030 ;

► Chaque année, 200 000 logements font l'objet d'une **rénovation thermique**, dont le quart concerne des logements chauffés à l'électricité⁸⁸, avec un gain d'efficacité énergétique estimé à 10%. En moyenne, 0,9% des logements individuels chauffés au fioul sont équipés de pompes à chaleur air/eau ou géothermiques. La consommation de chauffage du parc construit avant 2013 baisse de 11% entre 2013 et 2030, soit une baisse de 4,5 TWh à l'horizon 2030.

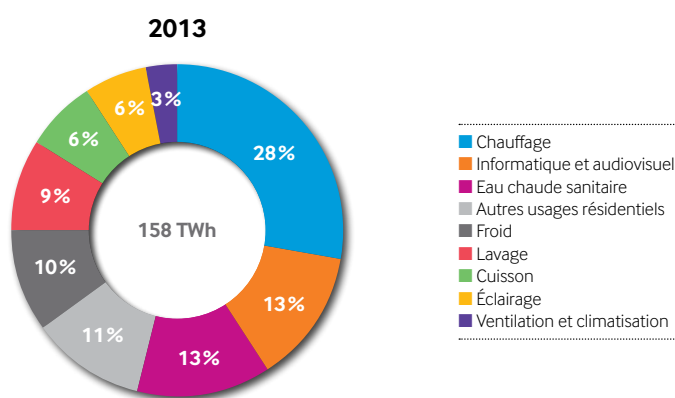
Résidences principales à l'horizon 2030 dans le scénario A « Croissance faible »

en millions	2030
Nombre de résidences principales	31,4
<i>dont chauffées à l'électricité*</i>	12,4
Parc de pompes à chaleur	3,8

*y compris biénergie

La croissance moyenne du taux d'équipement en **ventilation** (principalement hygro-réglable) est estimée à 2,9% par an. La consommation de la ventilation atteint 5,5 TWh en 2030. Le taux d'équipement des ménages en **climatisation** s'établit à 6% en 2030, avec une consommation estimée à 0,8 TWh.

Répartition par usages de la consommation électrique du secteur résidentiel dans le scénario A « Croissance faible »



L'effet des directives éco-conception et étiquetage énergétique réduit les consommations unitaires de nombreux appareils électriques d'ici à 2030.

► Cumulé à un comportement économe, il conduit à une baisse de près de 30% de la consommation des **équipements infor-**

matiques et multimédia entre 2013 et 2030 (de 21 TWh à 14 TWh), malgré la croissance du parc.

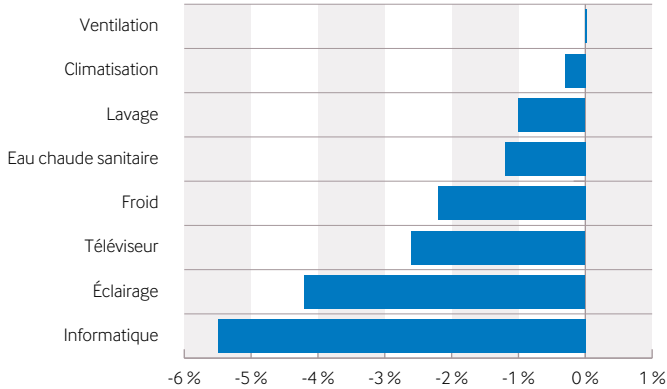
► Sous l'effet complémentaire de la réglementation thermique, la consommation des **chauffe-eau électriques** baisse de 1 TWh entre 2013 et 2030 et atteint 19 TWh en 2030, malgré

⁸⁸ Ce ratio correspond à la part du chauffage électrique dans le parc construit avant 1975, biénergie comprise, la majorité des rénovations portant sur ce parc.

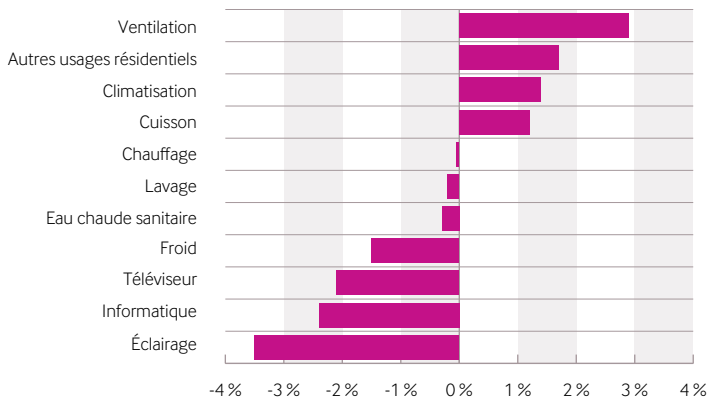


Amélioration de l'efficacité énergétique moyenne des usages résidentiels entre 2013 et 2030 dans le scénario A « Croissance faible »

Taux de croissance annuel moyen des consommations unitaires d'électricité par ménage équipé



Taux de croissance annuel moyen des consommations d'électricité des usages résidentiels entre 2013 et 2030 dans le scénario A « Croissance faible »



leur nombre croissant (+0,9% en moyenne par an⁸⁹). Un quart des chauffe-eau électriques en fonctionnement en 2030 sont des chauffe-eau thermodynamiques contre 2% en 2013.

► La consommation **d'éclairage résidentiel** se contracte de 45% entre 2013 et 2030 et est proche de 5 TWh en 2030.

Le graphique ci-contre permet de comparer les consommations unitaires de l'ensemble du parc des équipements en fonctionnement en 2013 avec celles des équipements en fonctionnement en 2030.

La dynamique de développement des **autres usages résidentiels** (petit électroménager, domotique, alarmes, chargeurs, piscines, équipements des résidences secondaires, auxiliaires de chauffage, nouveaux usages...) se poursuit avec une croissance de leur consommation de près de 6 TWh entre 2013 et 2030 où elle atteint 24 TWh. La hausse du taux d'équipement en appareils de **cuisson** électriques est prolongée avec un taux annuel moyen de +0,3% et porte leur consommation à 14 TWh en 2030.

Le graphique ci-contre présente l'évolution des consommations d'électricité des différents usages résidentiels en prenant en compte les effets « volume » et l'évolution des consommations unitaires décrits ci-dessus. La consommation d'un usage croît lorsque son développement l'emporte sur l'efficacité énergétique.

Tertiaire

Dans un contexte économique défavorable, l'activité tertiaire à long terme se rétracte et la consommation d'électricité du secteur s'érode : -11,3 TWh d'ici à 2030. Cette baisse s'accélère avec le plein effet des mesures d'efficacité énergétique : -0,2% par an entre 2013 et 2020, puis -0,6% entre 2020 et 2030.

Répartition par usages de la consommation électrique du secteur tertiaire dans le scénario A « Croissance faible »



⁸⁹ Ceci inclut également les chauffe-eau avec un appoint électrique.

La consommation de **l'éclairage** des bâtiments est fortement réduite par la pénétration des technologies LED : -6,1 TWh d'ici à 2030 avec 11 millions de m² de **construction** annuelle et 10 millions de m² de **rénovation** chaque année.

La consommation du **chauffage électrique** est fortement réduite : -3,9 TWh d'ici à 2030. La consommation de chauffage au mètre carré d'un bâtiment neuf chauffé à l'électricité en 2030 est notamment réduite de 90% par rapport aux bâtiments neufs pré-RT 2012. Les pompes à chaleur portent à 30% en 2030 la part des bâtiments tertiaires chauffés à l'électricité. En moyenne annuelle, 2,7 millions de m² chauffés à l'électricité font l'objet de **rénovation**, 4,5 millions de m² améliorent leur chauffage électrique et 400 000 m² font l'objet d'un **transfert** d'usage vers l'électricité.

Surfaces tertiaires chauffées à l'horizon 2030 dans le scénario A « Croissance faible »

en millions de m ²	2013*	2030
Surfaces tertiaires chauffées	940	1 037
<i>dont chauffées à l'électricité</i>	252	310

* données estimatives

Les consommations d'électricité de **ventilation et climatisation** diminuent également de 1,5 TWh entre 2013 et 2030. L'effet baissier de l'amélioration technologique l'emporte sur l'accroissement des surfaces équipées qui représentent 33% du parc tertiaire en 2030.

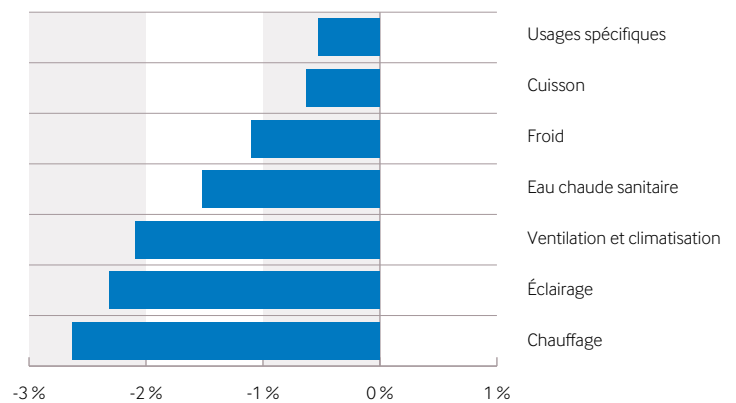
La seule dynamique croissante de ce scénario est celle de la consommation d'électricité de la **cuisson**, +0,8 TWh entre 2013 et 2030, portée par une légère croissance de la restauration et l'attractivité des solutions électriques.

La consommation au mètre carré des **centres de traitement de données** baisse de 35% d'ici à 2030 mais leur développement particulièrement dynamique compense cet effet baissier et la demande reste stable.

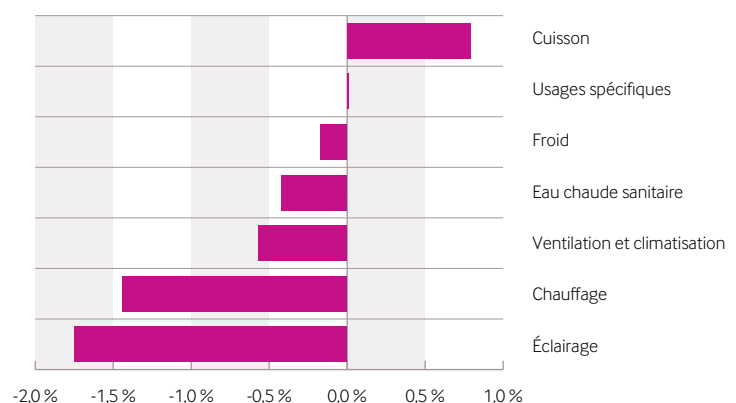
L'effet baissier de l'efficacité énergétique de **l'éclairage public** atteint 31% en 2030, mais est partiellement compensé par l'accroissement du besoin. La consommation d'électricité baisse de 1,2 TWh d'ici à 2030.

Compte tenu de la croissance des surfaces, les consommations d'électricité des différents usages évoluent selon le graphique ci-

Taux de croissance annuel moyen des consommations d'électricité des usages tertiaires par mètre carré équipé entre 2013 et 2030 dans le scénario A « Croissance faible »



Taux de croissance annuel moyen des consommations d'électricité des usages tertiaires entre 2013 et 2030 dans le scénario A « Croissance faible »



dessus. La consommation d'un usage croît lorsque son développement l'emporte sur les gains d'efficacité énergétique.

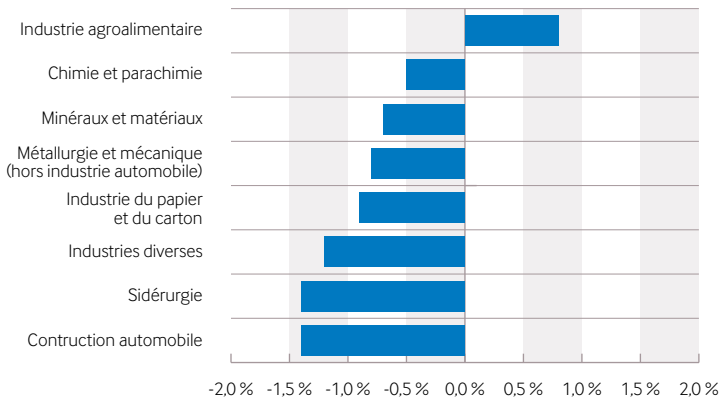
Industrie

L'hypothèse de croissance économique faible retenue conduit à une consommation électrique industrielle en baisse de 17 TWh d'ici à 2030, avec un niveau de 99,3 TWh en 2030. Cette baisse de 0,9% par an en moyenne résulte d'une contraction de la demande marquée en 2014 et 2015 (-1,9% par an en moyenne) suivie au-delà d'une baisse similaire à celle de ces dernières années (-0,8% par an en moyenne).

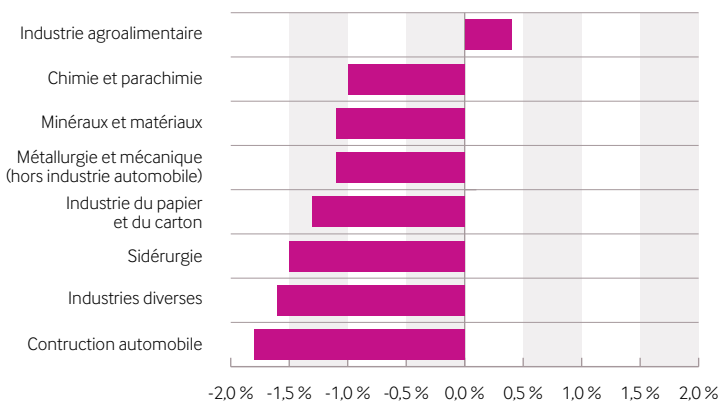
En effet, avec une **activité économique** morose, la production industrielle en volume poursuit sa baisse (-0,6% par an en moyenne) et les capacités de production sont sous-utilisées, voire



Taux de croissance annuel moyen de la production industrielle en volume entre 2013 et 2030 dans le scénario A « Croissance faible »



Taux de croissance annuel moyen de la consommation électrique par branche industrielle entre 2013 et 2030 dans le scénario A « Croissance faible »



fermées. Cette contraction a pour effet une baisse de 10,5 TWh de la consommation électrique industrielle.

Cette baisse affecte l'ensemble des branches industrielles, notamment la construction automobile (-1,4% par an en moyenne entre 2013 et 2030) et la sidérurgie (-1,4%), à l'exception toutefois de l'industrie agroalimentaire dont la production reste légèrement croissante à l'horizon 2030 (+0,8%).

Même si le contexte économique limite l'investissement et freine quelque peu la diffusion des équipements énergétiquement plus performants, l'effet baissier des mesures d'efficacité énergétique adoptées reste présent et atteint 10 TWh en 2030, dont 5 TWh liés aux moteurs.

Par ailleurs, le **développement des usages** de l'électricité dans les procédés se traduit par un effet haussier de 3,5 TWh sur la consommation industrielle d'ici à 2030.

La baisse globale de la consommation électrique industrielle recouvre une baisse marquée (supérieure à 1% par an en moyenne d'ici à 2030) des différentes branches, à l'exception de l'industrie agroalimentaire qui demeure légèrement croissante (+0,4% par an en moyenne).

Transport, énergie et agriculture

La consommation électrique des secteurs du transport, de l'énergie et de l'agriculture croît à un rythme annuel moyen de 1,1% d'ici à 2030, soit +6 TWh par rapport à 2013.

Le développement des **véhicules électriques et hybrides rechargeables** demeure modeste, ralenti par la dégradation du contexte économique peu favorable aux investissements de la filière. La part de marché des VE dans les ventes annuelles de véhicules particuliers ou utilitaires s'établit à 1% en 2030, celle des VHR atteint 4% à ce même horizon. Le parc total de VE/VHR compte ainsi 1,1 millions d'unités en 2030 (moins de 3% des véhicules en circulation), dont 70% de VHR. Le mode de charge des batteries est à 60% naturelle et à 40% pilotée par un signal tarifaire. Le taux de croissance moyen annuel de la consommation électrique de cet usage émergent est particulièrement élevé (+28% par an d'ici à 2020 puis +15% à 2030) mais sa consommation n'atteint que 2,4 TWh en 2030.

Le **trafic de passagers**, tous modes de transport confondus, croît modestement d'ici à 2030 (+0,3% par an en moyenne) tout comme les parts modales du transport ferroviaire, urbain et interurbain (cf. tableau ci-après). Le **trafic de marchandises** évolue de façon corrélée avec la production industrielle en berne : -0,7% par an en moyenne d'ici à 2030. La part modale du **transport**

Évolution du trafic de passagers à l'horizon 2030 dans le scénario A « Croissance faible »

	2013	2030
Trafic passagers	990 Gpkm	1045 Gpkm
Part modale du transport ferroviaire interurbain	9,1%	10,8%
Part modale du transport ferroviaire urbain	1,6%	1,9%

ferroviaire pour le fret reste stable, à 14,2%. La consommation d'électricité du transport ferroviaire, passagers et marchandises confondus, croît de 1,3% par an en moyenne d'ici à 2030 (+3,0 TWh).

Enfin, la consommation du **secteur de l'énergie** (hors pertes) demeure stable d'ici à 2030, et celle de **l'agriculture** croît

modérément de 1,1% par an en moyenne avec +0,6 TWh d'ici à 2030.

Bilan énergétique

Au global, la consommation d'électricité de la France continentale se contracte de près de 31 TWh entre 2013 et 2030 dans le scénario A.

Consommation en énergie dans le scénario A « Croissance faible »

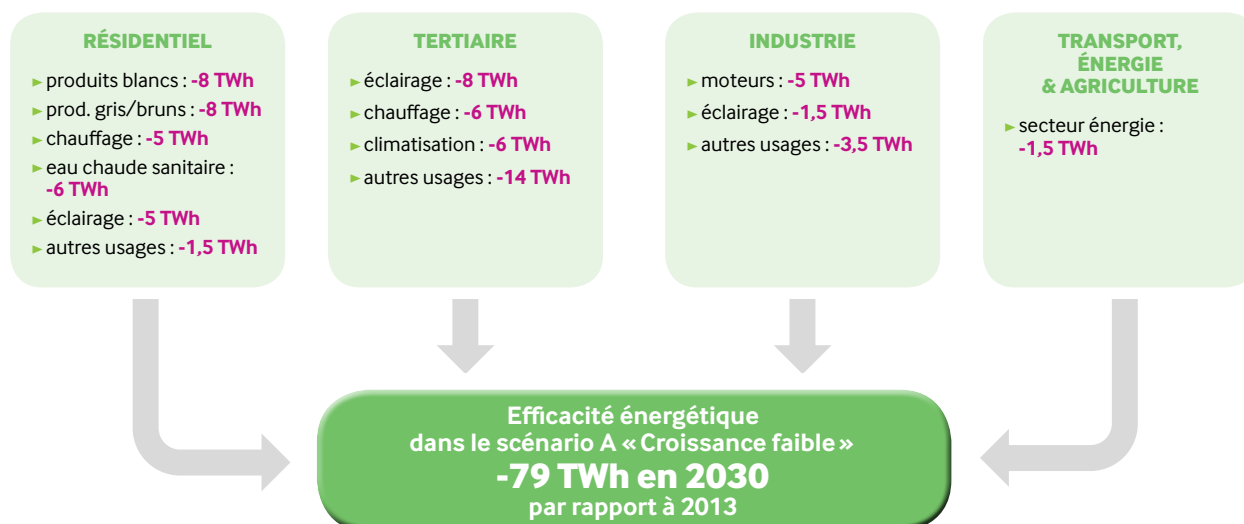
	Énergie annuelle en TWh à conditions de référence			TCAM*	
	2013**	2020	2030	2013-2020	2020-2030
Résidentiel	157,9	157,5	152,1	0,0%	-0,3%
Tertiaire	139,8	137,7	128,5	-0,2%	-0,7%
Industrie	116,7	107,1	99,3	-1,2%	-0,8%
Transport	12,8	14,5	18,1	1,8%	2,3%
Agriculture	3,3	3,6	4,0	1,2%	1,0%
Énergie (dont pertes réseau)	48,3	47,2	45,8	-0,3%	-0,3%
Consommation intérieure	478,7	467,6	447,8	-0,3%	-0,4%

* Taux de croissance annuel moyen

** Données provisoires

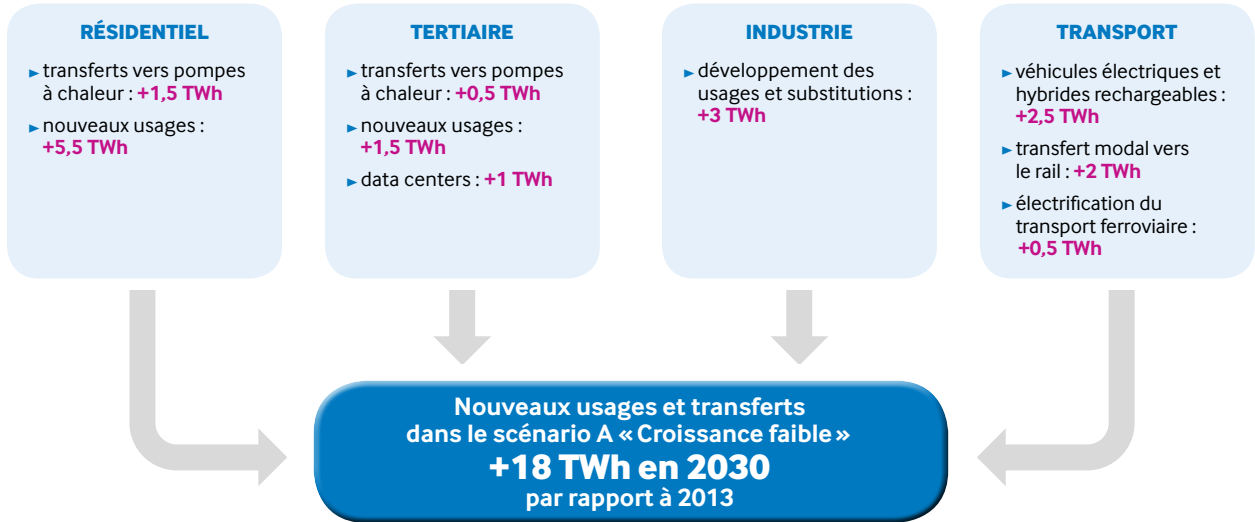
Cette évolution peut être décomposée en trois parties (cf. graphique ci-dessous) :

► une part « efficacité énergétique », qui évalue l'impact sur la demande totale de la réduction des consommations unitaires des équipements :



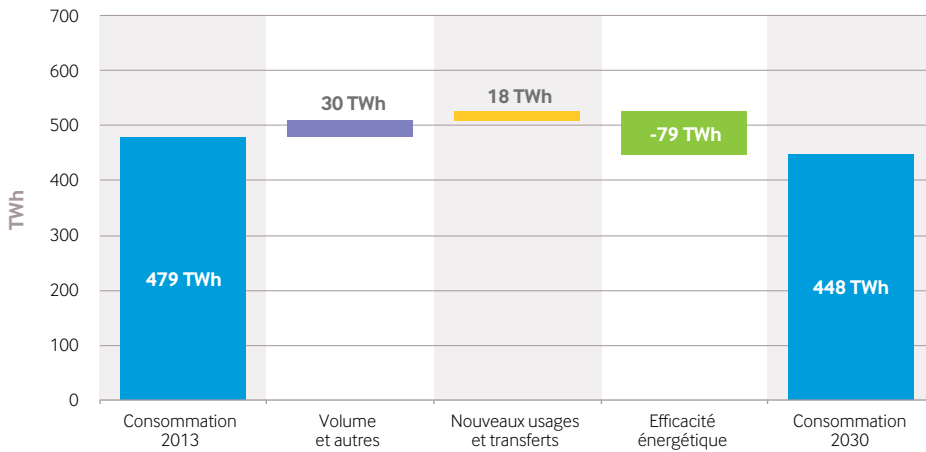


► une part « nouveaux usages et transferts », qui quantifie l'effet sur la demande du développement d'usages nouveaux (véhicules électriques par exemple) ou venant se substituer à d'autres formes d'énergie (pompes à chaleur en substitution de chaudières fioul par exemple) ;



► une part « volume », qui estime l'effet de la croissance du nombre de ménages et de l'activité économique, à consommation unitaire constante.

Décomposition de l'évolution de la consommation dans le scénario A « Croissance faible »



Bilan en puissance

Puissance à la pointe dans le scénario A « Croissance faible »

GW	Puissance à la pointe		TCAM*	
	2020	2030	2015-2020	2020-2030
Pointe à température de référence	83,2	80,1	-0,3%	-0,4%
Pointe « à une chance sur dix »	99,7	96,1	-0,2%	-0,4%

* Taux de croissance annuel moyen

Comme le montre le graphique ci-contre, l'indicateur de pointe «à une chance sur dix» décroît sur tout l'horizon d'étude du fait d'une demande en énergie également baissière. On peut toutefois noter que le rythme de la baisse est légèrement moins élevé pour l'indicateur de pointe «à une chance sur dix» que pour la demande en énergie. La baisse de la consommation concerne en effet très largement l'industrie, dont le profil d'appel de puissance est peu thermosensible.

6.2.3 Offre

Parc nucléaire

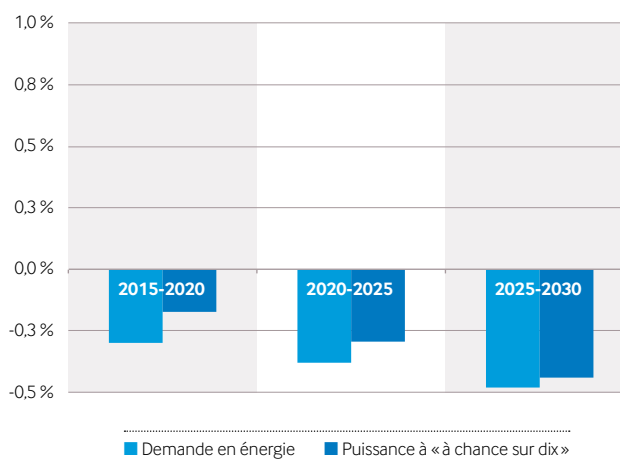
Ce scénario envisage une part toujours majoritaire du nucléaire dans la production nationale française, légèrement réduite à 70% contre près de 75% aujourd'hui. La capacité actuelle est progressivement réduite à 57,6 GW en 2030.

Parc renouvelable

Dans ce scénario, le développement des énergies renouvelables en Europe est faible. Ainsi, en France :

- ▶ le développement de la filière éolienne en mer se limite, d'ici à 2030, à l'atteinte des objectifs des deux appels d'offres actuellement en cours, avec l'installation de 2 GW entre 2020 et 2022, et la mise en service de 1 GW supplémentaire entre 2024 et 2026 ;
- ▶ la capacité éolienne terrestre est portée à 18,7 GW en 2030, suivant un rythme de progression de 600 MW par an jusqu'à 2020, puis 700 MW par an entre 2020 et 2030 ;
- ▶ le parc photovoltaïque atteint 12,3 GW en 2030, avec un taux moyen d'installation de 500 MW par an ;
- ▶ le parc thermique renouvelable reste stable par rapport à 2019 ;
- ▶ la technologie des hydroliennes ne parvient pas à s'imposer dans ce scénario. Aucun moyen de production de cette filière n'est pris en compte ;
- ▶ aucun projet hydraulique d'envergure n'est pris en compte dans ce scénario. L'hypothèse retenue est celle d'une stabilité du parc hydroélectrique.

Comparaison de la croissance de la demande en énergie et en puissance dans le scénario A « Croissance faible » Moyenne quinquennale du taux de croissance annuel



Stockage de masse

Dans ce scénario aucune capacité de stockage de masse supplémentaire n'est développée.

Parc thermique à flamme de base et de semi-base

Le parc thermique à flamme de base et semi-base subit une érosion d'environ 1,2 GW entre 2019 et 2030, due à l'âge avancé de certaines centrales, et aucune nouvelle construction n'est envisagée. En 2030, le parc résiduel est ainsi composé de 5,4 GW de cycles combinés au gaz et de 1,7 GW de centrales au charbon.

Le parc de cogénération voit sa capacité globale diminuer de 900 MW entre 2020 et 2030.

Moyens de pointe

Les moyens de pointe diminuent d'environ 1,7 GW entre 2019 et 2030, avec l'obsolescence d'une partie du parc, et aucune nouvelle construction n'est envisagée. En 2030, le parc est ainsi composé de 1,4 GW de turbines à combustion et de 3 GW d'effacement.



Offre en 2030 dans le scénario A « Croissance faible »

Valeurs au 1 ^{er} janvier en GW	2014	Scénario A « Croissance faible » en 2030
Nucléaire	63,1	57,6
Charbon	5,0	1,7
Cycles combinés au gaz	5,3	5,4
Moyens de pointe de production (fioul, turbines à combustions) et moyens d'effacement cumulables	10,0*	4,4
Thermique décentralisé non EnR	6,0	5,4
Thermique décentralisé EnR	1,1	1,4
Hydroélectricité (turbinage)	25,2	25,2
<i>dont STEP</i>	4,3	4,3
Éolien	8,1	21,7
<i>dont éolien terrestre</i>	8,1	18,7
<i>dont éolien en mer</i>	0,0	3,0
Photovoltaïque	4,3	12,3
Hydroliennes	0,0	0,0

* Effacements cumulables connus de RTE

6.2.4 Hypothèses européennes

Les principales hypothèses du système ouest-européen en 2030 dans le scénario A « Croissance faible » sont résumées ci-dessous.

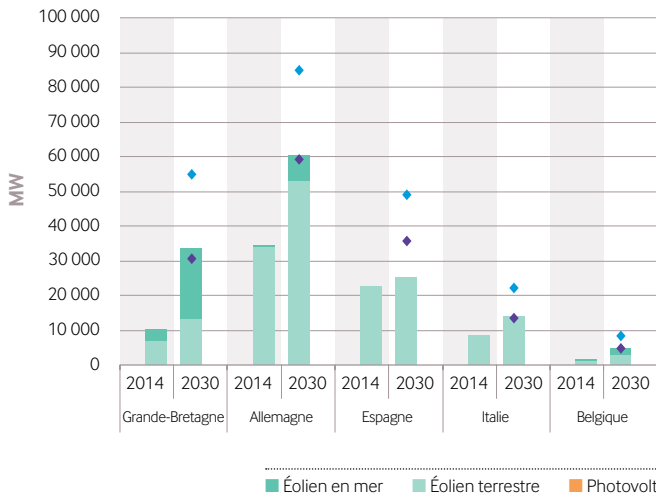
- Une contraction de la demande dans beaucoup de pays ;

Évolution de la demande dans le scénario A « Croissance faible »
Énergie annuelle

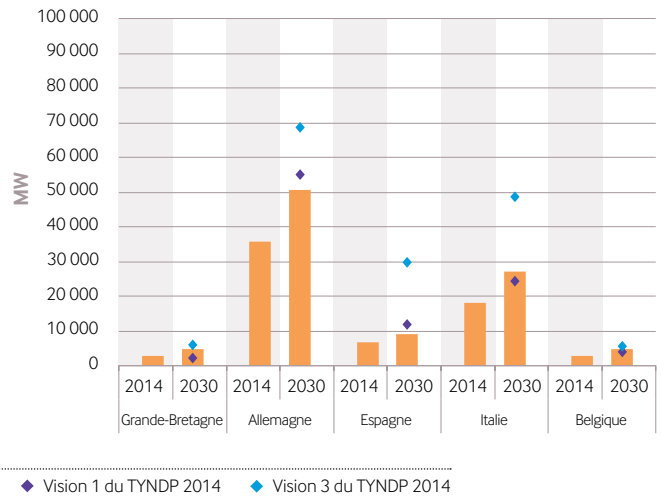


► Une dynamique modeste du développement des capacités éolienne et solaire ;

Développement du parc éolien dans le scénario A « Croissance faible »
Puissance au 1^{er} janvier

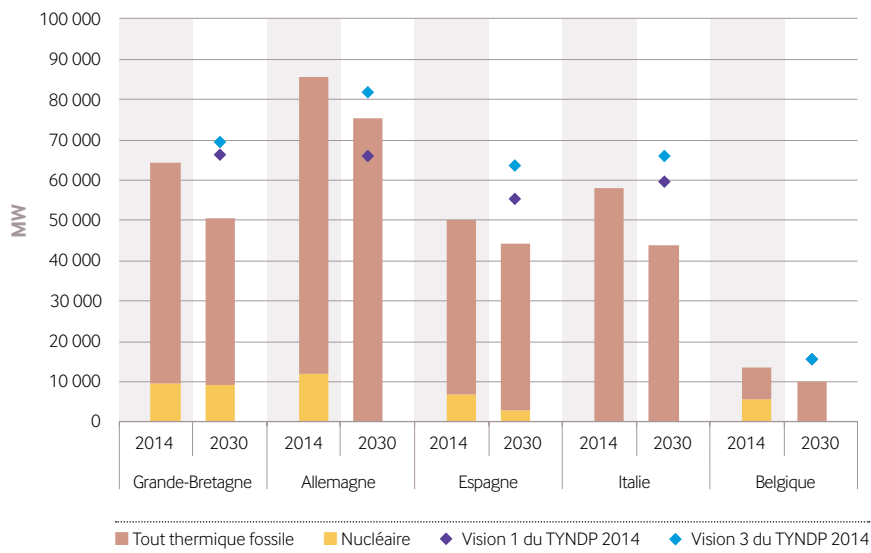


Développement du parc photovoltaïque dans le scénario A « Croissance faible »
Puissance au 1^{er} janvier



- Une stabilité du parc de production hydroélectrique ;
- Une stabilité des capacités de stockage de masse ;
- Un recul marqué des capacités thermiques à flamme et nucléaire.

Développement du parc thermique dans le scénario A « Croissance faible »
Puissance au 1^{er} janvier



6.2.5 Interconnexions

Les investissements consacrés au développement et au renforcement du réseau d'interconnexions français sont limités. Toutefois, des renforcements des réseaux nationaux, en France ou à l'étranger, ainsi que le projet du remplacement des câbles actuels par des câbles à faible dilatation de la ligne Avelin-

Mastaing-Avelghem, sur la frontière avec la Belgique, conduisent à des capacités d'échanges un peu plus élevées qu'en 2019.

La capacité totale d'import est donc portée à 16 GW en hiver, contre 9 GW pour l'hiver 2014-2015. La somme des capacités d'export hivernales peut atteindre 19,5 GW.



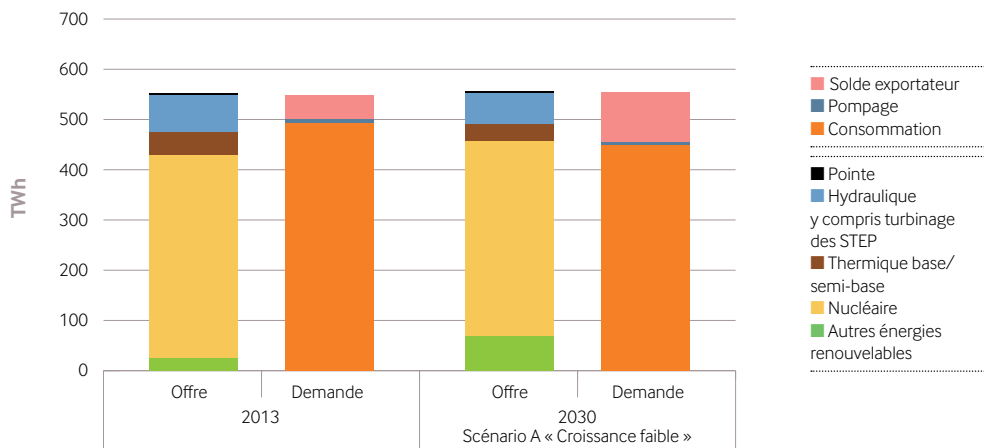
6.2.6 Mix électrique

Les bilans énergétiques sont issus des simulations de fonctionnement du système électrique ouest-européen.

Bilan énergétique en 2030 dans le scénario A « Croissance faible »
Énergie annuelle

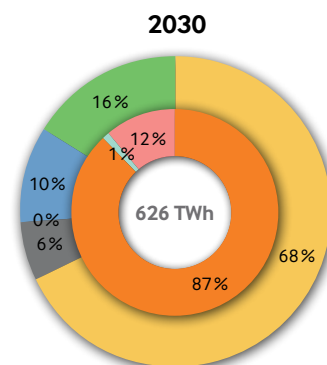
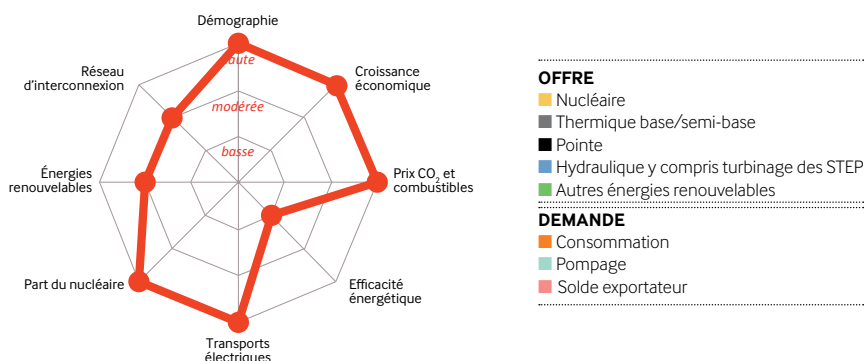
TWh	2013	Scénario A « Croissance faible » en 2030
Consommation nationale	493,4	447,8
<i>dont efficacité énergétique</i>	0,0	-79,0
Pompage	7,1	6,7
Solde exportateur	49,2	99,4
Demande totale	549,7	553,9
Nucléaire	403,8	386,6
Charbon	20,0	10,2
Cycles combinés au gaz	8,2	11,4
Moyens de pointe de production (fioul, turbines à combustions) et d'effacement (cumulables)	1,1	0,1
Thermique décentralisé non EnR	16,8	12,9
Thermique décentralisé EnR	4,6	6,0
Hydroélectricité (y compris turbinage des STEP)	74,8	63,4
Éolien	15,9	48,2
Photovoltaïque	4,5	15,2
Hydroliennes	0,0	0,0
Offre totale	549,7	553,9
Couverture de la consommation par les EnR	19,2%	28,5%
Ratio nucléaire dans le mix de production	73,4%	69,8%
Émissions de CO₂ (MtCO₂)	29,2	19,0

Évolution du mix de production français entre 2013 et 2030 dans le scénario A « Croissance faible »
Énergie annuelle



6.3 Scénario B

6.3.1 Cadre général



Ce scénario B ou « Consommation forte » suppose un développement dynamique du système autour d'une électrification poussée alliant le développement des usages électriques et un effort relativement modeste d'efficacité énergétique, une poursuite des politiques énergétiques existantes de développement des énergies renouvelables et une capacité nucléaire égale au plafond des 63,2 GW fixé par le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte.

Les transferts et nouveaux usages, dont les véhicules électriques, portent la consommation à 545 TWh en 2030 (soit +14% sur la période), malgré 82 TWh d'efficacité énergétique. La pointe à « une chance sur dix » croît de 14 GW pour atteindre 114 GW en 2030.

Les énergies renouvelables couvrent 30% de la consommation finale (hors pompage). La capacité totale d'import en hiver est portée à 20 GW, contre 9 GW pour l'hiver 2014/2015. La capacité maximale d'export peut atteindre 25 GW. La part du nucléaire est maintenue à près de 70% du mix de production et conduit à un solde des échanges internationaux largement exportateur. Compte tenu de la réglementation et de la durée d'exploitation des groupes, une dizaine de gigawatts de production thermique à flamme en service aujourd'hui sont déclassés d'ici à 2030.

De nouvelles capacités de pointe (5,5 GW de production ou d'effacement) sont alors nécessaires à l'équilibre du système en 2030.

Les chiffres-clés du scénario B

Hypothèses	Scénario B « Consommation forte » en 2030
Démographie	Population : 68,8 millions (+0,46 % par an) Ménages : 32,1 millions (+0,83 % par an)
Croissance économique	TCAM 2015-2030 : +1,9 %
Prix CO₂ et combustibles	Scénario de prix « 450 ppm » du World Energy Outlook (AIE) : prix du CO ₂ très élevé (95 €/tonne), groupes au charbon plus chers que les cycles combinés au gaz.
Efficacité énergétique	Un effort de 16%, soit -82 TWh pour 546 TWh de consommation. Rénovation thermique : 350 000 logements par an, 10 millions de m ² tertiaires par an.
Transports électriques	7,1 millions de VE/VHR
Part du nucléaire	Une capacité de 63,2 GW et près de 70% de la production totale
Énergies renouvelables	Les énergies renouvelables couvrent 29,1 % de la consommation. Le parc comprend notamment 24,4 GW d'éolien terrestre, 5,5 GW d'éolien en mer, 16,4 GW de photovoltaïque et 1,5 GW d'hydrolien.
Réseau d'interconnexion	Capacité maximale d'import hivernale : 20 GW Capacité maximale d'export : 25 GW



6.3.2 Demande

Résidentiel

La consommation électrique résidentielle atteint 171 TWh en 2030, soit une hausse de 13 TWh par rapport à 2013.

La consommation du **chauffage** électrique est estimée à 45 TWh en 2030 contre 43,5 TWh en 2013. L'effet haussier de la croissance du parc de logements chauffés à l'électricité est supérieur à celui, baissier, des réglementations thermiques et des rénovations. On peut toutefois souligner que l'écart entre ces effets s'amointrit en fin de période.

- 390 000 **nouveaux logements** sont construits annuellement en moyenne d'ici à 2030 et 37% d'entre eux sont chauffés à l'électricité (hors biénergie). La consommation moyenne de chauffage électrique d'un logement neuf est réduite de 60% d'ici à 2030. La consommation annuelle de chauffage électrique des logements construits après 2013 est estimée à 6 TWh en 2030 ;
- Chaque année, 350 000 logements font l'objet d'une rénovation thermique, dont le quart concerne des logements chauffés à l'électricité⁹⁰, avec un gain d'efficacité énergétique estimé à 10%. En moyenne, 1,5% des logements individuels chauffés au fioul sont équipés de pompes à chaleur air/eau ou géothermiques. Avec ces hypothèses, la consommation de chauffage du parc construit avant 2013 baisse de 11% entre 2013 et 2030, soit une baisse de 4,5 TWh à l'horizon 2030.

La croissance moyenne du taux d'équipement en **ventilation** (principalement hygroréglable) est estimée à 3,6% par an. La consommation de la ventilation atteint 7 TWh en 2030. Le taux d'équipement des ménages en **climatisation** s'établit à 9% en 2030, avec une consommation estimée à 1,3 TWh.

Résidences principales à l'horizon 2030 dans le scénario B « Consommation forte »

en millions	2030
Nombre de résidences principales	32,1
<i>dont chauffées à l'électricité*</i>	13,6
Parc de pompes à chaleur	5,0

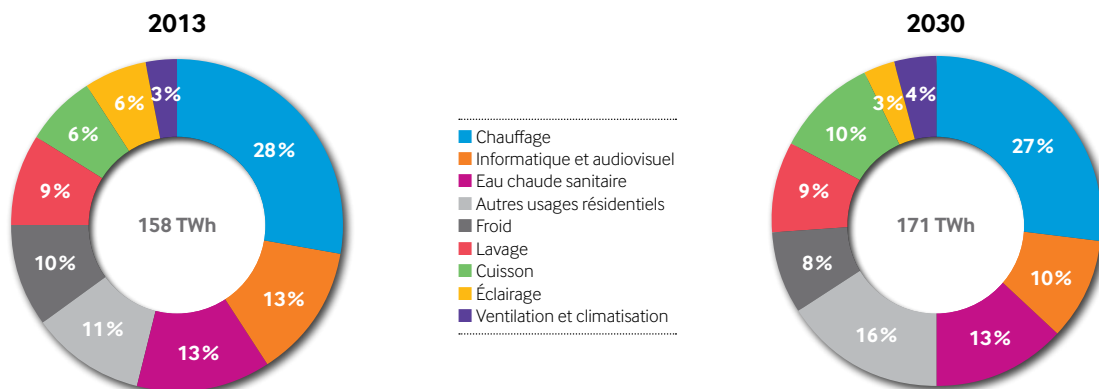
*y compris biénergie

L'effet des directives éco-conception et étiquetage énergétique se traduit par la baisse notable des consommations unitaires de nombreux appareils électriques d'ici à 2030.

- Cet effet conduit à la baisse de près de 14% de la consommation des **équipements informatiques et multimédia** entre 2013 et 2030 (de 21 TWh à 18 TWh), malgré la croissance significative du parc d'équipements, portée par la démographie et la diffusion des nouvelles technologies.
- Sous l'effet complémentaire de la réglementation thermique, la consommation des chauffe-eau électriques est stable entre 2013 et 2030 (20 TWh), malgré leur nombre croissant (+1,5% en moyenne par an⁹¹). 30% des **chauffe-eau électriques** en fonctionnement en 2030 sont des chauffe-eau thermodynamiques contre 2% en 2013.
- La consommation d'**éclairage** résidentiel se contracte de près de 40% entre 2013 et 2030 et atteint presque 6 TWh en 2030.

Le graphique en page suivante permet de comparer les consommations unitaires de l'ensemble du parc des équipements en fonctionnement en 2013 avec celles des équipements en fonctionnement en 2030.

Répartition par usages de la consommation électrique du secteur résidentiel dans le scénario B « Consommation forte »



⁹⁰ Ce ratio correspond à la part du chauffage électrique dans le parc construit avant 1975, biénergie comprise, la majorité des rénovations portant sur ce parc.

⁹¹ Ceci inclut également les chauffe-eau avec un appoint électrique.

La dynamique de développement des **autres usages résidentiels** (petit électroménager, domotique, alarmes, chargeurs, piscines, équipements des résidences secondaires, auxiliaires de chauffage, nouveaux usages...) se poursuit avec une augmentation de leur consommation de près de 9 TWh entre 2013 et 2030 où elle atteint 27 TWh. La hausse du taux d'équipement en appareils de **cuisson** électriques est prolongée avec un taux annuel moyen de +1,2% et porte leur consommation à 17 TWh en 2030.

Le graphique ci-contre présente l'évolution des consommations d'électricité des différents usages résidentiels en prenant en compte les effets « volume » et l'évolution des consommations unitaires décrits ci-dessus. La consommation d'un usage croît lorsque son développement l'emporte sur l'efficacité énergétique.

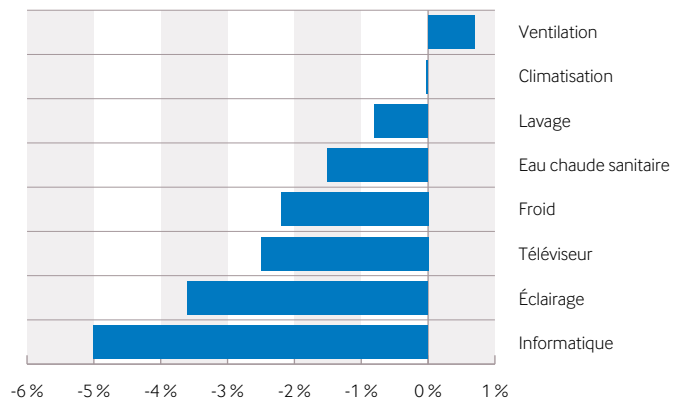
Tertiaire

Le contexte économique se prête à une spécialisation de l'appareil productif et technologique vers une économie servicielle qui favorise l'essor des activités tertiaires à long terme. La dynamique soutenue de l'activité porte la croissance de la demande électrique à 15,1 TWh entre 2013 et 2030. Néanmoins, cette croissance ralentit progressivement, elle s'établit en moyenne annuelle à 0,9% entre 2013 et 2020, puis seulement 0,4% entre 2020 et 2030 sous l'effet de l'efficacité énergétique.

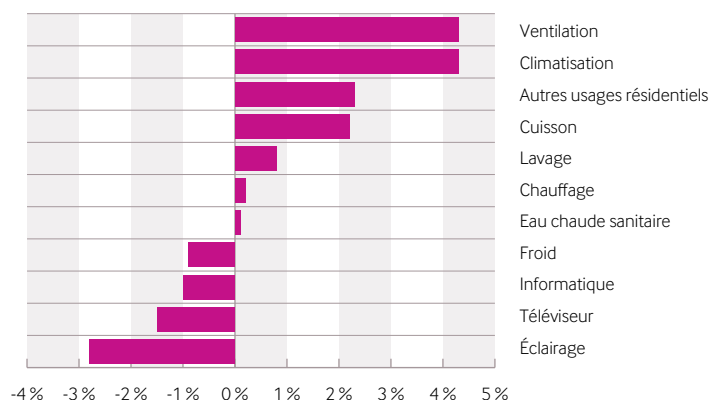
La consommation de **l'éclairage** des bâtiments est fortement réduite par la pénétration des technologies LED : -3,7 TWh d'ici à 2030 avec 14 millions de m² de **construction** annuelle et 10 millions de m² de **rénovation** chaque année.

La consommation du **chauffage électrique** reste stable d'ici à 2030. La consommation de chauffage au mètre carré d'un bâtiment

Amélioration de l'efficacité énergétique moyenne des usages résidentiels entre 2013 et 2030 dans le scénario B « Consommation forte »
Taux de croissance annuel moyen des consommations unitaires d'électricité par ménage équipé



Taux de croissance annuel moyen des consommations d'électricité des usages résidentiels entre 2013 et 2030 dans le scénario B « Consommation forte »



Répartition par usages de la consommation électrique du secteur tertiaire dans le scénario B « Consommation forte »





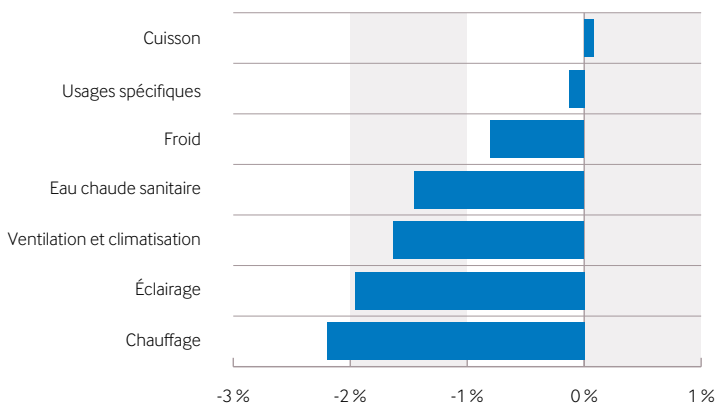
neuf chauffé à l'électricité en 2030 est notamment réduite de 90% par rapport aux bâtiments neufs pré-RT 2012. Les pompes à chaleur portent à 33% en 2030 la part des bâtiments tertiaires chauffés à l'électricité. En moyenne annuelle, 2,8 millions de m² chauffés à l'électricité font l'objet de **renovation**, 5 millions de m² améliorent leur chauffage électrique et 1,2 millions de m² font l'objet d'un **transfert** d'usage vers l'électricité.

Surfaces tertiaires chauffées à l'horizon 2030 dans le scénario B « Consommation forte »

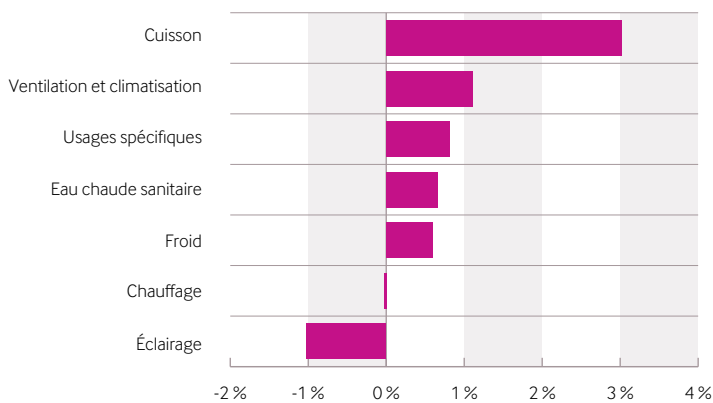
en millions de m ²	2013*	2030
Surfaces tertiaires chauffées	940	1 107
<i>dont chauffées à l'électricité</i>	252	366

* données estimatives

Taux de croissance annuel moyen des consommations d'électricité par m² équipé des usages tertiaires entre 2013 et 2030 dans le scénario B « Consommation forte »



Taux de croissance annuel moyen des consommations d'électricité des usages tertiaires entre 2013 et 2030 dans le scénario B « Consommation forte »



A contrario, les consommations d'électricité de **ventilation et climatisation** augmentent de 3,4 TWh entre 2013 et 2030. L'effet baissier de l'amélioration technologique est compensé par l'accroissement des surfaces équipées qui représentent 38% du parc tertiaire en 2030.

La consommation d'électricité de la **cuisson** admet la plus forte dynamique : +3,9 TWh entre 2013 et 2030, portée par l'essor marqué de la restauration et l'attractivité des solutions de cuisson électrique.

La consommation au mètre carré des **centres de traitement de données** baisse de 30% entre 2013 et 2030, mais leur développement particulièrement dynamique pousse leur consommation totale : +4 TWh.

L'effet baissier de l'efficacité énergétique de l'**éclairage public** atteint 22% en 2030, mais est partiellement compensé par l'accroissement du besoin : la consommation d'électricité baisse de 0,5 TWh d'ici à 2030.

Compte tenu de la croissance des surfaces, les consommations d'électricité des différents usages évoluent selon le graphique ci-contre. La consommation d'un usage croît lorsque son développement l'emporte sur les gains d'efficacité énergétique.

Industrie

L'hypothèse de croissance retenue permet à la consommation électrique industrielle de retrouver le chemin de la croissance, avec un niveau de 130,5 TWh en 2030, en hausse de 14 TWh par rapport à 2013 mais encore inférieur toutefois à celui d'avant-crise. Cette croissance de 0,7% par an en moyenne est sensiblement de même niveau à moyen terme (+0,7% par an en moyenne entre 2013 et 2020) et à plus long terme (+0,6% par an en moyenne entre 2020 et 2030).

Cette hausse est principalement tirée par le rebond de l'**activité économique** qui entraîne celui de la production industrielle (+1,0% par an en moyenne entre 2013 et 2030) qui retrouve ainsi en 2030 son niveau d'avant-crise, avec un effet haussier sur la consommation d'électricité de 22 TWh.

Cette reprise profite à l'ensemble des branches industrielles, notamment les minéraux et matériaux (+1,6% par an en moyenne entre 2013 et 2030), l'industrie agroalimentaire (+1,4%) et la construction automobile (+1,3%), cette dernière étant stimulée dans ce scénario par l'essor de la production de véhicules électriques en France.

L'effet de la reprise de l'activité économique est partiellement compensé par l'impact croissant des mesures d'**efficacité énergétique**, encouragées par un contexte propice à l'investissement : leur effet est estimé à 12,5 TWh à l'horizon 2030, dont un gain de 6,5 TWh lié aux moteurs.

Enfin, le **développement des usages** de l'électricité dans les procédés conduit à un accroissement de 4,5 TWh de la consommation industrielle d'ici à 2030.

Au final, l'ensemble de ces évolutions conduisent à une consommation croissante, pour l'ensemble de l'industrie et pour chacune des branches industrielles, avec toutefois des disparités marquées.

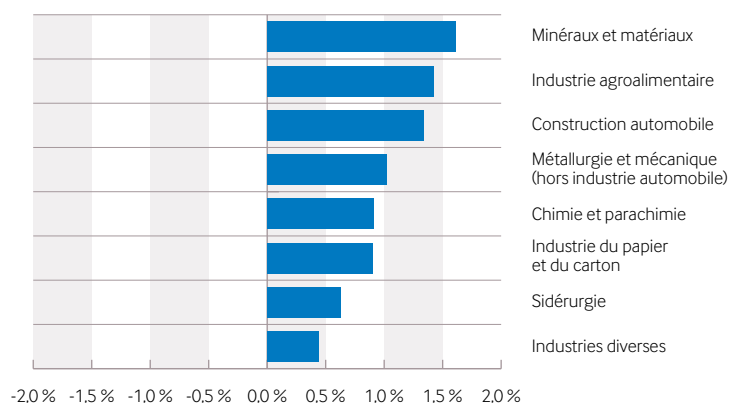
Transport, énergie et agriculture

La consommation électrique des secteurs du transport, de l'énergie et de l'agriculture croît à un rythme annuel moyen de 3,3% d'ici à 2030, soit +20 TWh par rapport à 2013.

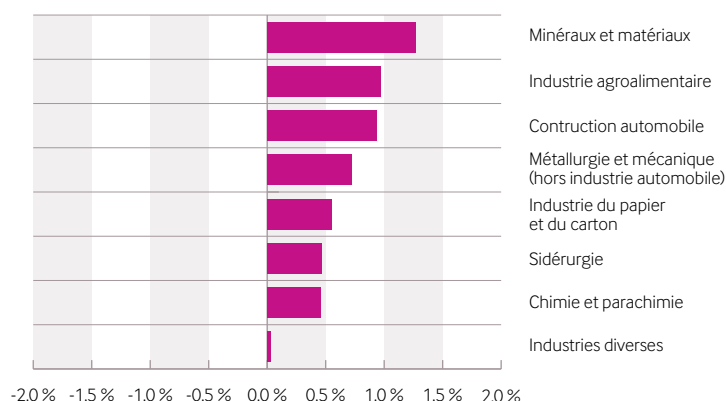
Les **véhicules électriques et hybrides rechargeables** connaissent un essor soutenu, dans un contexte favorable aux investissements, aux déplacements et aux usages de l'électricité. La part de marché des VE dans les ventes annuelles de véhicules particuliers ou utilitaires prend de l'ampleur jusqu'à atteindre 10% en 2030, celle des VHR atteint 24% à ce même horizon. Le parc total de VE/VHR compte ainsi 7,1 millions d'unités en 2030 (soit 16% des véhicules en circulation), dont 70% de VHR. Le mode de charge des batteries se fait à 60% en charge naturelle et à 40% en charge pilotée par un signal tarifaire. Le taux de croissance annuel moyen de la consommation électrique de cet usage émergent est particulièrement élevé (+51% par an d'ici à 2020, puis +23% par an entre 2020 et 2030) et sa consommation atteint 15,1 TWh en 2030.

Le trafic de **passagers** en France, tous modes de transport confondus, croît de 0,5% par an en moyenne d'ici à 2030 et la hausse tendancielle des parts modales du transport ferroviaire, urbain et interurbain, se poursuit (cf. tableau ci-contre). Le **trafic de marchandises** évolue de façon corrélée avec la production industrielle et augmente de 1,5% par an en moyenne d'ici à 2030. Ce scénario considère par ailleurs une stabilité de la part modale du **transport ferroviaire** pour le fret, à 14,2%. Ainsi, la consommation d'électricité du transport ferroviaire, passagers et marchandises confondus, croît de 1,7% par an en moyenne d'ici à 2030 (+4 TWh).

Taux de croissance annuel moyen de la production industrielle en volume entre 2013 et 2030 dans le scénario B « Consommation forte »



Taux de croissance annuel moyen de la consommation électrique par branche industrielle entre 2013 et 2030 dans le scénario B « Consommation forte »



Évolution du trafic de passagers à l'horizon 2030 dans le scénario B « Consommation forte »

	2013	2030
Trafic passagers	990 Gpkm	1070 Gpkm
Part modale du transport ferroviaire interurbain	9,1%	10,8%
Part modale du transport ferroviaire urbain	1,6%	1,9%



Enfin, la consommation électrique du **secteur de l'énergie** (hors pertes) devrait croître légèrement de 0,2% par an en moyenne à l'horizon 2030 (soit une hausse de 0,4 TWh d'ici à 2030), et celle de l'agriculture de 1,1% par an en moyenne (soit une hausse de 0,6 TWh d'ici à 2030).

Bilan énergétique

Au global, la consommation d'électricité de la France continentale croît de plus de 7 TWh entre 2013 et 2030 dans le scénario B « Consommation forte ».

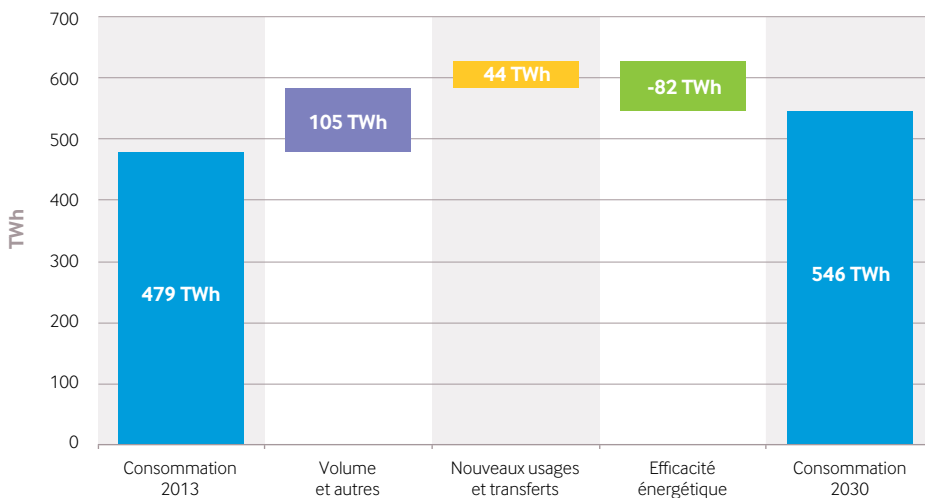
Consommation en énergie dans le scénario B « Consommation forte »

	Énergie annuelle en TWh à conditions de référence			TCAM*	
	2013**	2020	2030	2013-2020	2020-2030
Résidentiel	157,9	164,8	170,7	0,6%	0,4%
Tertiaire	139,8	149,2	154,9	0,9%	0,4%
Industrie	116,7	122,7	130,5	0,7%	0,6%
Transport	12,8	16,2	31,8	3,5%	7,0%
Agriculture	3,3	3,6	4,0	1,2%	1,0%
Énergie (dont pertes réseau)	48,3	50,6	53,8	0,7%	0,6%
Consommation intérieure	478,7	507,1	545,8	0,8%	0,7%

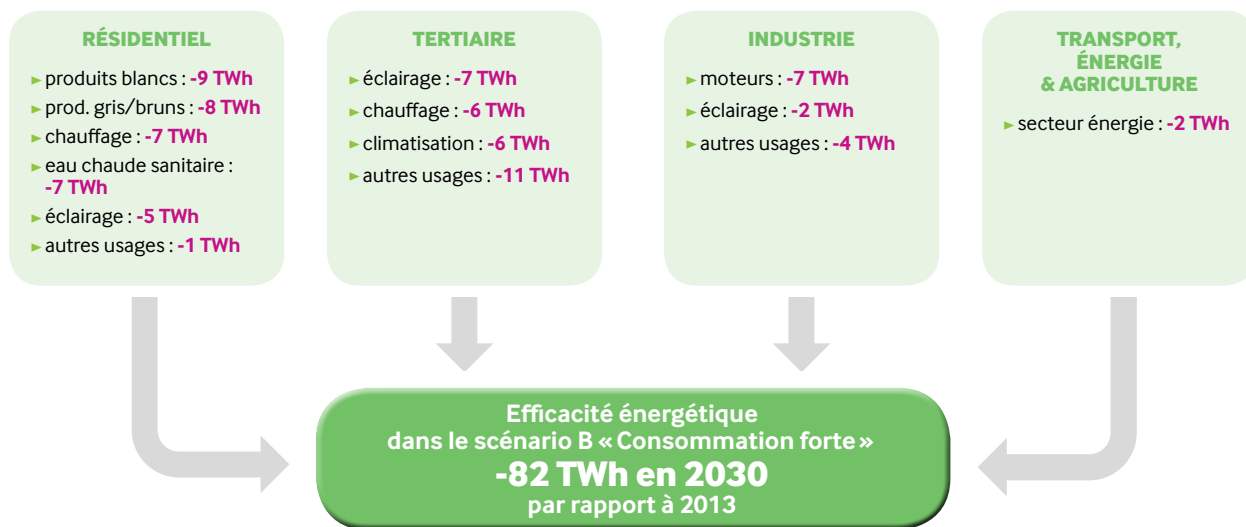
* Taux de croissance annuel moyen ** Données provisoires

Le graphique suivant montre le poids des différents effets contributifs à l'évolution de la consommation entre 2013 et 2030.

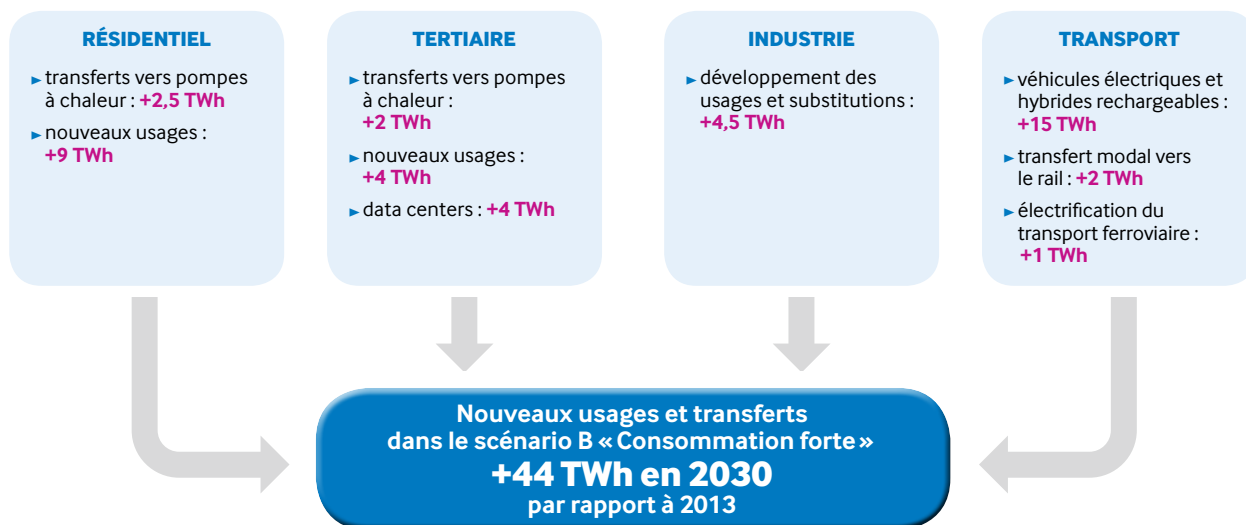
Décomposition de la croissance de la consommation dans le scénario B « Consommation forte »



Le graphique ci-dessous détaille, par secteur, la part liée à l'efficacité énergétique.



Le graphique ci-dessous détaille, par secteur, la part liée aux nouveaux usages et aux transferts.



Bilan en puissance

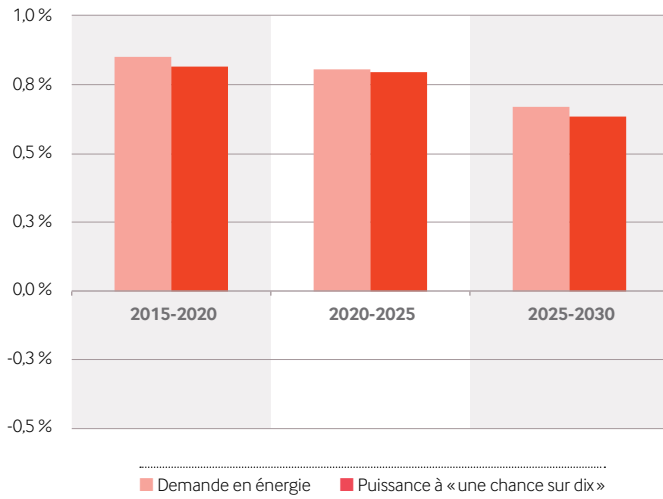
Puissance à la pointe dans le scénario B « Consommation forte »

GW	Puissance à la pointe		TCAM*	
	2020	2030	2015-2020	2020-2030
Pointe à température de référence	89,0	96,6	+0,8%	+0,8%
Pointe « à une chance sur dix »	106,1	114,0	+0,8%	+0,7%

* Taux de croissance annuel moyen



Comparaison de la croissance de la demande en énergie et en puissance dans le scénario B « Consommation forte »
Moyenne quinquennale du taux de croissance annuel



Comme le montre le graphique ci-dessus, l'indicateur de pointe à « une chance sur dix », donc la thermosensibilité, croît désormais sensiblement au même rythme que l'énergie alors que les pics de puissance ont crû de deux à trois fois plus vite que la demande en énergie au cours de la dernière décennie. Ceci traduit notamment l'amélioration de l'efficacité énergétique dans les bâtiments.

6.3.3 Offre

Parc nucléaire

Ce scénario envisage une part toujours majoritaire du nucléaire dans la production nationale française, légèrement en retrait par rapport aux 75% aujourd'hui. La capacité du parc est maintenue aux alentours de 63 GW à l'horizon 2030, sans dépasser ce niveau.

Parc renouvelable

Le parc de production à partir d'énergies renouvelables suit un rythme de développement dynamique, toutefois limité par les contraintes économiques :

- ▶ la capacité éolienne terrestre est portée à 24,4 GW en 2030, après une croissance modérée de 800 MW par an de 2015 à 2020 puis une relance entre 2020 et 2030 menant à un rythme de l'ordre de 1 150 MW par an ;
- ▶ à la suite de la mise en service, entre 2019 et 2025, des 3 GW prévus dans les deux premiers appels d'offres, la dynamique de développement de la filière éolienne en mer française se poursuit avec un rythme de 500 MW par an, donnant lieu à un parc d'une puissance de 5,5 GW en 2030 ;
- ▶ le parc photovoltaïque atteint 16,4 GW en 2030, après un rythme d'installation de 700 MW par an entre 2015 et 2020, puis de 800 MW par an entre 2020 et 2030 ;
- ▶ les filières biogaz et biomasse suivent un développement assez faible de 10 MW par an chacune ;
- ▶ la filière hydrolienne se développe à hauteur de 1,5 GW en 2030 ;
- ▶ aucun projet hydraulique d'envergure n'est pris en compte dans ce scénario. L'hypothèse retenue est celle d'une stabilité du parc hydroélectrique.

Stockage de masse

Dans ce scénario aucune capacité de stockage de masse supplémentaire n'est développée.

Parc thermique à flamme de base et de semi-base

Le parc thermique à flamme centralisé subit une érosion d'environ 1,2 GW entre 2019 et 2030, avec l'âge avancé de certaines centrales, et aucune nouvelle construction n'est envisagée. En 2030, le parc est ainsi composé de 5,4 GW de cycles combinés au gaz et de 1,7 GW de centrales au charbon.

Le parc de cogénération voit sa capacité globale diminuer de 900 MW entre 2020 et 2030.

Moyens de pointe

Les moyens de pointe présents en 2019 subissent environ 1,7 GW de fermetures entre 2019 et 2030, avec l'obsolescence d'une partie du parc, et la mise en place de 5,5 GW de moyens supplémentaires est engagée. En 2030, les moyens de production de pointe et d'effacement représentent 9,9 GW.

Offre en 2030 dans le scénario B « Consommation forte »

Valeurs au 1 ^{er} janvier en GW	2014	Scénario B « Consommation forte » en 2030
Nucléaire	63,1	63,0
Charbon	5,0	1,7
Cycles combinés au gaz	5,3	5,4
Moyens de pointe de production (fioul, turbines à combustions) et moyens d'effacement cumulables	10,0*	9,9
Thermique décentralisé non EnR	6,0	5,4
Thermique décentralisé EnR	1,1	1,6
Hydroélectricité (turbinage)	25,2	25,2
<i>dont STEP</i>	4,3	4,3
Éolien	8,1	29,9
<i>dont éolien terrestre</i>	8,1	24,4
<i>dont éolien en mer</i>	0,0	5,5
Photovoltaïque	4,3	16,4
Hydroliennes	0,0	1,5

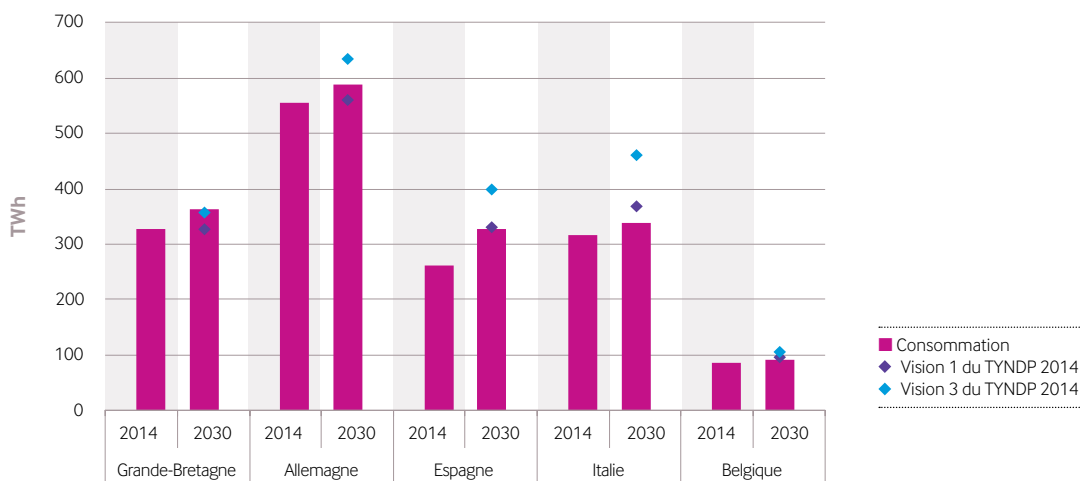
* Effacements cumulables connus de RTE

6.3.4 Hypothèses européennes

Les principales hypothèses du système ouest-européen en 2030 dans le scénario B « Consommation forte » sont résumées ci-dessous.

- Une demande qui s'inscrit à la hausse dans la plupart des pays ;

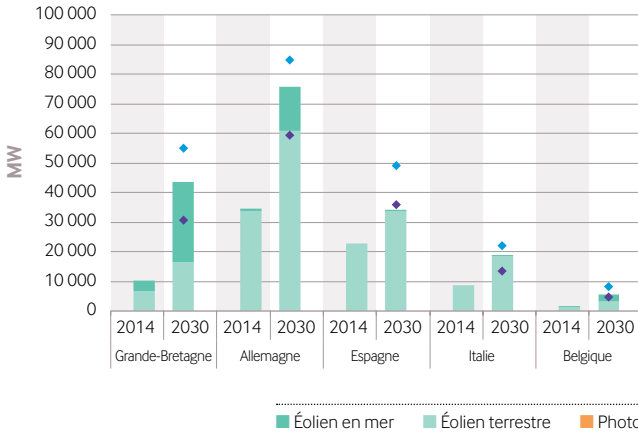
Évolution de la demande dans le scénario B « Consommation forte »
Énergie annuelle



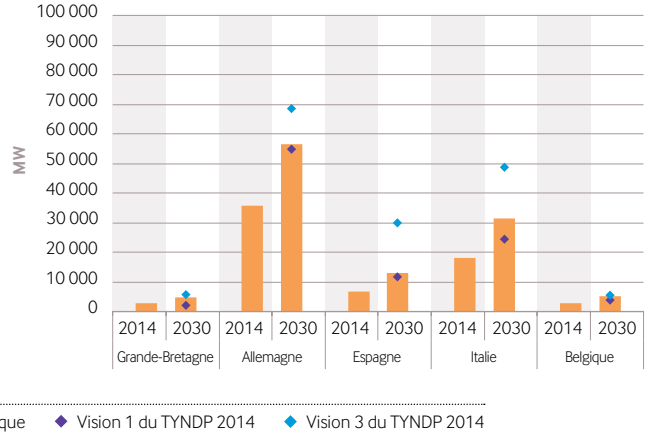


► Une dynamique soutenue du développement des capacités éolienne et solaire ;

Développement du parc éolien dans le scénario B « Consommation forte »
Puissance au 1^{er} janvier



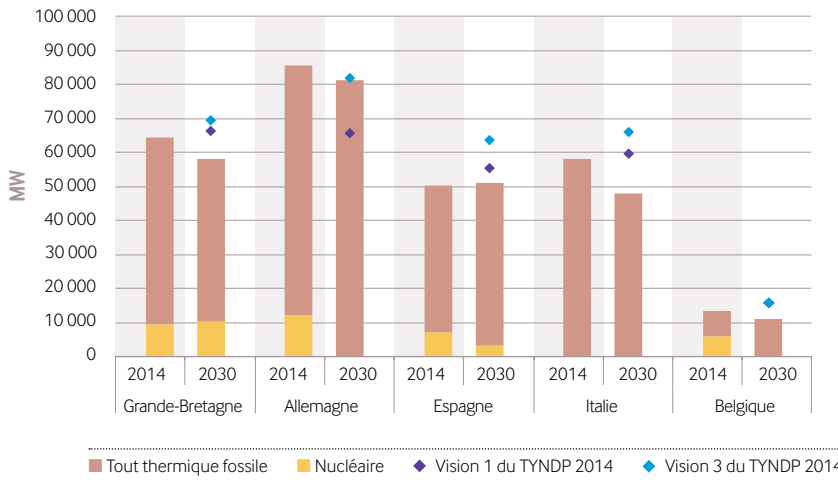
Développement du parc photovoltaïque dans le scénario B « Consommation forte »
Puissance au 1^{er} janvier



■ Éolien en mer ■ Éolien terrestre ■ Photovoltaïque ◆ Vision 1 du TYNDP 2014 ◆ Vision 3 du TYNDP 2014

- Une stabilité du parc de production hydroélectrique ;
- Une stabilité des capacités de stockage ;
- Un recul modéré des capacités thermiques à flamme et marqué de la filière nucléaire.

Développement du parc thermique dans le scénario B « Consommation forte »
Puissance au 1^{er} janvier



■ Tout thermique fossile ■ Nucléaire ◆ Vision 1 du TYNDP 2014 ◆ Vision 3 du TYNDP 2014

6.3.5 Interconnexions

Dans ce scénario, l'accent est mis sur le développement et le renforcement des capacités d'interconnexion entre la France et les pays voisins.

- Les échanges avec la Grande-Bretagne se voient dotés d'une nouvelle liaison de 1 000 MW supplémentaires, s'ajoutant aux 3 000 MW déjà en service fin 2019 ;
- La création d'une nouvelle ligne à courant continu à travers le golfe de Gascogne, entre le Pays basque espagnol et l'Aqui-

taine, permet d'atteindre une capacité d'interconnexion d'environ 5 000 MW entre la France et l'Espagne ;

- Des investissements sont réalisés sur la frontière entre la France et l'Allemagne, avec le renforcement d'une liaison d'interconnexion au nord, et le passage à 400kV d'un circuit actuellement exploité à 225 KV sur l'autre interconnexion située plus au sud ;
- Entre la France et la Suisse, un changement de conducteurs de la liaison transfrontalière à deux circuits 225 kV Génissiat-Verbois permet une augmentation de transit surtout dans le sens des exports ;

► Enfin, le remplacement des câbles actuels par des câbles à faible dilatation de la ligne Avelin-Mastaing-Avelghem, sur la frontière avec la Belgique, permet un gain de l'ordre de 30 % de la capacité physique de l'ouvrage.

La capacité totale d'import en hiver est portée à 20 GW, contre 9 GW pour l'hiver 2014-2015. La somme des capacités d'export hivernales peut atteindre 25 GW.

6.3.6 Mix électrique

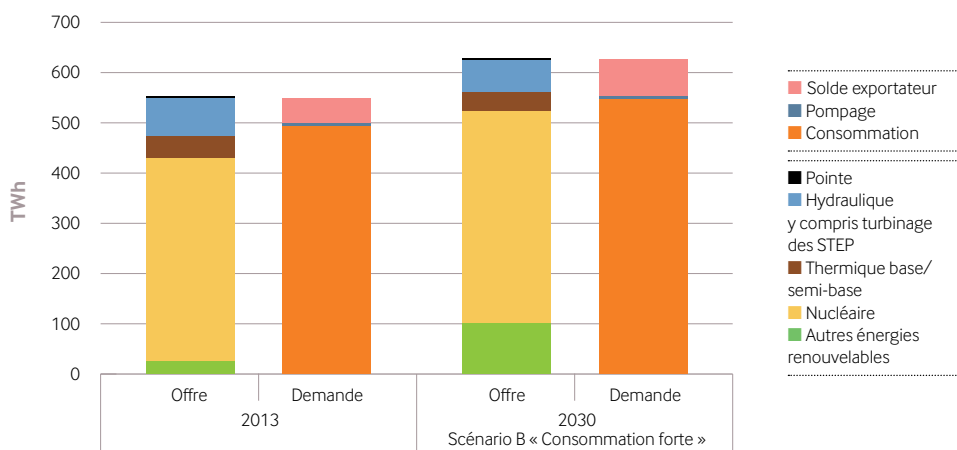
Les bilans énergétiques issus des simulations de fonctionnement du système électrique ouest-européen sont présentés ci-dessous.

À puissance installée constante, d'autres répartitions des investissements entre les filières de semi-base et de pointe sont envisageables. Elles conduiraient essentiellement à des niveaux de production différents de ces deux filières et donc à des volumes d'exports différents.

Bilan énergétique en 2030 dans le scénario B « Consommation forte » Énergie annuelle

TWh	2013	Scénario B « Consommation Forte » en 2030
Consommation nationale	493,4	545,8
<i>dont efficacité énergétique</i>	0,0	-82,0
Pompage	7,1	7,0
Solde exportateur	49,2	73,1
Demande totale	549,7	625,9
Nucléaire	403,8	423,2
Charbon	20,0	1,6
Cycles combinés au gaz	8,2	23,9
Moyens de pointe de production (fioul, turbines à combustions) et d'effacement (cumulables)	1,1	0,2
Thermique décentralisé non EnR	16,8	12,9
Thermique décentralisé EnR	4,6	7,8
Hydroélectricité (y compris turbinage des STEP)	74,8	63,7
Éolien	15,9	68,1
Photovoltaïque	4,5	20,2
Hydroliennes	0,0	4,3
Offre totale	549,7	625,9
Couverture de la consommation par les EnR	19,2%	29,1%
Ratio nucléaire dans le mix de production	73,4%	67,6%
Émissions de CO₂ (MtCO₂)	29,2	15,4

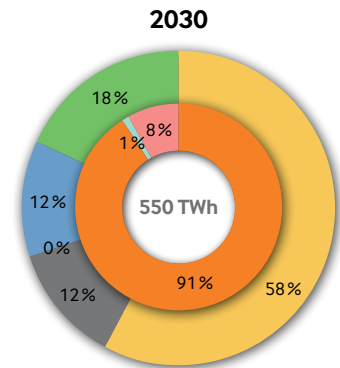
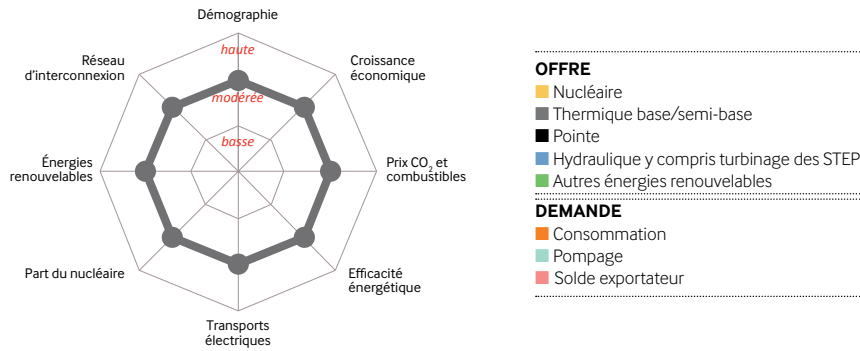
Évolution du mix de production entre 2013 et 2030 dans le scénario B « Consommation forte » Énergie annuelle





6.4 Scénario C

6.4.1 Cadre général



Ce scénario C ou « Diversification » envisage l'accroissement de l'efficacité énergétique et l'essor des EnR, et aboutit à un mix électrique diversifié dans la perspective d'une réduction significative à 60% de la part du nucléaire dans le mix de production.

Les transferts et nouveaux usages, dont les véhicules électriques, portent la consommation à 501 TWh en 2030 (soit +4,5% sur la période), avec un effort d'efficacité énergétique de 79 TWh. La pointe à « une chance sur dix » croît de 5 GW pour atteindre 105 GW en 2030.

Les énergies renouvelables couvrent plus de 30% de la consommation finale (hors pompage). La capacité totale d'import en hiver est donc portée à 20 GW, contre 9 GW pour l'hiver 2014-2015. La capacité maximale d'export peut atteindre 25 GW. La capacité nucléaire en service est de 47,7 GW en 2030. Compte tenu de la réglementation et de la durée d'exploitation des groupes, une dizaine de gigawatts de production thermique à flamme en service aujourd'hui est déclassée d'ici à 2030.

De nouvelles capacités (11,5 GW) sont alors nécessaires à l'équilibre du système en 2030 : 7 GW de moyens de pointe (production ou effacement) et 4,5 GW de moyens de semi-base.

Les chiffres-clés du scénario C

Hypothèses	Scénario C « Diversification » en 2030
Démographie	Population : 68,3 millions (+0,41% par an) Ménages : 31,9 millions (+0,79% par an)
Croissance économique	TCAM 2015-2030 : +1,5%
Prix CO₂ et combustibles	Scénario de prix « New policies » du World Energy Outlook (AIE) : prix du CO ₂ modéré (33 €/tonne), groupes au charbon globalement moins chers que les cycles combinés au gaz.
Efficacité énergétique	Un effort de 16%, soit -79 TWh pour 501 TWh de consommation Rénovation thermique : 350 000 logements par an, 15 millions de m ² tertiaires par an.
Transports électriques	3,6 millions de VE/VHR
Part du nucléaire	47,7 GW de capacité et près de 60% de la production totale
Énergies renouvelables	Les énergies renouvelables couvrent 31,7% de la consommation. Le parc comprend notamment 24,4 GW d'éolien terrestre, 5,5 GW d'éolien en mer, 16,4 GW de photovoltaïque et 1,5 GW d'hydrolien.
Réseau d'interconnexion	Capacité maximale d'import hivernale : 20 GW Capacité maximale d'export : 25 GW

6.4.2 Demande

La démographie croît de 0,4% par an en moyenne entre 2013 et 2030 selon le scénario central de l'INSEE⁹². La croissance du nombre de ménages se poursuit selon le scénario central du CGDD⁹³ à un rythme de 0,8% par an en moyenne. Celle du PIB s'établit à 1,5% par an en moyenne entre 2015 et 2030.

Résidentiel

La consommation électrique résidentielle est estimée à 161 TWh en 2030, soit une hausse de 3 TWh par rapport à 2013. Le taux de croissance moyen annuel passe de +0,3% entre 2013 et 2020 à 0% entre 2020 et 2030 sous l'effet grandissant des mesures d'efficacité énergétique qui prime de plus en plus sur les moteurs de croissance.

Avec 44 TWh en 2030, la consommation du **chauffage** électrique est similaire à celle de l'année 2013. L'effet baissier des réglementations thermiques successives et des rénovations compense l'effet de la croissance du parc de logements chauffés à l'électricité.

► En moyenne d'ici à 2030, 330 000 **nouveaux logements** sont construits annuellement et 33% d'entre eux sont chauffés à l'électricité (hors biénergie). La consommation moyenne de chauffage électrique d'un logement neuf est divisée par deux d'ici à 2030. La consommation annuelle de chauffage des logements construits après 2013 est proche de 5 TWh en 2030.

► Chaque année, 350 000 logements font l'objet d'une **rénovation thermique**, dont le quart concerne des logements chauffés à l'électricité⁹⁴, avec un gain d'efficacité énergétique estimé à 15%. En moyenne, 1,2% des logements individuels chauffés au fioul sont équipés de pompes à chaleur air/eau ou géothermiques. La consommation de chauffage du parc construit avant 2013 baisse de 10% entre 2013 et 2030, soit une baisse de 4 TWh à l'horizon 2030.

Résidences principales à l'horizon 2030 dans le scénario C « Diversification »

en millions	2030
Nombre de résidences principales	31,9
<i>dont chauffées à l'électricité*</i>	12,8
Parc de pompes à chaleur	4,4

*y compris biénergie

La croissance moyenne du taux d'équipement en **ventilation** (principalement hygro-réglable) est estimée à 3,4% par an. La consommation de la ventilation atteint 6 TWh en 2030. Le taux d'équipement des ménages en **climatisation** s'établit à 7,5% en 2030, avec une consommation estimée à 1 TWh.

Répartition par usages de la consommation électrique du secteur résidentiel dans le scénario C « Diversification »



L'effet des directives éco-conception et étiquetage énergétique se traduit par la baisse notable des consommations unitaires de nombreux appareils électriques d'ici à 2030.

► Cet effet conduit à une baisse de près de 25% de la consommation des **équipements informatiques et multimédia** entre

2013 et 2030 (de 21 TWh à 16 TWh), malgré la croissance du parc portée par la démographie et la diffusion des nouvelles technologies.

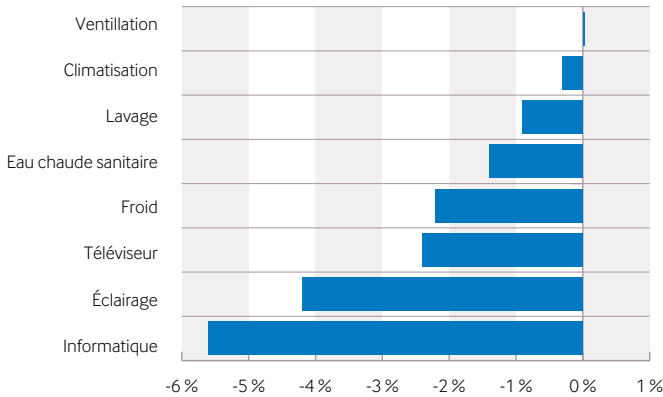
► Sous l'effet complémentaire de la réglementation thermique, la consommation des **chauffe-eau électriques** baisse de 1 TWh

⁹² INSEE Première n° 1320 – Projections de populations à l'horizon 2060 (octobre 2010) ⁹³ CGDD – « Le point sur » n° 135 – « La demande potentielle de logements à l'horizon 2030 : une estimation par la croissance attendue du nombre des ménages » (août 2012) ⁹⁴ Ce ratio correspond à la part du chauffage électrique dans le parc construit avant 1975, biénergie comprise, la majorité des rénovations portant sur ce parc.

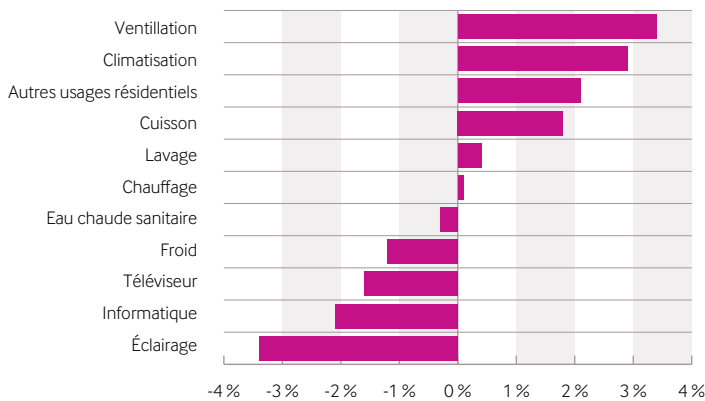


Amélioration de l'efficacité énergétique moyenne des usages résidentiels entre 2013 et 2030 dans le scénario C « Diversification »

Taux de croissance annuel moyen des consommations unitaires d'électricité par ménage équipé



Taux de croissance annuel moyen des consommations d'électricité des usages résidentiels entre 2013 et 2030 dans le scénario C « Diversification »



entre 2013 et 2030 (de 20 TWh à 19 TWh), malgré la hausse du nombre des chauffe-eau électriques (+1,1% en moyenne par an⁹⁵). 30% des chauffe-eau électriques en fonctionnement en 2030 sont des chauffe-eau thermodynamiques contre 2% en 2013.

► La consommation d'**éclairage résidentiel** se contracte de 45% entre 2013 et 2030 et atteint 5 TWh en 2030.

Le graphique ci-contre permet de comparer les consommations unitaires de l'ensemble du parc des équipements en fonctionnement en 2013 avec celles des équipements en fonctionnement en 2030.

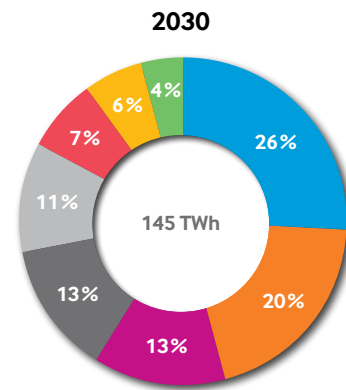
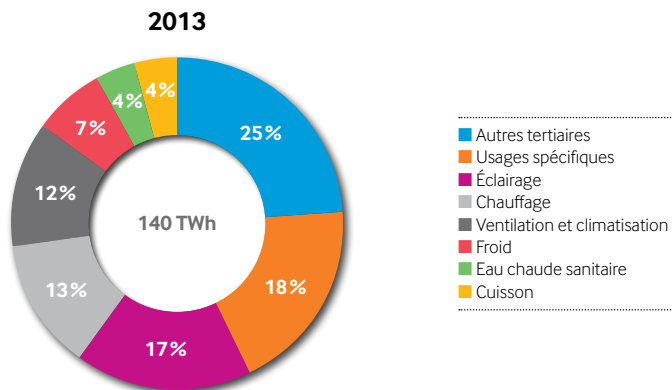
La dynamique de développement des **autres usages résidentiels** (petit électroménager, domotique, alarmes, chargeurs, piscines, équipements des résidences secondaires, auxiliaires de chauffage, nouveaux usages...) se poursuit avec une croissance de leur consommation de près de 8 TWh entre 2013 et 2030 où elle atteint 26 TWh. La hausse du taux d'équipement en appareils de **cuisson** électriques est prolongée avec un taux de croissance annuel moyen de 1% et porte leur consommation à 16 TWh en 2030.

Le graphique ci-contre présente l'évolution des consommations d'électricité des différents usages résidentiels en prenant en compte les effets « volume » et l'évolution des consommations unitaires décrits ci-dessus. La consommation d'un usage croît lorsque son développement l'emporte sur l'efficacité énergétique.

Tertiaire

La demande électrique du secteur tertiaire est portée par la reprise de la croissance économique qui relance l'activité, donc

Répartition par usages de la consommation électrique du secteur tertiaire dans le scénario C « Diversification »



⁹⁵ Ceci inclut également les chauffe-eau avec un appoint électrique.

les surfaces tertiaires occupées. Les effets des mesures d'efficacité énergétique se font pleinement ressentir à l'horizon 2030 et limitent l'augmentation de la consommation d'électricité à 5 TWh. La demande électrique croît ainsi en moyenne de 0,6% par an sur la période 2013-2020 et se stabilise entre 2020 et 2030.

La consommation de **l'éclairage** des bâtiments est fortement réduite par la pénétration des technologies LED : -4,2 TWh d'ici à 2030 avec 12,5 millions de m² de **construction** annuelle et 15 millions de m² de **rénovation** chaque année.

La consommation du **chauffage électrique** est également en baisse : -2 TWh d'ici à 2030. La consommation de chauffage au mètre carré d'un bâtiment neuf chauffé à l'électricité en 2030 est notamment réduite de 90% par rapport aux bâtiments neufs pré-RT 2012. Les pompes à chaleur portent à 31% en 2030 la part des bâtiments tertiaires chauffés à l'électricité. En moyenne annuelle, 3,9 millions de m² chauffés à l'électricité font l'objet de **rénovation**, 5,5 millions de m² améliorent leur chauffage électrique et 600 000 m² font l'objet d'un **transfert** d'usage vers l'électricité.

Surfaces tertiaires chauffées à l'horizon 2030 dans le scénario C « Diversification »

en millions de m ²	2013*	2030
Surfaces tertiaires chauffées	940	1 069
<i>dont chauffées à l'électricité</i>	252	333

* données estimatives

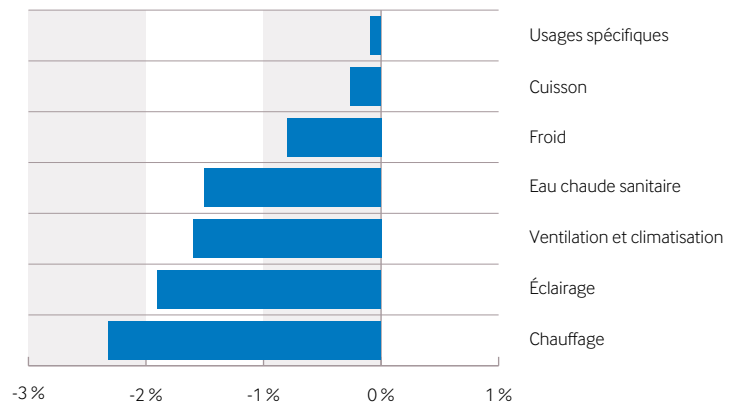
A contrario, les consommations d'électricité de **ventilation et climatisation** augmentent de 2,1 TWh entre 2013 et 2030. L'effet baissier de l'amélioration technologique est compensé par l'accroissement des surfaces équipées qui représentent 37% du parc tertiaire en 2030.

La consommation d'électricité de la **cuisson** admet la plus forte dynamique : +2,3 TWh entre 2013 et 2030, portée par l'essor de la restauration et l'attractivité des solutions de cuisson électrique.

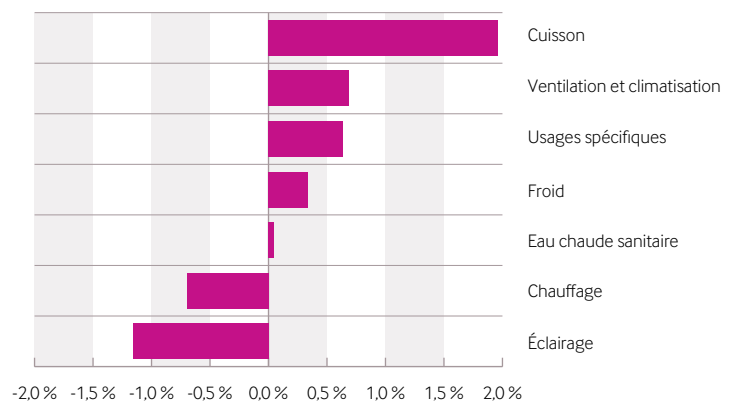
La consommation au mètre carré des **centres de traitement de données** baisse de 30% entre 2013 et 2030, mais leur développement particulièrement dynamique pousse leur consommation totale : +2 TWh.

L'effet baissier de l'efficacité énergétique de **l'éclairage public** atteint 26% en 2030, mais est partiellement compensé par l'ac-

Taux de croissance annuel moyen des consommations d'électricité par m² équipé des usages tertiaires entre 2013 et 2030 dans le scénario C « Diversification »



Taux de croissance annuel moyen des consommations d'électricité des usages tertiaires entre 2013 et 2030 dans le scénario C « Diversification »



croissement du besoin : la consommation d'électricité baisse de 0,8 TWh d'ici à 2030.

Compte tenu de la croissance des surfaces, les consommations d'électricité des différents usages évoluent selon le graphique ci-dessus. La consommation d'un usage croît lorsque son développement l'emporte sur les gains d'efficacité énergétique.

Industrie

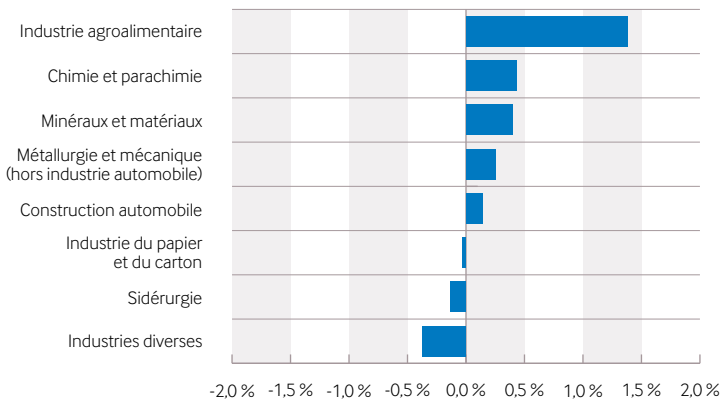
Les hypothèses retenues se traduisent par une stabilité de la consommation électrique industrielle sur l'horizon d'étude, avec un niveau de 117,0 TWh en 2030, à peine supérieur à celui de 2013. Cette stabilité résulte d'une légère décroissance entre 2013 et 2015 (-0,5% par an en moyenne) suivie d'une légère croissance au-delà (+0,1% par an en moyenne entre 2015 et 2030).



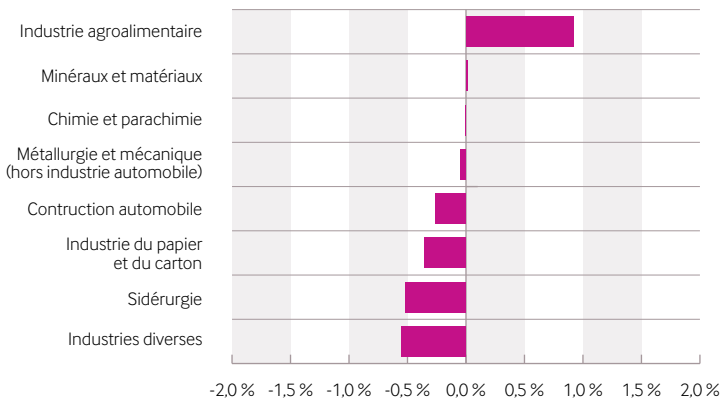
La reprise progressive de l'**activité économique** entraîne celle, plus modérée (+0,4% par an en moyenne entre 2013 et 2030), de la production industrielle, avec un effet haussier de 8 TWh sur la consommation électrique industrielle. Cependant, la perte de production industrielle due à la crise n'est toujours pas restaurée à long terme.

Ce rebond relatif de l'activité n'est toutefois pas uniforme sur l'ensemble des branches industrielles, allant d'une dynamique haussière assez soutenue dans l'industrie agroalimentaire (+1,4% par an en moyenne entre 2013 et 2030) à une baisse continue dans la sidérurgie (-0,4%). Dans la construction automobile, l'essor modéré des véhicules électriques permet le retour d'une croissance de la production, mais celle-ci reste modeste : +0,15% par an en moyenne d'ici à 2030.

Taux de croissance annuel moyen de la production industrielle en volume entre 2013 et 2030 dans le scénario C « Diversification »



Taux de croissance annuel moyen de la consommation électrique par branche industrielle entre 2013 et 2030 dans le scénario C « Diversification »



L'effet de la reprise de l'activité économique est compensé par l'impact croissant des mesures d'**efficacité énergétique**, notamment sur les moteurs et les usages transverses (éclairage, production d'air comprimé, de froid, pompage...). Leur effet baissier est estimé à 11,5 TWh à l'horizon 2030 dont un gain de 6,0 TWh lié aux moteurs.

Enfin, le **développement des usages** de l'électricité dans les procédés se traduit par un accroissement de 4 TWh de la consommation industrielle d'ici à 2030.

La stabilité de la consommation électrique industrielle qui résulte de ces évolutions masque des disparités marquées entre les différentes branches d'activité.

Transport, énergie et agriculture

La consommation électrique des secteurs du transport, de l'énergie et de l'agriculture croît à un rythme annuel moyen de 2,1% d'ici à 2030, soit +11,5 TWh par rapport en 2013.

L'essor des **véhicules électriques et hybrides rechargeables** se consolide sur un rythme modéré. La part de marché des VE dans les ventes annuelles de véhicules particuliers ou utilitaires augmente progressivement pour atteindre 4% en 2030, celle des VHR dépasse 13% à ce même horizon. Le parc total de VE/VHR atteint ainsi 3,6 millions d'unités en 2030 (soit 8,5% des véhicules en circulation), dont près de trois quarts de VHR. Le mode de charge des batteries se fait à 60% en charge naturelle et à 40% en charge pilotée par un signal tarifaire. Le taux de croissance annuel moyen de la consommation électrique de cet usage émergent est particulièrement élevé (+40% d'ici à 2020, +20% par an entre 2020 et 2030) et conduit à une consommation de 7,5 TWh en 2030.

Le **trafic de passagers** en France, tous modes de transport confondus, croît de 0,4% par an en moyenne d'ici à 2030 et la

Évolution du trafic de passagers à l'horizon 2030 dans le scénario C « Diversification »

	2013	2030
Trafic passagers	990 Gpkm	1 060 Gpkm
Part modale du transport ferroviaire interurbain	9,1%	10,8%
Part modale du transport ferroviaire urbain	1,6%	1,9%

hausse tendancielle des parts modales du transport ferroviaire, urbain et interurbain se poursuit (cf. tableau en page précédente). Le **trafic de marchandises** évolue de façon corrélée avec la production industrielle et croît modestement de +0,3% par an d'ici à 2030. La part modale du transport ferroviaire pour le fret demande constante à 14,2%. Ainsi, la consommation d'électricité du **transport ferroviaire**, passagers et marchandises confondus, croît de 1,5% par an en moyenne d'ici à 2030 (+3,5 TWh).

Enfin, la consommation électrique du **secteur de l'énergie** (hors pertes) devrait demeurer stable à l'horizon 2030, et celle de l'**agri-culture** croître modérément de 1,1% par an en moyenne, soit une hausse de 0,6 TWh d'ici à 2030.

Bilan énergétique

Au global, la consommation d'électricité de la France continentale augmente de 22 TWh entre 2013 et 2030 dans le scénario C « Diversification ».

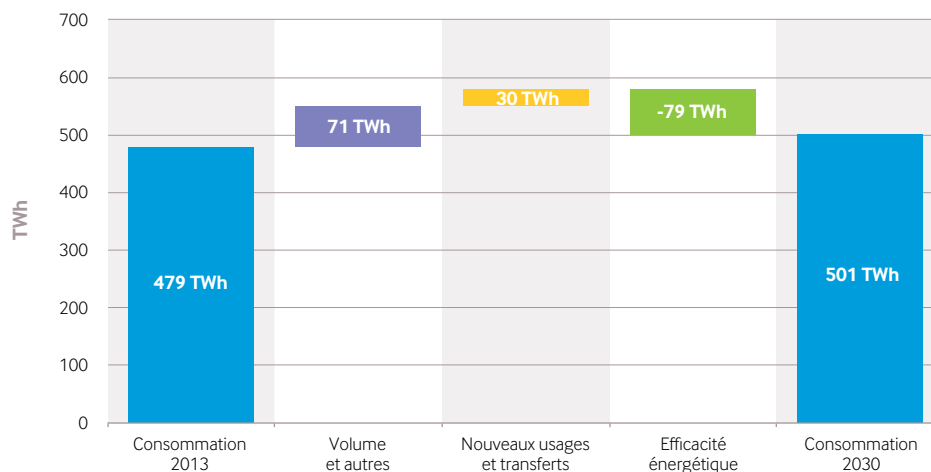
Consommation en énergie dans le scénario C « Diversification »

	Énergie annuelle en TWh à conditions de référence			TCAM*	
	2013**	2020	2030	2013-2020	2020-2030
Résidentiel	157,9	161,2	161,2	0,3%	0,0%
Tertiaire	139,8	145,3	144,9	0,6%	0,0%
Industrie	116,7	116,0	117,0	-0,1%	0,1%
Transport	12,8	15,2	23,6	2,5%	4,5%
Agriculture	3,3	3,6	4,0	1,2%	1,0%
Énergie (dont pertes réseau)	48,3	49,0	49,9	0,2%	0,2%
Consommation intérieure	478,7	490,3	500,6	0,3%	0,2%

* Taux de croissance annuel moyen ** Données provisoires

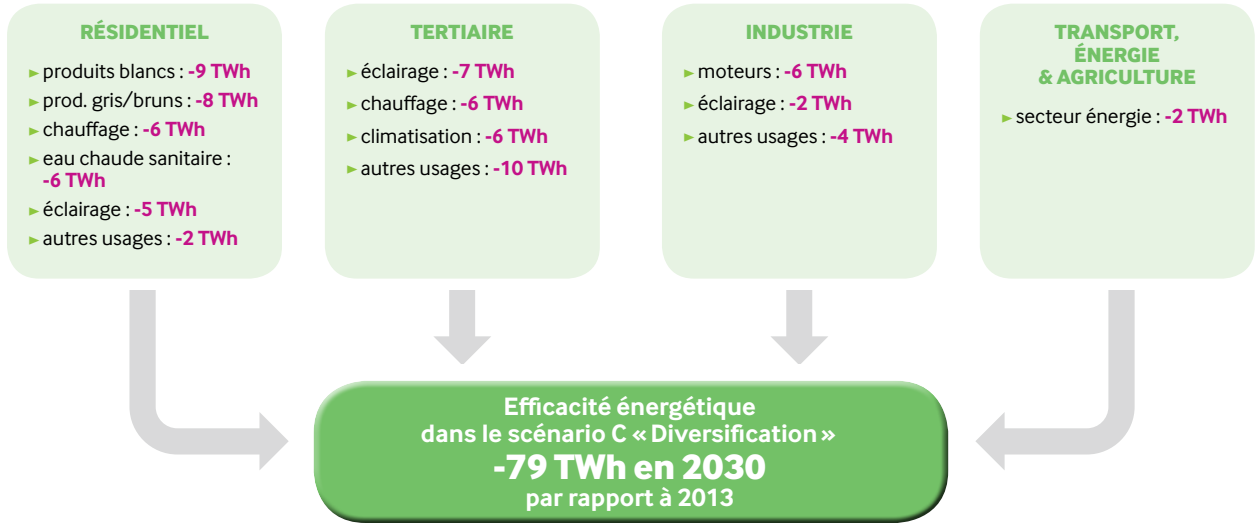
Le graphique suivant montre le poids des différents effets contributifs à l'évolution de la consommation entre 2013 et 2030.

Décomposition de la croissance de la consommation dans le scénario C « Diversification »

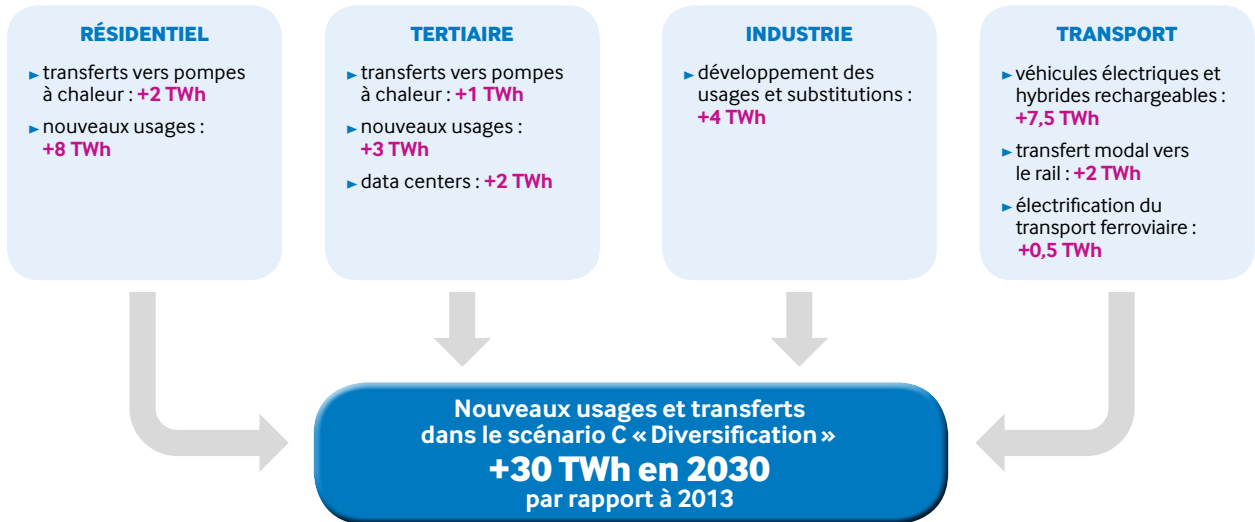




Le graphique ci-dessous détaille, par secteur, la part liée à l'efficacité énergétique.



Le graphique ci-dessous détaille, par secteur, la part liée aux nouveaux usages et aux transferts.



Bilan en puissance

Puissance à la pointe dans le scénario C « Diversification »

GW	Puissance à la pointe		TCAM*	
	2020	2030	2015-2020	2020-2030
Pointe à température de référence	86,4	88,7	+0,3%	+0,3%
Pointe « à une chance sur dix »	103,1	105,2	+0,3%	+0,2%

* Taux de croissance annuel moyen

Comme le montre le graphique ci-contre, l'indicateur de pointe à « une chance sur dix », donc la thermosensibilité, croît désormais sensiblement au même rythme que l'énergie alors que les pics de puissance ont crû de deux à trois fois plus vite que la demande en énergie au cours de la dernière décennie. Ceci traduit notamment l'amélioration de l'efficacité énergétique dans les bâtiments.

6.4.3 Offre

Parc nucléaire

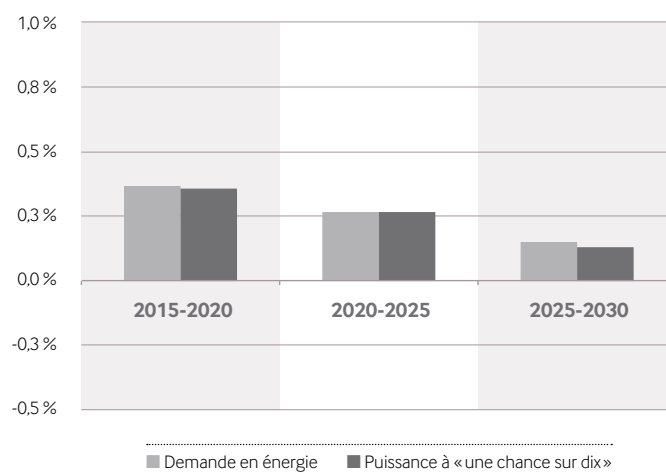
Ce scénario envisage une part toujours majoritaire du nucléaire dans la production nationale française, réduite à moins de 60% contre environ 75% aujourd'hui. Cette part du nucléaire correspond à une capacité installée de 48 GW en 2030.

Parc renouvelable

L'évolution du parc renouvelable est identique à celle du scénario précédent avec une croissance modérée des différentes filières :

- ▶ la capacité éolienne terrestre est portée à 24,4 GW en 2030, après une croissance modérée de 800 MW par an de 2015 à 2020 puis une relance entre 2020 et 2030 menant à un rythme de l'ordre de 1 150 MW par an ;
- ▶ à la suite de la mise en service, entre 2019 et 2025, des 3 GW prévus dans les deux premiers appels d'offres, la dynamique de développement de la filière éolienne en mer française se poursuit avec un rythme de 500 MW par an, donnant lieu à un parc d'une puissance de 5,5 GW en 2030 ;
- ▶ le parc photovoltaïque atteint 16,4 GW en 2030, après un rythme d'installation de 700 MW par an entre 2015 et 2020, puis de 800 MW par an entre 2020 et 2030 ;
- ▶ les filières biogaz et biomasse suivent un développement assez faible de 10 MW par an chacune ;
- ▶ la filière hydrolienne se développe à hauteur de 1,5 GW en 2030 ;
- ▶ aucun projet hydraulique d'envergure n'est pris en compte dans ce scénario. L'hypothèse retenue est celle d'une stabilité du parc hydroélectrique.

Comparaison de la croissance de la demande en énergie et en puissance dans le scénario C « Diversification » Moyenne quinquennale du taux de croissance annuel



Stockage de masse

Dans ce scénario aucune capacité de stockage de masse supplémentaire n'est développée.

Parc thermique à flamme de base et de semi-base

Le parc thermique à flamme centralisé en fonctionnement en 2019 se réduit de 1,2 GW entre 2019 et 2030, avec l'âge avancé de certaines centrales.

Par ailleurs, la mise à disposition de 4,5 GW de moyens supplémentaires⁹⁶ est décidée. En 2030, le parc est ainsi composé de 9,9 GW de cycles combinés au gaz et de 1,7 GW de centrales au charbon. Le parc de cogénération voit sa capacité globale diminuer de 900 MW entre 2020 et 2030.

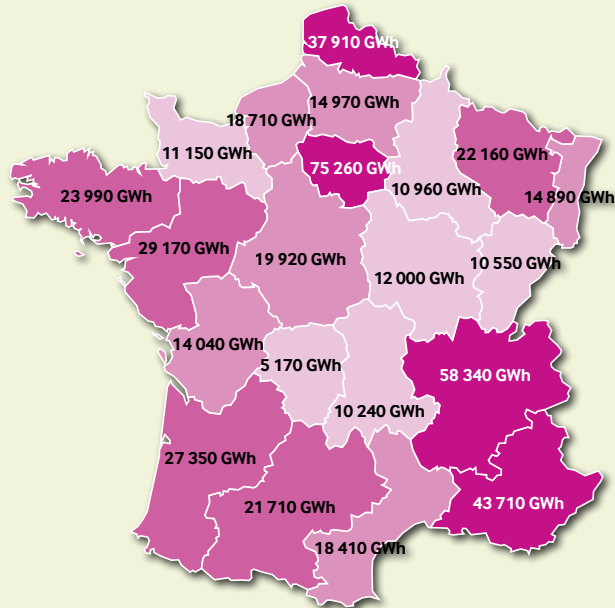
Moyens de pointe

Les moyens de pointe présents en 2019 subissent environ 1,7 GW de fermetures entre 2019 et 2030, dues à l'obsolescence d'une partie du parc, et la mise en place de 7 GW de moyens supplémentaires est engagée. En 2030, les moyens de pointe, de production et d'effacement, représentent 11,4 GW.

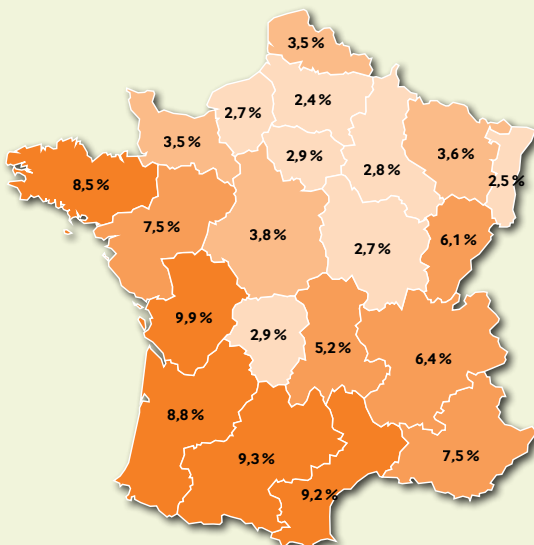
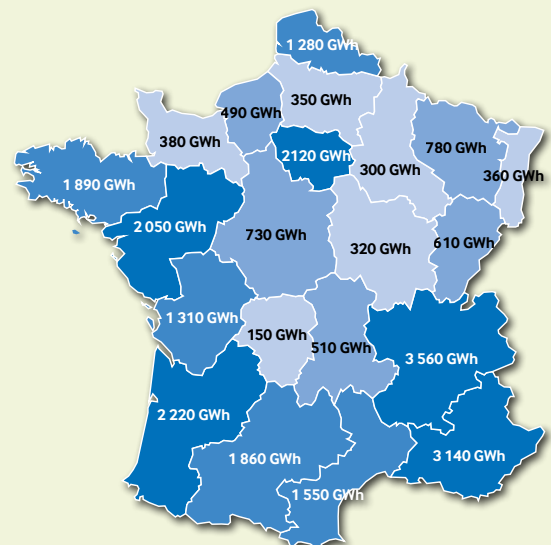
⁹⁶ Ces moyens supplémentaires, du type cycles combinés au gaz peuvent être soit des nouvelles centrales, soit la remise en service de moyens existants qui étaient mis en indisponibilité en 2019.

**+ Les dynamiques locales de la croissance de la consommation d'électricité**

La répartition régionale des consommations du scénario C « Diversification » à l'horizon 2030 est illustrée par la carte suivante.

Consommation régionale d'électricité en 2030 dans le scénario C « Diversification »

Cette vision régionale implique des dynamiques régionales de la croissance de la demande électrique différenciées, illustrées par la carte ci-dessous. Les dynamiques locales mises en évidence sont cohérentes avec la vision régionale de la croissance de la population (projection de l'INSEE).

Taux de croissance de la consommation régionale d'électricité entre 2013 et 2030 dans le scénario C « Diversification »**Croissance de la consommation régionale d'électricité entre 2013 et 2030 dans le scénario C « Diversification »**

Offre en 2030 dans le scénario C « Diversification »

Valeurs au 1 ^{er} janvier en GW	2014	Scénario C « Diversification » en 2030
Nucléaire	63,1	47,7
Charbon	5,0	1,7
Cycles combinés au gaz	5,3	9,9
Moyens de pointe de production (fioul, turbines à combustions) et moyens d'effacement cumulables	10,0*	11,4
Thermique décentralisé non EnR	6,0	5,4
Thermique décentralisé EnR	1,1	1,6
Hydroélectricité (turbinage)	25,2	25,2
<i>dont STEP</i>	4,3	4,3
Éolien	8,1	29,9
<i>dont éolien terrestre</i>	8,1	24,4
<i>dont éolien en mer</i>	0,0	5,5
Photovoltaïque	4,3	16,4
Hydroliennes	0,0	1,5

* Effacements cumulables connus de RTE

6.4.4 Hypothèses européennes

Les principales hypothèses du système ouest-européen en 2030 dans le scénario C « Diversification » sont résumées ci-dessous.

- Une demande atone dans beaucoup de pays, légèrement haussière en Espagne et en Italie ;

Évolution de la demande dans le scénario C « Diversification »

Énergie annuelle

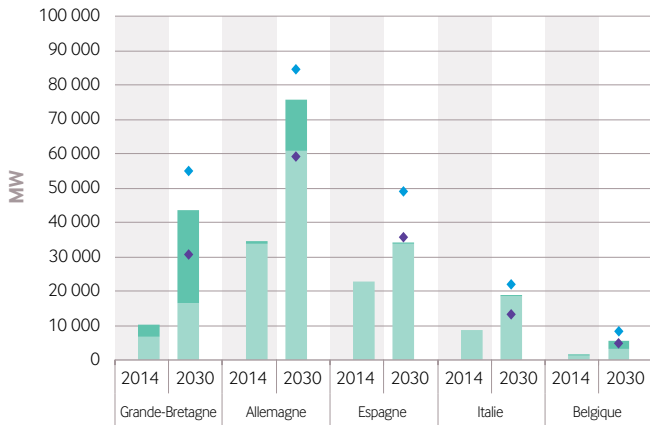




► Une dynamique soutenue du développement des capacités éolienne et solaire ;

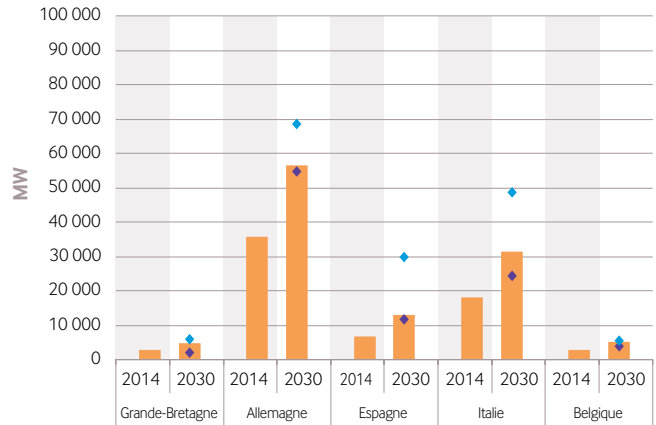
Développement du parc éolien dans le scénario C « Diversification »

Puissance au 1^{er} janvier



Développement du parc photovoltaïque dans le scénario C « Diversification »

Puissance au 1^{er} janvier

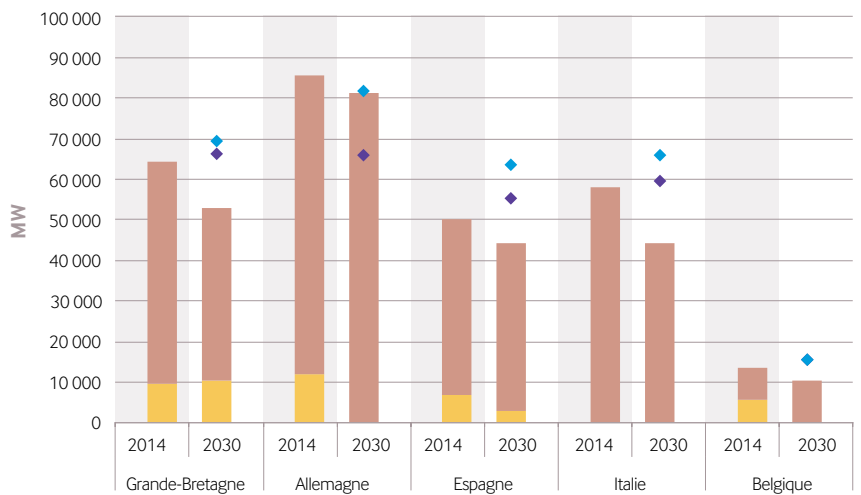


■ Éolien en mer ■ Éolien terrestre ■ Photovoltaïque ◆ Vision 1 du TYNDP 2014 ◆ Vision 3 du TYNDP 2014

- Une stabilité du parc de production hydroélectrique ;
- Une stabilité des capacités de stockage ;
- Un recul modéré des capacités thermiques à flamme et marqué de la filière nucléaire.

Développement du parc thermique dans le scénario C « Diversification »

Puissance au 1^{er} janvier



■ Tout thermique fossile ■ Nucléaire ◆ Vision 1 du TYNDP 2014 ◆ Vision 3 du TYNDP 2014

6.4.5 Interconnexions

Dans ce scénario, l'accent est mis sur le développement et le renforcement des capacités d'interconnexion entre la France et les pays voisins.

- Les échanges avec la Grande-Bretagne se voient dotés d'une nouvelle liaison de 1 000 MW supplémentaires, s'ajoutant aux 3 000 MW déjà en service fin 2019.

- La création d'une nouvelle ligne à courant continu à travers le golfe de Gascogne, entre le Pays basque espagnol et l'Aquitaine, permet d'atteindre une capacité d'interconnexion d'environ 5 000 MW entre la France et l'Espagne.
- Des investissements sont réalisés sur la frontière entre la France et l'Allemagne, avec le renforcement d'une liaison

d'interconnexion au nord, et le passage à 400kV d'un circuit actuellement exploité à 225 KV sur l'autre interconnexion située plus au sud.

- Entre la France et la Suisse, un changement de conducteurs de la liaison transfrontalière à deux circuits 225 kV Génissiat-Verbois permet une augmentation de transit surtout dans le sens des exports.
- Enfin, le remplacement des câbles actuels par des câbles à faible dilatation de la ligne Avelin-Mastaing-Avelghem, sur la frontière avec la Belgique, permet un gain de l'ordre de 30 % de la capacité physique de l'ouvrage.

La capacité totale d'import en hiver est donc portée à 20 GW, contre 9 GW pour l'hiver 2014-2015. La somme des capacités d'export hivernales peut atteindre 25 GW.

6.4.6 Mix électrique

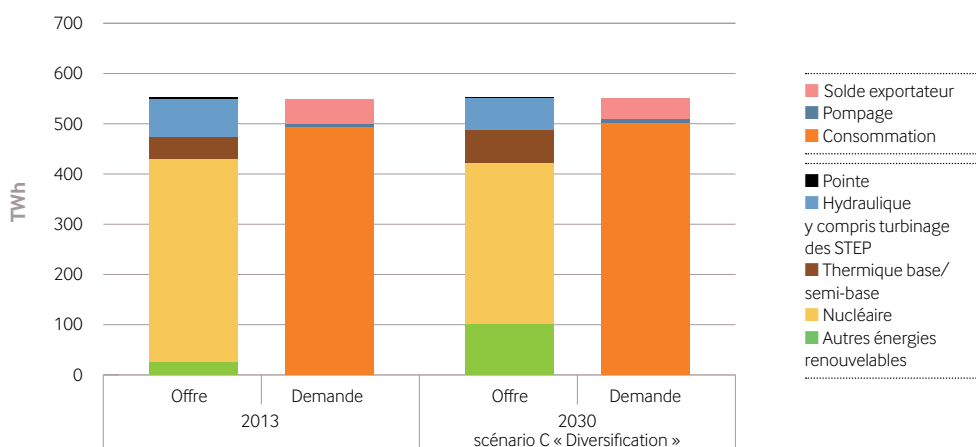
Les bilans énergétiques issus des simulations de fonctionnement du système électrique ouest-européen sont présentés ci-dessous.

À puissance installée constante, d'autres répartitions des investissements entre les filières de semi-base et de pointe sont envisageables. Elles conduiraient essentiellement à des niveaux de production différents de ces deux filières et donc à des volumes d'exports différents.

Bilan énergétique en 2030 dans le scénario C « Diversification » Énergie annuelle

TWh	2013	Scénario C « Diversification » en 2030
Consommation nationale	493,4	500,6
<i>dont efficacité énergétique</i>	0,0	-79,0
Pompage	7,1	6,8
Solde exportateur	49,2	43,0
Demande totale	549,7	550,4
Nucléaire	403,8	320,7
Charbon	20,0	11,9
Cycles combinés au gaz	8,2	40,8
Moyens de pointe de production (fioul, turbines à combustions) et d'effacement (cumulables)	1,1	0,2
Thermique décentralisé non EnR	16,8	12,9
Thermique décentralisé EnR	4,6	7,8
Hydroélectricité (y compris turbinage des STEP)	74,8	63,5
Éolien	15,9	68,1
Photovoltaïque	4,5	20,2
Hydroliennes	0,0	4,3
Offre totale	549,7	550,4
Couverture de la consommation par les EnR	19,2%	31,7%
Ratio nucléaire dans le mix de production	73,4%	58,3%
Émissions de CO₂ (MtCO₂)	29,2	31,4

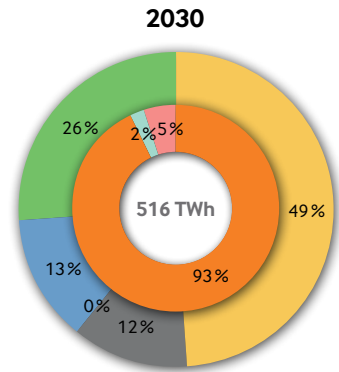
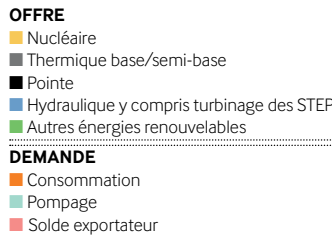
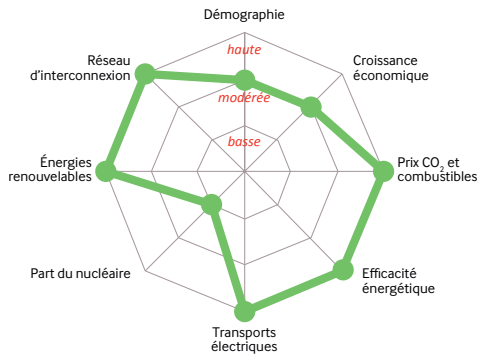
Évolution du mix de production entre 2013 et 2030 dans le scénario C « Diversification » Énergie annuelle





6.5 Scénario D

6.5.1 Cadre général



Ce scénario D ou « Nouveau mix » repose sur une sobriété énergétique, qui permet de réduire la consommation, et une poussée significative des EnR dans la perspective d'une réduction de la part du nucléaire à 50% du mix de production.

La consommation est quasiment stable à 480 TWh en 2030, avec un effort de plus de 105 TWh d'efficacité énergétique mais avec des transferts d'usage importants, dont les véhicules électriques de tout type pour près de 15 TWh. La pointe à « une chance sur dix » est elle aussi quasiment stable sur la période avec 100 GW en 2030.

Les énergies renouvelables couvrent plus de 40% de la consommation finale (hors pompage). La capacité totale d'imports en hiver est donc portée à 24 GW, contre 9 GW pour l'hiver 2014-2015. La capacité maximale d'export peut atteindre près de 29 GW. La capacité nucléaire en service est de 37,6 GW en 2030. Compte tenu de la réglementation et de la durée d'exploitation des groupes, une dizaine de gigawatts de production thermique à flamme en service aujourd'hui est déclassée d'ici à 2030.

De nouvelles capacités (11 GW) sont alors nécessaires à l'équilibre du système en 2030 : 7 GW de moyens de pointe (production ou effacement) et 4 GW de moyens de semi-base.

Les chiffres-clés du scénario D

Hypothèses	Scénario D « Nouveau mix » en 2030
Démographie	Population : 68,3 millions (+0,41% par an) Ménages : 31,9 millions (+0,79% par an)
Croissance économique	TCAM 2015-2030 : +1,5%
Prix CO₂ et combustibles	Scénario de prix « 450 ppm » du World Energy Outlook (IEA). Prix du CO ₂ très élevé (95 €/tonne), productions à partir de charbon plus chères que celles des cycles combinés au gaz
Efficacité énergétique	Un effort de 22%, soit -105 TWh pour 481 TWh de consommation Rénovation thermique : 400 000 de logements par an, 22 millions de m ² tertiaires par an.
Transports électriques	6,9 millions de VE/VHR
Part du nucléaire	37,6 GW de capacité et 50% de la production totale
Énergies renouvelables	Les énergies renouvelables couvrent 40% de la consommation. Le parc comprend notamment 27,6 GW d'éolien terrestre, 9 GW d'éolien en mer, 24,1 GW de photovoltaïque et 3 GW d'hydrolien.
Réseau d'interconnexion	Capacité maximale d'import hivernale : 24 GW Capacité maximale d'export : 29 GW

6.5.2 Demande

Résidentiel

La consommation électrique résidentielle atteint 148 TWh en 2030, soit une baisse de 10 TWh par rapport à 2013. Le taux de croissance moyen passe de -0,1% entre 2013 et 2020 à -0,5% entre 2020 et 2030 sous l'effet grandissant des mesures d'efficacité énergétique qui prime de plus en plus sur les moteurs de croissance. Ce scénario comprend également une hypothèse de comportements plus vertueux (température de chauffage, veilles...) que dans les autres scénarios.

Avec 41 TWh en 2030, la consommation du **chauffage** électrique baisse de plus de 2 TWh entre 2013 et 2030. L'effet baissier des réglementations thermiques successives et des rénovations l'emporte sur l'effet de la croissance du parc de logements chauffé à l'électricité.

- En moyenne d'ici à 2030, 390 000 **nouveaux logements** sont construits annuellement et 33% d'entre eux sont chauffés à l'électricité (hors biénergie). La consommation de chauffage électrique d'un logement neuf est divisée par 4 d'ici à 2030. La consommation annuelle de chauffage des logements construits après 2013 est proche de 4 TWh en 2030 ;
- Chaque année, 400 000 logements font l'objet d'une **rénovation thermique**, dont le quart concerne des logements

chauffés à l'électricité⁹⁷, avec un gain d'efficacité énergétique estimé à 20% en 2030. En moyenne, 1,2% des logements individuels chauffés au fioul sont équipés de pompes à chaleur air/eau ou géothermiques. La consommation de chauffage du parc construit avant 2013 baisse de 15% entre 2013 et 2030, soit une baisse de 6 TWh à l'horizon 2030.

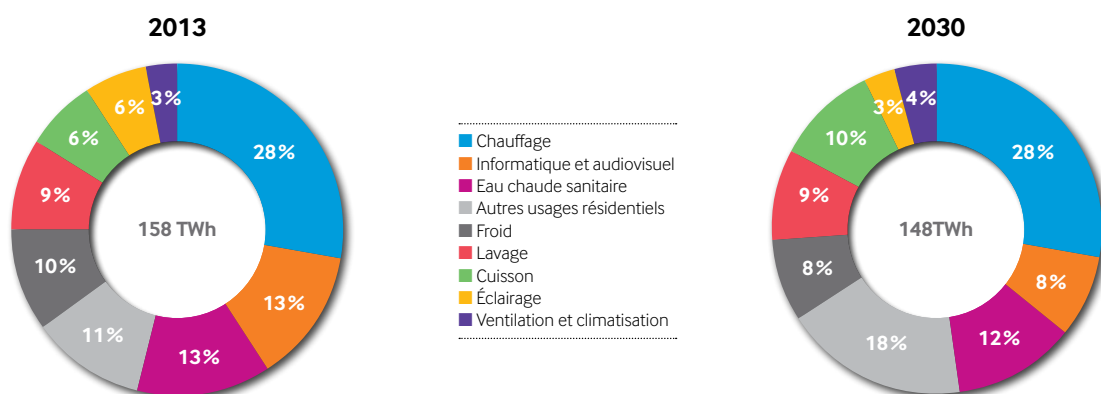
Résidences principales à l'horizon 2030 dans le scénario D « Nouveau mix »

en millions	2030
Nombre de résidences principales	31,9
<i>dont chauffées à l'électricité*</i>	13,7
Parc de pompes à chaleur	5,2

*y compris biénergie

La croissance moyenne du taux d'équipement en **ventilation** (principalement hygro-réglable) est estimée à 3,7% par an. La consommation de la ventilation atteint 5 TWh en 2030. Le taux d'équipement des ménages en **climatisation** s'établit à 7,5% en 2030, avec une consommation estimée à 1 TWh.

Répartition par usages de la consommation électrique du secteur résidentiel dans le scénario D « Nouveau mix »



L'effet des directives éco-conception et étiquetage énergétique se traduit par la baisse notable des consommations unitaires de nombreux appareils électriques d'ici à 2030.

- Cet effet cumulé à un comportement vertueux conduit à une baisse de 43% de la consommation des **équipements infor-**

matiques et multimédia entre 2013 et 2030 (de 21 TWh à 12 TWh), malgré la croissance du parc.

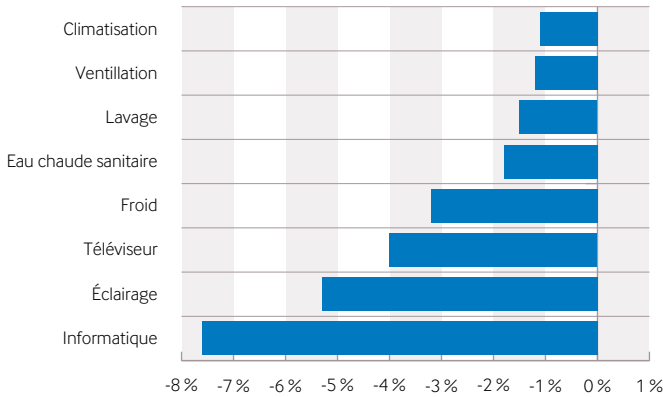
- Sous l'effet complémentaire de la réglementation thermique, la consommation des **chauffe-eau électriques** baisse de 1,5 TWh entre 2013 et 2030 et atteint 18 TWh en 2030, malgré

⁹⁷ Ce ratio correspond à la part du chauffage électrique dans le parc construit avant 1975, biénergie comprise, la majorité des rénovations portant sur ce parc.

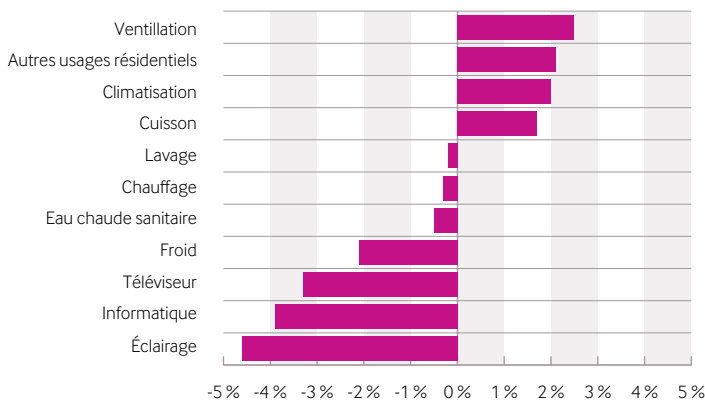


Amélioration de l'efficacité énergétique moyenne des usages résidentiels entre 2013 et 2030 dans le scénario D « Nouveau mix »

Taux de croissance annuel moyen des consommations unitaires d'électricité par ménage équipé



Taux de croissance annuel moyen des consommations d'électricité des usages résidentiels entre 2013 et 2030 dans le scénario D « Nouveau mix »



leur nombre croissant (+1,3% en moyenne par an⁹⁸). Un tiers des chauffe-eau électriques en fonctionnement en 2030 sont des chauffe-eau thermodynamiques contre 2% en 2013.

► La consommation d'**éclairage résidentiel** se contracte de 55% entre 2013 et 2030 et atteint 4 TWh en 2030.

Le graphique ci-contre permet de comparer les consommations unitaires de l'ensemble du parc des équipements en fonctionnement en 2013 avec celles des équipements en fonctionnement en 2030.

La dynamique de développement des **autres usages résidentiels** (petit électroménager, domotique, alarmes, chargeurs, piscines, équipements des résidences secondaires, auxiliaires de chauffage, nouveaux usages...) se poursuit avec une croissance de leur consommation de près de 8 TWh entre 2013 et 2030 où elle atteint 26 TWh. La hausse du taux d'équipement en appareils de **cuisson** électriques est prolongée avec un taux de croissance annuel moyen de 0,8% et porte leur consommation à 16 TWh en 2030.

Le graphique ci-contre présente l'évolution des consommations d'électricité des différents usages résidentiels en prenant en compte les effets « volume » et l'évolution des consommations unitaires décrits ci-dessus. La consommation d'un usage croît lorsque son développement l'emporte sur l'efficacité énergétique.

Tertiaire

À l'horizon 2030, l'impact des mesures d'efficacité énergétique dans le secteur tertiaire est tel qu'il compense complètement l'essor de l'activité et induit même un recul de la demande d'électricité de 5,4 TWh. Cette dernière suit d'abord une période d'atonie entre 2013 et 2020 où sa croissance évolue à 0,1% par an en moyenne, puis elle décroît à un rythme de 0,2% par an en moyenne sur la période.

Répartition par usages de la consommation électrique du secteur tertiaire dans le scénario D « Nouveau mix »



⁹⁸ Ceci inclut également les chauffe-eau avec un appoint électrique.

La consommation de **l'éclairage** des bâtiments est fortement réduite par la pénétration des technologies LED : -5,2 TWh d'ici à 2030, avec 12,5 millions de m² de **construction** annuelle et 22 millions de m² de **rénovation** chaque année.

La consommation du **chauffage électrique** est fortement réduite également : -3,2 TWh d'ici à 2030. La consommation de chauffage au mètre carré d'un bâtiment neuf chauffé à l'électricité en 2030 est notamment réduite de 90% par rapport aux bâtiments neufs pré-RT 2012. Les pompes à chaleur portent à 30% en 2030 la part des bâtiments tertiaires chauffés à l'électricité. En moyenne annuelle, 5,6 millions de m² chauffés à l'électricité font l'objet de **rénovation**, 6,5 millions de m² améliorent leur chauffage électrique et 400 000 m² font l'objet d'un **transfert** d'usage vers l'électricité.

Surfaces tertiaires chauffées à l'horizon 2030 dans le scénario D « Nouveau mix »

en millions de m ²	2013*	2030
Surfaces tertiaires chauffées	940	1 069
<i>dont chauffées à l'électricité</i>	252	319

* données estimatives

Les consommations d'électricité de ventilation et climatisation se stabilisent entre 2013 et 2030. L'effet baissier de l'amélioration technologique est compensé par l'accroissement des surfaces équipées qui représentent 35% du parc tertiaire en 2030.

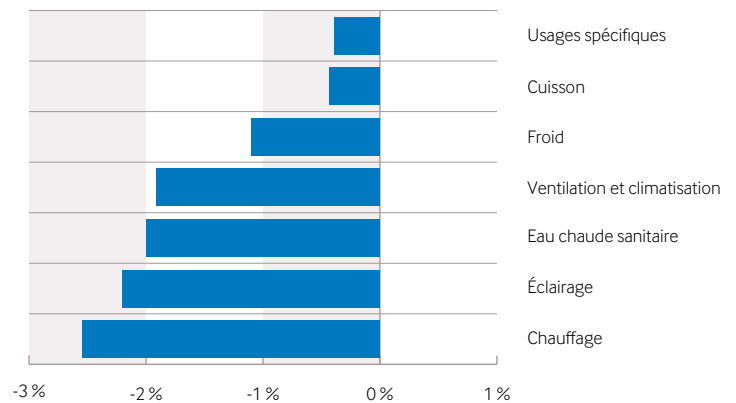
La consommation d'électricité de la **cuisson** admet la plus forte dynamique : +2,1 TWh entre 2013 et 2030, portée par l'essor de la restauration et l'attractivité des solutions de cuisson électrique.

La consommation au mètre carré des **centres de traitement de données** baisse de 35% entre 2013 et 2030, ce qui compense entièrement le développement de cet usage particulièrement dynamique.

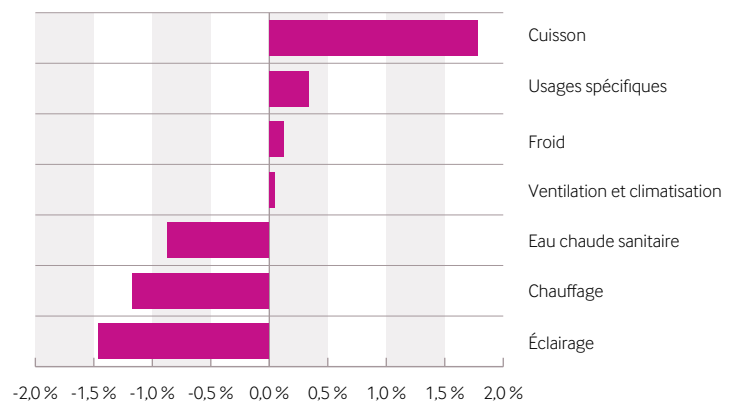
L'effet baissier de l'efficacité énergétique de **l'éclairage public** atteint 35% en 2030, mais est partiellement compensé par l'accroissement du besoin : la consommation d'électricité baisse de 1,5 TWh d'ici à 2030.

Compte tenu de la croissance des surfaces, les consommations d'électricité des différents usages évoluent selon le graphique ci-contre. La consommation d'un usage croît lorsque son développement l'emporte sur les gains d'efficacité énergétique.

Taux de croissance annuel moyen des consommations d'électricité par m² équipé des usages tertiaires entre 2013 et 2030 dans le scénario D « Nouveau mix »



Taux de croissance annuel moyen des consommations d'électricité des usages tertiaires entre 2013 et 2030 dans le scénario D « Nouveau mix »



Industrie

Les hypothèses retenues se traduisent par une légère baisse de 0,2% par an en moyenne de la consommation électrique industrielle sur l'horizon d'étude : celle-ci s'établit à 113,3 TWh en 2030, soit 3,3 TWh en dessous du niveau de 2013. Cette baisse est plus marquée à court terme (-0,7% par an d'ici à 2015) qu'au-delà de 2015 (-0,1% par an en moyenne entre 2015 et 2030).

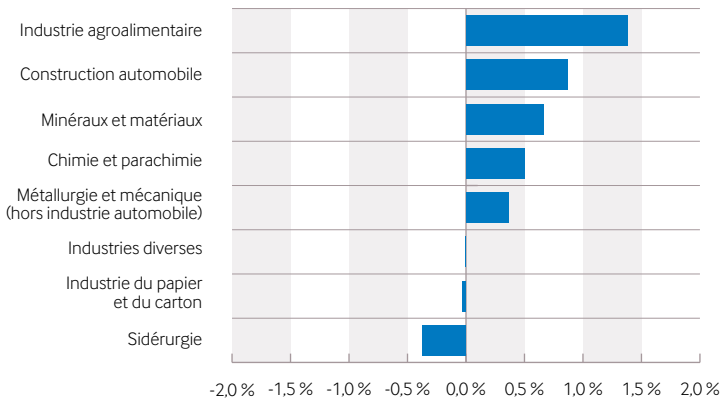
Cette évolution s'explique par le poids prépondérant des mesures d'**efficacité énergétique**, portées notamment par les réglages d'éco-conception sur les moteurs. L'effet baissier de ces mesures sur la consommation d'électricité industrielle est estimé à 17,5 TWh en 2030 dans ce scénario, dont 8,5 TWh sur les moteurs et 2,5 TWh sur l'éclairage.



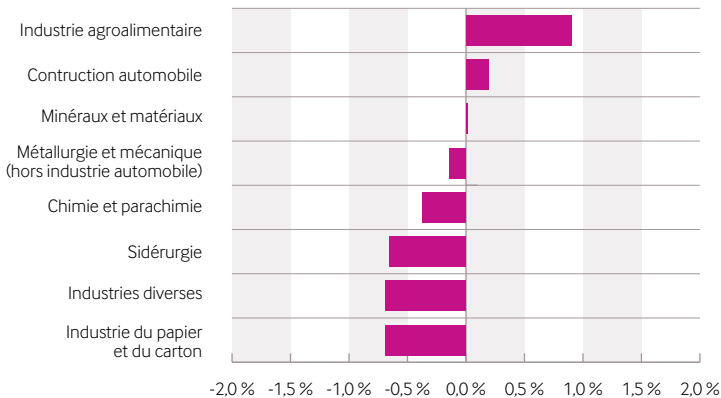
Cet effet est partiellement contrebalancé par la reprise progressive de l'**activité économique** et celle, plus modérée (+0,5% par an en moyenne entre 2013 et 2030), de la production industrielle. La hausse de consommation induite par celle de la production industrielle est estimée à 10 TWh.

La reprise modérée de l'activité n'est toutefois pas uniforme sur l'ensemble des branches industrielles, allant d'un regain d'activité assez soutenu dans l'industrie agroalimentaire (+1,4% par an en moyenne entre 2013 et 2030) à une poursuite de la baisse pour la sidérurgie (-0,4%). Dans la construction automobile, l'essor du véhicule électrique redonne une certaine vigueur à la production, qui croît de 0,9% par an en moyenne d'ici à 2030.

Taux de croissance annuel moyen de la production industrielle en volume entre 2013 et 2030 dans le scénario D « Nouveau mix »



Taux de croissance annuel moyen de la consommation électrique par branche industrielle entre 2013 et 2030 dans le scénario D « Nouveau mix »



Enfin, le **développement des usages** de l'électricité dans les procédés se traduit par un accroissement de 4 TWh de la consommation industrielle d'ici à 2030.

La légère baisse globale de la consommation électrique industrielle recouvre une hausse dans l'industrie agroalimentaire et la construction automobile, et une baisse plus ou moins marquée dans l'ensemble des autres branches.

Transport, énergie et agriculture

La consommation électrique des secteurs du transport, de l'énergie et de l'agriculture croît à un rythme annuel moyen de 3,3% d'ici à 2030, soit +20,5 TWh par rapport en 2013.

L'essor des **véhicules électriques et hybrides rechargeables** est vigoureux, porté par les politiques de réduction de la dépendance aux hydrocarbures. La part de marché des VE dans les ventes annuelles de véhicules particuliers ou utilitaires croît et atteint 10% en 2030, celle des VHR dépasse 24% à ce même horizon. Le parc total de VE/VHR compte ainsi 6,9 millions d'unités en 2030 (soit plus de 16% des véhicules en circulation), dont 70% de VHR. Une politique incitative favorable à une meilleure gestion de la charge se met en place, qui permet l'émergence progressive de modes de charges « intelligents ». Le mode de charge des batteries se fait à 60% en charge pilotée par un signal tarifaire, à 10% en mode Battery Management System, et seulement 30% des recharges se font en charge naturelle. Le taux de croissance annuel moyen de la consommation électrique de cet usage émergent est particulièrement élevé (+51% par an d'ici à 2020, +22% par an entre 2020 et 2030) et sa consommation atteint 14,6 TWh en 2030.

Une diminution, via les politiques de la ville, de 5% du besoin de mobilité individuelle se traduit par une croissance modérée de 0,1% par an en moyenne du **trafic de passagers** en France, tous modes de transport confondus. Ce scénario retient également une

Évolution du trafic de passagers à l'horizon 2030 dans le scénario D « Nouveau mix »

	2013	2030
Trafic passagers	990 Gpkm	1 010 Gpkm
Part modale du transport ferroviaire interurbain	9,1%	11,2%
Part modale du transport ferroviaire urbain	1,6%	2,4%

déformation des parts modales en faveur du transport ferroviaire, urbain et interurbain plus marquée que dans les autres scénarios (cf. tableau en page précédente). Le **trafic de marchandises** évolue de façon corrélée avec la production industrielle et croît modestement à l'horizon 2030 de +0,3% par an. La part modale du transport ferroviaire pour le fret croît de trois points, à 17,2% en 2030. Sous ces hypothèses, la consommation d'électricité du **transport ferroviaire**, passagers et marchandises confondus, croît de 2,2% par an en moyenne d'ici à 2030 (+5,4 TWh).

Enfin, la consommation électrique du **secteur de l'énergie** (hors pertes) devrait demeurer stable à l'horizon 2030, et celle de l'**agriculture** croître modérément de 1,1% par an en moyenne, soit une hausse de 0,6 TWh d'ici à 2030.

Bilan énergétique

Au global, la consommation d'électricité de la France continentale augmente de 2,5 TWh entre 2013 et 2030 dans le scénario D « Nouveau mix ».

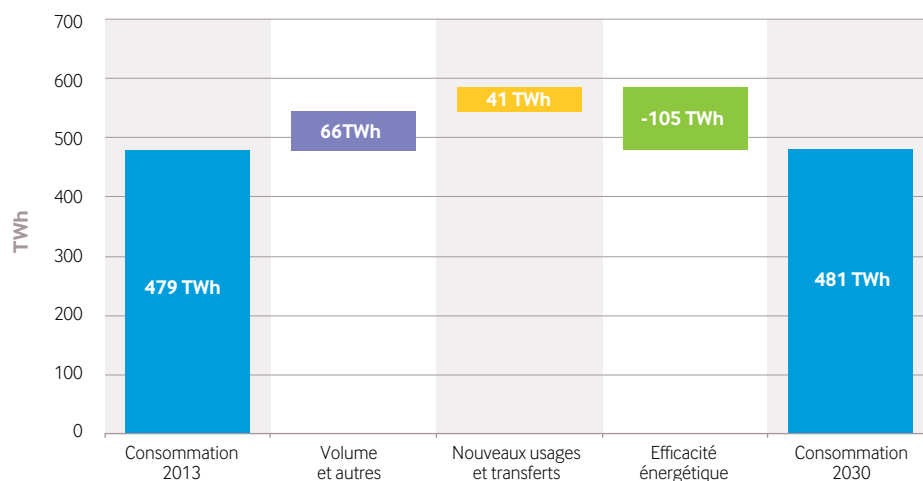
Consommation en énergie dans le scénario D « Nouveau mix »

	Énergie annuelle en TWh à conditions de référence			TCAM*	
	2013**	2020	2030	2013-2020	2020-2030
Résidentiel	157,9	157,0	148,4	-0,1%	-0,6%
Tertiaire	139,8	141,0	134,4	0,1%	-0,5%
Industrie	116,7	115,3	113,3	-0,2%	-0,2%
Transport	12,7	16,8	32,6	4,0%	6,9%
Agriculture	3,3	3,6	4,0	1,2%	1,0%
Énergie (dont pertes réseau)	48,3	48,4	48,5	0,0%	0,0%
Consommation intérieure	478,6	482,0	481,1	0,1%	0,0%

* Taux de croissance annuel moyen ** Données provisoires

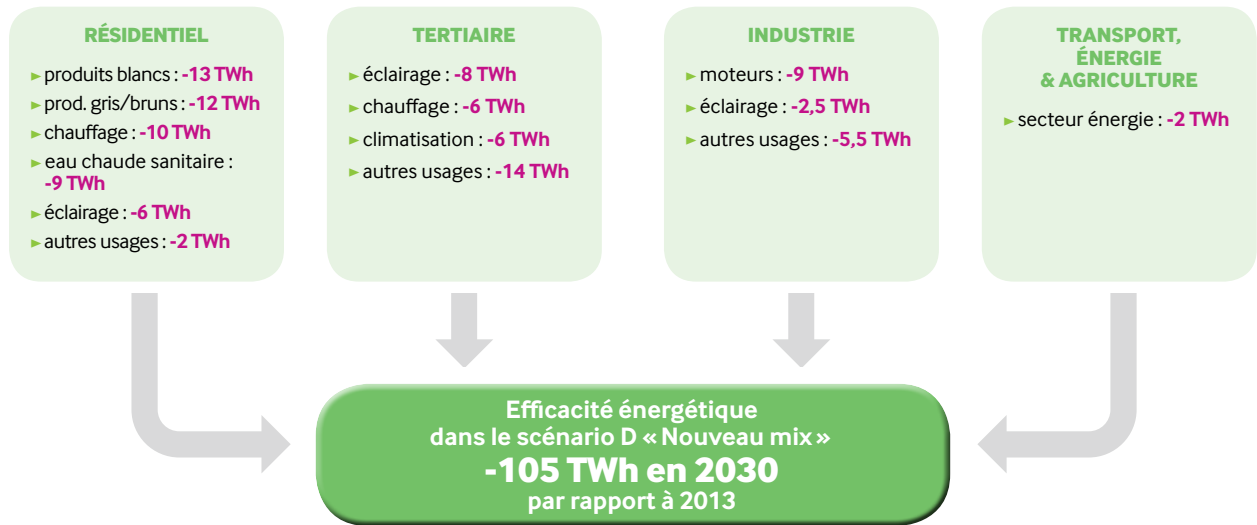
Le graphique suivant montre le poids des différents effets contributifs à l'évolution de la consommation entre 2013 et 2030.

Décomposition de l'évolution de la consommation dans le scénario D « Nouveau mix »

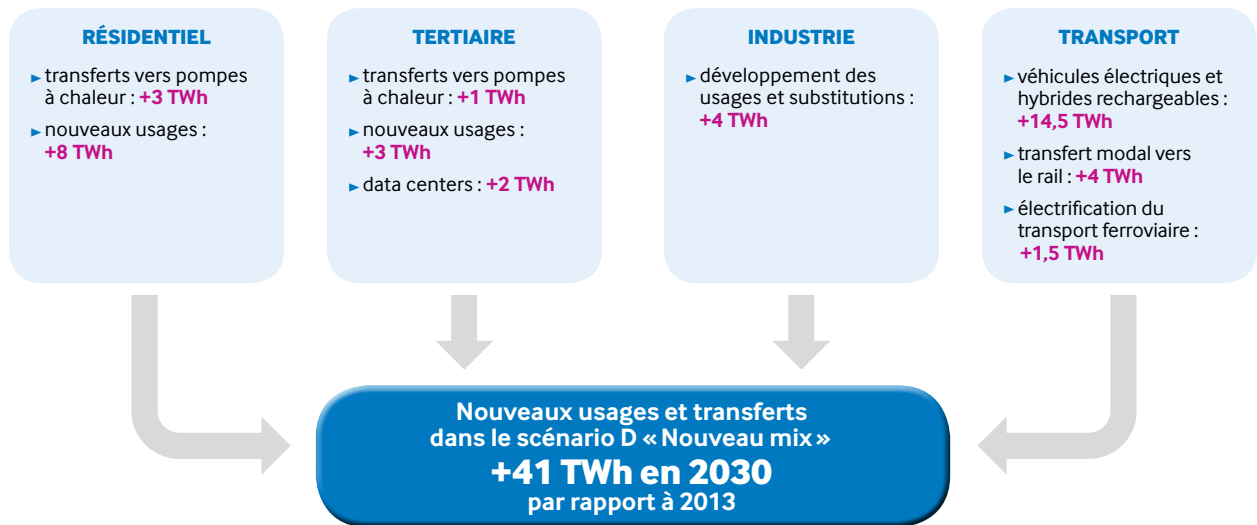




Le graphique ci-dessous détaille, par secteur, la part liée à l'efficacité énergétique.



Le graphique ci-dessous détaille, par secteur, la part liée aux nouveaux usages et aux transferts.



Bilan en puissance

Puissance à la pointe dans le scénario D « Nouveau mix »

GW	Puissance à la pointe		TCAM*	
	2020	2030	2015-2020	2020-2030
Pointe à température de référence	85,2	84,4	+0,1%	-0,1%
Pointe « à une chance sur dix »	101,7	100,0	+0,1%	-0,2%

* Taux de croissance annuel moyen

Comme le montre le graphique ci-contre, l'indicateur de pointe à «une chance sur dix», donc la thermosensibilité, croît désormais sensiblement au même rythme que l'énergie à un horizon de cinq ans alors que les pics de puissance ont crû de deux à trois fois plus vite que la demande en énergie au cours de la dernière décennie. Au-delà de 2020, cet indicateur entre en décroissance et baisse plus rapidement que la demande en énergie. Ceci traduit notamment l'amélioration de l'efficacité énergétique dans les bâtiments et du pilotage de la demande (VE/VHR, eau chaude sanitaire...).

6.5.3 Offre

Parc nucléaire

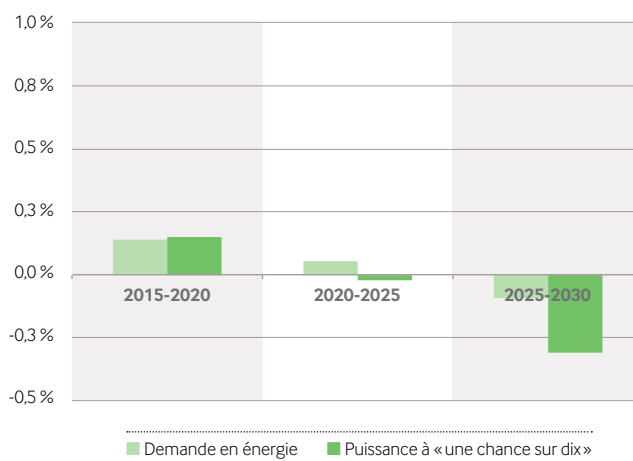
Ce scénario envisage que la part du nucléaire est portée à 50% de la production nationale, conformément aux objectifs du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, mais avec cinq ans de décalage soit 50% en 2030. Cette réduction significative de la part du nucléaire couplée à un effort déterminé d'efficacité énergétique et à un développement soutenu des énergies renouvelables en Europe, réduit drastiquement les débouchés pour le nucléaire français dont la capacité est réduite à 37,6 GW en 2030.

Parc renouvelable

Le développement des énergies renouvelables en Europe est soutenu. Ainsi, en France :

- la capacité éolienne terrestre est portée à 27,6 GW en 2030, après une forte croissance de 1 000 MW par an de 2015 à 2020, qui s'accélère entre 2020 et 2030 avec un rythme de l'ordre de 1 350 MW par an ;
- à la suite de la mise en service, selon le calendrier prévu, des 3 GW prévus dans les deux premiers appels d'offres, la dynamique de développement de la filière éolienne en mer s'accélère avec un rythme de 1 000 MW par an, conduisant à un parc d'une puissance de 9 GW en 2030 ;
- la croissance du photovoltaïque s'accélère, passant de 900 MW par an en 2015 à 1 600 MW par an en 2030, pour atteindre une capacité installée de 24,1 GW en 2030 ;
- les filières biogaz et biomasse suivent une croissance modérée de 20 MW par an chacune ;

Comparaison de la croissance de la demande en énergie et en puissance dans le scénario D « Nouveau mix » Moyenne quinquennale du taux de croissance annuel



- la filière hydrolienne se développe à hauteur de 3 GW en 2030 ;
- aucun projet hydraulique d'envergure n'est pris en compte dans ce scénario. L'hypothèse retenue est celle d'une stabilité du parc hydroélectrique.

Stockage de masse

Dans ce scénario où le taux de pénétration des productions renouvelables intermittentes est important, des capacités de stockage supplémentaires sont développées sous la forme de STEP⁹⁹ ou équivalent : 2 GW de capacité de stockage sont ainsi ajoutées dans ce scénario pour porter la capacité totale à 6,3 GW.

Parc thermique à flamme de base et de semi-base

Le parc thermique à flamme centralisé en fonctionnement en 2019 se réduit de 1,2 GW entre 2019 et 2030, avec l'âge avancé de certaines centrales, et la mise à disposition de 4 GW de moyens supplémentaires¹⁰⁰ est décidée. En 2030, le parc est ainsi composé de 9,4 GW de cycles combinés au gaz et de 1,7 GW de centrales au charbon.

Le parc de cogénération voit sa capacité globale diminuer de 900 MW entre 2020 et 2030.

⁹⁹ STEP : Stations de transfert d'énergie par pompage. La production par turbinage de ces unités n'est pas considérée comme renouvelable, conformément à la réglementation européenne.

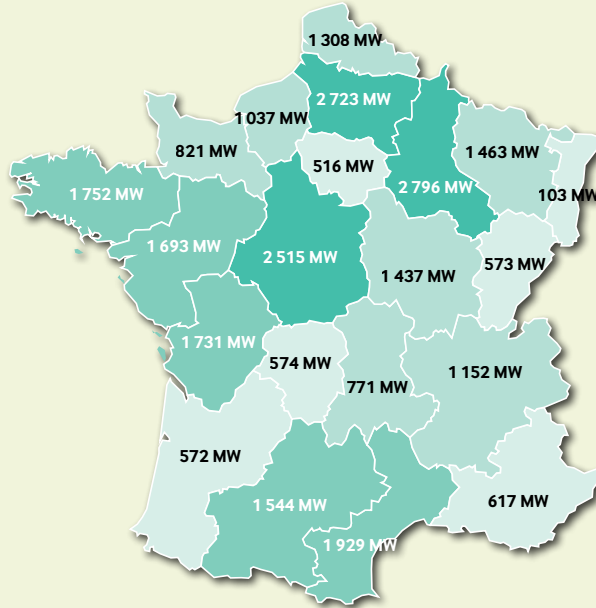
¹⁰⁰ Ces moyens supplémentaires de type cycle combinés au gaz peuvent être soit des nouvelles centrales, soit la remise en service de moyens existants qui étaient mis en indisponibilité en 2019.



+ Les dynamiques locales de la croissance du parc renouvelable

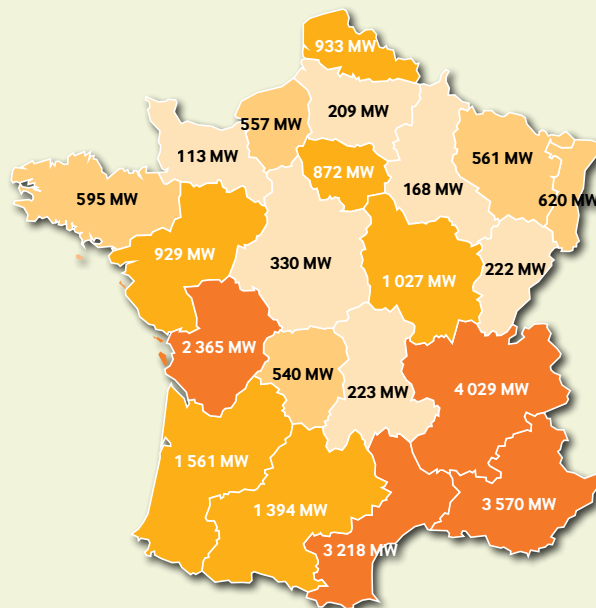
La répartition régionale des parcs renouvelables du scénario D « Nouveau mix » à l'horizon 2030 est illustrée par les cartes suivantes.

Capacités éoliennes terrestres régionales en 2030 dans le scénario D « Nouveau mix »*
27,6 GW au total



La capacité éolienne terrestre en 2030 est proche des ambitions des schémas régionaux climat-air-énergie (SRCAE) pour 2020. Pour le photovoltaïque, la capacité en 2030 est supérieure de 9 GW à l'ambition des schémas régionaux.

Capacités photovoltaïques régionales en 2030 dans le scénario D « Nouveau mix »*
24,1 GW au total



* À titre illustratif, la clé de répartition de l'installation de la puissance supplémentaire entre 2013 et 2030 est fondée sur les objectifs des SRCAE.

Moyens de pointe

Les moyens de pointe présents en 2019 subissent environ 1,7 GW de fermetures entre 2019 et 2030, avec l'obsolescence d'une

partie du parc, et la mise en place de 7 GW de moyens supplémentaires est engagée. En 2030, les moyens de pointe, de production et d'effacement, représentent 11,4 GW.

Offre en 2030 dans le scénario D « Nouveau mix »

Valeurs au 1 ^{er} janvier en GW	2014	Scénario D « Nouveau mix » en 2030
Nucléaire	63,1	37,6
Charbon	5,0	1,7
Cycles combinés au gaz	5,3	9,4
Moyens de pointe de production (fioul, turbines à combustions) et moyens d'effacement cumulables	10,0*	11,4
Thermique décentralisé non EnR	6,0	5,4
Thermique décentralisé EnR	1,1	1,8
Hydroélectricité (turbinage)	25,2	27,2
<i>dont STEP</i>	4,3	6,3
Éolien	8,1	36,6
<i>dont éolien terrestre</i>	8,1	27,6
<i>dont éolien en mer</i>	0,0	9,0
Photovoltaïque	4,3	24,1
Hydroliennes	0,0	3,0

* Effacements cumulables connus de RTE

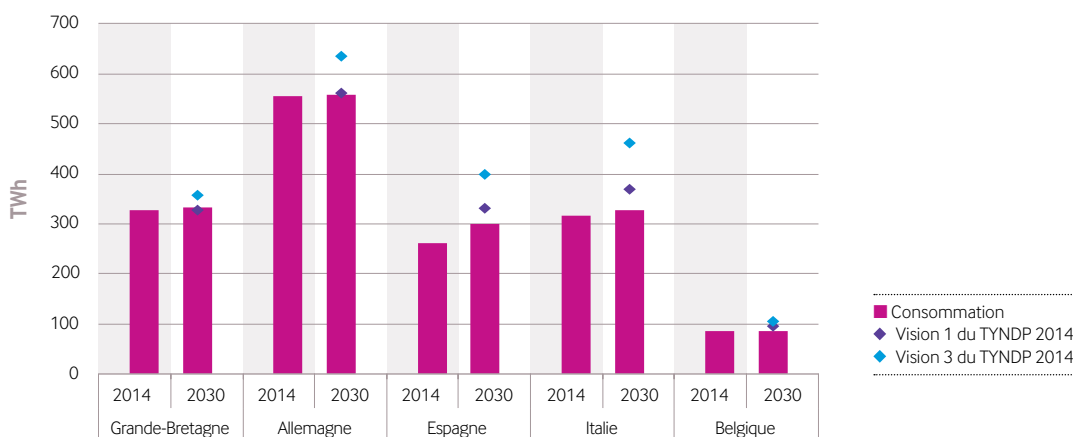
6.5.4 Hypothèses européennes

Les principales hypothèses du système ouest-européen en 2030 dans le scénario D « Nouveau mix » sont résumées ci-dessous.

- Une demande atone dans beaucoup de pays, légèrement haussière en Espagne et en Italie ;

Évolution de la demande dans le scénario D « Nouveau mix »

Énergie annuelle





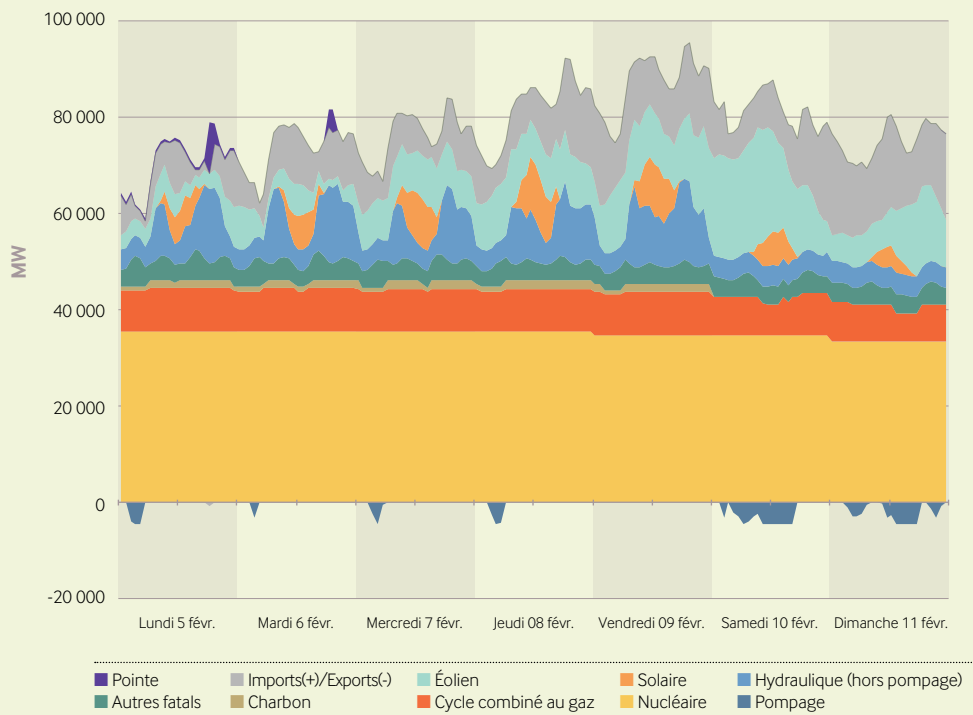
+ Une offre flexible est nécessaire pour insérer un large volume de productions renouvelables

Les offres flexibles de production et d'effacement sont essentielles à l'insertion de larges volumes d'énergies

renouvelables dont la variabilité de la production se combine à celle de la consommation.

Exemple de mix de production France pour une semaine d'hiver

Scénario D « Nouveau mix »



Pour chaque scénario et chaque année, RTE simule – au pas horaire – l'équilibre offre-demande du système électrique ouest-européen pour 1 000 tirages annuels (appelés années de Monte-Carlo) des différents aléas (température, vent, ensoleillement, disponibilité des moyens de production...). Le graphique ci-dessus présente une **semaine d'hiver 2030** pour l'un de ces tirages et permet de souligner quelques aspects du fonctionnement du système électrique.

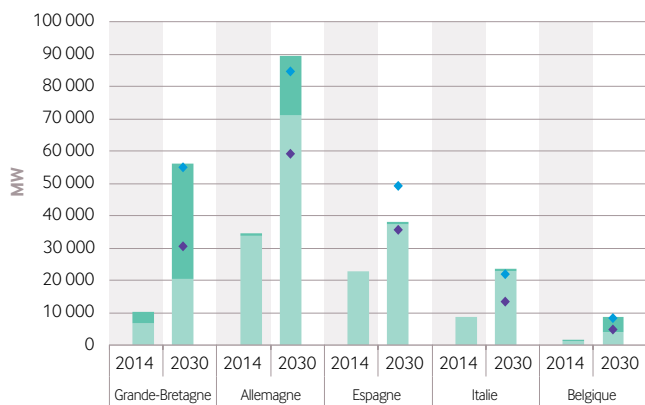
Comme aujourd'hui, une large partie de la flexibilité est assurée en France par la production **hydraulique** qui suit les variations de la consommation nette des productions renouvelables et fatales. Avec un large volume installé, la production solaire se substitue significativement à l'hydraulique pour répondre à la consommation en journée.

Lorsque les importations d'énergies compétitives ne sont pas suffisantes, les **moyens de pointe** (production et effacement) sont mobilisés. C'est le cas sur cet exemple lors des pointes européennes du soir en début de semaine, lorsque la production éolienne est faible sur le continent.

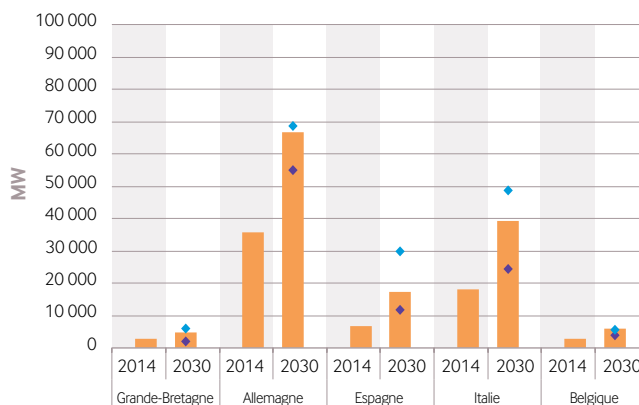
Enfin, la baisse de la consommation le week-end s'accompagne de la baisse de la production hydraulique et **thermique flexible** et du coût de l'électricité sur les marchés. La fin de semaine permet le **stockage** massif d'énergie par pompage. Ce phénomène s'observe également lors des creux de nuit en jour ouvré. L'énergie est restituée au système lorsque les coûts de production sont les plus élevés, aux pointes du soir et en journée les jours ouvrés.

► Une dynamique très soutenue du développement des capacités éolienne et solaire ;

Développement du parc éolien dans le scénario D « Nouveau mix »
Puissance au 1^{er} janvier



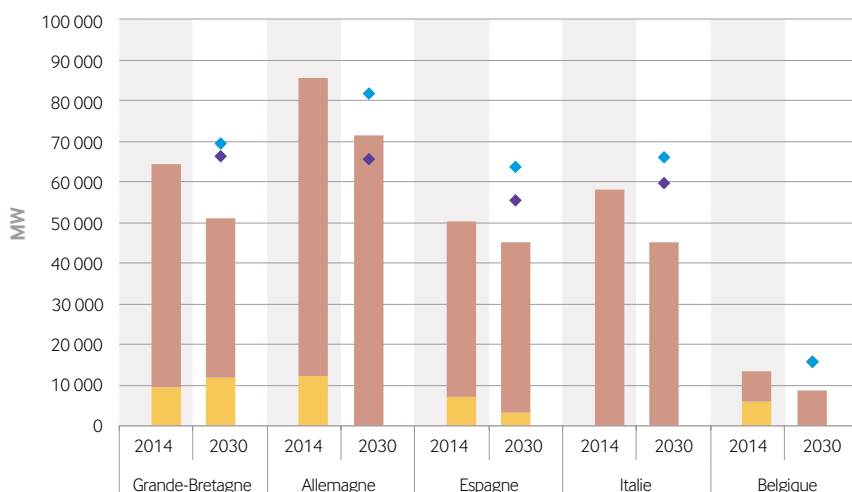
Développement du parc photovoltaïque dans le scénario D « Nouveau mix »
Puissance au 1^{er} janvier



■ Éolien en mer ■ Éolien terrestre ■ Photovoltaïque ◆ Vision 1 du TYNDP 2014 ◆ Vision 3 du TYNDP 2014

- Une stabilité du parc de production hydroélectrique ;
- Un développement limité des dispositifs de stockage de masse du type STEP avec l'ajout de quelques gigawatts de capacité en Europe ;
- Un recul marqué des capacités thermiques à flamme et nucléaire.

Développement du parc thermique dans le scénario D « Nouveau mix »
Puissance au 1^{er} janvier



■ Tout thermique fossile ■ Nucléaire ◆ Vision 1 du TYNDP 2014 ◆ Vision 3 du TYNDP 2014

6.5.5 Interconnexions

Le développement très poussé des énergies renouvelables va de pair avec un solide réseau d'interconnexions, permettant de gérer au mieux l'intermittence en mutualisant les moyens de flexibilité entre les différents pays. Dans ce scénario, la plupart des projets

sur les frontières françaises prévus dans le schéma décennal de développement européen (TYNDP) voient le jour.

- Deux liaisons à courant continu de 1 000 MW et 1 400 MW respectivement sont développées entre la France et la Grande-Bretagne, s'ajoutant aux 3 000 MW déjà en service fin 2019.



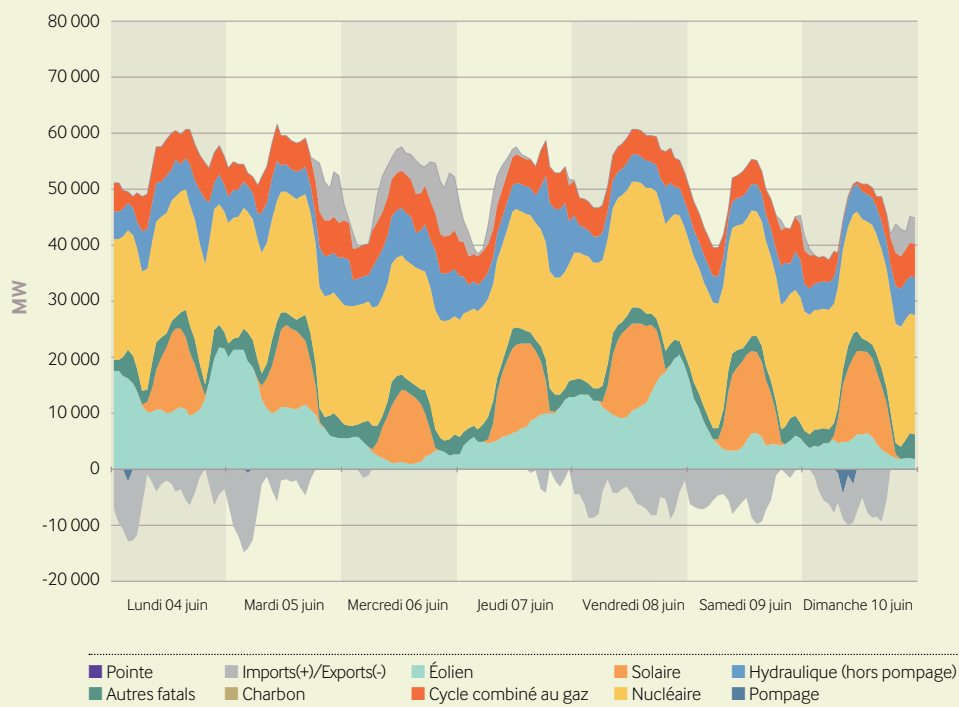
+ Les interconnexions internationales contribuent à la gestion de l'intermittence des productions renouvelables en Europe

Les lignes internationales permettent les échanges d'énergie, la mutualisation des capacités de production et l'optimisation des coûts de production de l'électricité en Europe. Avec l'accroissement des capacités renouvelables, les flux

internationaux sont rendus plus volatils sous l'influence des conditions climatiques locales, comme cela est déjà observé sur les frontières allemande, italienne et espagnole.

Inversion des flux internationaux pour évacuer les énergies renouvelables

Scénario D « Nouveau mix »



Pour chaque scénario et chaque année, RTE simule – au pas horaire – l'équilibre offre/demande du système électrique ouest-européen pour 1 000 tirages annuels (appelés années de Monte-Carlo) des différents aléas (température, vent, ensoleillement, disponibilité des moyens de production...). Le graphique ci-dessus présente une **semaine d'été 2030** pour l'un de ces tirages et permet de souligner quelques aspects du fonctionnement du système électrique.

Dans cet exemple, les variations de la **production éolienne** ont un effet direct sur les échanges internationaux. D'une

situation globalement exportatrice sur tout la semaine, la forte réduction de la production éolienne française se traduit par des importations le mercredi, notamment lorsque la production solaire se réduit.

Les pointes de production éolienne dans la nuit de dimanche à lundi et mardi conduisent à des pics d'exportation très significatifs. Ce n'est que le week-end que les pics de **production solaire** conduisent à des pics d'exportation. En jours ouvrés, ces pics sont en effet concomitants avec ceux de la consommation.

- La création d'une nouvelle ligne à courant continu à travers le golfe de Gascogne, entre le Pays basque espagnol et l'Aquitaine, permet d'atteindre une capacité d'interconnexion d'environ 5 000 MW entre la France et l'Espagne.
- Des investissements sont réalisés sur la frontière entre la France et l'Allemagne, avec le renforcement d'une liaison d'interconnexion au nord, et le passage à 400kV d'un circuit actuellement exploité à 225 KV sur l'autre interconnexion située plus au sud.
- Entre la France et la Suisse, le remplacement de deux anciennes liaisons transfrontalières 225 kV à deux circuits par des nouvelles liaisons 400 kV simple circuit, au nord et au sud du lac Léman, permettent une augmentation de transit dans les deux sens.
- Sur la frontière belge, deux projets permettent une augmentation de la capacité d'interconnexion : le remplacement des

câbles actuels par des câbles à faible dilatation de la ligne Avelin-Mastaing-Avelghem ainsi que la réalisation d'un renforcement supplémentaire qui reste à définir.

- Enfin, une interconnexion à courant continu de 700 MW est créée entre la France et l'Irlande.

La capacité totale d'imports en hiver est donc portée à 24 GW, contre 9 GW pour l'hiver 2014-2015. La somme des capacités d'export hivernales peut atteindre près de 29 GW.

6.5.6 Mix électrique

Les bilans énergétiques issus des simulations de fonctionnement du système électrique ouest-européen sont présentés ci-dessous.

Bilan énergétique en 2030 dans le scénario D « Nouveau mix » Énergie annuelle

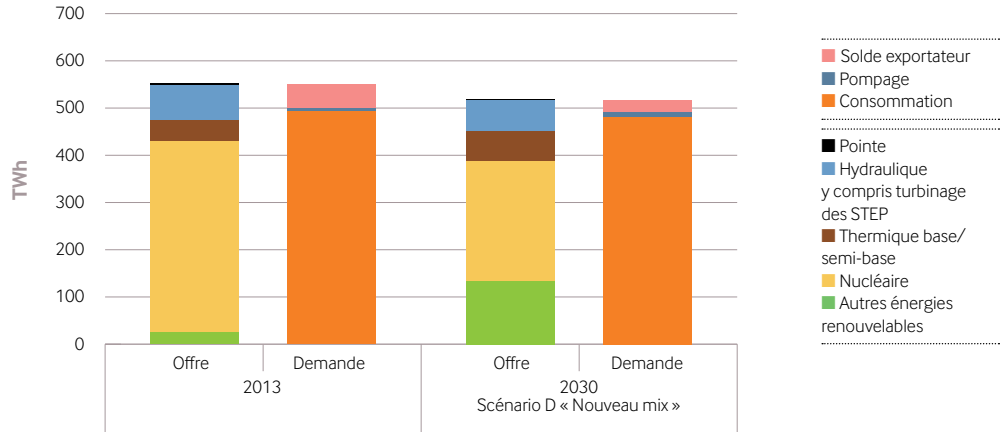
TWh	2013	Scénario D « Nouveau mix » en 2030
Consommation nationale	493,4	481,1
<i>dont efficacité énergétique</i>	0,0	-105,0
Pompage	7,1	8,6
Solde exportateur	49,2	26,3
Demande totale	549,7	516,0
Nucléaire	403,8	254,0
Charbon	20,0	1,4
Cycles combinés au gaz	8,2	48,6
Moyens de pointe de production (fioul, turbines à combustions) et d'effacement (cumulables)	1,1	0,2
Thermique décentralisé non EnR	16,8	12,9
Thermique décentralisé EnR	4,6	9,5
Hydroélectricité (y compris turbinage des STEP)	74,8	64,9
Éolien	15,9	86,2
Photovoltaïque	4,5	29,7
Hydroliennes	0,0	8,6
Offre totale	549,7	516,0
Couverture de la consommation par les EnR	19,2%	40,0%
Ratio nucléaire dans le mix de production	73,4%	49,2%
Émissions de CO₂ (MtCO₂)	29,2	24,1

À puissance installée constante, d'autres répartitions des investissements entre les filières de semi-base et de pointe sont envisageables. Elles conduiraient essentiellement à des niveaux de

production différents de ces deux filières et donc à des volumes d'exports différents.



Évolution du mix de production français entre 2013 et 2030 dans le scénario D « Nouveau mix »
Énergie annuelle



6.6 Comparaison des scénarios

6.6.1 Comparaisons sectorielles

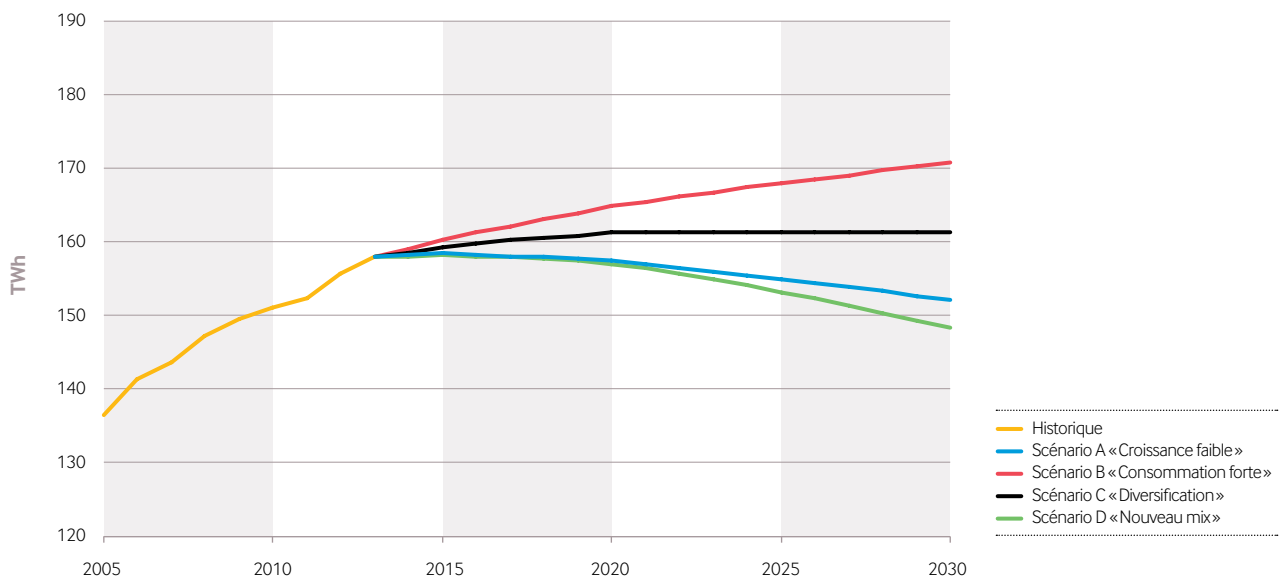
Résidentiel

Dans les quatre scénarios, la croissance de la consommation électrique fléchit après 2015. Ce fléchissement s'explique principalement par les effets croissants de la réglementation sur la consommation des bâtiments et des équipements. Ces effets interviennent dans tous les scénarios mais à différents degrés. L'écart entre les scénarios encadrants est proche de 22 TWh à l'horizon 2030.

Désormais, seul le scénario B «Consommation forte» est orienté à la hausse sur l'ensemble de la période ; en effet, dans ce scénario, l'effet des moteurs de croissance de la consommation électrique prime sur l'effet baissier des actions d'efficacité énergétique.

Le scénario C «Diversification» est en légère hausse entre 2013 et 2020 puis, au-delà, la consommation se stabilise car les

Consommation annuelle du secteur résidentiel par scénario prospectif



moteurs de croissance, qui sont plus modérés que dans le scénario B « Consommation forte », sont compensés par les effets des mesures d'efficacité énergétique.

Avec une diffusion, plus rapide que dans les autres scénarios, des technologies les plus performantes et avec des comportements particulièrement vertueux, la consommation d'électricité du scénario D « Nouveau mix » est en baisse. En effet, dès 2014, les effets des actions d'efficacité énergétique priment sur les moteurs de croissance de la consommation électrique résidentielle.

La consommation résidentielle du scénario A « Croissance faible » est en baisse sous l'effet cumulé de facteurs de croissance limités, de comportements plus économes en situation économique difficile et de gains croissants d'efficacité énergétique.

En reprenant les différentes actions d'efficacité énergétique décrites précédemment, la quantification de leur effet dans le secteur résidentiel est résumée dans le tableau suivant.

Efficacité énergétique dans le secteur résidentiel par scénario prospectif en 2030
Énergie annuelle

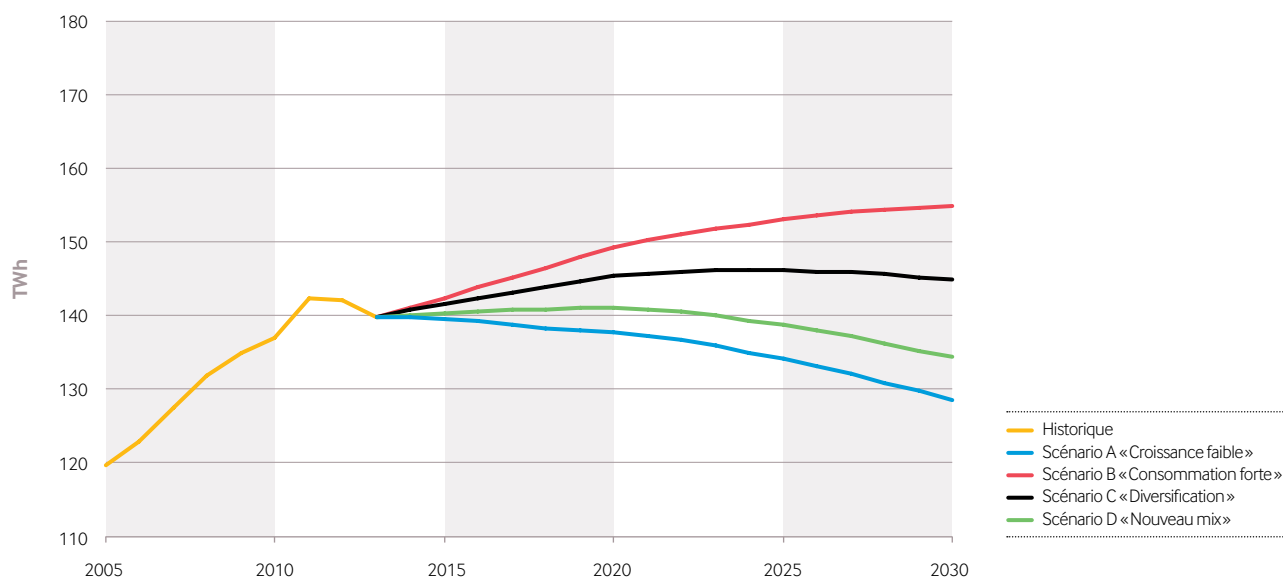
TWh	Total résidentiel	dont électroménager (froid+lavage)	dont informatique et TV	dont eau chaude sanitaire	dont éclairage	dont chauffage
A « Croissance faible »	-33,7	-8,3	-7,9	-5,8	-5,3	-5,1
B « Consommation forte »	-37,0	-9,4	-8,2	-6,7	-5,0	-7,3
C « Diversification »	-36,6	-9,1	-7,9	-6,6	-5,4	-6,4
D « Nouveau mix »	-53,1	-12,7	-12,1	-8,7	-6,4	-10,5

Tertiaire

À long terme, les principales incertitudes influant sur les consommations du secteur tertiaire résident dans l'évolution du PIB et dans l'effet plus ou moins marqué des actions d'efficacité éner-

gétique. Elle se traduit par un différentiel de 26 TWh entre les scénarios encadrants à l'horizon 2030, soit 18% du volume de la demande tertiaire.

Consommation annuelle du secteur tertiaire par scénario prospectif





L'effet des mesures d'efficacité énergétique est plus accentué à long terme, notamment à partir de 2020 qui marque le début, ou encore de l'accélération de la décroissance de la demande

électrique. La quantification de cet effet dans le secteur tertiaire est résumée dans le tableau suivant.

Efficacité énergétique dans le secteur tertiaire par scénario prospectif en 2030
Énergie annuelle

TWh	Total tertiaire	dont éclairage	dont chauffage	dont climatisation	dont eau chaude sanitaire	dont froid
A « Croissance faible »	-34,6	-8,2	-6,4	-6,4	-2,1	-1,7
B « Consommation forte »	-30,3	-7,2	-5,8	-6,2	-2,4	-1,3
C « Diversification »	-29,3	-7,0	-5,8	-5,7	-2,2	-1,3
D « Nouveau mix »	-34,6	-7,9	-6,3	-6,3	-3,1	-1,7

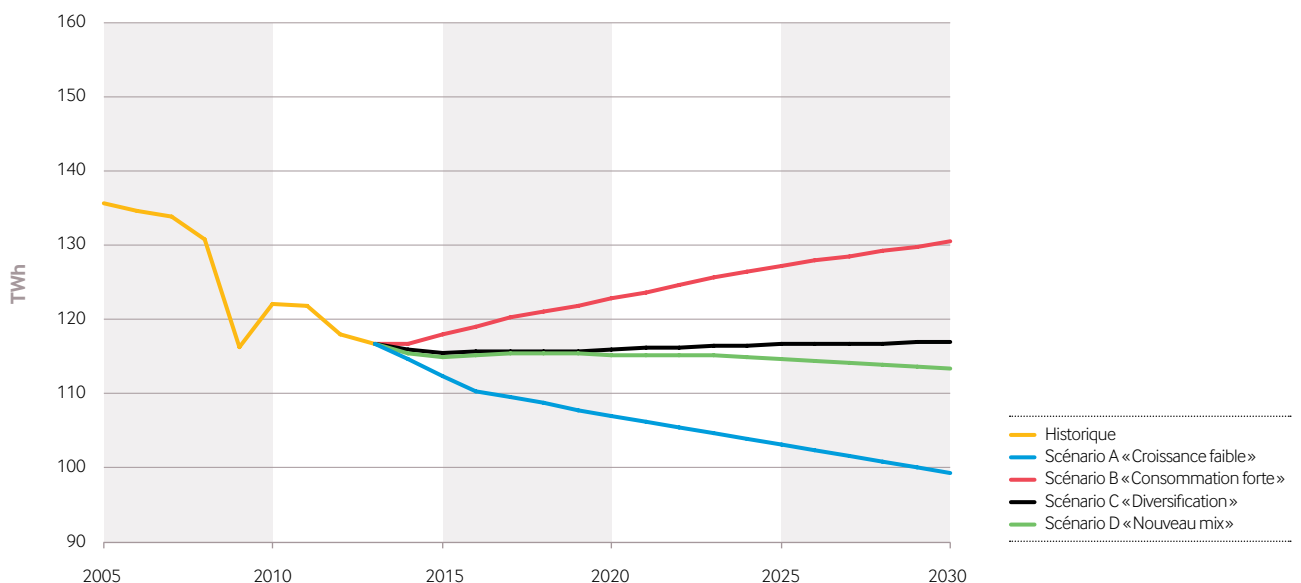
L'écart significatif entre le scénario C «Diversification» et la variante D «Nouveau mix» illustre l'existence d'un gisement d'efficacité énergétique dans le secteur tertiaire encore non exploité. Dans le scénario B «Consommation forte», l'effort d'efficacité énergétique est certes moins marqué, mais appliqué à des surfaces plus importantes que dans le scénario C «Diversification», ce qui se traduit par un volume global comparable même s'il représente bien une part plus faible de la consommation. Enfin, dans le scénario A «Croissance faible», l'intensité de l'efficacité énergétique est proche du scénario D «Nouveau mix» car elle comporte une composante comportementale plus prononcée

du fait du contexte économique dégradé et de la recherche accrue d'économies sur la facture d'électricité.

Industrie

L'évolution à long terme de la consommation d'électricité dans l'industrie est intimement liée à celle de l'activité économique : les trajectoires de demande reflètent ainsi le cône d'incertitude pesant sur la croissance du PIB, avec un écart supérieur à 30 TWh entre les scénarios encadrants à l'horizon 2030, soit 27% du volume de la demande industrielle.

Consommation annuelle du secteur industriel par scénario prospectif



Compte tenu de la longue durée de vie des équipements industriels, l'effet des mesures d'efficacité énergétique ne se fait sentir

sensiblement qu'à long terme. La quantification de cet effet dans le secteur industriel est résumée dans le tableau suivant.

Efficacité énergétique dans le secteur industriel par scénario prospectif en 2030
Énergie annuelle

TWh	Total industrie	dont éclairage	dont moteurs
A « Croissance faible »	-10,2	-1,4	-5,1
B « Consommation forte »	-12,6	-1,8	-6,5
C « Diversification »	-11,4	-1,6	-5,9
D « Nouveau mix »	-17,4	-2,5	-8,7

Seul le scénario B « Consommation forte » reste nettement hausier pour l'industrie, avec une croissance de la production industrielle suffisamment dynamique pour rester prépondérante sur l'effet baissier des économies d'énergie. Ce regain de vigueur de la demande électrique de l'industrie ne suffit toutefois pas à lui faire retrouver son niveau d'avant-crise.

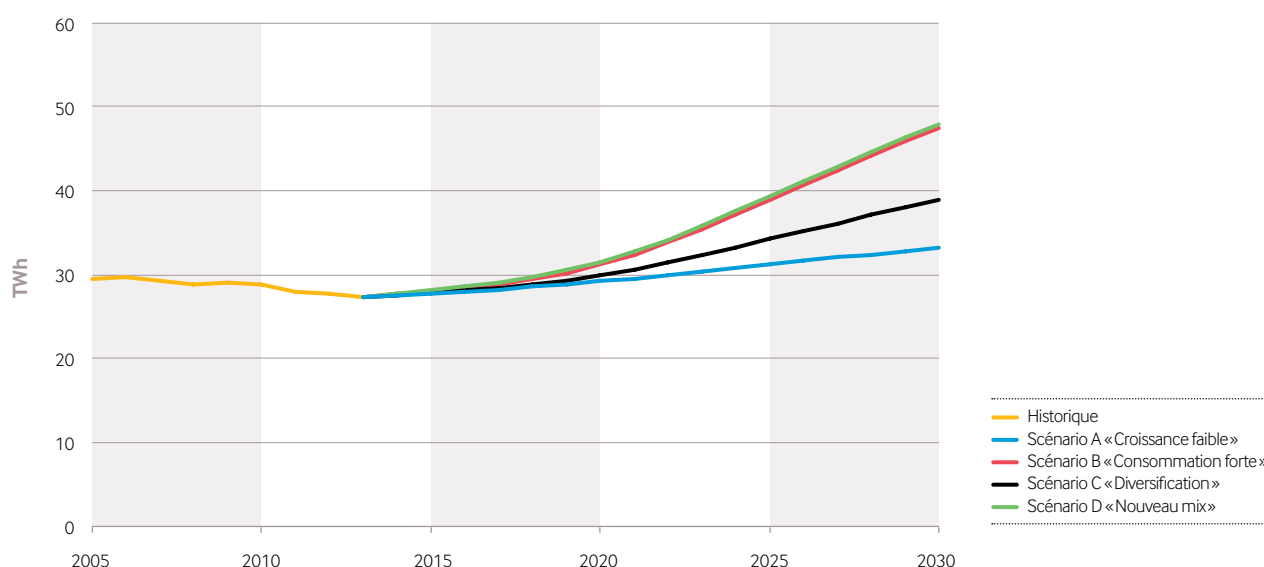
Les scénarios C « Diversification » et D « Nouveau mix » affichent une quasi-stabilité de la demande industrielle sur l'ensemble de la période.

Enfin, le scénario A « Croissance faible » s'inscrit en baisse de façon marquée du fait de perspectives macroéconomiques dégradées, et poursuit la tendance baissière de la consommation industrielle depuis le début des années 2000.

Transport, énergie et agriculture

La consommation des secteurs transport, énergie et agriculture s'inscrit à la hausse d'ici à 2030 dans tous les scénarios, avec une fourchette d'incertitude de 14 TWh à cet horizon, soit 36% de la demande de ces secteurs.

Consommation annuelle des secteurs transport, énergie et agriculture par scénario prospectif
Hors enrichissement de l'uranium et pertes sur les réseaux de transport et de distribution



Cette forte dynamique haussière est essentiellement induite par le développement de la mobilité électrique (VE, VHR, transports ferroviaires urbains et interurbains). L'essentiel de l'incertitude à l'horizon

2030 est lié à la dynamique de l'essor des VE/VHR, avec un parc en circulation allant de 1,1 millions d'unités dans le scénario A « Croissance faible » à 7,1 millions d'unités dans le scénario B « Consommation forte ».



Il est à noter que la dynamique de développement des VE/VHR également très soutenue (6,9 millions de VE/VHR en 2030) combinée avec des gains significatifs de part modale pour le transport ferroviaire font du scénario D « Nouveau mix » le plus élevé en terme de consommation d'électricité.

6.6.2 Pointe de consommation

L'évolution à long terme de l'indicateur de pointe « à une chance sur dix » présente des différences significatives selon les scénarios analysés, qui s'expliquent par la différence de structure de la consommation à long terme et par les écarts en énergie. À l'horizon 2030, la croissance de l'indicateur ralentit, et se rapproche de celle de la demande en énergie, notamment sous l'effet de l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments. Dans le scénario D « Nouveau mix », où l'intensité des mesures d'efficacité énergétique est plus marquée, l'évolution de la puissance ralentit plus vite que celle de l'énergie et adopte une tendance décroissante sur la période de 2020 à 2030.

rios analysés, qui s'expliquent par la différence de structure de la consommation à long terme et par les écarts en énergie. À l'horizon 2030, la croissance de l'indicateur ralentit, et se rapproche de celle de la demande en énergie, notamment sous l'effet de l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments. Dans le scénario D « Nouveau mix », où l'intensité des mesures d'efficacité énergétique est plus marquée, l'évolution de la puissance ralentit plus vite que celle de l'énergie et adopte une tendance décroissante sur la période de 2020 à 2030.

Indicateur de pointe « à une chance sur dix » à l'horizon 2030 par scénario prospectif

GW	Pointe « à une chance sur dix »		TCAM*	
	2020	2030	2013-2020	2020-2030
A « Croissance faible »	99,7	96,1	-0,2%	-0,4%
B « Consommation forte »	106,1	114,0	0,8%	0,7%
C « Diversification »	103,1	105,2	0,4%	0,2%
D « Nouveau mix »	101,7	100,0	0,1%	-0,2%

* Taux de croissance annuel moyen

6.6.3 Bilans énergétiques

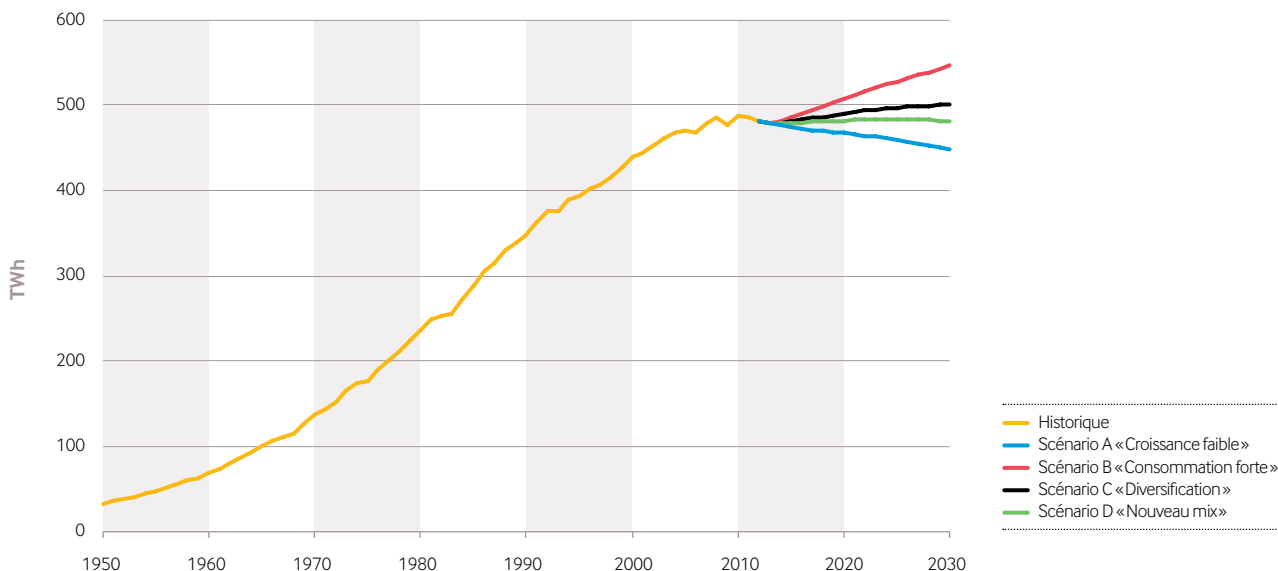
Les projections de demande électrique par scénario sont résumées dans le tableau suivant.

Consommation en énergie par scénario prospectif

	Énergie annuelle en TWh à conditions de référence			TCAM*	
	2013	2020	2030	2013-2020	2020-2030
A « Croissance faible »	478,7**	467,6	447,8	-0,3%	-0,4%
B « Consommation forte »		507,1	545,8	0,8%	0,7%
C « Diversification »		490,3	500,6	0,3%	0,2%
D « Nouveau mix »		482,0	481,1	0,1%	-0,0%

* Taux de croissance annuel moyen ** Données provisoires

Consommation annuelle par scénario prospectif



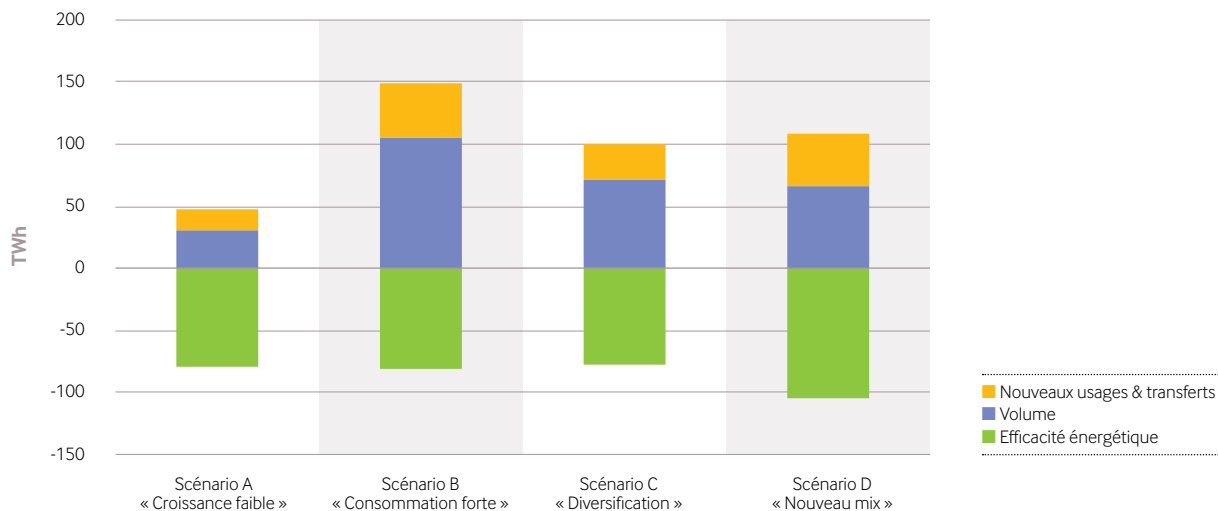
Les quatre scénarios de consommation s'inscrivent dans la continuité du ralentissement tendanciel de la croissance de la consommation qui résulte de trois effets :

- Une évolution en volume des usages actuels de l'électricité, sous l'effet de la croissance de la population, de l'activité économique et de l'évolution de l'appareil productif ;
- L'efficacité énergétique, significative dans tous les scénarios avec en particuliers, d'une part, la réglementation thermique des bâtiments neufs et son impact sur le besoin en énergie de

chauffe et les parts de marché du chauffage électrique Joule et, d'autre part, les directives éco-conception et étiquetage énergétique et leur impact sur la consommation des équipements ;

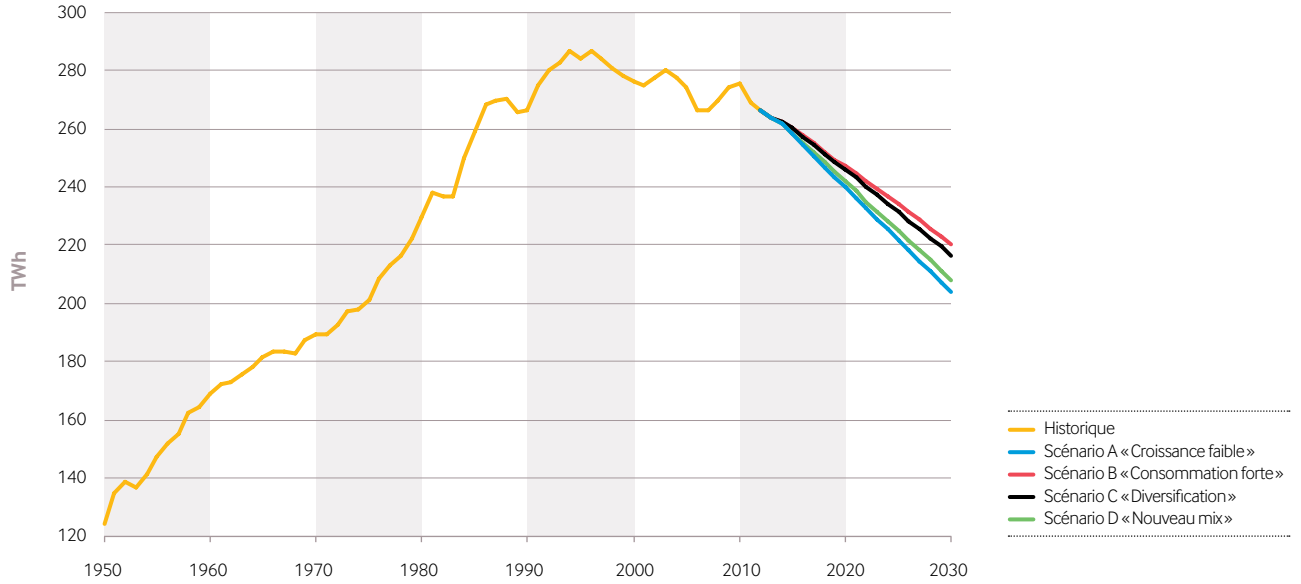
- le développement plus ou moins avancé des transferts ou de nouveaux usages dont des véhicules électriques, véritable relais de croissance de la consommation dans le scénario « Consommation forte » et qui maintient la consommation tout juste stable dans le scénario D « Nouveau mix ».

Principaux effets de l'évolution de la consommation dans les quatre scénarios prospectifs en 2030
Énergie annuelle

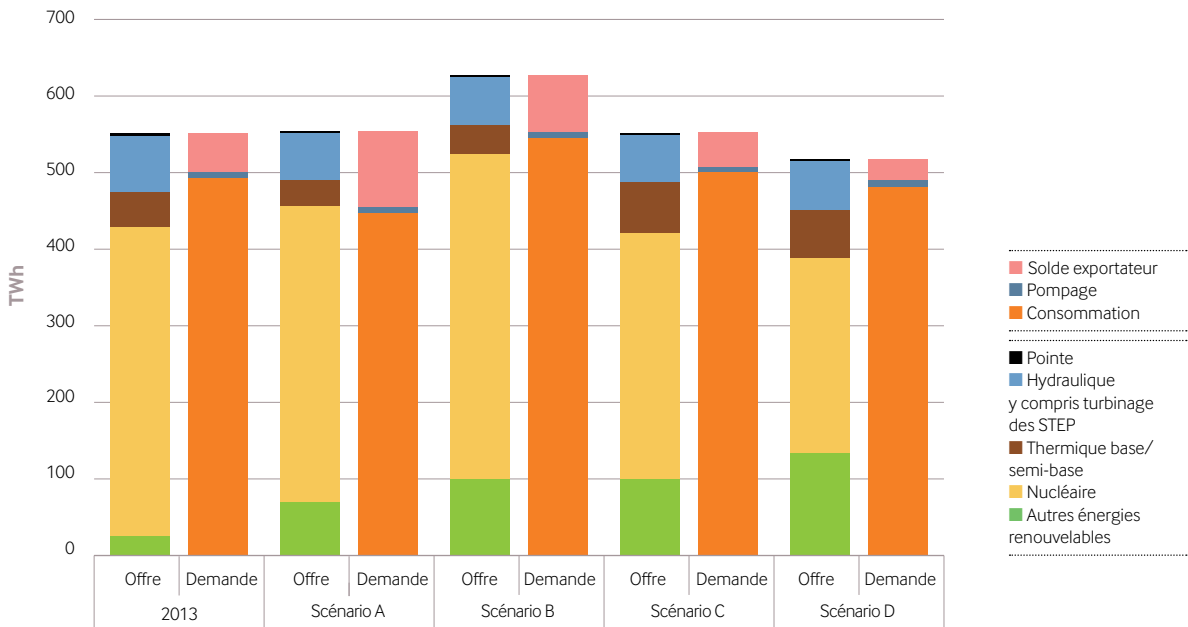




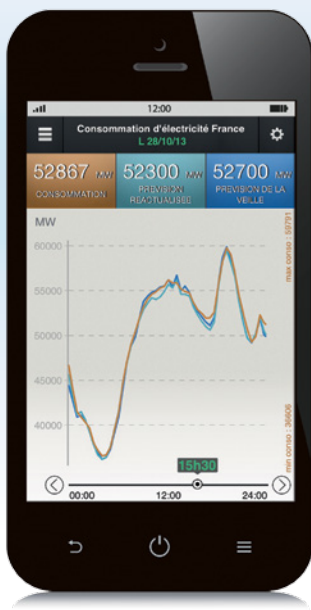
Évolution de l'intensité électrique de la consommation d'électricité dans les quatre scénarios prospectifs



Comparaison du mix électrique en 2030 dans les quatre scénarios prospectifs
Énergie annuelle



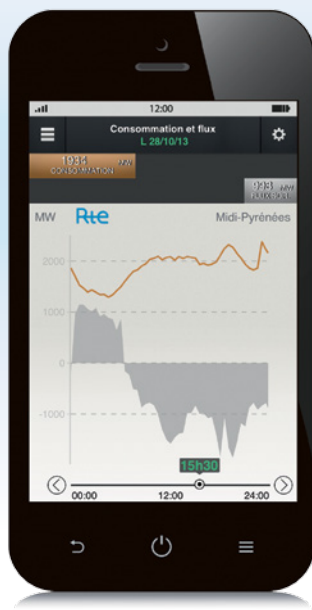
Tout savoir de l'électricité en France et dans votre région



Visualiser en temps réel les caractéristiques de l'électricité en France

Cette application vous permet de découvrir au fil des heures les variations :

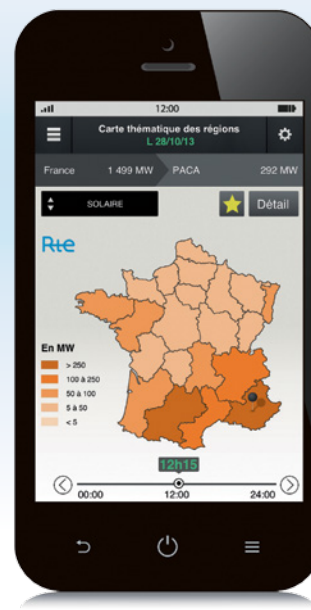
- ▶ De la production par filière
- ▶ De la consommation
- ▶ Des émissions de CO₂ associées à la production électrique
- ▶ Des échanges commerciaux d'électricité aux frontières



Découvrir les caractéristiques de votre région heure par heure

- ▶ La production par filière et la consommation de votre région
- ▶ Le bilan électrique heure par heure en fonction de la consommation de votre région

Les données régionales sont disponibles en différé.



Mettre en perspective les données de votre région

- ▶ Observer l'importance de la solidarité interrégionale
- ▶ En un coup d'œil, comparer la situation des régions
- ▶ Au fil des heures, constater les variations de ces indicateurs

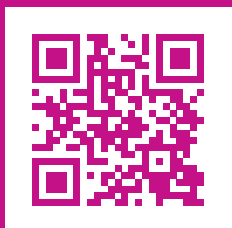
Un outil de transparence à la disposition de tous

Pour réaliser vos études, les données sont également disponibles en téléchargement avec un historique remontant au 1^{er} janvier 2012.



Rte

Réseau de transport d'électricité



**Direction de l'économie,
de la prospective et de la transparence**

Tour Initiale – 1, Terrasse Bellini – TSA 41000
92919 Paris la Défense cedex
Tél. +33 (1) 41 02 10 00

www.rte-france.com