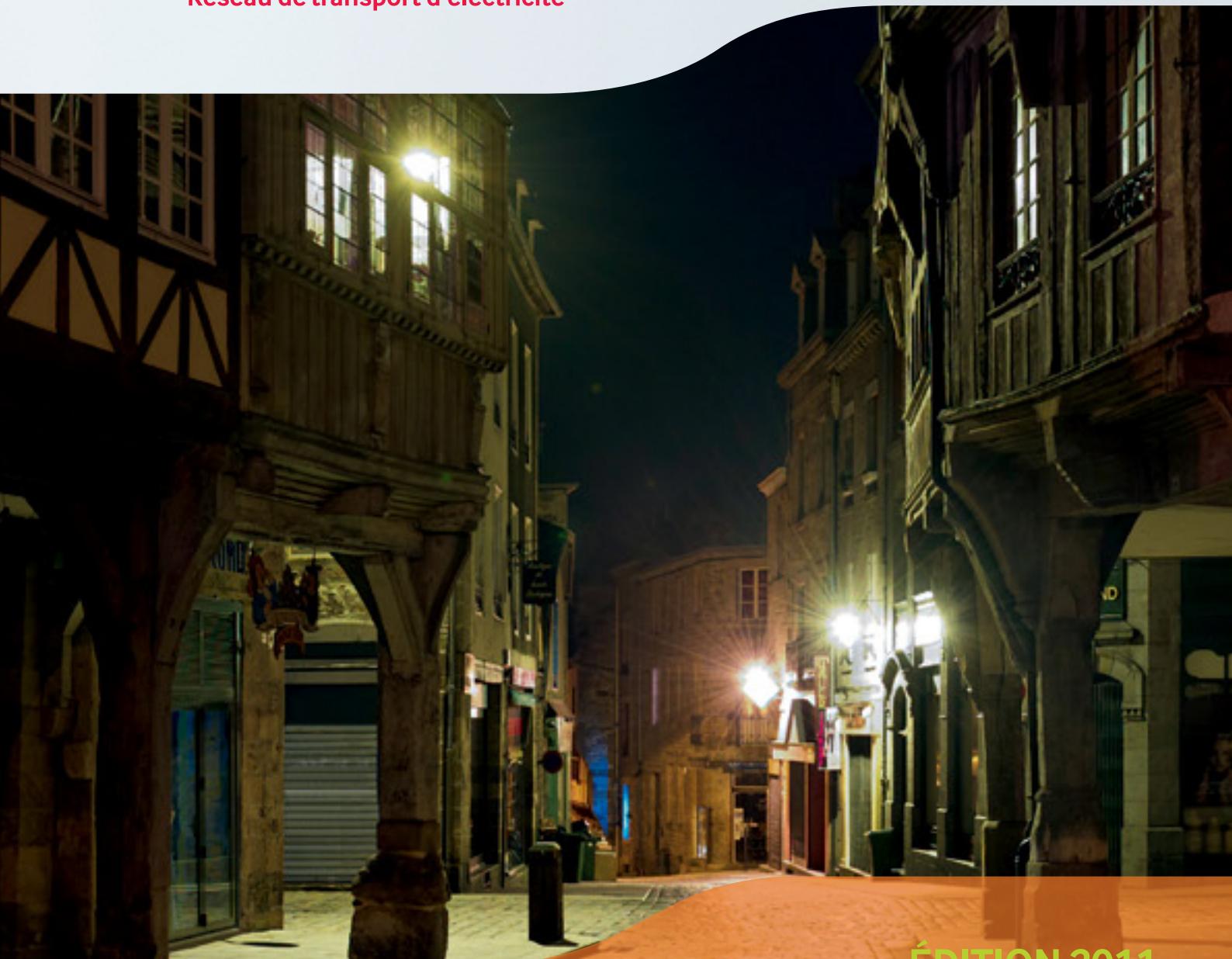




Réseau de transport d'électricité



ÉDITION 2011

# BILAN PRÉVISIONNEL

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



# **BILAN PRÉVISIONNEL**

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

**ÉDITION 2011**

<b>SYNTHÈSE</b>	<b>6</b>
<b>1 INTRODUCTION</b>	<b>15</b>
1.1 CADRE DU BILAN PRÉVISIONNEL	16
1.2 OBJECTIF ET MÉTHODE	16
1.2.1 Objectif	16
1.2.2 Limites	16
1.2.3 Méthode	17
1.2.4 Nouveautés	17
1.3 AVERTISSEMENTS	18
1.3.1 Validité des hypothèses	18
1.3.2 Confidentialité	18
<b>2 LA CONSOMMATION EN ÉNERGIE</b>	<b>19</b>
2.1 LES TENDANCES PASSÉES	20
2.1.1 Une tendance de fond : l'infexion à la baisse de la croissance de la consommation	20
2.1.2 L'impact de la crise de 2008 et les signes de reprise	22
2.2 LE CONTEXTE DES PRÉVISIONS	25
2.2.1 Évolutions de la politique énergétique depuis le Bilan Prévisionnel 2009	25
2.2.2 Le contexte macro économique de sortie de crise	28
2.3 LA CONSTRUCTION DES PRÉVISIONS	29
2.3.1 Les déterminants de la demande	29
2.3.2 Les scénarios retenus	30
2.3.3 Les hypothèses principales du scénario "Référence"	31
2.3.4 Les autres scénarios	32
2.4 LES PRÉVISIONS GLOBALES EN ÉNERGIE	33
2.4.1 Prévisions sectorielles	33
2.4.2 Prévisions globales France	36
2.5 IMPACT DE LA MAÎTRISE DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE	36
2.6 COMPARAISON PAR RAPPORT AU PRÉCÉDENT BILAN PRÉVISIONNEL PUBLIÉ EN 2009	38
2.6.1 Une baisse des prévisions de consommation dans l'industrie	39
2.6.2 Le développement de nouveaux usages dans le tertiaire	39
2.6.3 Une consommation résidentielle légèrement revue à la baisse	39
2.6.4 Maintien des hypothèses du Bilan Prévisionnel 2009 dans le domaine des transports	39
2.6.5 Synthèse	40
2.7 COMPARAISON AVEC DES SCÉNARIOS AUTRES QUE LE BILAN PRÉVISIONNEL	40
2.7.1 Différentes approches	40
2.7.2 Le périmètre étudié	41
2.7.3 Exemple de comparaison	41
2.8 COMPARAISON AVEC D'AUTRES PAYS EUROPÉENS	42
<b>3 PRÉVISIONS DE CONSOMMATION EN PUISSANCE</b>	<b>43</b>
3.1 LES VARIATIONS DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ AU FIL DU TEMPS	44
3.1.1 Les variations structurelles	44
3.1.2 La sensibilité à la température extérieure	45
3.2 LES EFFACEMENTS DE CONSOMMATION	47
3.2.1 Les options tarifaires	48
3.2.2 Mécanisme d'ajustement et effacement diffus	49
3.2.3 Perspectives	50
3.3 LES PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION DE LA COURBE DE CHARGE	50
3.3.1 La disparition de l'incandescence, déjà amorcée	51
3.3.2 Le chauffage et les pompes à chaleur	52
3.3.3 La charge des véhicules électriques	53
3.3.4 L'eau chaude sanitaire	54
3.3.5 Les évolutions de la courbe de charge globale	54
3.4 LA PUISSANCE DE POINTE	55
3.4.1 Les tendances passées	56
3.4.2 Les prévisions des puissances de pointe	57
<b>4 L'OFFRE DE PRODUCTION</b>	<b>59</b>
4.1 VUE D'ENSEMBLE DU PARC ACTUEL	60
4.2 PRODUCTION THERMIQUE NUCLÉAIRE	60
4.2.1 Le parc actuel et en projet	60
4.2.2 Durée de vie du parc	61

<b>4.3 PRODUCTION THERMIQUE FOSSILE CENTRALISÉE .....</b>	<b>62</b>
4.3.1 Le parc actuel.....	62
4.3.2 Le fonctionnement des groupes.....	62
4.3.3 Les exigences environnementales.....	64
4.3.4 L'avenir des groupes existants .....	65
4.3.5 Les projets de développement de nouveaux moyens.....	66
<b>4.4 PRODUCTION THERMIQUE DÉCENTRALISÉE .....</b>	<b>68</b>
4.4.1 Vue d'ensemble .....	68
4.4.2 Les installations de cogénération.....	68
4.4.3 Les installations thermiques fonctionnant avec des énergies renouvelables .....	69
<b>4.5 PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUE .....</b>	<b>69</b>
4.5.1 Les usines existantes.....	69
4.5.2 Le contexte réglementaire.....	70
4.5.3 Les perspectives .....	70
<b>4.6 PRODUCTION ÉOLIENNE .....</b>	<b>71</b>
4.6.1 Le parc actuel .....	71
4.6.2 Le contexte et les perspectives de développement.....	71
<b>4.7 PRODUCTION PHOTOVOLTAIQUE .....</b>	<b>72</b>
4.7.1 Le parc actuel.....	72
4.7.2 Le contexte et les perspectives de développement .....	73
<b>4.8 SCÉNARIO "RÉFÉRENCE" DE L'OFFRE DE PRODUCTION À MOYEN TERME .....</b>	<b>74</b>
<b>5 ÉVOLUTION DE L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE À MOYEN TERME .....</b>	<b>77</b>
<b>5.1 OBJECTIF ET MÉTHODE .....</b>	<b>78</b>
5.1.1 Une approche probabiliste.....	78
5.1.2 Méthode et critères d'évaluation du risque de défaillance .....	78
<b>5.2 ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE DE RÉFÉRENCE .....</b>	<b>80</b>
5.2.1 Évaluation du risque de défaillance .....	81
5.2.2 Bilans énergétiques .....	82
<b>5.3 VARIANTES SUR L'OFFRE ET SUR LA DEMANDE .....</b>	<b>84</b>
5.3.1 Sensibilité à une croissance plus forte de la demande .....	84
5.3.2 Sensibilité à une croissance moins forte de la demande .....	85
5.3.3 Sensibilité à une offre de production moins importante .....	86
<b>5.4 ANALYSE DE LA DÉFAILLANCE AVEC L'HYPOTHÈSE D'UN SOLDE DES ÉCHANGES NUL À LA POINTE .....</b>	<b>86</b>
<b>6 LES VOLETS RÉGIONAUX À MOYEN TERME .....</b>	<b>87</b>
<b>6.1 RÉGION PROVENCE – ALPES – CÔTE D'AZUR (PACA) .....</b>	<b>89</b>
6.1.1 La consommation d'électricité en région PACA aujourd'hui .....	89
6.1.2 La production d'électricité en région PACA aujourd'hui .....	90
6.1.3 Avant 2010, un réseau très exposé .....	91
6.1.4 2010 : première étape des travaux sur le réseau afin de réduire les risques de coupure .....	92
6.1.5 2015 : le filet de sécurité .....	93
6.1.6 Une collaboration soutenue avec les acteurs régionaux .....	94
6.1.7 Perspectives d'évolutions sur l'Est PACA à échéance 2030 .....	94
6.1.8 Sensibilité aux températures froides .....	96
6.1.9 Conclusion .....	96
<b>6.2 RÉGION BRETAGNE .....</b>	<b>97</b>
Préambule .....	97
6.2.1 Consommation .....	97
6.2.2 Production .....	99
6.2.3 Le réseau actuel et la sécurité d'approvisionnement .....	101
6.2.4 Le filet de sécurité breton .....	103
6.2.5 Conclusion .....	104
<b>7 PROSPECTIVE ÉNERGÉTIQUE À LONG TERME .....</b>	<b>107</b>
<b>7.1 OBJET DES ANALYSES À LONG TERME .....</b>	<b>108</b>
<b>7.2 MODALITÉS D'EXPLORATION DES HORIZONS LONG TERME .....</b>	<b>108</b>
<b>7.3 VISION "RÉFÉRENCE" - HORIZONS LONG TERME .....</b>	<b>109</b>
<b>7.4 VARIANTES - SENSIBILITÉS À L'OFFRE ET À LA DEMANDE .....</b>	<b>112</b>
7.4.1 Les variantes étudiées .....	112
7.4.2 Les résultats .....	113
<b>7.5 LA NÉCESSAIRE ADAPTATION DU RÉSEAU À LONG TERME .....</b>	<b>118</b>
<b>ANNEXES .....</b>	<b>121</b>
A1 ANALYSE SECTORIELLE DES CONSOMMATIONS EN ÉNERGIE ET EFFETS DES MESURES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE .....	122
A2 MÉTHODE DE SIMULATION DE L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE .....	138

# SYNTHÈSE

**Conformément aux missions qui lui sont confiées par le législateur, RTE élabore et rend public sous l'égide des pouvoirs publics un bilan prévisionnel pluriannuel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en France.**

**L'objet de ce rapport est d'évaluer la capacité du système électrique français, en interaction avec les systèmes voisins, à satisfaire convenablement la demande dans les hypothèses les plus probables d'évolution de la consommation, des effacements et de la production.**

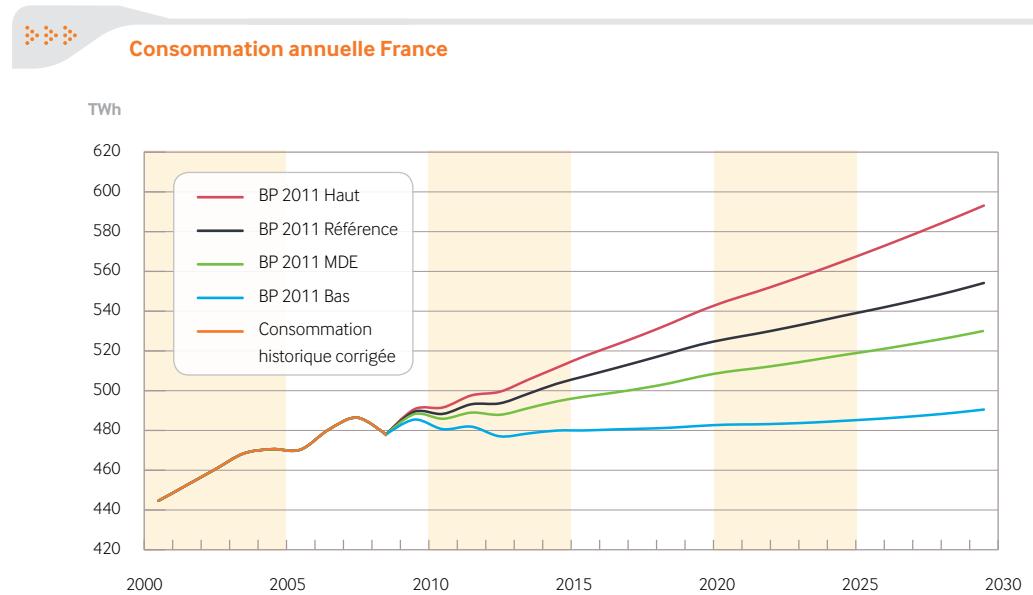
## ÉLÉMENTS STRUCTURELS ET CONJONCTURELS DU CONTEXTE ÉNERGÉTIQUE

### 1. La croissance modérée de la consommation en énergie se confirme

Prolongeant les tendances constatées ces dernières années, la consommation globale prévue dans le scénario de référence croît en moyenne de 0,6 % par an d'ici à

2030, soit de 3,2 TWh par an. Ceci conduit à une consommation de 523 TWh en 2020 et de 554 TWh en 2030.

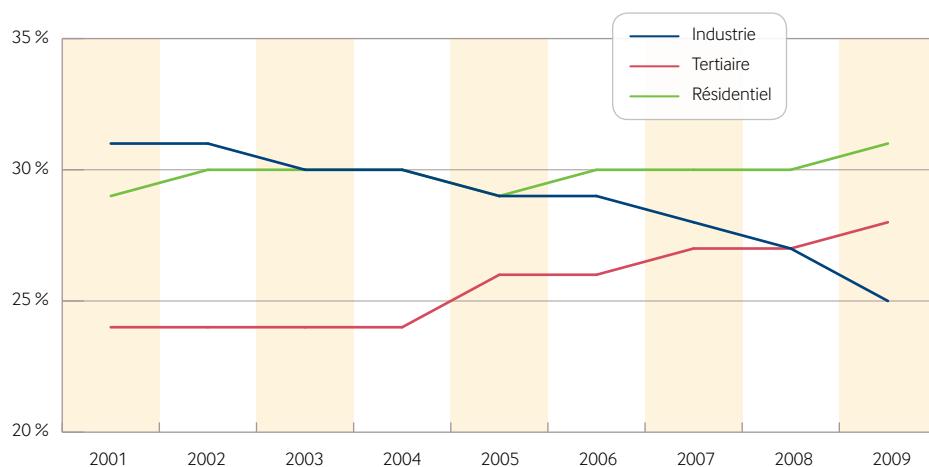
Ce scénario de référence est présenté dans le graphique ci-dessous, encadré par les autres scénarios contrastés étudiés dans le Bilan Prévisionnel.



L'analyse sectorielle met en évidence que les secteurs résidentiel et tertiaire constituent les deux premiers postes de consommation en France.



### Décomposition sectorielle de la consommation

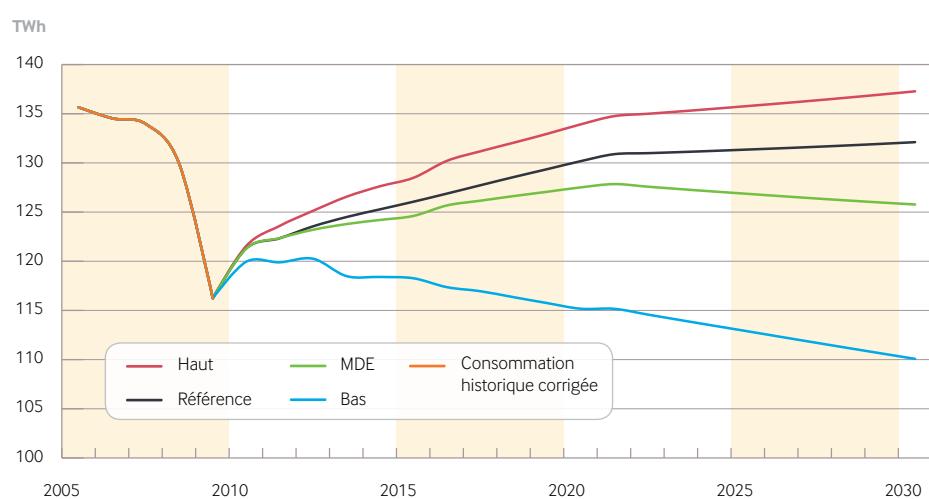


La consommation industrielle a atteint un point bas durant le premier semestre 2009, enregistrant une baisse de 14 TWh sur l'année. Les facteurs de reprise à court et moyen terme et l'évolution des principales filières industrielles conduisent à établir un taux moyen

annuel de 0,8 % jusqu'en 2015 puis de 0,3 %. L'inflexion de ce taux après 2015 traduit l'impact croissant des mesures d'efficacité énergétique, notamment sur les moteurs et les procédés industriels, et l'apparition de technologies innovantes.



### Consommation industrielle annuelle



La consommation résidentielle continue de croître malgré l'impact de la crise économique, car les principaux ressorts de la croissance – démographie, diffusion des

équipements électroménagers – ne sont pas affectés. Cette croissance connaît une inflexion en 2015, qui s'explique par le renforcement de la réglementation

énergétique du bâtiment et des équipements, et ce malgré le développement de certains usages tels que la cuisson électrique, les équipements multimédia et le chauffage électrique par pompes à chaleur. Le taux moyen annuel passe ainsi de 1,3 % jusqu'en 2015 à 0,3 % au-delà.

La consommation du secteur tertiaire poursuit sa croissance avec le développement de centres de données et des technologies de communication. Comme le secteur résidentiel, ce secteur connaîtra une inflexion en

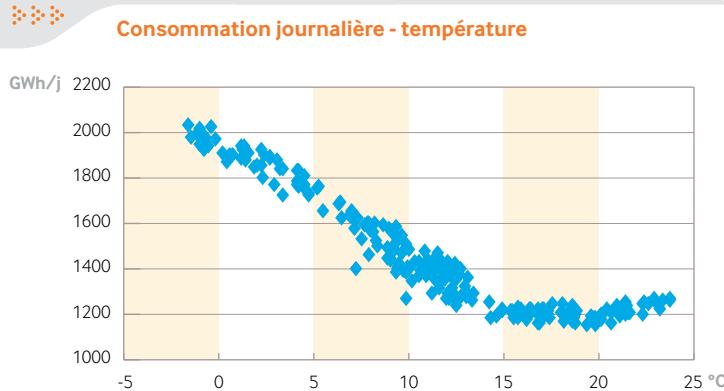
2015 avec le renforcement des mesures d'isolation et de rénovation des bâtiments, et d'efficacité énergétique sur l'éclairage et les équipements. Le taux de croissance annuel moyen est de 1,3 % jusqu'en 2015 puis de 0,6 %.

## 2. La croissance de la pointe se poursuit avec une dynamique soutenue

L'évolution de la pointe est déterminée par le développement d'usages saisonniers et thermosensibles. On estime qu'en hiver une baisse de 1°C de la température extérieure peut accroître la demande à certaines heures de la journée de 2300 MW. L'évolution de ce gradient reste majoritairement liée au développement du chauffage électrique.

La baisse des consommations de la grande industrie, au profil régulier, et le développement des consommations résidentielles tendent à accentuer un peu plus le relief de la courbe de consommation.

Les prévisions des puissances de pointe lors de vagues de froid décennales, hors effacement, sont ainsi de :



GW	2013	2015	2020	2030
<b>Pointe à température de référence</b>	86.2	87.9	90.8	95.9
<b>Pointe "à une chance sur dix"</b>	101.3	103.6	107.3	113.2

Une analyse plus détaillée des périodes de pointes hivernales met en exergue que, outre sa hauteur, la durée d'une pointe constitue aussi une caractéristique à prendre en compte. L'examen des 200 heures les plus chargées de l'hiver 2010/2011 montre ainsi que seules 25 % d'entre elles sont situées à la pointe du soir, entre 18 et 20 heures.

Cette croissance de la pointe renforce la nécessité de développer les actions concourant à sa maîtrise, dont le futur mécanisme d'obligation de capacité prévu par la loi NOME fait partie, qui vise à responsabiliser les fournisseurs au développement des moyens de production ou d'effacement nécessaires à la couverture de la consommation de leurs clients.

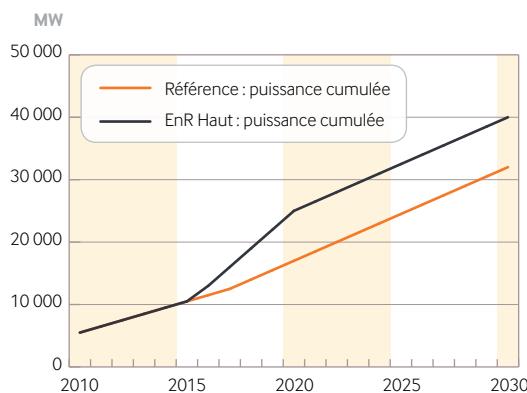
Parallèlement, le développement de nouveaux usages doit s'attacher à ne pas accentuer les pointes de

consommation. Ainsi, le développement des véhicules électriques (VE) et hybrides rechargeables (VHR) doit être accompagné de mesures incitant aux recharges hors pointe, par des signaux tarifaires adaptés – comme il en existe aujourd'hui pour les chauffe-eau – ou par des boîtiers intelligents permettant de placer au mieux la charge de la batterie en fonction des contraintes du système et des besoins de l'utilisateur. De même, les projets de démonstration SmartGrid en cours, auxquels RTE contribue activement, doivent aussi prendre en compte l'objectif d'un lissage de la pointe de consommation.

## 3. La dynamique de développement des énergies renouvelables se confirme

Au 1<sup>er</sup> janvier 2011, la puissance cumulée du parc éolien en France continentale s'élève à près de 5,8 GW, pour une production de 9,7 TWh en 2010. À moyen terme,

### Scénarios d'évolution de l'éolien



le développement du parc éolien devrait se poursuivre au rythme de 1 GW par an, pour une puissance cumulée de 8 GW en 2013, puis 11 GW en 2016. Afin de soutenir le développement de la filière éolienne off-shore sur le littoral français, un premier appel d'offres de 3 GW a été lancé à l'été 2011, pour un choix des lauréats en avril 2012 et une mise en service à l'horizon 2016 au plus tôt.

Le scénario d'évolution "EnR Haut" considère une accélération du développement de la filière éolienne à partir de 2012 pour atteindre l'objectif de 25 GW en 2020.

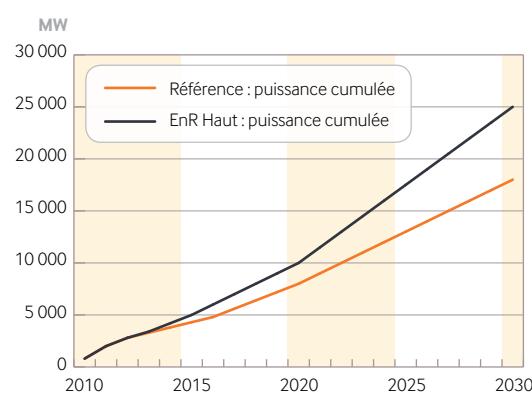
La croissance du parc photovoltaïque se poursuit. La puissance raccordée fin 2010 s'élève à 800 MW. Le nouveau dispositif de soutien à la filière, mis en place en mars 2011, devrait permettre l'installation de 500 MW par an, pour atteindre 3 GW en 2013 et 4 GW en 2015.

L'hydraulique, première source d'énergie renouvelable, ne devrait pas voir sa contribution augmenter significativement d'ici 2016.

#### 4. L'évolution du parc nucléaire en Allemagne modifie structurellement les évolutions des flux d'électricité dans la zone Allemagne - Suisse - Est de la France et a donc un impact sur l'évaluation de la sécurité d'approvisionnement en France.

Le Bilan Prévisionnel 2011 prend en compte dans ses simulations les possibilités d'échanges – imports et exports – avec les systèmes voisins, afin d'avoir une vision réaliste des conditions de fonctionnement du système électrique.

### Scénarios d'évolution du photovoltaïque



Étant fortement interconnecté au reste du système électrique européen, le système électrique français peut bénéficier, grâce aux imports, des opportunités offertes par les capacités de production situées à l'étranger pour couvrir une partie de la consommation nationale. Toutefois, le recours à ces importations pour éviter l'apparition de défaillance en France suppose que soient réunies deux conditions :

- Tout d'abord, l'existence de capacités d'offre à l'étranger disponibles au moment où le besoin s'en fait sentir en France ;
- Ensuite, la capacité du réseau à acheminer la puissance nécessaire.

Dès lors, les dernières annonces gouvernementales allemandes doivent être analysées sous une double considération :

- La réduction soudaine de production disponible en Allemagne, et par voie de conséquence de possibilité d'imports par cette frontière, doit être compensée lors des pointes de consommation par des imports en provenance d'autres pays limitrophes ;
- À cette dégradation de l'équilibre offre-demande s'ajoute le phénomène de saturation des réseaux induit par la modification des flux d'électricité sur les réseaux intérieurs allemand et transfrontalier.

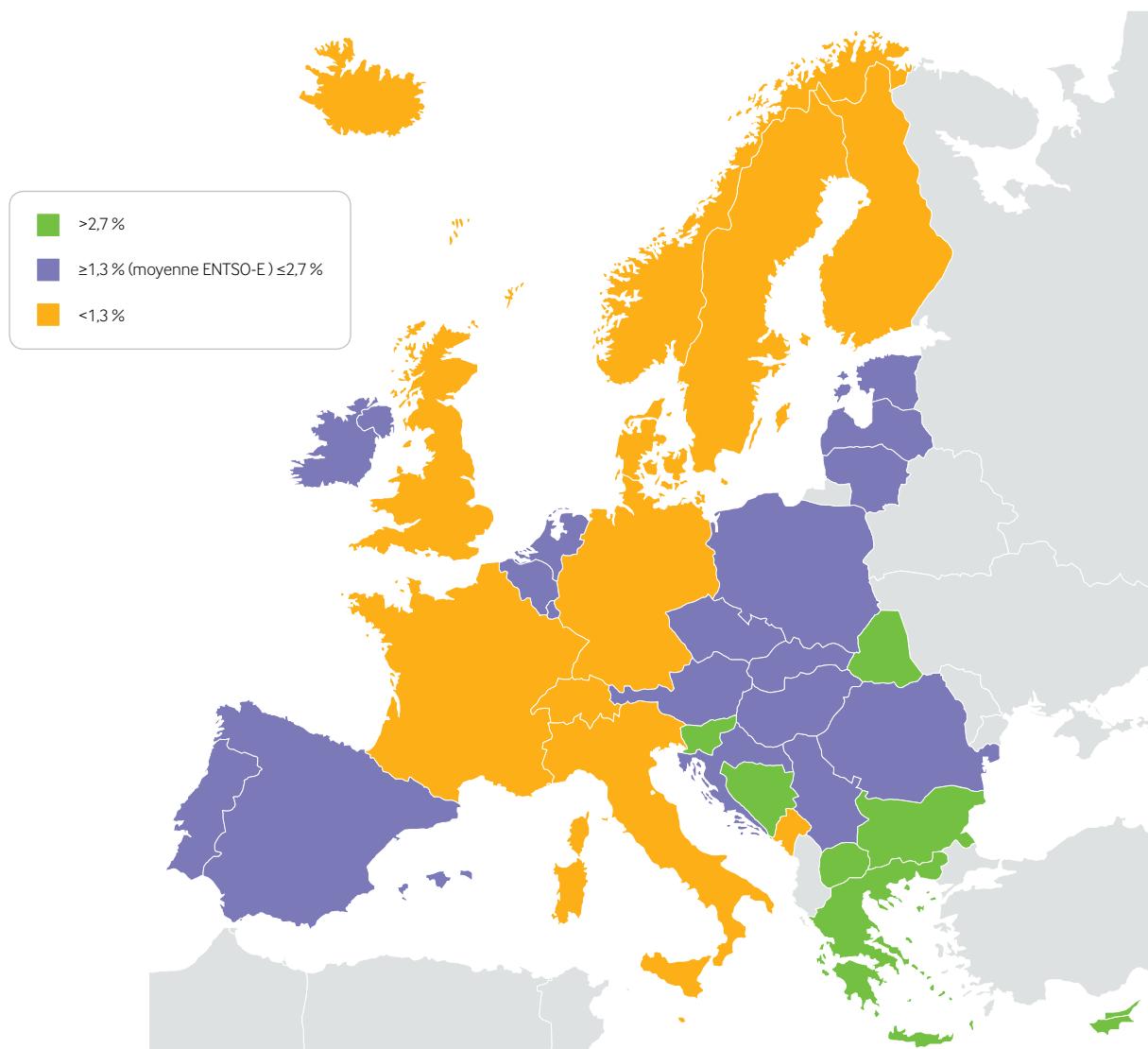
En effet, au sein d'un système électrique, les sources de production doivent être équitablement réparties, de manière à assurer une répartition compatible avec la structure du réseau et donc avec les flux d'énergie qu'il peut acheminer en sécurité. Ainsi, si un pays voisin doit maîtriser des flux très importants sur de grandes distances, susceptibles d'engendrer des problèmes de saturation de son réseau, il deviendra nécessaire de développer le

réseau en France pour maintenir une capacité de transit transfrontalier adéquate, sans préjudice des constructions

de nouveaux ouvrages de transport chez nos voisins européens.



**Croissance annuelle moyenne de la consommation entre 2011 et 2020, source ENTSO-E**



## 5. Le Bilan Prévisionnel 2011 étudie un horizon temporel au-delà de 2015 et le déclassement attendu des groupes thermiques les plus polluants

Cette échéance est fixée par les directives européennes dites "directive GIC" et "directive IED". Conformément aux annonces des producteurs, 3,6 GW de groupes charbon seront déclassés d'ici fin 2015 tandis que 4,6 GW de groupes fioul pourraient ne plus être disponibles au-delà.

Aux huit Cycles Combinés à Gaz (CCG) couplés le 1<sup>er</sup> janvier 2011, seuls s'ajoutent à moyen terme cinq groupes en construction d'une puissance cumulée de 2,2 GW dont les mises en service vont jusqu'en 2014. Un sixième CCG est prévu dans le cadre de l'appel d'offres lancé le 25 juin 2011 afin de sécuriser l'alimentation de la Bretagne, largement déficitaire en offre de production.

## LE BILAN PRÉVISIONNEL 2011 PRÉSENTE LES ÉLÉMENTS DE DIAGNOSTIC SUIVANTS

### 1. La sécurité d'approvisionnement de la France continentale devrait être assurée jusqu'à l'horizon 2015

Cette évaluation prend en compte la disponibilité effective de marges de production dans les pays voisins et de capacités d'échanges transfrontaliers.

Dès 2016, le risque de défaillance dépasse le seuil acceptable et un fort besoin de capacité de production ou d'effacement apparaît. Cette situation critique serait de surcroît accentuée si les imports nécessaires depuis les systèmes voisins, selon la localisation de la production

à importer, s'avéraient incompatibles avec les capacités d'importation du réseau français.

Cette situation s'explique principalement par la forte décroissance du parc de production thermique en France à cet horizon : les derniers groupes charbon en dérogation à la directive GIC et six groupes fioul en application de la directive IED ne sont pas considérés disponibles au-delà du 31 décembre 2015. À l'horizon de cinq ans, la puissance nécessaire pour maintenir le risque de défaillance à un niveau socialement et économiquement acceptable est de 2,7 GW et atteint 5,3 GW dans la variante consommation "Haute".



Scénario "Référence"

	2013	2014	2015	2016
<b>Énergie de défaillance en espérance (GWh)</b>	0.2	0.8	2.8	27.4
<b>Espérance de durée de défaillance</b>	<b>0 h 05</b>	<b>0 h 22</b>	<b>1 h 14</b>	<b>8 h 50</b>
<b>Puissance manquante</b>	-	-	-	2.7 GW

Des projets d'investissement en moyen de production existent mais la vigilance demeure. Plusieurs projets de CCG sont suffisamment avancés sur les plans administratif et industriel pour une mise en service d'ici 2016. La construction de turbines à combustion, la mise en œuvre d'offres d'effacement, la mise aux normes de groupes fioul non conformes à la directive IED, pourraient également être engagées dans le temps imparti et permettraient de baisser significativement l'espérance de durée de défaillance. En dépit de ces perspectives, la vigilance s'impose car le besoin identifié de 2,7 GW pour le scénario de référence est important.

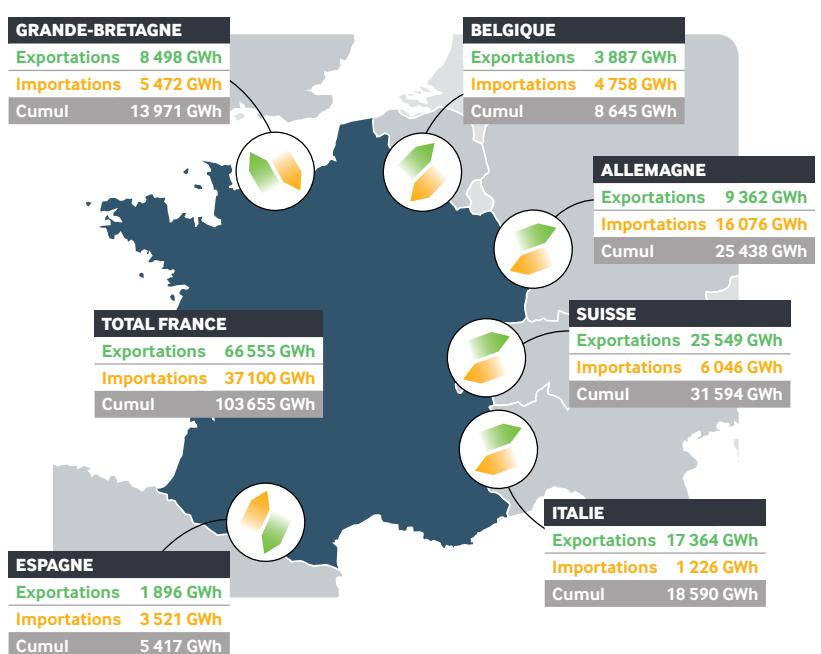
Les importations capables de secourir le système français se réduisent progressivement jusqu'à environ 4 GW en 2016 : toute évolution de l'équilibre offre-demande européen plus sévère que celle retenue dans le cadre de cet exercice, ou toute réduction des capacités d'importation du réseau, conduirait à une aggravation du risque de défaillance en France.

Ce diagnostic est à mettre en perspective avec les apports attendus du futur mécanisme d'obligation de

capacité qui pourra s'appuyer sur la méthodologie du Bilan Prévisionnel – en l'adaptant – pour estimer le besoin en capacité pour le passage des pointes.



Échanges contractuels transfrontaliers en 2010



## **2. Si la sécurité d'approvisionnement apparaît raisonnablement assurée à l'échelle du pays, il convient de rappeler que la situation des régions Bretagne et PACA demeure toujours critique**

RTE engage dès aujourd'hui des solutions pour limiter le risque dans son domaine de compétence. La sécurisation électrique de ces deux régions nécessite le respect des engagements pris sur plusieurs volets : maîtrise de la demande, notamment à la pointe, développement de nouvelles sources de production, en particulier renouvelables (et thermique classique pour la Bretagne) et renforcement du réseau. Ces différents volets sont indissociables, et les récentes évolutions constatées localement en matière de hausse de la consommation, si elles n'étaient pas activement corrigées, conduiraient à remettre en cause le bénéfice attendu en matière de sécurité d'approvisionnement de ces régions.

## **3. RTE a examiné les évolutions possibles du système électrique aux horizons 2020 et 2030, au regard de choix qui pourraient être faits dans les prochaines années**

Dans le scénario de référence, la consommation nationale croît de 16 TWh entre 2016 et 2020, puis de 31 TWh entre 2020 et 2030. À titre normatif, les capacités de production en France de thermique classique thermique et nucléaire sont supposées constantes après 2016. Les énergies renouvelables voient leur contribution augmenter de 19 TWh de 2016 à 2020 puis de 48 TWh de 2020 à 2030. Dans ce scénario, la croissance à long terme de la consommation en énergie apparaît principalement couverte par le développement des énergies renouvelables mais un besoin en puissance complémentaire de 4,3 GW subsiste en 2030. Le taux de couverture de la demande nationale par les EnR dépasse 21 % en 2020 et 28 % en 2030. Le solde des échanges reste proche de 65 TWh en 2020 et 2030.

Les émissions de CO<sub>2</sub> du parc de production d'électricité en France continuent de diminuer très significativement, en raison de la réduction du parc charbon et de la cogénération, se réduisant de 25 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> (MtCO<sub>2</sub>) en 2016 à 23 MtCO<sub>2</sub> en 2020 et 16 MtCO<sub>2</sub> en 2030.

Les émissions de CO<sub>2</sub> peuvent être suivies sur le site internet de RTE et son application mobile : éCO<sub>2</sub>mix.



## **4. À la demande du Ministre en charge de l'Énergie, et dans la continuité des variantes étudiées dans le Bilan Prévisionnel 2009, RTE a examiné un scénario de réduction de la capacité nucléaire en France à l'horizon 2030**

Dans la perspective de l'examen par le Parlement de la prochaine Programmation Pluriannuelle des Investissements de production (PPI), se posent en effet les questions de la durée de vie du parc nucléaire actuel, et le moment venu de son renouvellement et des modes de production retenus.

À l'horizon 2030, ce scénario de décroissance explore l'éventualité d'une érosion significative du parc nucléaire français, retenant l'hypothèse d'une puissance installée d'environ 40 GW, soit une réduction du parc nucléaire de 25 GW par rapport au scénario de référence. Compte tenu de l'importance de cette évolution, et dans l'objectif de respecter une cohérence d'ensemble, cette hypothèse de décroissance du nucléaire est associée à :

- Une maîtrise de la demande d'énergie renforcée visant à atteindre une moindre croissance de la consommation, dans un contexte de développement pourtant très soutenu d'usages tels que le véhicule électrique et les pompes à chaleur ;
- Un développement renforcé du parc de production renouvelable, avec des objectifs de 40 GW d'éolien et 25 GW de photovoltaïque à l'horizon 2030. La proportion d'énergies renouvelables s'approcherait ainsi de 38 %, en raison du très fort développement de ces énergies mais également du scénario de consommation choisi ;
- Un renforcement significatif des capacités d'échanges transfrontaliers, avec la création de nouvelles lignes d'interconnexion amenant au doublement de la capacité actuelle ;
- Une puissance de 10 GW de nouvelle production de pointe ou d'effacement de consommation nécessaire pour maintenir un niveau adéquat d'équilibre entre l'offre et la demande.

Cette modélisation ne prend pas en compte les problèmes nationaux ou régionaux de congestions, de sûreté et de stabilité du système électrique qui seraient posés par une évolution structurelle aussi importante du parc de production.

En particulier, la question de la localisation des déclassements et le calendrier de mise en service des nouveaux moyens de production aura notamment une importance majeure sur l'évolution de la structure du réseau de transport.

En effet, l'absence de technologie de stockage à la hauteur des besoins fait du réseau de transport l'outil de flexibilité

nécessaire pour concilier des zones de production et de consommation qui ne coïncideront ni dans l'espace, ni dans le temps. Par son maillage et sa capacité à permettre le foisonnement de plusieurs aléas, climatique ou de production, le réseau de transport apporte une réponse adaptée au moindre coût pour la collectivité, en diminuant les marges de sécurité nécessaires.

L'examen de ce scénario met donc en exergue la nécessité de l'accompagnement d'une telle "mutation énergétique" par une profonde évolution structurelle en matière de maîtrise de la demande d'énergie, de développement des énergies renouvelables, de création de nouvelles capacités de production ou d'effacement.

## AU-DELÀ DES ANALYSES FAITES DANS LE BILAN PRÉVISIONNEL, RTE DEVRA RELEVER TROIS DÉFIS POUR ACCOMPAGNER LES ÉVOLUTIONS ÉNERGÉTIQUES.

- Le premier défi est géographique, car les zones d'installation de nouveaux moyens de production peuvent se situer loin des zones de production actuelles et des zones de consommation, telles que les grandes agglomérations. Le réseau de transport doit donc évoluer pour accueillir et acheminer ces nouvelles énergies. A titre d'illustration, l'analyse conduite en Allemagne par la DENA (Agence allemande de l'énergie) pour l'insertion des énergies renouvelables met en exergue la nécessité de créer environ 4000 km de lignes THT supplémentaires pour accompagner l'insertion des énergies renouvelables. Ce besoin est confirmé au niveau européen par le plan décennal de développement du réseau de transport d'électricité publié par ENTSO-E, qui prévoit la création ou le renouvellement d'environ 20000 km de lignes THT d'ici 2020 pour accueillir les énergies renouvelables.

- Le deuxième défi est opérationnel, car l'insertion à une telle échelle d'énergie intermittente et fluctuante va conduire à modifier structurellement les modalités de gestion de la sûreté du système électrique, notamment au niveau des réserves de capacité de production nécessaires pour la prévention des aléas. L'aléa de consommation en hiver – 1°C supplémentaire en dessous des normales saisonnières équivaut à anticiper

de deux ans la croissante de la pointe décennale – aujourd'hui dimensionnant, se verra supplanté par l'aléa de production – variabilité du vent et du rayonnement solaire – dans l'exploitation du futur.

- Le troisième défi est temporel, car si certaines capacités renouvelables peuvent se créer en trois ou quatre ans, la création de nouvelles lignes nécessite elle presque dix ans, principalement liés à l'empilement des procédures administratives. Il convient à cet égard de noter que, en Allemagne ou en Espagne, le développement des réseaux de transport d'électricité est perçu par tous comme nécessaire au développement des énergies vertes. Ainsi, le législateur allemand a d'ores et déjà accéléré la mise en place des lignes THT nécessaires pour favoriser le développement des renouvelables.

Outil de sécurisation, de flexibilité et d'optimisation du système électrique, le réseau de transport devra relever ces différents défis pour accompagner les évolutions nécessaires à long terme. Ces défis seront amplifiés en cas d'évolution structurelle importante du mix énergétique français et européen, à l'instar de celle examinée dans le scénario de réduction de la capacité nucléaire en France à l'horizon 2030.



# BILAN PRÉVISIONNEL DE L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

ÉDITION 2011

## INTRODUCTION

**1.1 Cadre du Bilan  
Prévisionnel**

**1.2 Objectif  
et méthode**

**1.3 Avertissements**

**PARTIE 1**

# INTRODUCTION

## 1.1 CADRE DU BILAN PRÉVISIONNEL

Conformément aux missions qui lui sont confiées par la loi du 10 février 2000, 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<sup>1</sup>, pour établir la Programmation Pluriannuelle des Investissements de production (PPI), instituée par la loi précitée.

Les services concernés sont la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC), et notamment la Direction de l'Énergie.

1

[www.rte-france.com/fr](http://www.rte-france.com/fr)

2

Le Bilan Prévisionnel publié par RTE est mis en ligne sur son site [internet](#)<sup>2</sup>. Ainsi accessible à tous, il est un outil de transparence qui contribue à enrichir le débat sur l'énergie. Il peut, le cas échéant, servir à étayer les décisions d'investissements des acteurs du système électrique.

Ce document constitue le cinquième Bilan Prévisionnel publié par RTE tous les deux ans depuis 2003. Conformément aux dispositions réglementaires, RTE effectue une actualisation partielle chaque année paire.

## 1.2 OBJECTIF ET MÉTHODE

### 1.2.1 Objectif

Le Bilan Prévisionnel a pour objet d'identifier les risques de déséquilibre entre la consommation d'électricité sur le territoire de la France continentale et l'offre de production disponible pour la satisfaire, sur un horizon d'une quinzaine d'années.

Un premier volet de l'analyse consiste à estimer sur un horizon de cinq ans, à partir de l'évolution probable de la consommation et du parc de production, les risques de défaillance susceptibles d'apparaître dans les années à venir et à faire ainsi émerger, le cas échéant, les messages d'alerte ou de vigilance appropriés. Cette étude est complétée d'une analyse de sensibilité aux hypothèses retenues et fait l'objet d'une actualisation chaque année.

Le second volet a pour objet d'estimer les besoins en puissance à mettre en œuvre pour garantir la sécurité d'approvisionnement électrique sur l'ensemble de l'horizon d'étude, en l'occurrence jusqu'en 2030 pour ce Bilan Prévisionnel 2011. L'équilibre offre-demande à long terme est analysé au travers d'une vision "Référence". Des variantes relativement contrastées permettent d'évaluer certaines conséquences sur le système électrique des choix qui pourraient être faits en matière de politique énergétique.

### 1.2.2 Limites

Le Bilan Prévisionnel est un exercice de prévision et non de prospective. En particulier, il n'est pas construit pour explorer l'ensemble des trajectoires d'évolution de la consommation et de l'offre de production, qui répondraient à des objectifs de long terme portant, par exemple, sur la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> (facteur 4 à 2050). Il ne propose pas de scénario en rupture par rapport aux actions déjà engagées ou envisagées aujourd'hui, dans sa vision "Référence". A contrario, il ne s'agit pas non plus d'un exercice tendanciel illustrant ce qui se passerait si rien n'était fait.

À mi-chemin entre ces deux approches, il prend en compte le contexte actuel et les inflexions amorcées ou pressenties pour construire une image la plus réaliste possible de l'évolution du système, à un horizon relativement rapproché, compatible avec les échéances de décision dans le cadre d'investissements industriels.

Le Bilan Prévisionnel relève d'une problématique de sécurité d'approvisionnement, permettant d'identifier les besoins en offre de puissance pour passer les pointes de consommation. Les choix des filières d'offre à développer, production ou effacement de consommation, qui relèvent d'enjeux économiques et écologiques, n'entrent pas

directement dans le champ du Bilan Prévisionnel, mais appartiennent aux autres acteurs du système électrique, et de manière plus globale, aux orientations définies par la PPI et la politique énergétique.

Les orientations de politique énergétique européenne et française sont une donnée amont du Bilan Prévisionnel. Depuis le précédent Bilan Prévisionnel publié en 2009, plusieurs Directives et Règlements européens ainsi que des lois nationales significatives ont été promulgués dont les Directives européennes sur la performance énergétique des bâtiments<sup>3</sup>, sur l'étiquetage<sup>4</sup> et sur l'Éco-conception<sup>5</sup> des produits liés à l'énergie, le Règlement européen sur le rendement des moteurs<sup>6</sup>, les lois Grenelle I<sup>7</sup>, Grenelle II<sup>8</sup> et NOME<sup>9</sup>. Ces textes constituent des éléments de contexte nouveaux pour l'élaboration des hypothèses utilisées.

Il convient de souligner que l'analyse de la sécurité d'approvisionnement exige une approche prudente de l'évolution du système. Certains des objectifs fixés par la politique énergétique, notamment en matière de développement des énergies renouvelables et d'amélioration de l'efficacité énergétique, sont suffisamment ambitieux pour que les objectifs finaux ne soient atteints que de manière progressive et avec parfois un délai supplémentaire.

### 1.2.3 Méthode

L'analyse de l'équilibre offre-demande global de la France continentale consiste en pratique à établir des prévisions sur la demande, ou consommation d'électricité, et à les confronter aux perspectives d'évolution de l'offre, de production ou d'effacement de la consommation.

Compte tenu du caractère non stockable de l'électricité et de phénomènes aléatoires, naturels (températures, précipitations, vent, ensoleillement) ou techniques (indisponibilités de groupes thermiques), il existe potentiellement des situations dites de "défaillance", pour lesquelles l'offre ne peut couvrir la demande, et qui imposent des délestages de consommation pour éviter l'effondrement du système électrique. Le choix d'un critère définissant le niveau de défaillance acceptable permet d'évaluer le besoin en nouvelles capacités.

Les hypothèses relatives à la consommation et au parc de production sont présentées dans les chapitres 2 à 4. Le chapitre 5, après avoir explicité le critère d'adéquation utilisé, présente les résultats en termes de risque de défaillance sur l'horizon moyen terme. Ces résultats sont issus d'un modèle de simulation probabiliste combinant différents aléas pouvant intervenir sur le système électrique européen. Outre l'espérance de durée de défaillance, les énergies produites par filières et les volumes d'échanges sont des résultats de simulation. Ils sont présentés à titre d'information pour les simulations où cela est pertinent.

L'examen des besoins de long terme dans un scénario de référence est exposé au chapitre 7. L'évolution des bilans énergétiques y est également explorée au travers de variantes relativement ouvertes.

Les situations particulières des Régions PACA et Bretagne, déficitaires en moyens de production, sont examinées au chapitre 6. Pour ces analyses, il est tenu compte des possibilités offertes par le réseau de transport d'électricité existant, et du contexte local particulier qui freine son développement.

### 1.2.4 Nouveautés

Par rapport au précédent Bilan Prévisionnel publié en 2009 et à son actualisation en 2010, plusieurs évolutions méthodologiques ont été mises en œuvre :

- Poursuivant la démarche engagée lors des deux derniers Bilans Prévisionnels 2007 et 2009 qui soulignaient le rôle des échanges internationaux d'électricité dans l'équilibre offre-demande en France, et profitant des travaux menés au sein de l'association européenne des gestionnaires de réseau de transport ENTSO-E<sup>10</sup>, l'estimation du risque de défaillance en France continentale s'appuie désormais sur une analyse du système ouest-européen interconnecté. Les échanges ne sont donc plus une hypothèse d'entrée de l'analyse mais le résultat de simulations;
- Les prévisions de consommation intègrent le nouveau référentiel de températures, mis à jour avec la contribution de Météo-France;
- L'évolution du parc de production est décrite par un unique scénario "Référence" qui correspond au scénario "Projets Engagés" du Bilan Prévisionnel 2009. Le scénario complémentaire, l'offre "Acquise",

Directive 2010/31/UE  
(refonte de la Directive 2002/91/CE)

3

Directive 2010/30/UE  
(refonte de la Directive 92/75/CEE)

4

Directive 2009/125/CE (refonte de la Directive 2005/32/CE)

5

Règlement CE640/2009

6

Loi de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement (dite loi Grenelle I) du 3 août 2009

7

Loi portant engagement national pour l'environnement (dite loi Grenelle II) du 12 juillet 2010

8

Loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité du 7 décembre 2010

9

European Network of Transmission System Operators for Electricity, <https://www.entsoe.eu>

10



Grandes Installations de Combustion

11

Comité des Utilisateurs du Réseau de Transport d'Électricité, <http://clients.rte-france.com/>

12

fort peu différent du scénario "Projets Engagés", a été abandonné. Les incertitudes sont traitées par des variantes.

Plusieurs évolutions conjoncturelles sont par ailleurs à relever :

- L'impact de la crise financière survenue fin 2008 sur les consommations est désormais bien mieux connu que lors de l'élaboration du Bilan Prévisionnel 2009, ou même de l'Actualisation 2010, et est détaillé dans le chapitre 2 notamment;
- L'analyse du risque de défaillance à moyen terme porte sur la période 2013-2016 et englobe donc, pour la première fois, le terme des dérogations à la directive GIC<sup>11</sup> sur les émissions de polluants atmosphériques portant sur les groupes thermiques à flamme;
- L'horizon d'étude de l'équilibre offre-demande à long terme a été porté de 2025 à 2030, prochain horizon des politiques énergétiques post 3x20;
- L'évaluation tient compte des plus récentes évolutions annoncées (et ce jusqu'en juin 2011) des politiques

nucléaires en Europe décidées à la suite de l'accident de Fukushima survenu le 11 mars 2011;

- La loi NOME instaure une obligation de capacité pour les fournisseurs, c'est-à-dire une responsabilisation en puissance sur la consommation électrique de leurs clients. Il s'agit de mettre en place un mécanisme qui favorise le déploiement de solutions permettant notamment de modérer les consommations électroniques en période de pointe par des effacements.

Enfin, il convient de noter que, conformément aux objectifs de transparence qui guide son action, RTE a mis en place une nouvelle commission au sein du CURTE<sup>12</sup>. Cette Commission "Perspectives du réseau" a vocation à réunir les parties intéressées au développement du réseau de transport : clients de RTE, acteurs du système électrique, associations environnementales, de consommateurs, de producteurs et acteurs institutionnels de l'aménagement du territoire. Les hypothèses du Bilan Prévisionnel 2011 ont été soumises aux acteurs du système électrique dans le cadre de cette Commission.

## 1.3 AVERTISSEMENTS

### 1.3.1 Validité des hypothèses

Le Bilan Prévisionnel repose sur des hypothèses d'évolution de l'offre et de la demande d'électricité qui sont élaborées par RTE dans un objectif de réalisme. Ces hypothèses sont issues des informations connues pour la plupart au premier semestre 2010, obtenues par une veille économique, industrielle et énergétique, par la sollicitation d'organismes de recherche et la consultation bilatérale de différents acteurs des systèmes électriques français et européen.

Les hypothèses ne peuvent évidemment pas être tenues pour des certitudes absolues. Celles qui sont déterminantes pour les résultats mais ne font pas l'objet d'étude de sensibilité (notamment les dates de déclassement des groupes de production, l'évolution des prix des énergies et du carbone émis...) sont signalées dans le corps du texte par les réserves d'usage.

### 1.3.2 Confidentialité

Conformément aux dispositions de la loi du 10 février 2000, dans le cadre de l'élaboration du Bilan Prévisionnel,

RTE est habilité à solliciter les informations nécessaires auprès des acteurs du système électrique, sous couvert du respect des règles de confidentialité. RTE assure la confidentialité des informations de nature commerciale 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.

Par ailleurs, 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.

# BILAN PRÉVISIONNEL DE L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

ÉDITION 2011



## LA CONSOMMATION EN ÉNERGIE

### PARTIE 2



**2.1** Les tendances passées

**2.5** Impact de la Maîtrise de la Demande d'Énergie

**2.2** Le contexte des prévisions

**2.6** Comparaison par rapport au précédent Bilan Prévisionnel publié en 2009

**2.3** La construction des prévisions

**2.7** Comparaison avec des scénarios autres que le Bilan Prévisionnel

**2.4** Les prévisions globales en énergie

**2.8** Comparaison avec d'autres pays européens

# LA CONSOMMATION EN ÉNERGIE

Toutes les données de consommation présentées dans cette section concernent exclusivement le territoire de la France continentale. Elles présentent de ce fait des différences par rapport à la plupart des publications statistiques de RTE, qui englobent généralement les systèmes électriques de la France continentale et de la Corse. Elles se réfèrent à la consommation nationale brute, incluant les pertes de transport et de distribution, mais excluant les consommations de pompage des STEP<sup>13</sup> et celles des auxiliaires des centrales de production.

Stations de Transfert d'Énergie par Pompage

13

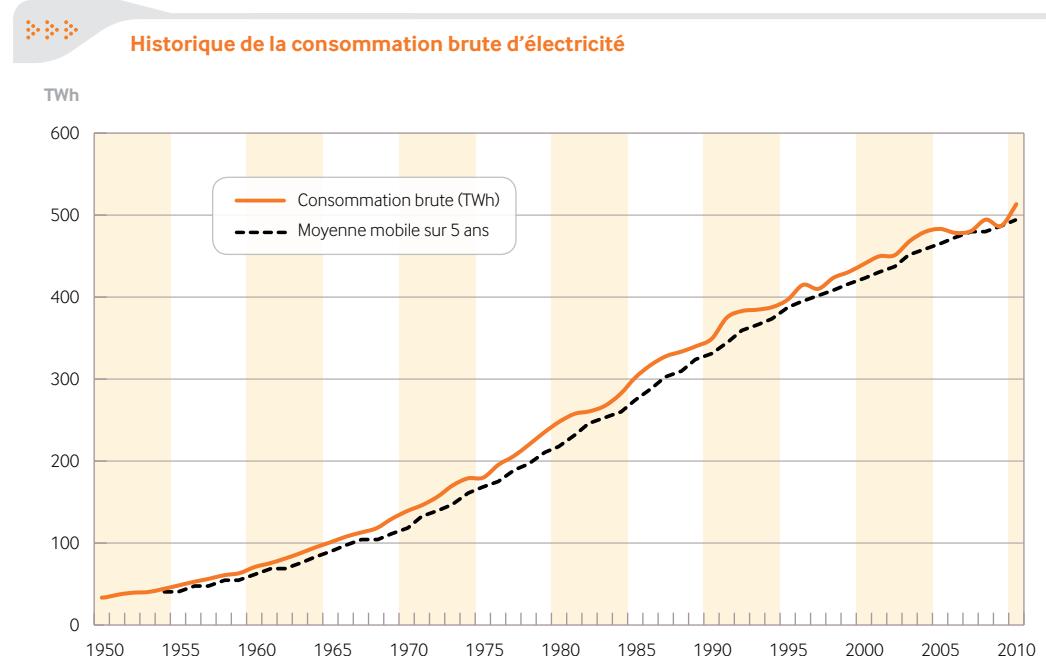
## 2.1 LES TENDANCES PASSÉES

### 2.1.1 Une tendance de fond : l'inflexion à la baisse de la croissance de la consommation

Les analyses présentées dans ce chapitre concernent principalement la période précédant la crise financière et économique de 2008. Les effets spécifiques de cette

crise sur la consommation d'électricité sont développés dans le chapitre 2.1.2.

Comme le montre le graphe ci-dessous, la consommation d'électricité en France croît de façon pratiquement ininterrompue depuis les années 1950, mais cette croissance est aujourd'hui ralentie.



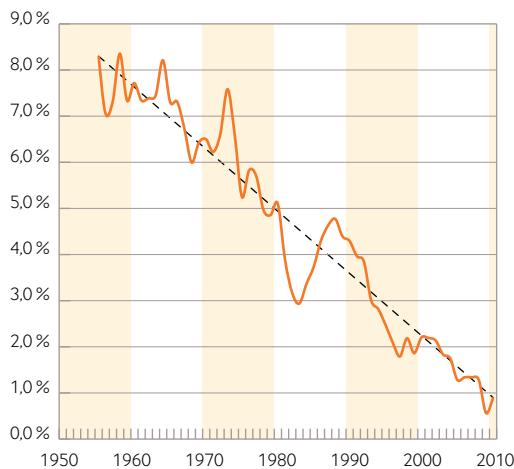
L'augmentation annuelle de la consommation d'électricité en France a atteint son niveau le plus élevé dans les années 80. Elle dépassait alors 11 TWh par an, soit un taux de croissance de 4 %. Depuis, ce taux de croissance connaît une inflexion : sur la dernière décennie,

la consommation a augmenté d'environ 6 à 7 TWh en moyenne chaque année.

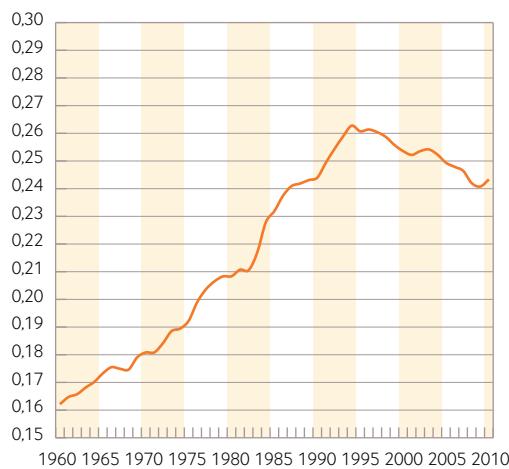
Comme dans la plupart des pays de l'OCDE, la croissance de l'activité économique française devient



### Taux de croissance de la consommation, corrigé des aléas, lissé sur 5 ans<sup>14</sup>



### Intensité énergétique (électricité) en kWh par Euro



progressivement moins consommatrice d'électricité. Les deux graphiques ci-dessus permettent de le constater :

- Le taux de croissance de la consommation corrigée<sup>15</sup> baisse continûment depuis cinquante ans pour se situer depuis 2000 entre 1 et 2 % par an;
- L'intensité énergétique, mesurée comme étant le rapport entre consommation d'électricité et PIB (source INSEE), a également amorcé une décroissance depuis le milieu des années 1990 : il faut de moins en moins d'électricité pour produire une unité de PIB.

L'activité économique évolue vers des secteurs qui consomment moins d'énergie : globalement, les services occupent une part croissante dans la création de

la richesse nationale et leur contribution à la croissance du PIB augmente.

Hors variations du secteur de l'Energie

14

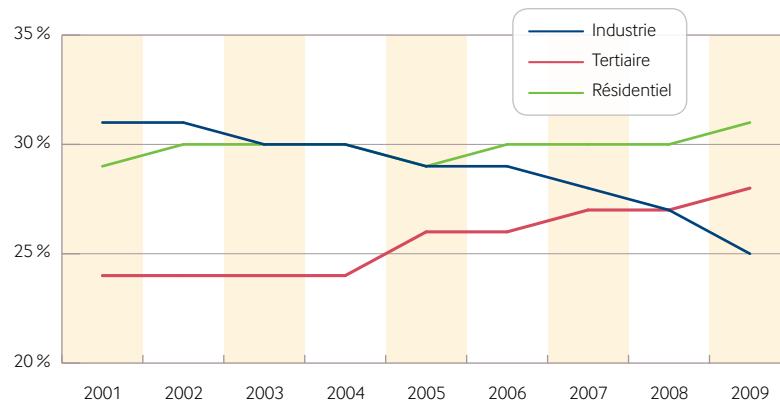
L'analyse de la répartition des consommations corrigées par secteur d'activité constitue un élément clé pour expliciter ces tendances. En l'espace de quelques années, le poids des différents secteurs dans la consommation totale d'électricité a évolué, l'industrie perdant du poids au profit des secteurs tertiaire et résidentiel. Entre 2001 et 2007 (période avant crise), l'industrie (hors secteur de l'énergie) a perdu 3 points, essentiellement en faveur du secteur tertiaire. Cette baisse s'est encore accentuée avec la crise (nouvelle perte de 3 points entre 2007 et 2009), comme cela est détaillé dans le chapitre 2.1.2, faisant des secteurs résidentiel et tertiaire les premiers postes de consommation en France.

Cf. encadré :  
Consommation brute  
et consommation  
corrigée – Référentiel  
de température

15



### Évolution du poids des principaux secteurs dans la consommation électrique entre 2001 et 2009 (consommations corrigées)



Service des ÉtudeS et des Statistiques Industrielles (SESSI), dont les missions relèvent depuis 2009 de l'INSEE et de la Direction générale de la compétitivité, de l'industrie et des services

16

Usages électriques non substituables par d'autres sources d'énergie

17

L'année 2010 a connu des épisodes de froid importants qui ont fortement contribué à l'augmentation de la consommation brute.

18

Ce recul de l'industrie avant la crise de 2008 s'explique essentiellement par la baisse de la consommation de la grande industrie qui a perdu 7 TWh, entre 2001 et 2007. Avec une concurrence mondiale de plus en plus sensible, l'activité industrielle se recentre sur certains produits de haute technologie et sur les gammes moyennes et hautes pour lesquels la France garde des avantages concurrentiels. Ainsi, en 2008, le SESSI<sup>16</sup> indiquait que le potentiel de croissance de l'industrie manufacturière se concentrerait sur quelques produits comme l'aéronautique, la mécanique, les réseaux de communication, l'appareillage médico-chirurgical et de mesure, la pharmacie, la parfumerie et les produits de luxe.

À l'inverse, dans l'ensemble résidentiel-tertiaire, la progression de la consommation d'électricité avant crise est supérieure à 2 % par an en moyenne entre 2001 et 2007.

Cette croissance soutenue peut s'expliquer par :

- Un nombre de ménages, et donc de logements, qui croît régulièrement avec des taux de croissance supérieurs à ceux de la population, signe d'une évolution du nombre d'habitants par logement : 2,3 personnes par ménage en 2007 contre 2,6 en 1990 (source INSEE). Les causes principales sont le vieillissement de la population et 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 spécifique<sup>17</sup> liée notamment au développement important de nouveaux usages et à une évolution des comportements entraînée par l'apparition de nouvelles technologies de l'information et de la communication (TIC);

- Une forte dynamique du secteur tertiaire qui se traduit par des surfaces occupées plus importantes et par un développement des usages spécifiques de l'électricité;
- La stabilité des tarifs réglementés d'électricité dans un contexte où les prix des autres énergies (fioul et gaz) sont assez volatils : dans la construction neuve résidentielle, l'électricité était encore choisie comme énergie de chauffage dans plus de 60 % des logements en 2009. Dans le secteur tertiaire neuf, plus de 50 % des surfaces neuves sont chauffées à l'électricité depuis 2006 (source CEREN).

### 2.1.2 L'impact de la crise de 2008 et les signes de reprise

La crise financière puis économique de 2008 a été suivie d'effets sur la consommation d'électricité. Le Bilan Prévisionnel 2009 avait été élaboré au premier semestre 2009 sans connaître l'impact complet de la crise sur la consommation d'électricité. L'actualisation du Bilan Prévisionnel en 2010 avait pu déjà présenter un premier recalage de l'impact immédiat de la crise, qui peut être ici complété.

Le tableau et le graphique suivants présentent l'évolution des consommations énergétiques annuelles de la France continentale entre 2007 et 2010.

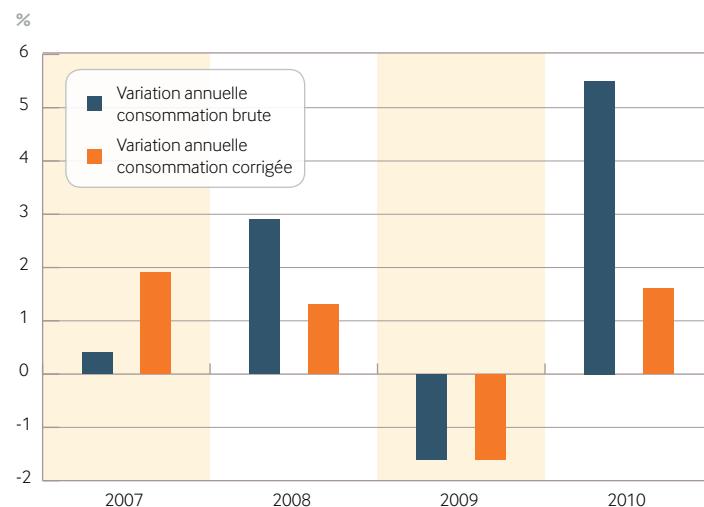
Le présent Bilan Prévisionnel 2011 a été élaboré en intégrant deux années supplémentaires de données de consommation et en affinant les perspectives déjà révisées à la baisse lors de la publication de l'actualisation du Bilan Prévisionnel 2010. Le Bilan Prévisionnel 2011 bénéficie des études de conjoncture les plus récentes.

Consommations annuelles d'électricité entre 2007 et 2010

	2007	2008	2009	2010
<b>Consommation brute (TWh)</b>	478.5	492.5	484.4	511.0
<b>Variation de la consommation brute</b>	+0.4 %	+2.9 %	-1.6 %	+5.5 % <sup>18</sup>



### Variations annuelles des consommations brutes et corrigées entre 2007 et 2010



La crise financière et économique de la fin 2008 s'est immédiatement traduite par une baisse de la consommation d'électricité. Cette baisse de la consommation sur le dernier trimestre 2008 n'est que partiellement perceptible sur l'énergie annuelle de 2008. Cette baisse s'est poursuivie sur toute l'année 2009 et y est donc bien visible.

La baisse de la consommation fin 2008 traduit principalement une forte baisse de la production industrielle. En effet, si la consommation annuelle de la grande industrie<sup>19</sup> baisse dès 2008 (recul de 2,6 % hors secteur Énergie), la consommation de la petite industrie, du tertiaire et du résidentiel a globalement crû en 2008 malgré la crise (augmentation de 2 % environ). La consommation de la seule clientèle des professionnels et particuliers<sup>20</sup> a même enregistré une hausse globale de plus de 3 % en 2008.

En 2009, la chute de la consommation totale se poursuit toute l'année et se traduit par une baisse de l'énergie annuelle de 1,6 % par rapport à 2008. La consommation industrielle a reculé en 2009 de 6,1 % (hors secteur de l'énergie) dont une baisse de plus de 10 % des consommations de la grande industrie. Cette forte baisse est due à la diminution des capacités de production qui résulte de la baisse des grands débouchés industriels

(construction, investissement industriel) mais aussi des déstockages parfois massifs sans reprise de production. À l'inverse, la consommation d'électricité corrigée des professionnels et des particuliers a augmenté de 2,1 %. Les statistiques de l'INSEE corroborent cette analyse en indiquant qu'en 2009, la croissance de la consommation des ménages s'est maintenue à un niveau de 0,6 %<sup>21</sup> et que l'activité des services a connu une baisse modérée de 1 %. Les services les plus touchés par la crise ont été les services aux entreprises (services financiers et de logistique).

On observe en 2010 un retour de la croissance de la consommation totale annuelle d'électricité de 1,9 %. La consommation industrielle a progressé de 1,8 % du fait de la reprise économique, de l'arrêt du déstockage voire de la reconstitution de certains stocks. La consommation des professionnels et des particuliers est en hausse de 1,5 %. Ces hausses corroborent les chiffres macro économiques disponibles pour 2010 (source INSEE) : les activités de services ont progressé de 2 % et les dépenses des ménages de 1,6 %, ces dépenses ayant notamment été soutenues par la hausse des dépenses énergétiques (période froide de décembre 2010) et par le dynamisme des achats d'automobile avant la fin de la prime à la casse.

Clientèle finale desservie par le gestionnaire de réseaux de transport à une tension comprise entre 400 kV et 50 kV (HTB), à l'exception de quelques clients desservis en HTA

19

Clientèle finale desservie par les gestionnaires de réseaux de distribution en basse tension avec une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA

20

Source INSEE – Lettre d'information N°1301 – juin 2010

21



### Consommation brute et consommation corrigée : référentiel de température

La consommation brute (mesurée) est insuffisante à elle seule pour appréhender de manière pertinente les tendances d'évolution de la consommation. Les fluctuations que l'on constate d'une année à l'autre tiennent en grande partie à la sensibilité aux conditions climatiques.

- Celle-ci est particulièrement marquée en hiver, en raison d'un usage important du chauffage électrique : la puissance appelée s'accroît de l'ordre de 2 300 MW lorsque la température extérieure baisse de 1°C. Sur l'énergie appelée annuellement, les différences peuvent être très importantes ; ainsi, la consommation de chauffage au cours de l'année 2010, aux hivers très rigoureux, a-t-elle été supérieure de plus de 17 TWh à celle de l'année

2009, aux hivers déjà froids :

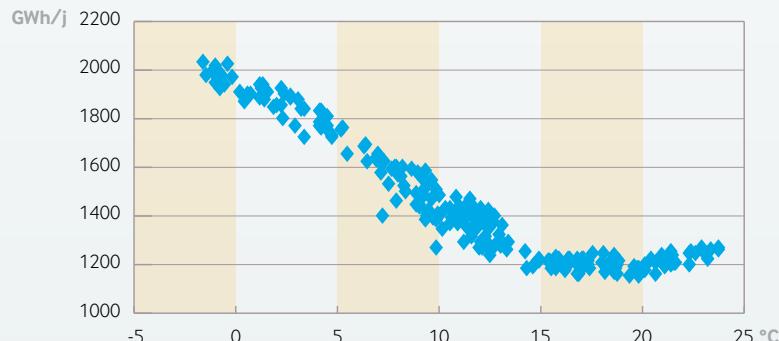
- La sensibilité aux températures en été, bien que nettement plus modérée, est désormais perceptible et tend à augmenter avec la diffusion de la climatisation. Une élévation de température de 1°C provoque un accroissement d'environ 500 MW en milieu d'après-midi. Il peut s'ensuivre des variations de 2 à 3 TWh d'une année sur l'autre selon la réalisation des températures estivales ;
- À un moindre degré, ces fluctuations dépendent aussi des effacements de consommation (cf. chapitre 3.2), mis en œuvre en cas de tension sur l'équilibre offre-demande. Les volumes d'énergie effacée ont dépassé 2 TWh/an à la fin des années 1990, mais ne représentent qu'1 TWh/an actuellement.

Cf.

[www.rte-france.com/fr/actualites-dossiers/a-la-une/avec-la-contribution-de-meteo-france-rte-met-a-jour-son-referentiel-national-de-temperature](http://www.rte-france.com/fr/actualites-dossiers/a-la-une/avec-la-contribution-de-meteo-france-rte-met-a-jour-son-referentiel-national-de-temperature)

22

#### Consommation journalière en fonction de la température en 2009/10, hors week-end et périodes de vacances.



L'analyse de l'évolution des consommations nécessite de corriger les données brutes des fluctuations conjoncturelles, liées au climat et à la mise en œuvre des effacements de consommation. Dans ce but, une chronique de températures dites "de référence" a été construite, représentative des températures moyennes de chaque jour de l'année.

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 actuelles et du proche avenir. Depuis le printemps 2011, RTE

applique un nouveau référentiel de températures, pour toutes ses études. Ce référentiel s'appuie sur les dernières données établies par Météo-France.

Parallèlement à la réactualisation des "températures de référence", menée station météorologique par station météorologique, le choix des stations utilisées pour composer l'index représentatif de la "température moyenne France" a également été modifié. Le nouveau panel de stations, et leur pondération<sup>22</sup>, ont été déterminés de manière à établir la meilleure corrélation possible entre la consommation d'électricité et les "températures moyennes France" observées durant la dernière décennie (cf. chapitre 3.1.2).

\* La terminologie "températures de référence" est jugée préférable à celle de "températures normales" utilisée dans les précédentes éditions du Bilan Prévisionnel ; pour les météorologues en effet, les "températures normales" désignent très précisément la moyenne lissée des températures observées sur une période glissante de 30 ans (actuellement 1971-2000, prochainement 1981-2010) ; du fait de la tendance au réchauffement, ces "températures normales" ne représentent pas exactement les températures que l'on rencontre aujourd'hui et que l'on attend pour les prochaines années – celles qui intéressent la prévision de consommation d'électricité – et que l'on désigne désormais, pour éviter toute confusion, par "températures de référence".



Les écarts entre le "Référentiel 2011" et celui utilisé précédemment (qui datait de 2003) sont faibles : les températures moyennes annuelles sont quasiment inchangées; néanmoins, sur la plupart des stations, à la sortie de l'hiver (février à avril), elles sont vues un peu plus froides, et, à l'inverse, un peu plus chaudes en été (juin à août). Compte-tenu des usages sensibles à la température existant actuellement en France, les consommations à "température de référence 2011" sont de 1,5 TWh/an supérieures

à ce qu'elles étaient dans le référentiel précédent (essentiellement du fait de l'usage chauffage en sortie d'hiver).

Les "températures de référence" par station sont accessibles à tous les acteurs du secteur de l'énergie qui en feront la demande auprès de Météo-France, constituant ainsi une base de données commune et cohérente pour le traitement des corrections climatiques.

## 2.2 LE CONTEXTE DES PRÉVISIONS

### 2.2.1 Évolutions de la politique énergétique depuis le Bilan Prévisionnel 2009

**2.2.1.1 La politique énergétique européenne**

Dans un contexte de raréfaction des ressources fossiles et de prise de conscience de l'impact de ces ressources sur le réchauffement climatique, l'Union Européenne s'est fixé des objectifs ambitieux en matière de climat et d'énergie pour 2020 : baisse de 20 % des émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990, amélioration de 20 % de l'efficacité énergétique et une part de 20 % d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie de l'Union Européenne (objectif porté à 23 % pour la France). Le paquet "Énergie Climat", qui regroupe les mesures à adopter pour atteindre ces objectifs, a été adopté par le Parlement et le Conseil européen en décembre 2008.

La Directive européenne sur la performance énergétique des bâtiments<sup>23</sup> fixe des normes minimales en matière de performance énergétique pour les nouveaux bâtiments et les rénovations lourdes. Elle impose un système de certification des bâtiments, et une inspection régulière des systèmes de chauffage (plus de 20 kW) et de climatisation (plus de 12 kW). Tous les nouveaux bâtiments devront être à "consommation d'énergie quasi nulle" à partir du 31 décembre 2020 (31 décembre 2018 pour les bâtiments du secteur public). 48 projets ont été financés par la Commission Européenne pour augmenter la pénétration sur le marché de solutions innovantes pour l'efficacité énergétique dans le bâtiment. D'autre part, la Directive

européenne Éco-conception ErP<sup>24</sup> prévoit une série de mesures prioritaires, notamment de nouvelles normes contraignantes en matière de performance énergétique pour une vaste gamme d'appareils et équipements (allant des biens électroménagers aux pompes et ventilateurs industriels). Les normes minimales de performance devraient permettre d'éliminer du marché les produits trop gourmands en énergie, et de sensibiliser les consommateurs à la question de l'efficacité énergétique. Le champ de cette directive couvre également les produits qui ont un impact direct sur les consommations d'énergie tels que les fenêtres et les matériaux d'isolation.

Directive  
2010/31/UE  
(refonte de la Directive  
2002/91/CE)

►►► 23

Directive  
2009/125/CE  
(refonte de la directive  
2005/32/CE)

►►► 24

Règlement  
CE640/2009

►►► 25

Parmi ces mesures, le règlement sur les moteurs<sup>25</sup> a été adopté en juillet 2009 : il renforce les exigences de rendement des moteurs et met en place une nouvelle échelle de classification plus exigeante que la précédente. Cette nouvelle échelle va de IE1, classe la plus basse qui est aussi la norme actuelle, à IE3, classe la plus élevée. Ce règlement s'applique en 3 temps :

- À partir du 16 juin 2011, tous les moteurs mis en vente devront être conformes à la classe IE2. Tous les moteurs de classe inférieure seront interdits à la vente;
- À partir du 1<sup>er</sup> janvier 2015, tous les moteurs de la gamme 7,5 - 375 kW devront être conformes à la classe IE3 ou à la classe IE2 si ils sont équipés d'un entraînement à fréquence variable;
- À partir de 2017, tous les moteurs de la gamme 0,75 - 375 kW devront être conformes à la classe IE3 ou à la classe IE2 si ils sont équipés d'un entraînement à fréquence variable.



Les équipements de production d'eau chaude sanitaire font également l'objet de travaux européens et devraient être prochainement concernés par l'étiquetage européen, avec des impacts potentiellement importants sur le devenir des chauffe-eau électriques à accumulation.

En complément de ces mesures, pour aider à l'atteinte de l'objectif de réduction de 20 % de consommation d'énergie primaire en 2020, la Commission Européenne a publié le 8 mars 2011 le "Plan 2011 pour l'efficacité énergétique". Ce plan définit les mesures à mettre en œuvre dans le domaine des bâtiments, des transports et des procédés de production. Il insiste notamment sur :

- L'efficacité énergétique que le secteur public devra respecter dans sa politique d'achats (biens, services, travaux), dans la rénovation de son parc de bâtiments (au moins 3 % du parc devra être rénové chaque année) et dans l'incitation à améliorer les performances des villes et des communes;
- Le développement des bâtiments à faible consommation d'énergie avec notamment la promotion du chauffage urbain, le renforcement des compétences des métiers du "bâtiment durable" via des actions de formation adaptées et le développement des entreprises de services énergétiques.

Ce plan annonce une future proposition législative<sup>26</sup> et de nouvelles mesures relatives à l'éco-conception et à l'étiquetage énergétique.

Un Livre blanc est également prévu à court terme afin de définir la stratégie d'efficacité énergétique à adopter dans le domaine des transports.

### 2.2.1.2 La politique énergétique française

La France s'est également dotée d'une politique énergétique ambitieuse avec l'adoption des deux lois Grenelle en 2009 et 2010.

La loi de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement (dite loi Grenelle I) du 3 août 2009 a fixé des objectifs destinés à lutter contre le changement climatique et à améliorer la performance énergétique. Parmi les objectifs visés, se trouvent notamment :

- La réduction des consommations d'énergie de 38 % d'ici 2020 dans les logements anciens;
- L'application de la norme "Bâtiment Basse Consommation" (BBC) à toutes les constructions neuves d'ici

fin 2012 et la construction de bâtiments à énergie positive à compter de fin 2020;

- La rénovation complète de 400 000 bâtiments chaque année à partir de 2013 et de 180 000 logements sociaux en zone ANRU<sup>27</sup>.
- La croissance de la part du fret non routier pour atteindre 25 % en 2020;
- La réalisation de 2000 km de lignes ferroviaires à grande vitesse d'ici 2020;
- La construction de 1 500 km supplémentaires de transports collectifs en site propre.

La loi prévoit également une généralisation de l'étiquetage énergétique des produits, le renforcement du dispositif des certificats d'économie d'énergie<sup>28</sup> et le retrait des produits, appareils et véhicules les plus consommateurs en énergie. Elle prévoit notamment le retrait progressif de la vente des ampoules à incandescence d'ici fin 2012.

La loi portant engagement national pour l'environnement (dite loi Grenelle II) a été promulguée le 12 juillet 2010. Elle décline, chantier par chantier, les objectifs entérinés par le premier volet législatif du Grenelle de l'environnement. Six grands chantiers ont été identifiés parmi lesquels :

- "L'amélioration énergétique des bâtiments" qui impose l'affichage des performances énergétiques des bâtiments dans les annonces immobilières;
- "La réduction des consommations d'énergie et du contenu en carbone de la production" qui favorise le développement des énergies renouvelables, dont les réseaux de chaleur d'origine renouvelable. Ce chantier étend le dispositif des certificats d'économie d'énergie et instaure des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables;
- "Le changement essentiel dans le domaine des transports" qui favorise le développement des transports collectifs urbains et périurbains et le développement des véhicules électriques et hybrides rechargeables en encourageant la création et l'entretien des infrastructures de recharge.

En complément, pour favoriser le développement des véhicules électriques et hybrides rechargeables, une charte a été signée le 13 avril 2010 par le gouvernement, 13 collectivités territoriales et les principaux industriels concernés. Cette charte vise à déployer des infrastructures de recharge.

Par ailleurs, une nouvelle étape du plan national pour le développement des véhicules électriques et hybrides

Cette proposition devrait réviser les directives en vigueur sur les services énergétiques et la production combinée de chaleur et d'électricité.

26

Agence Nationale pour la Rénovation Urbaine

27

Il s'agit d'un mécanisme de marché. La demande de certificats provient des obligations d'économies d'énergie imposées aux vendeurs d'énergie. L'offre de certificats provient des entreprises ou collectivités publiques qui engageront des actions, au-delà de leur activité habituelle, visant à économiser l'énergie. Le marché permet de s'assurer que tous les acteurs potentiels sont mobilisés, pour identifier tous les gisements d'économies d'énergie les moins coûteux.

28

rechargeables a été franchie avec le lancement en avril 2011 d'un appel à manifestation d'intérêt dans lequel l'État subventionne une partie de l'investissement consacré à la création de points de recharges par les collectivités précurseurs. Cet appel à manifestation d'intérêt est concomitant à la remise au gouvernement d'un "livret vert" qui apporte des précisions et recommandations sur le dimensionnement des points de recharge ainsi que sur leurs modèles économiques et juridiques.

Dans le domaine des bâtiments neufs, la Réglementation Thermique "Grenelle Environnement 2012" (RT 2012) a été publiée au Journal Officiel le 27 octobre 2010. Cette réglementation remplace désormais la Réglementation Thermique 2005. Elle confirme les conclusions du Grenelle de l'environnement qui prévoyait une limitation des consommations d'énergie primaire à 50 kWh/m<sup>2</sup>/an en moyenne (selon les logements) pour le chauffage, l'eau chaude sanitaire, l'éclairage, la climatisation et la ventilation. Cette loi insiste particulièrement sur la conception et la qualité énergétique du bâti ainsi que sur la nécessité d'un bouquet énergétique équilibré avec un recours obligatoire aux énergies renouvelables. La date d'application de cette réglementation est le 28 octobre 2011 pour les bâtiments neufs publics et tertiaires (commerces et bureaux) ainsi que pour les zones prioritaires de rénovation urbaine. La date d'application à l'ensemble des logements est le 1<sup>er</sup> janvier 2013.

Dans le domaine des bâtiments existants, un décret sur l'obligation de rénovation énergétique du parc tertiaire est attendu pour fin 2011.

Dans le cadre de la politique énergétique française, on peut également citer la loi de finances pour 2009 qui comporte des mesures en faveur du développement des énergies renouvelables dont :

- Le crédit d'impôt "développement durable" qui permet le soutien à l'acquisition d'équipements comme les chauffe-eau solaires, les pompes à chaleur ou les panneaux photovoltaïques<sup>29</sup>;
- L'équipement de 2 millions de foyers de pompes à chaleur et la relance de l'exploitation de la géothermie;
- La création d'un "fonds chaleur renouvelable" pour développer la production de chaleur dans le tertiaire et l'industrie et améliorer les sources de chauffage dans l'habitat collectif.

La loi de finances 2010 effectue un recentrage progressif sur les logements économies en énergie, avec notamment des taux de crédit ou de réduction d'impôt plus avantageux pour l'acquisition de logements BBC (résidences principales neuves ou dispositif "Scellier").

La loi de finances 2011 revoit les dispositifs d'aide à l'accession à la propriété : le dispositif unique du prêt à taux zéro plus (PTZ+) remplace l'ancien prêt à taux zéro et le crédit d'impôt sur les intérêts d'emprunts contractés pour l'acquisition ou la construction d'une habitation principale. Le PTZ+, mis en place en janvier 2011 est destiné à encourager l'accès à la propriété de 380 000 primo accédants par an, soit presque deux fois plus que l'ancien dispositif. Les montants des prêts dépendent notamment de la localisation, de la performance énergétique et du statut (neuf ou ancien) du logement. Un des objectifs de ce nouveau dispositif est d'encourager la construction de logements neufs dans les zones où le marché est tendu et, dans les zones où le besoin de nouvelles constructions est moindre, de favoriser l'achat d'ancien pour assurer l'entretien du parc immobilier existant.

Dans le domaine industriel, un appel à manifestation d'intérêt a été lancé en avril 2010 par l'ADEME et TOTAL<sup>30</sup> afin de soutenir le développement d'utilités et de procédés transverses économies en énergie. Cet appel est prioritairement destiné à des équipes de recherche et des PME. Les technologies concernées sont :

- Récupération et valorisation d'énergie thermique à basse température dans les procédés industriels;
- Stockage et valorisation d'énergie thermique intégrée à des procédés industriels;
- Échangeurs de chaleur;
- Fours;
- Cogénération;
- Intégration énergétique et amélioration de l'efficacité énergétique des procédés (chaudières, séchage, froid, ventilation, air comprimé, pompage...).

Le taux de crédit d'impôt pour les dépenses liées au photovoltaïque dans l'habitation principale a fait l'objet d'une révision à la baisse dans la loi de finances 2011.

29

[www2.ademe.fr/servlet/getDoc?id=69425&cid=96&m=3&p1=1](http://www2.ademe.fr/servlet/getDoc?id=69425&cid=96&m=3&p1=1)

30

Le 31 mai 2011, le ministre de l'Écologie, du Développement Durable, des Transports et du Logement a ouvert le chantier de l'efficacité énergétique afin d'approfondir les mesures déjà prévues par le Grenelle de l'environnement et d'explorer de nouveaux gisements d'économies d'énergie. Les domaines concernés sont le bâtiment, les transports et l'industrie. Dans le bâtiment, il s'agira notamment de dynamiser les rénovations



thermiques en renforçant les mécanismes de garantie ou de financement tels que l'éco-PTZ, le crédit d'impôt développement durable, ou encore le contrat de performance énergétique. Trois groupes de travail, composés de représentants de l'État, des collectivités locales, des organisations non gouvernementales, des employeurs, des salariés, des consommateurs-usagers et des personnalités qualifiées, seront organisés autour de trois axes :

- la réduction de la facture énergétique des ménages,
- l'amélioration de la compétitivité des entreprises,
- le rôle moteur et l'exemplarité de l'État en matière d'efficacité énergétique.

Ces groupes seront chargés de formuler des propositions qui devront déboucher d'ici mi-décembre 2011 sur des mesures concrètes, applicables dès début 2012.

Toutes ces mesures illustrent les démarches en cours visant à une meilleure efficacité énergétique en questionnant le choix pour chaque usage du meilleur dispositif et de la meilleure énergie. Elles peuvent également conduire à des substitutions entre énergies (notamment fioul vers électricité comme on le verra plus loin).

Les différents scénarios de prévisions de consommation reflètent différentes modalités d'application concrète de l'ensemble de ces mesures et donc différents effets sur la consommation électrique.

### **2.2.2 Le contexte macro économique de sortie de crise**

Comme vu au chapitre 2.1.2, l'impact de la crise de la fin 2008 sur la consommation d'électricité est désormais connu et actualise le point de départ des scénarios de consommation d'électricité de ce Bilan Prévisionnel 2011. L'impact de la crise de ces deux dernières années sur l'économie, le tissu industriel et les prix des énergies primaires en particulier est également mieux connu, ce qui a conduit à une mise à jour des prévisions de croissance et à une élaboration de scénarios de sortie de crise. Ces perspectives économiques sont intégrées aux hypothèses des scénarios prévisionnels de consommation.

La reprise économique se poursuit en 2011 avec des signes positifs tels que la reprise des investissements, la reconstitution des stocks, la création d'emplois, l'amélioration du solde du commerce extérieur et l'augmentation du taux d'utilisation des capacités industrielles.

La plupart des secteurs industriels n'ont toutefois pas retrouvé leur niveau de production antérieur à la crise. Début 2011, ces niveaux de production restent inférieurs de 5 à 6 % aux sommets atteints fin 2007 ou début 2008<sup>31</sup>. La crise s'est traduite en France par des réductions de capacités de production et par la fermeture de certaines unités de production. Un des effets de la crise est l'accentuation de la "sectorisation" industrielle de certains pays.

Le rapport d'étape des États généraux de l'industrie<sup>32</sup> confirme *le recul de la position de l'industrie française en Europe* et préconise une mutation de l'industrie française vers une "industrie durable". Il rappelle notamment que *des marchés nouveaux vont s'ouvrir dans les domaines de l'éco-conception et de l'éco-production* pour une moindre consommation d'énergie et de matières premières, de nouveaux matériaux faisant appel à des matières premières renouvelables, de moindres déchets et un meilleur recyclage.

Plus récemment, le Centre d'Analyse Stratégique<sup>33</sup> indiquait que de nombreuses opportunités sectorielles se dessinaient en sortie de crise. *"Ainsi le développement des TIC pourrait trouver un second souffle grâce au développement des synergies avec les domaines de la santé, de l'éducation, de la lutte contre le changement climatique par exemple"*. Avec le vieillissement de la population, le développement de nouveaux produits et services sont également attendus comme par exemple, les secteurs des "gérontotechnologies" et des services à la personne. Par ailleurs, "la prise en compte de la contrainte environnementale pourrait favoriser la croissance à long terme avec la création de nouveaux marchés".

Selon l'INSEE, la consommation des ménages français a continué à progresser en 2010 et 2011 avec des taux annuels respectifs de +0,6 % et +1 %. Ces taux sont toutefois moins élevés que dans les années avant crise (environ 2,5 % en 2006 et 2007). Cette baisse de niveau s'explique notamment par l'impact sur la consommation des ménages du pouvoir d'achat. Or, ce dernier est fortement dépendant du prix des matières premières et, en particulier, du prix de l'énergie. La consommation des ménages dépendra donc en partie des conditions économiques et des politiques énergétiques qui seront menées.

Source BIPE avril 2011

31

Rapport remis en janvier 2010 par le Comité des États Généraux de l'Industrie

32

Rapport du Centre d'Analyse Stratégique, "France 2030 : 5 scénarios de croissance", 11 mai 2011

33

Le secteur des services a progressé en 2010 (+2 %) avec une dynamique proche de celle des années avant crise (taux de croissance annuel de 2,3 % entre 2001 et 2008)<sup>31</sup>. La baisse de la branche des administrations publiques est compensée par le dynamisme retrouvé d'autres secteurs tels que les services financiers, les services aux entreprises et les transports. Selon certains scénarios, l'immobilier devrait prochainement rejoindre cette dynamique.

Le PIB est un indicateur clé des différents modèles économiques et énergétiques. Il a ainsi progressé de +1,5 % en 2010 après une baisse de -2,6 % en 2009, confortant l'idée d'une sortie de crise. Dans ce contexte, le scénario de PIB retenu à court terme pour le budget 2011 de l'État est de + 2 % en 2011, + 2,25 % en 2012<sup>34</sup> puis +2,5 % en 2013 et 2014.

"Projet de programme de stabilité 2011-2014" approuvé par le Parlement (Sénat le 27 avril 2011 et Assemblée nationale le 2 mai 2011)

34

## 2.3 LA CONSTRUCTION DES PRÉVISIONS

### 2.3.1 Les déterminants de la demande

La première étape de la construction des prévisions de consommation consiste à identifier les principaux déterminants de la demande d'électricité.

Contrairement aux modèles économétriques qui utilisent directement ces déterminants et les relations entre eux pour en déduire la consommation d'électricité de façon macroscopique, le modèle de prévision utilisé pour le Bilan Prévisionnel se fonde sur une représentation analytique de la consommation par usage et par secteur d'activité. Ses variables d'entrée sont donc beaucoup plus détaillées que les déterminants présentés ici. L'objet de l'analyse des déterminants est d'élaborer différents cadres de cohérence –

différents "scénarios" – pour déterminer ensuite des jeux de variables d'entrée associés à chacun. Une telle approche est particulièrement adaptée aux prévisions à court et moyen termes qui sont au cœur du Bilan Prévisionnel. À plus long terme, les déterminants retenus sont autant de variables permettant l'analyse exploratoire de scénarios contrastés.

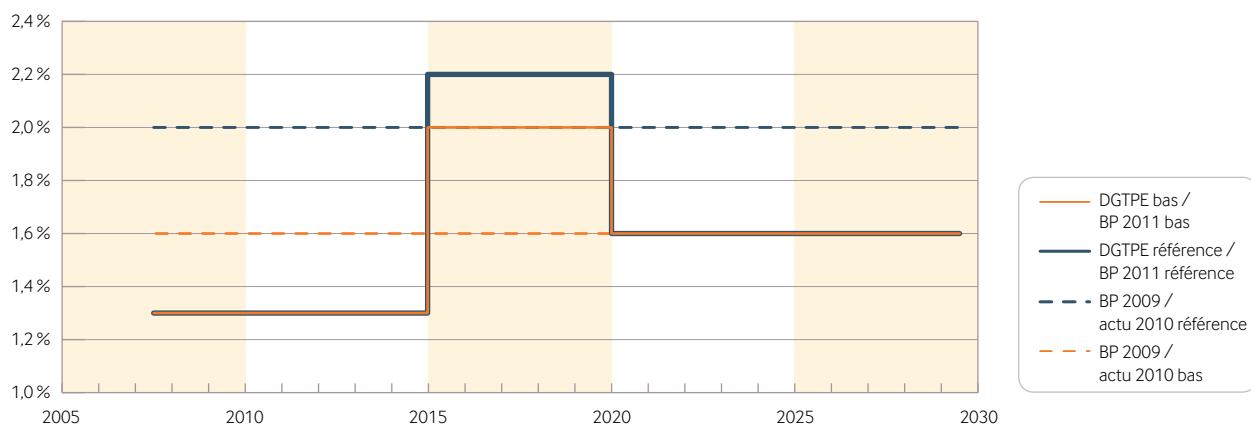
#### 2.3.1.1 Le PIB

Les hypothèses de PIB retenues pour les scénarios du Bilan Prévisionnel 2011 sont celles publiées par la Direction Générale du Trésor et de la Politique Économique<sup>35</sup>, qui correspondent à une reprise lente de la croissance. Ces hypothèses, ainsi que celles retenues dans le Bilan Prévisionnel 2009, sont représentées sur le schéma ci-dessous :

Scénario établi au 1<sup>er</sup> semestre 2010 et retenu dans l'étude pilotée par la DGEC et la CGDD sur les scénarios prospectifs "énergie – climat – air" de référence concernant la France dans un cadre européen et international à l'horizon 2030.

35

#### Taux de croissance moyen annuel du PIB



Dans l'exercice précédent, le taux de croissance annuel du PIB était fixé à 2 % sur l'ensemble de la période étudiée (1,6 % pour la variante basse). Dans le Bilan Prévisionnel 2011, les variantes retenues comprennent 3 périodes distinctes :

- Une 1<sup>ère</sup> période entre 2008 et 2015, avec un taux de croissance de PIB de 1,3 % en moyenne sur la période;
- Une 2<sup>ème</sup> période, entre 2015 et 2020, avec un taux de croissance de PIB plus élevé : 2,2 % dans le scénario de référence et 2 % dans la variante basse;

- Une 3<sup>ème</sup> période, au-delà de 2020, avec un taux de croissance de PIB inférieur à la période précédente : 1,6 % pour les 2 variantes.

### 2.3.1.2 Démographie et population active

#### Scénarios démographiques – Horizon 2030

	<b>Bas</b>	<b>Référence</b>	<b>Haut</b>	<b>Référence BP 2009</b>
<b>Population (millions)</b>	64.8	68.5	72.2	66.1
<b>Ménages (millions)</b>	30.8	32.3	34.0	31.0
<b>Population active (millions)</b>	28.0	30.1	28.8	28.2

INSEE Première  
N°1320 – Projections  
de populations  
à l'horizon 2060  
(octobre 2010)

36

INSEE Première  
N°1089 – Projections  
de population pour la  
France métropolitaine  
à l'horizon 2050 –  
scénarios SP01  
(Central), SP08  
(Haut) et SP09 (Bas)  
(juillet 2006)

37

INSEE Première  
N°1106 –  
Des ménages  
toujours plus petits  
(novembre 2006)

38

INSEE Première  
N°1345 – Projections  
de population à  
l'horizon 2060 – Des  
actifs plus nombreux et  
plus âgés (avril 2011)

39

La variante la plus ambitieuse sur l'efficacité énergétique appliquée au scénario "MDE renforcée" se distingue de l'hypothèse centrale du scénario "Référence" par :

- Un taux de placement plus important des technologies les plus performantes (moteurs à vitesse variable dans l'industrie, pompes à chaleur avec un coefficient de performance (COP) plus élevé, bâtiments mieux isolés, diffusion plus rapide des appareils domestiques performants..);
- Un niveau élevé des prix du pétrole et du gaz qui incite à des transferts entre énergies fossiles et électricité (remplacements de chaudières fioul par des pompes à chaleur, développement plus important des véhicules électriques..);
- Des transferts modaux de la route vers le rail;
- Un développement plus soutenu des énergies renouvelables : solaire thermique, chaudière bois.

L'application de la Réglementation Thermique 2012 devrait modifier les taux de pénétration des différentes énergies dans le neuf, particulièrement pour les usages chauffage et production d'eau chaude sanitaire.

Des prix moins élevés du fioul ou du gaz auraient pour conséquence une substitution moindre entre fioul/gaz et électricité.

Même si, comme on l'a vu en 2008 et 2009, l'élasticité de la demande d'électricité aux conditions économiques et aux prix des énergies est historiquement relativement faible, les évolutions envisagées par les différentes politiques énergétiques concernant l'avenir de la régulation du prix de l'électricité pourraient renforcer cette élasticité.

L'autoconsommation de la production photovoltaïque ou issue de micro-cogénérations, réduisant la consommation nette d'un bâtiment par la production de l'électricité sur son lieu de consommation, est traitée dans le chapitre 4 sur la production. La consommation estimée est la consommation brute.

#### Population :

Le scénario de référence de la population se base sur les dernières projections de population de l'INSEE<sup>36</sup>. Les variantes haute et basse ont été construites en gardant les mêmes écarts au scénario de référence que ceux donnés par l'INSEE en 2006<sup>37</sup>.

#### Nombre de ménages :

En l'absence de mise à jour récente par l'INSEE, l'évolution du nombre de ménages a été déterminée en reconstruisant sur les nouvelles projections de population la structure des ménages élaborée par l'INSEE en 2006<sup>38</sup>.

#### Population active :

Les scénarios de population active se basent sur les dernières projections de l'INSEE<sup>39</sup>.

Ces paramètres influent directement sur les prévisions de consommation d'électricité : le nombre de ménages dicte le nombre de résidences principales et la population active conditionne le nombre d'emplois dans les secteurs productifs, et donc la consommation de ces secteurs.

### 2.3.1.3 Efficacité énergétique et transferts entre énergies

On peut construire différentes variantes qui intègrent plus ou moins fortement des mesures visant à réduire les consommations en énergie et à augmenter la part des énergies renouvelables dans la consommation finale.

### 2.3.2 Les scénarios retenus

À l'instar des exercices précédents, le Bilan Prévisionnel 2011, retient quatre scénarios de consommation dont le tableau ci-après présente les principales sources de différenciations.

Scénario de Consommation	"Référence"	"Haut"	"MDE renforcée"	"Bas"
Hypothèses principales	Centrales	Majorant la consommation globale	Efficacité énergétique renforcée	Minorant la consommation globale
<b>PIB (DGTEP)</b>	Scénario de référence	Scénario de référence	Scénario de référence	Scénario bas
<b>MDE</b>	Objectifs Grenelle atteints avec un décalage dans le temps variable	Délais supplémentaires par rapport au scénario de référence	Objectifs atteints plus rapidement que dans le scénario de référence mais maintien d'un faible retard	Idem scénario de référence
<b>Démographie (INSEE)</b>	Scénario central	Variante haute	Scénario central	Variante basse
<b>Prix électricité</b>	Scénario central	Favorable au déploiement de solutions électriques	Scénario central	Défavorable au déploiement de nouvelles solutions électriques

### 2.3.3 Les hypothèses principales du scénario "Référence"

Le scénario "Référence" adopte l'hypothèse centrale pour chacun des déterminants.

Le tableau ci-dessous donne la répartition du parc de résidences principales et de surfaces tertiaires à l'horizon 2030.

Dans le secteur résidentiel, l'hypothèse du nombre de constructions neuves retenue pour le scénario "Référence" est de 375 000 logements par an en moyenne sur la période 2012 - 2030, avec une part de maisons individuelles de l'ordre de 60 %.

Pour la construction neuve, l'hypothèse d'une baisse des consommations unitaires de chauffage de l'ordre de 50 % entre 2008 et 2030 est retenue. Cette baisse est de l'ordre de 18 % pour le parc existant. Les hypothèses de baisses de consommation unitaire dans le parc existant

résidentiel correspondent pour grande partie à une rénovation du parc de logements construits avant 1975. Ce parc est constitué de 15,3 millions de logements, dont 3,4 millions chauffés à l'électricité. L'hypothèse de 350 000 rénovations lourdes par an est retenue, ces rénovations étant appliquées au parc électrique d'avant 1975 au prorata du parc total de logements d'avant 1975.

Pour prendre en compte le seuil maximal (50 kWh/m<sup>2</sup>/an, selon les logements) imposé par la Réglementation Thermique 2012, l'hypothèse retenue est qu'à partir de 2014, le développement du chauffage électrique en maisons individuelles neuves sera exclusivement basé sur des solutions avec des pompes à chaleur. Dans les logements collectifs neufs, l'hypothèse est que des convecteurs continueront à être installés, notamment dans des bâtiments bien isolés et dans des zones climatiques privilégiées. L'impact de ces hypothèses sur la consommation d'électricité totale reste toutefois modéré car le poids du parc résidentiel neuf est faible en regard du parc existant (de l'ordre de 1 %).

(millions de logements / millions m <sup>2</sup> )	2009	2030
<b>TOTAL résidences principales</b>	<b>26.9</b>	<b>32.3</b>
dont maisons individuelles	15.2	18.6
dont immeubles collectifs	11.7	13.7
<b>TOTAL surfaces tertiaires chauffées</b>	<b>912</b>	<b>1115</b>
dont chauffées à l'électricité	224	339



En 2020, l'hypothèse est faite que 2,8 millions de logements seront équipés d'une pompe à chaleur. La moitié de ces équipements correspondent à des transferts d'installation fioul/gaz vers la pompe à chaleur.

Avec la Réglementation Thermique 2012, l'eau chaude sanitaire devient le 1<sup>er</sup> poste de consommation du logement neuf. Compte tenu de la directive européenne en préparation, des hypothèses de forte diminution des chauffe-eau à accumulation sont prises dans les maisons individuelles chauffées à l'électricité où ils sont progressivement remplacés par des chauffe-eau thermodynamiques et solaires.

Pour le secteur tertiaire, les hypothèses retenues sont une baisse des consommations unitaires de chauffage de 50 % entre 2008 et 2030 dans le neuf et une baisse de 18 % pour le parc existant.

Dans le secteur industriel, les hypothèses macro économiques retenues (PIB, évolution des principaux débouchés) conduisent à un rattrapage des niveaux de capacités de production industrielle d'avant crise en 2018.

#### **2.3.4 Les autres scénarios**

Trois autres scénarios encadrent la demande du scénario "Référence" à l'horizon 2030. Ces scénarios ont été construits en recherchant les croisements d'hypothèses les plus pertinents pour l'ensemble des déterminants de la demande afin d'aboutir à des scénarios contrastés.

Le scénario "MDE renforcée" se distingue du précédent uniquement par une accélération, au travers des lois Grenelle et des directives européennes, 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, etc.

**Le scénario "Haut"** retient l'ensemble des hypothèses qui tendent à majorer la consommation, dont la variante de démographie haute, un fort développement de nouveaux usages électriques, des taux d'équipements élevés et une maîtrise de la demande moins soutenue.

La trajectoire démographique élevée conduit à un niveau de construction neuve résidentielle de 405 000 logements par an afin de répondre au besoin de logements.

Les surfaces tertiaires s'accroissent de 1 % en moyenne par an.

Dans le secteur industriel, est retenue l'hypothèse d'une situation économique favorable pour les principaux débouchés industriels (construction, investissement industriel, consommation des ménages, automobiles). Ceci se traduit par le retour aux niveaux de capacité de production d'avant crise en 2015.

**Le scénario "Bas"** retient l'ensemble des hypothèses qui tendent à minorer la consommation, dont un PIB bas, une variante démographique basse. La construction de logements reste limitée à 300 000 logements neufs par an d'ici à 2014.

Dans le secteur tertiaire, les surfaces s'accroissent de 0,7 % en moyenne par an.

Dans ce scénario avec un PIB bas, est retenue l'hypothèse de maîtrise de la demande modérée, notamment dans le secteur résidentiel, en supposant un moindre pouvoir d'achat et donc un moindre renouvellement d'équipements, ce qui pénalise l'amélioration de l'efficacité énergétique.

Dans le secteur industriel, est retenue l'hypothèse d'une situation économique défavorable pour les principaux débouchés industriels. Avec ces hypothèses, les niveaux de capacité de production d'avant crise ne sont pas retrouvés d'ici 2030.

## 2.4 LES PRÉVISIONS GLOBALES EN ÉNERGIE

Les prévisions de consommation en énergie annuelle sont élaborées à partir d'un modèle sectoriel. La consommation d'énergie de chaque secteur ou usage est estimée par le produit de variables "extensives" – quantités produites, surfaces chauffées, volumes d'équipements par logement, etc. – et "intensives" – généralement des consommations unitaires par unité produite, par m<sup>2</sup>, par logement, etc.

L'industrie, le tertiaire et le résidentiel sont les trois principaux secteurs sur le plan de la consommation d'électricité. Ils sont d'un poids sensiblement équivalent aujourd'hui. Il convient d'y ajouter les secteurs du transport, de l'agriculture et de l'énergie, moindres consommateurs.

Pour alimenter et exploiter ce modèle de prévision, RTE s'appuie sur les compétences du Centre d'Étude et de Recherches Économiques sur l'Énergie (CEREN),

l'INSEE, les syndicats professionnels, les instituts de conjoncture. Des enquêtes statistiques permettent de caler ces variables sur les séries historiques passées. Leur projection dans l'avenir est réalisée pour les quatre scénarios établis précédemment, en tenant compte des tendances actuelles et des infléchissements pertinents au vu des déterminants retenus. Les projections s'appuient chaque fois que possible sur les informations recueillies auprès des acteurs économiques concernés.

### 2.4.1 Prévisions sectorielles

Les prévisions de consommation ainsi obtenues dans les quatre scénarios étudiés sont explicitées en détail dans l'Annexe 1. Elles sont résumées dans le tableau ci-dessous. Ces prévisions correspondent à des consommations France continentale brutes, hors aléa climatique (à températures de référence), hors effacement :



Prévisions de consommation par secteurs

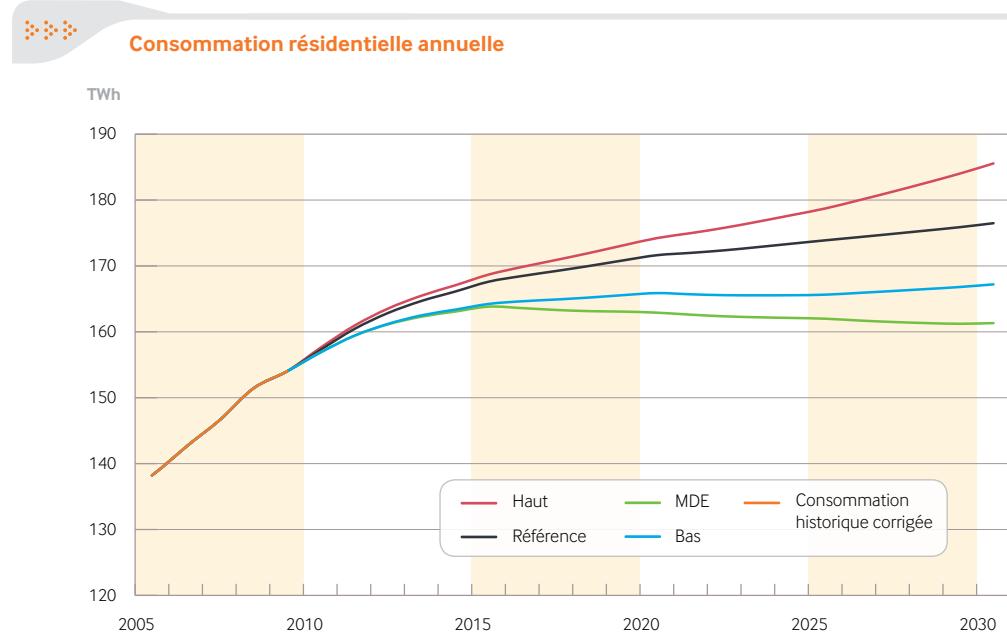
TWh		2009	Horizon 2020			Horizon 2030				
		Référence	Haut	MDE renforcée	Bas	Référence	Haut	MDE renforcée		
Industrie		116.2	130.1	133.9	127.5	115.2	132.1	137.3	125.8	110.1
Tertiaire		127.0	143.4	145.8	133.6	128.3	149.7	154.5	133.3	127.6
Résidentiel		154.1	171.7	174.3	163.0	166.0	176.5	185.6	161.4	167.3
Transport		12.6	17.9	22.8	24.7	16.5	32.3	49.4	48.3	27.3
Agriculture		8.5	9.6	9.6	9.6	9.6	10.5	10.5	10.5	10.5
Énergie (dont pertes réseaux)		59.7	50.4	51.6	48.8	47.4	53.0	55.8	50.9	48.7
<b>Consommation intérieure</b>	<b>478.1</b>	<b>523.1</b>	<b>540.0</b>	<b>507.2</b>	<b>482.5</b>	<b>554.3</b>	<b>593.1</b>	<b>530.2</b>	<b>490.7</b>	



#### 2.4.1.1 Résidentiel

La consommation du secteur résidentiel continue de progresser avec toutefois une inflexion marquée après 2015. Cette inflexion est essentiellement due aux actions d'efficacité énergétique (disparition des ampoules à

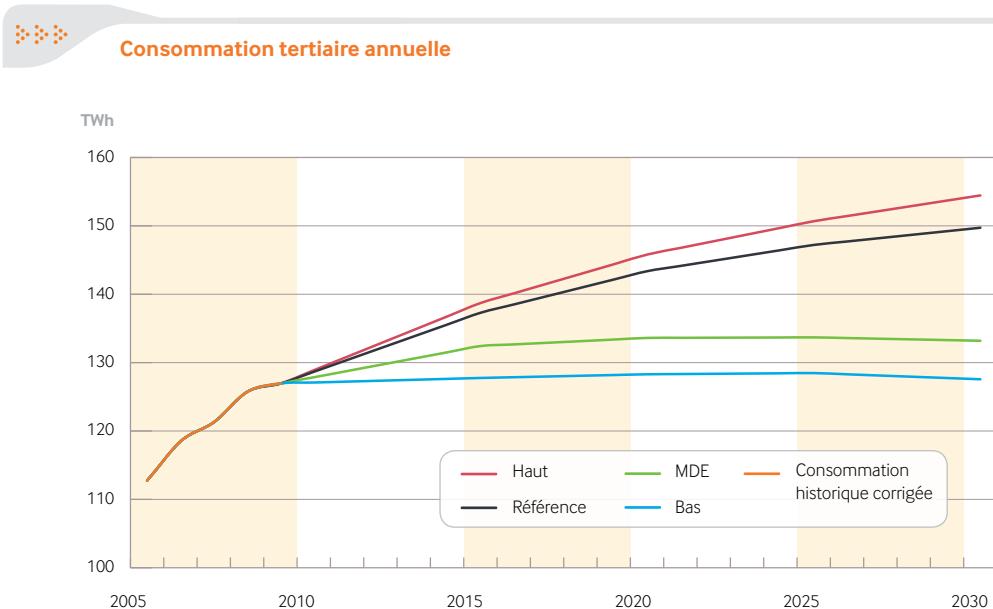
incandescence, meilleure isolation des bâtiments, baisse des consommations unitaires) et à la stabilisation de la croissance de certains taux de multi-équipements. Le taux annuel moyen est de 1,3 % jusqu'en 2015, et 0,3 % au-delà dans le scénario "Référence".



#### 2.4.1.2 Tertiaire

Vecteur de la croissance économique française, le secteur tertiaire est également celui de la consommation électrique. En particulier, le développement de centres de données et d'usages émergents (communication, informatisation) tire les consommations à la hausse. Comme le secteur

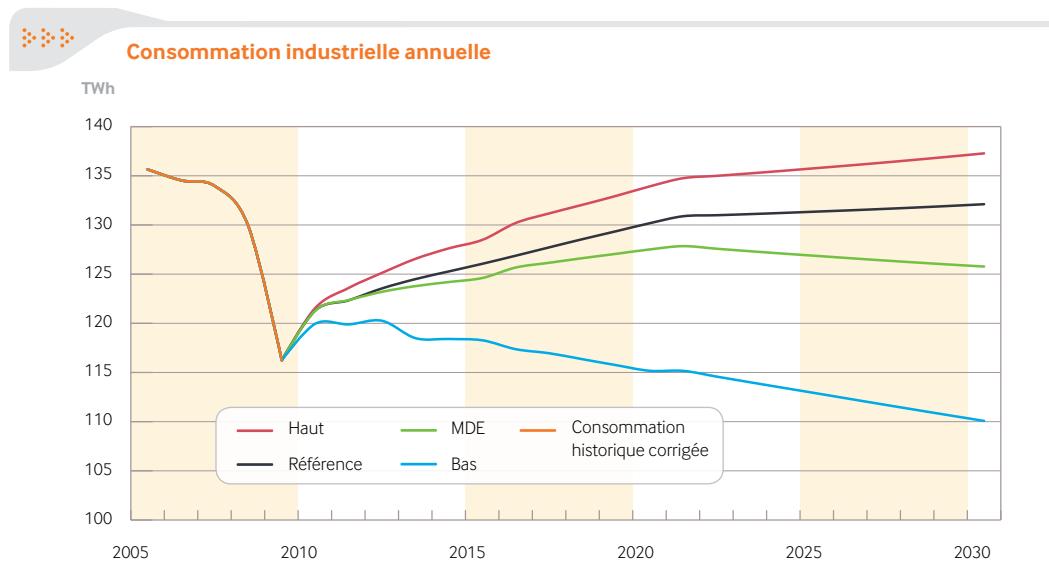
résidentiel, ce secteur est impacté par le durcissement des réglementations sur les bâtiments (isolation, rénovation), l'éclairage et les équipements. Il en résulte un ralentissement de la croissance du secteur après 2015 : le taux de croissance annuel moyen est de 1,3 % jusqu'en 2015 puis passe à 0,6 % ensuite dans le scénario "Référence".



### 2.4.1.3 Industrie

Compte tenu des hypothèses macro-économiques retenues (reprise lente avec un effet marqué de la crise), la croissance de la consommation dans l'industrie suit un rythme modéré avec un taux annuel moyen de 0,8 % jusqu'en 2015 puis 0,3 % au-delà dans le scénario

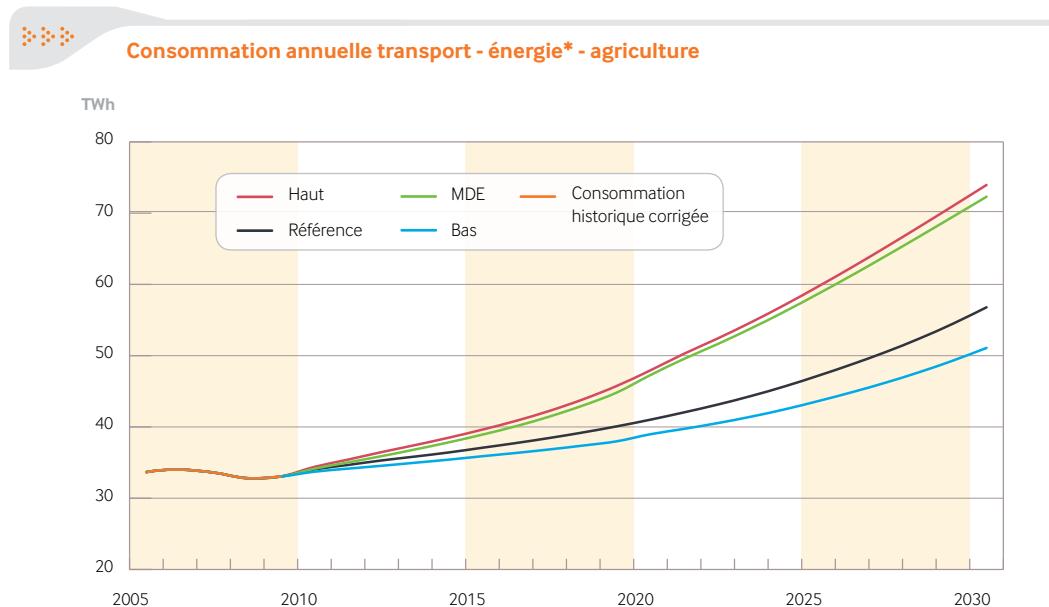
"Référence". La baisse du taux de croissance après 2015 s'explique notamment par l'impact croissant des mesures d'efficacité énergétique (moteurs, usages transverses, procédés) et la mise à disposition de nouvelles technologies plus performantes et par la baisse du taux de croissance du PIB à partir de 2020.



### 2.4.1.4 Transport - énergie - agriculture

La consommation électrique de ce secteur est amenée à croître dans les prochaines années, en raison notamment de l'hypothèse d'un développement important des véhicules électriques et des véhicules hybrides rechargeables. Au sein du secteur énergie figure l'activité spécifique d'enrichissement de l'uranium. Le changement de pro-

cédé prévu (passage de la diffusion gazeuse à la centrifugation) s'accompagnera d'une forte réduction de la consommation d'électricité (diffusion gazeuse à mi-charge en 2011 et 2012 et arrêtée en 2013). Pour s'affranchir de l'impact de cette baisse très significative, la consommation est présentée hors procédé d'enrichissement de l'uranium.



\* Hors activité d'enrichissement de l'uranium



### 2.4.2 Prévisions globales France

Les prévisions de consommation par scénario sont résumées dans le tableau ci-dessous :

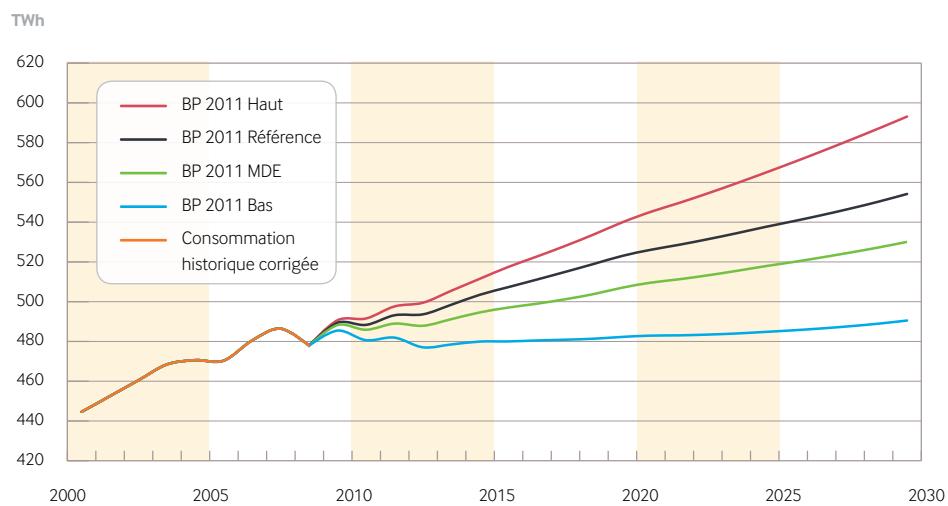
	Énergie annuelle en TWh à conditions de référence				Taux de croissance annuel moyen (%)*		
	2009	2015	2020	2030	2010-2015	2015-2020	2020-2030
Référence	478.1	503.6	523.1	554.3	1.1	0.8	0.6
Haut		511.7	540.0	593.1	1.4	1.1	0.9
MDE renforcée		494.8	507.2	530.2	0.8	0.5	0.4
Bas		480.1	482.5	490.7	0.3	0.1	0.1

\* calculé en s'affranchissant des variations de consommation de l'activité d'enrichissement de l'uranium, contrairement à l'énergie totale des colonnes de gauche qui inclut cette baisse

Dans le scénario "Référence", la consommation totale d'électricité croît en moyenne de 0,6 % par an sur la période 2010-2030. Cela représente 3,2 TWh par an en moyenne de consommation supplémentaire d'électricité.

Le taux de croissance de la consommation française hors procédé d'enrichissement de l'uranium est de 0,8 % sur la période 2010-2030.

### Prévisions de consommation totale France (TWh)



## 2.5 IMPACT DE LA MAÎTRISE DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE

On distingue ici la Maîtrise de la Demande d'Énergie (MDE) de l'Effacement qui est pilotable selon les signaux émis par le marché. La consommation est calculée hors effacement (qui est abordé lors de l'analyse de l'équilibre offre-demande), mais tous les scénarios de prévisions de consommation présentés dans le Bilan Prévisionnel

prennent en compte l'effet des mesures de MDE, avec des degrés divers d'efficacité et de renforcement futur. Le détail des mesures figure en annexe 1.

L'effet des mesures de MDE est pris en compte dans les quatre scénarios de prévisions de consommation en

jouant sur les variables d'entrée du modèle de prévision : ainsi, les consommations unitaires diminuent plus ou moins fortement selon l'importance que l'on donne à l'impact de la MDE dans chacun des quatre scénarios.

Plusieurs effets peuvent se cumuler rendant parfois délicate la mesure précise de l'impact de la MDE :

- La part de l'électricité dans les usages thermiques peut diminuer du fait de la pénétration d'équipements utilisant des sources d'énergies renouvelables (par exemple, l'installation d'un chauffe-eau solaire en remplacement d'un chauffe-eau à accumulation). Cependant, celle-ci peut également augmenter si l'exploitation d'une énergie renouvelable nécessitant de l'électricité pour fonctionner vient en substitution d'une autre source d'énergie (par exemple, remplacement d'une chaudière fioul par une pompe à chaleur) ;
- Dans le cas d'une baisse de la consommation unitaire, il est subjectif d'identifier la part de cette baisse qui résulte de mesures de MDE volontaristes (par exemple les réglementations thermiques) de celle qui résulte d'un simple progrès technique qui serait advenu indépendamment de toute mesure volontariste ;
- Il est difficile de discriminer la cause d'une réduction de consommation unitaire lorsqu'elle résulte simultanément d'un effet de réglementation et d'un effet de prix ;
- Le véritable impact des mesures de MDE peut être atténué par un "effet rebond". Par exemple, l'installation d'une pompe à chaleur en remplacement d'une chaudière fioul permet de réduire sa facture de chauffage. En contrepartie, la température moyenne de chauffage pourrait être augmentée pour gagner en confort et une partie du gain énergétique espéré serait alors effacée par l'augmentation de la température de consigne du logement.
- En effet, le comportement des occupants des bâtiments est un paramètre déterminant dans les consommations (gestion de l'éclairage, des consignes de température, des mises en veille des appareils, ouverture des fenêtres...).
- Par ailleurs, les gains d'efficacité énergétique peuvent être contrecarrés par l'achat d'équipements en nombre plus élevé ou de plus grandes tailles (lave-linge, téléviseurs) donc potentiellement plus énergivores ;
- Enfin, plus de MDE peut induire une hausse de la consommation unitaire de certains postes : une ventilation mécanique contrôlée (VMC) double flux peut s'avérer nécessaire pour répondre aux exigences

des réglementations thermiques afin d'obtenir une bonne qualité de l'air. La consommation unitaire de cet usage augmentera avec le renforcement de l'isolation thermique des bâtiments.

**La loi portant engagement national pour l'environnement (dite Loi Grenelle II)** permet le soutien à l'acquisition d'équipements comme les chauffe-eau solaires, les pompes à chaleur les plus performantes : l'installation de ces équipements permet de réduire considérablement la consommation en énergie de chauffage et d'eau chaude et contribue ainsi à l'effort de MDE. Or, lorsque, dans un logement existant, ces équipements viennent en substitution d'une autre énergie que l'électricité, cet effort de MDE peut conduire à une consommation plus importante d'électricité. La maîtrise globale de la demande d'énergie n'est ainsi pas incompatible avec une hausse de la consommation d'électricité. Il y a moins de consommation d'énergie primaire et moins de pression sur les ressources. On peut illustrer également ce propos avec le transfert qui devrait s'opérer entre la route et le ferroviaire : une moindre consommation d'essence liée à la baisse du fret routier se traduira par une hausse des consommations d'électricité au travers du fret ferroviaire croissant. Il en est de même avec le transfert des véhicules thermiques vers les véhicules électriques.

Ainsi, dans le secteur résidentiel, les réductions de consommation sont le fruit :

- de l'effet des réglementations thermiques sur le chauffage, la climatisation, l'eau chaude,
- de la diffusion des pompes à chaleur, chauffe-eau solaires,
- de la diffusion des lampes à basse consommation pour l'usage éclairage,
- de l'effet des crédits d'impôts et autres mesures fiscales (aides régionales...),
- de l'amélioration de l'efficacité énergétique des appareils, notamment dans l'électroménager, l'informatique et l'audiovisuel.

Dans le secteur tertiaire, les réductions de consommation sont le fruit :

- de l'effet des réglementations thermiques sur le chauffage, la climatisation et l'eau chaude,
- d'économies attendues dans la branche bureaux en raison du poids important de la bureautique pour laquelle il devrait y avoir des progrès technologiques favorisant les économies d'énergie,

- de la pénétration de techniques plus performantes pour les appareils producteurs de froid (commerces, hôtellerie, restauration, entrepôts frigorifiques),
- d'une meilleure gestion de l'éclairage et de la diffusion d'éclairage performant.

Dans le secteur industriel, les réductions de consommation sont le fruit :

- De la réglementation sur les moteurs (meilleure classe d'efficacité et pénétration de la vitesse variable). Cette hypothèse est confortée par une récente étude de l'AIE<sup>40</sup> qui estime à 10 % le gain énergétique qui pourrait être réalisé par les pays de l'AIE en appliquant quelques recommandations sur les moteurs (vitesse variable,

optimisation de la taille du moteur et de l'ensemble du système de motorisation);

- De l'optimisation des utilités (éclairage, froid, air comprimé).

Quel que soit le scénario, l'amélioration de la performance énergétique des bâtiments est calculée sans apport de production électrique in situ : la consommation est dite brute et la production électrique décentralisée est traitée en tant qu'offre de production.

L'annexe 1 détaille les hypothèses de MDE retenues par secteur et par scénario et donne une estimation de l'effet global des actions de MDE aux horizons 2020 et 2030.

Rapport "Energy-Efficiency Policy Opportunities for Electric Motor-Driven Systems", mai 2011, [www.iea.org](http://www.iea.org)

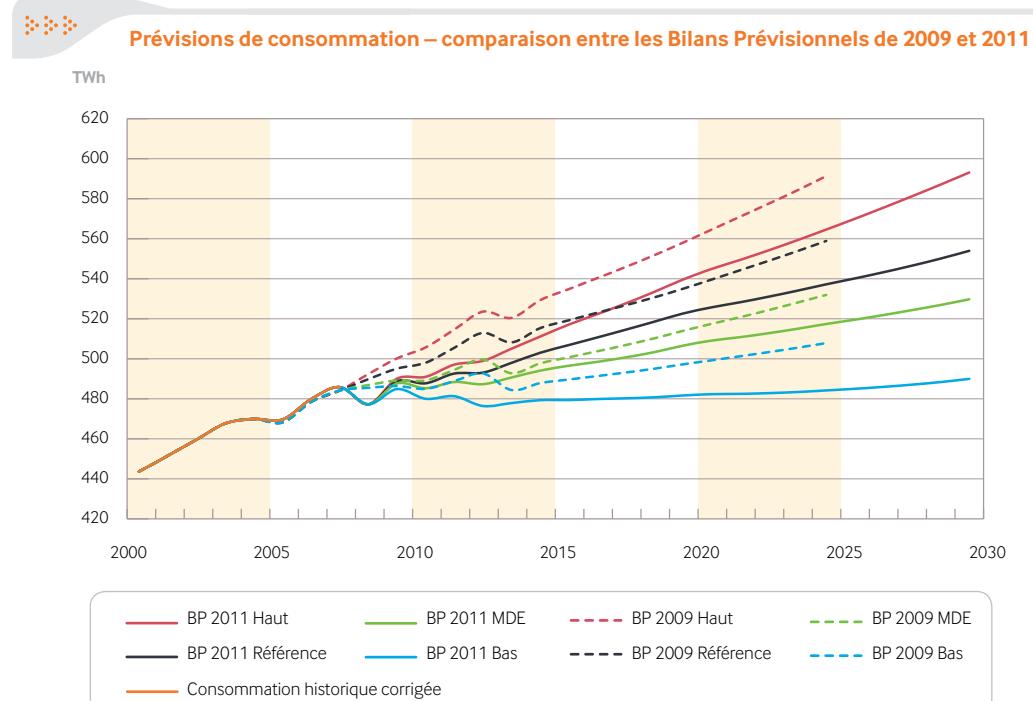
40

## 2.6 COMPARAISON PAR RAPPORT AU PRÉCÉDENT BILAN PRÉVISIONNEL PUBLIÉ EN 2009

Comme indiqué aux chapitres précédents, le contexte a évolué depuis les prévisions de consommation réalisées dans le cadre du Bilan Prévisionnel publié en juillet 2009 :

- L'impact immédiat de la crise est désormais connu, avec notamment une forte baisse des consommations industrielles. L'actualisation du Bilan Prévisionnel en 2010 avait pu déjà présenter un premier recalage de l'impact immédiat de la crise;

- Le scénario de sortie de crise retenu est une reprise lente de la croissance avec des scénarios de PIB plus bas que ceux utilisés dans le précédent Bilan Prévisionnel;
- Le fort développement des usages spécifiques de l'électricité se poursuit. Certains usages sont aujourd'hui mieux connus et leurs taux de croissance ont été ajustés par rapport au précédent Bilan Prévisionnel;
- L'accélération de la mise en place d'une politique de MDE volontaire se confirme.



Le niveau des consommations a été revu à la baisse par rapport au Bilan Prévisionnel 2009 : cette baisse est essentiellement une conséquence du recul de la consommation industrielle.

### 2.6.1 Une baisse des prévisions de consommation dans l'industrie

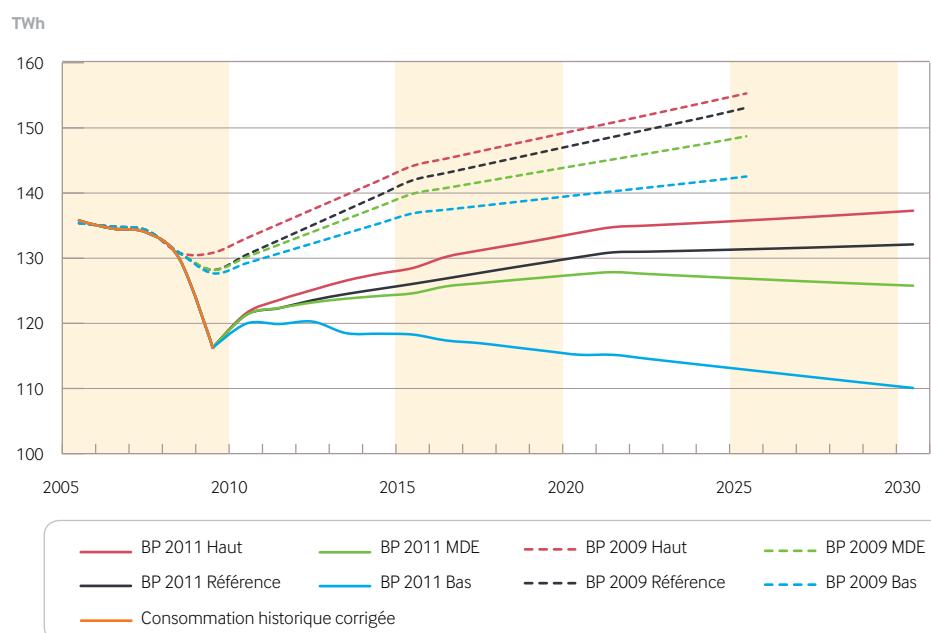
Les nouvelles prévisions sont revues à la baisse par rapport à l'exercice 2009 : elles intègrent la baisse

liée à la crise économique, le profil d'une reprise lente et un effort accru d'efficacité énergétique. Ces baisses renforcent les baisses déjà constatées sur la grande industrie depuis 2005 (industrie moins électro intensive).

À l'horizon 2025, pour le scénario "Référence", cela conduit à une révision à la baisse de 22 TWh par rapport au Bilan Prévisionnel 2009.



#### Consommation industrielle annuelle



### 2.6.2 Le développement de nouveaux usages dans le tertiaire

Les consommations du secteur tertiaire ont été légèrement revues à la hausse : +2,7 TWh en 2025 dans le scénario "Référence". Cette hausse prend en compte le développement de centres de données et d'usages émergents (communication, informatisation).

### 2.6.3 Une consommation résidentielle légèrement revue à la baisse

La consommation de ce secteur a été revue à la baisse de 3,6 TWh en 2025 dans le scénario "Référence". Cette baisse reflète essentiellement le renforcement de la réglementation énergétique (chauffage, production d'eau chaude sanitaire) et le réajustement à la baisse des taux

de croissance de certains usages spécifiques aujourd'hui mieux connus (cf. détail en annexe 1). Ces baisses sont partiellement compensées par la révision à la hausse du taux de pénétration de la cuisson électrique et le réajustement à la hausse des taux d'équipement des produits gris et bruns (TV, ordinateurs, équipements multimédia).

### 2.6.4 Maintien des hypothèses du Bilan Prévisionnel 2009 dans le domaine des transports

L'impact du Grenelle de l'environnement avait déjà été pris en compte dans l'exercice précédent, il est reconduit dans cet exercice :

- Développement de nouvelles infrastructures de transport ferroviaire (voyageurs et marchandises);



Travaux co-pilotés par  
RTE et KTH Electrical  
Engineering – Master  
Thesis EG201X –  
novembre 2009

41

European Network  
of Transmission  
System Operators for  
Electricity, [https://  
www.entsoe.eu/](https://www.entsoe.eu/)

42

- Développement d'un parc de 1,1 million de véhicules électriques (VE) et hybrides rechargeables (VHR) à l'horizon 2020 et 5,6 millions en 2030 dans le scénario "Référence" (respectivement 3,3 et 10 millions dans le scénario "MDE renforcée").

Les consommations de ce secteur ont été légèrement revues à la hausse (+1,9 TWh en 2025) pour prendre en compte des hypothèses de consommation de véhicules

électriques et hybrides rechargeables un peu plus élevées que dans l'exercice précédent<sup>41</sup>.

## 2.6.5 Synthèse

Le tableau suivant récapitule les différentes révisions du scénario "Référence" en 2025 apportées entre les éditions 2009 et 2011 du Bilan Prévisionnel :



### Comparaison des prévisions du Bilan Prévisionnel 2009 et du Bilan Prévisionnel 2011

En 2025	TWh	Observation
Prévision 2009 – "Référence"	559	
Prévision 2011 – "Référence"	538	
<b>Différences</b>	<b>- 21</b>	
Industrie	- 22	Effet crise économique de 2008 + scénario de reprise lente + effort accru de MDE
Tertiaire	+2.7	Développement des centres de données et nouveaux usages
Résidentiel	-3.6	Impact accru des réglementations énergétiques + révision à la baisse des consommations des usages divers + révision à la hausse des consommations cuisson et multimédia
Transport, Énergie, Agriculture	+ 1.9	Révision à la hausse de la consommation unitaire des VE et VHR

## 2.7 COMPARAISON AVEC DES SCÉNARIOS AUTRES QUE LE BILAN PRÉVISIONNEL

Le présent paragraphe a pour objet de donner quelques éclairages sur l'exercice toujours délicat de la comparaison des scénarios.

### 2.7.1 Différentes approches

Les scénarios de consommation du Bilan Prévisionnel de RTE sont des prévisions. Ils sont bien entendus soumis à de fortes incertitudes, toute prévision étant par nature faillible, mais l'emploi de ce mot plutôt qu'un autre souligne l'effort de réalisme qui préside à l'élaboration de ces scénarios : l'objectif est d'estimer la situation la plus probable dans laquelle se trouvera le système électrique demain. Dans cette démarche, RTE, en tant que Gestionnaire du Réseau de Transport indépendant et régulé, veille à respecter la neutralité que lui impose la loi vis à vis des acteurs du système électrique. Le scénario

"Référence" du Bilan Prévisionnel recouvre à moyen terme la notion de "best estimate" utilisée par ENTSO-E<sup>42</sup>. L'utilisation de plusieurs scénarios illustre les incertitudes d'une telle prévision.

Avant de se lancer dans des comparaisons avec d'autres scénarios, il conviendra de distinguer l'approche du Bilan Prévisionnel de deux autres approches assez couramment employées.

La première est l'approche tendancielle, dite "business as usual" en anglais. Dans cette approche, il ne s'agit pas de décrire l'évolution probable de la situation, mais au contraire une évolution fictive telle qu'elle se produirait si "on ne faisait rien", c'est-à-dire si aucune mesure supplémentaire n'était prise pour infléchir le cours des choses à compter du moment où l'exercice est mené. Ce type de scénario sert de référence pour estimer les enjeux des décisions à

prendre pour atteindre un objectif différent de la tendance naturelle. On retrouve cette approche dans l'analyse de l'effort de MDE présentée en Annexe 1.

La seconde est la démarche prospective. Il s'agit ici de décrire l'évolution possible du système si on se donne les moyens d'atteindre tel ou tel objectif. Concernant l'électricité, on pourra y trouver aussi bien des scénarios envisageant une forte croissance de la consommation d'électricité, sous-tendue par une production non émettrice de CO<sub>2</sub>, que des scénarios réduisant cette consommation grâce à une politique très volontariste d'amélioration de l'efficacité énergétique. L'objectif de ces scénarios est d'illustrer l'effet de différentes politiques et d'éclairer les décisions à prendre. Certains sont ouvertement associés à des prises de position "militantes" dans le débat sur la politique énergétique.

### 2.7.2 Le périmètre étudié

À supposer que le positionnement des différents exercices soit connu, un autre écueil est à éviter avant de mener la comparaison entre scénarios : celui des différences liées au périmètre étudié. Parmi les principaux points d'attention dont il conviendra de savoir s'ils sont inclus ou non dans les chiffres analysés :

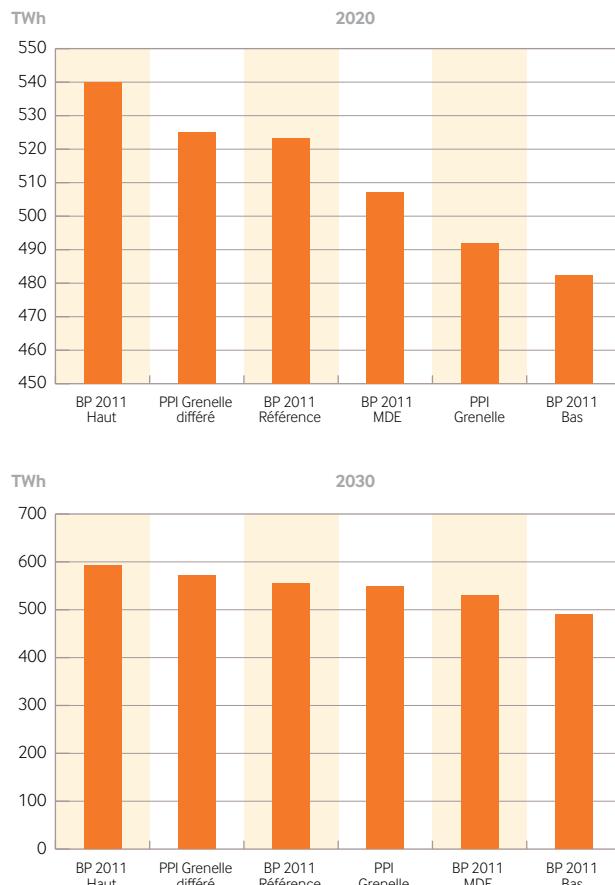
- la Corse et les Dom,
- les pertes sur les réseaux,
- le pompage,
- la consommation du secteur énergie,
- la consommation des auxiliaires des centrales,
- l'autoproduction d'électricité (exemple : photovoltaïque intégré au bâti).

Enfin, dernier point à souligner, certains scénarios sont présentés en Tep, afin d'être intégrés à l'évolution globale de la consommation d'énergie. La conversion Tep/TWh doit être réalisée avec vigilance car le facteur de conversion diffère selon qu'il s'agit de consommation finale ou primaire.

### 2.7.3 Exemple de comparaison

Les graphiques ci-dessous permettent de comparer, aux horizons 2020 et 2030, les prévisions du Bilan Prévisionnel 2011 et les scénarios "Grenelle" et "Grenelle différé" de la Programmation Pluriannuelle des Investissements de production électrique (PPI) 2009. Le scénario

 Titre : Prévisions de consommation BP 2011 – PPI 2009



"Grenelle" respecte les objectifs de la loi Grenelle et le scénario "Grenelle différé" évalue l'impact d'un retard de dix ans dans l'atteinte des objectifs du Grenelle de l'environnement sur la consommation d'électricité.

Aux horizons étudiés, les scénarios de la PPI encadrent le scénario "Référence" du Bilan Prévisionnel 2011 et sont inclus dans la fourchette définie par les scénarios "Haut" et "Bas".

Il est toutefois délicat de tirer des conclusions de cette comparaison car les scénarios de la PPI ont été établis avant la crise économique de la fin 2008 et ne prennent donc pas en compte ses effets sur les consommations électriques, et en particulier, sur les consommations industrielles.

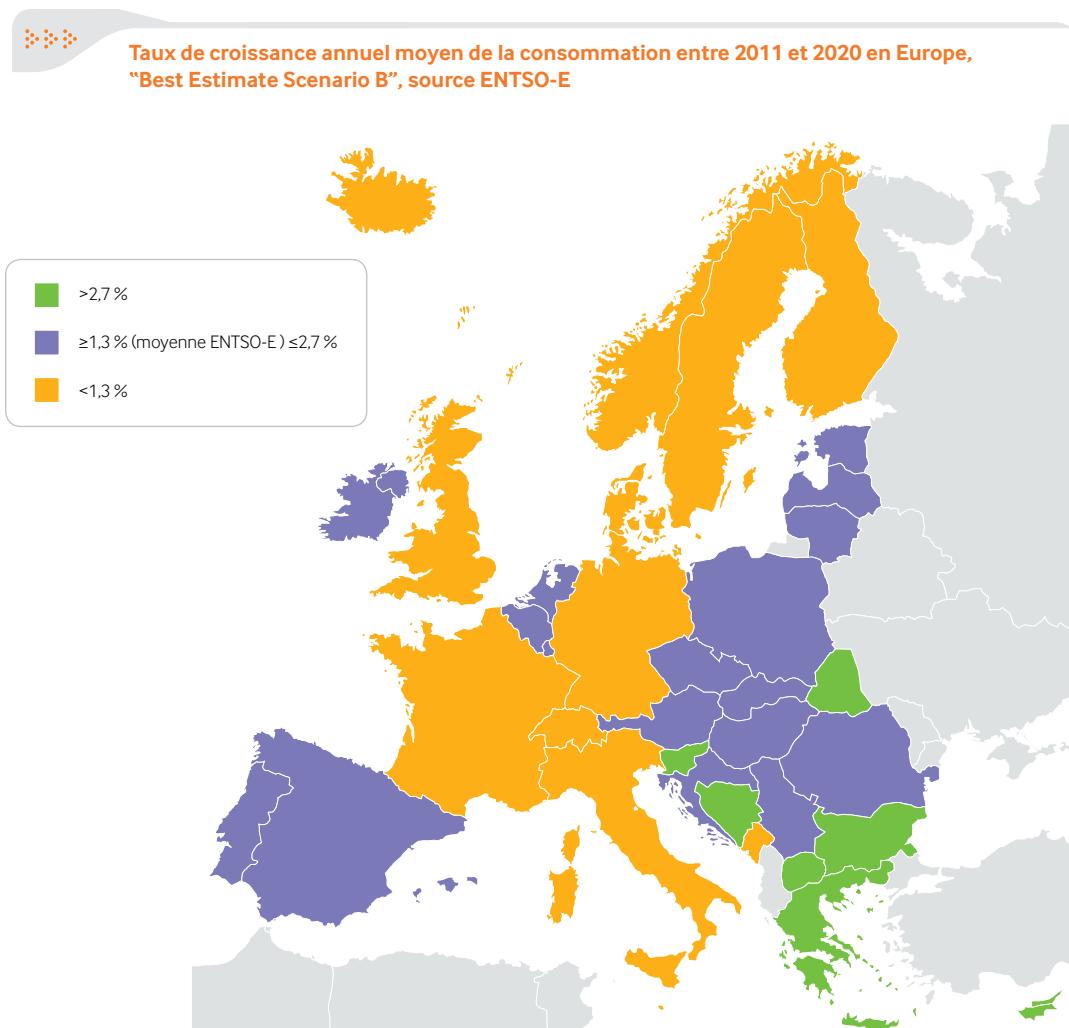
La comparaison par secteur montre que les consommations industrielles sont plus élevées dans la PPI et à l'inverse, les consommations résidentielle et tertiaire sont plus élevées dans le Bilan Prévisionnel.

## 2.8 COMPARAISON AVEC D'AUTRES PAYS EUROPÉENS

Afin de compléter l'analyse de la prévision de croissance de la consommation française élaborée par RTE, il est intéressant de la comparer avec celle d'autres pays européens. En effet, même s'il existe de fortes différences structurelles dans les consommations européennes (et notamment un rôle du chauffage électrique aujourd'hui

limité hors de France), la proximité des modes de vie, des politiques énergétiques et des contextes économiques rend pertinente une telle comparaison.

La carte ci-dessous est extraite du rapport "Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2011-2025" de l'ENTSO-E<sup>43</sup>.



Les prévisions européennes de croissance de la consommation électriques sont de +1,3 % entre 2011 et 2020 puis de 0,8 % entre 2020 et 2025 dans le scénario de référence. Seule l'Allemagne annonce une baisse des

consommations qui est de -0,3 % entre 2011 et 2015. Ces prévisions sont légèrement supérieures à celle établie par RTE dans son scénario "Référence" (0,8 % par an entre 2011 et 2020 puis 0,6 %).

Cf. <https://www.entsoe.eu/system-development/soaf-2011-2025/>

43

# BILAN PRÉVISIONNEL DE L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

ÉDITION 2011

## PRÉVISIONS DE CONSOMMATION EN PUISSANCE

PARTIE 3

**3.1** Les variations  
de la consommation  
d'électricité au fil  
du temps

**3.2** Les effacements  
de consommation

**3.3** Les perspectives  
d'évolution de  
la courbe de charge

**3.4** La puissance  
de pointe

# PRÉVISIONS DE CONSOMMATION EN PUISSANCE

## 3.1 LES VARIATIONS DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ AU FIL DU TEMPS

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

### 3.1.1 Les variations structurelles

Le graphique suivant présente les variations de consommation observées en 2010 au cours d'une journée (i.e. : les courbes de charge<sup>44</sup>), à pas demi-heure, pour un échantillon de journées typiques de chaque période de l'année :

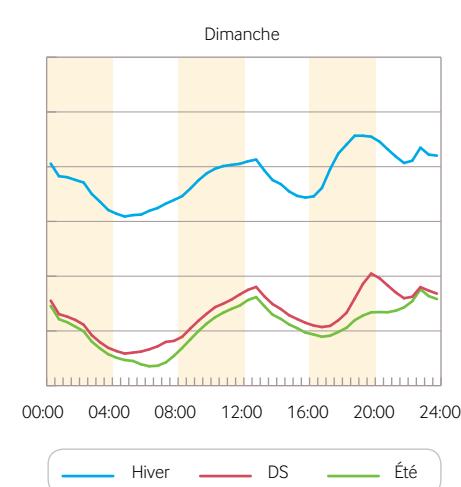
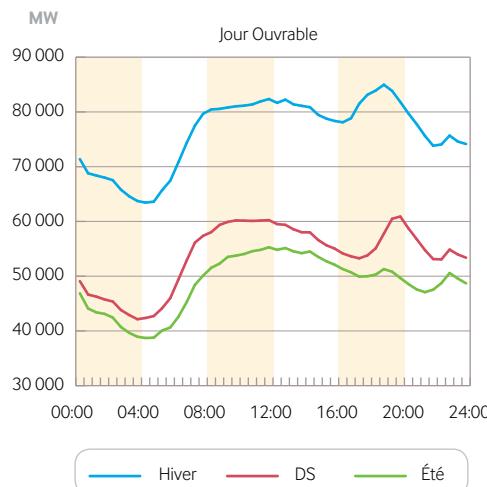
- Mercredi 8 décembre et dimanche 12 décembre, représentatifs de l'hiver;
- Jeudi 27 mai et dimanche 30 mai, représentatifs de jours tempérés d'été;
- Mercredi 13 octobre et dimanche 10 octobre, pour les saisons intermédiaires ou demi-saisons (DS).

Les journées de fin mai choisies pour cette illustration sont celles où les consommations journalières ont été les plus basses de l'année 2010 (hormis la période de vacances juillet-août). Les températures, ni trop fraîches, ni trop élevées, n'ont suscité qu'une consommation négligeable des usages chauffage et climatisation, de sorte que le profil horaire observé reflète celui des usages consommateurs appelés invariablement tout au long de l'année :

- En jours ouvrables, ce profil est caractérisé par une montée de charge rapide en début de matinée (de 6 heures à 8 heures) correspondant à la reprise des activités domestiques et économiques, qui se poursuit à un rythme plus lent jusqu'à un maximum atteint vers midi. Cette pointe est suivie d'une lente baisse de charge jusqu'à la nuit suivante, interrompue une première fois autour de 19 heures (où se superposent activités tertiaires finissantes, pic d'activité des transports en commun et reprise des activités domestiques autour du repas du soir), et une seconde fois vers 23 heures (mises en service des usages asservis au tarif d'heures creuses, pour les consommateurs qui ont choisi cette



Courbes de charge de journées-type



option – principalement les chauffe-eau à accumulation);

- Les dimanches, la montée de charge du matin est plus tardive et plus lente, et le creux d'après-midi plus marqué, traduction d'une activité économique ralentie. La pointe de midi liée aux activités domestiques apparaît plus étroite, celles de 19 heures et 23 heures demeurent. La consommation journalière est d'environ 250 GWh moindre qu'en jour ouvrable. Le profil de consommation des samedis est intermédiaire entre celui des jours ouvrables et des dimanches, reflet là encore des variations d'activité économique : une majorité d'établissements industriels ne fonctionnent ni samedi ni dimanche, alors que la plupart des commerces sont ouverts le samedi et fermés le dimanche.

Ces courbes de charge évoluent au fil des saisons, tant en forme qu'en niveau, du fait des consommations de certains usages saisonniers qui s'ajoutent à ceux annuels mentionnés jusqu'ici. Il s'agit principalement :

- de l'éclairage, dont les besoins se font sentir de plus en plus précocement les soirs de septembre à décembre – et symétriquement, de plus en plus tardivement de janvier à avril. Au cœur de l'hiver, la présence de cette charge supplémentaire fait apparaître une pointe journalière de consommation à 19 heures. L'éclairage accroît aussi les consommations en matinée, mais moins qu'en soirée; ce supplément de consommation est cependant parfois suffisant pour susciter une pointe matinale entre 9 et 12 heures;
- du chauffage, dont les appels de puissance sont très variables d'un jour à l'autre en niveau moyen, mais avec un profil journalier relativement stable : la puissance est quasiment constante les jours où les fluctuations infra-journalières de température sont faibles (cas généralement associés à un temps couvert); l'amplitude entre le maximum de consommation atteint le matin vers 9 heures et le minimum atteint l'après-midi vers 16 heures peut cependant dépasser 5 GW certains jours, notamment par temps clair (avec un refroidissement nocturne et un réchauffement diurne très marqués).

Il convient de signaler que certaines périodes de l'année sont atypiques (entre mi-juillet et mi-août, ou entre Noël et le Jour de l'An notamment). Cette analyse nationale, représentative de la moyenne des comportements, n'est pas non plus transposable à l'identique à une échelle plus petite, compte tenu de particularités locales. Dans

certaines régions méridionales par exemple, l'activité touristique estivale ou l'irrigation peuvent par endroit causer des maxima de consommation en été et non en hiver.

### 3.1.2 La sensibilité à la température extérieure

La consommation d'électricité est influencée par d'autres facteurs nettement moins répétitifs et plus irréguliers que les cycles journaliers / hebdomadaires / saisonniers précédemment évoqués : il s'agit essentiellement de facteurs météorologiques, tels que la nébulosité (jouant sur l'éclairage, voire le chauffage), les températures extérieures en été (*via* la climatisation), et, surtout, les températures extérieures en hiver (*via* le chauffage électrique, largement répandu en France).

Pour illustrer la dépendance de la consommation d'électricité à la température, les figures suivantes présentent les courbes de charge pendant 11 semaines du cœur de l'hiver, pour chacun des deux derniers hivers. Ces courbes de charge sont accompagnées des températures moyennes journalières France.

Deux séries de températures sont représentées :

- Celle des températures dites instantanées, qui sont les moyennes journalières brutes des mesures réalisées sur un ensemble de stations météorologiques<sup>45</sup>; ce sont ces valeurs instantanées qui figurent dans les publications usuelles de RTE (notamment les "Aperçus mensuels sur l'énergie électrique en France"<sup>46</sup>);
- Et une série de températures lissées, introduites pour rendre compte de la dynamique du chauffage électrique. Du fait de l'inertie thermique des bâtiments, la demande d'électricité pour le chauffage ne réagit pas instantanément aux variations de température extérieure; cet effet est pris en compte par un lissage temporel des moyennes brutes de température (obtenu en calculant une moyenne pondérée de la température moyenne du jour et de celle des jours antérieurs, avec un poids décroissant avec l'éloignement dans le temps). Les coefficients de pondération permettant de relier au mieux les variations de demande aux variations de température lissée sont issus d'analyses statistiques mises à jour régulièrement. C'est en référence à ces valeurs de température lissée que sont calculés les gradients de

Les valeurs présentées dans les graphiques sont celles du "panier" de 29 stations utilisé par RTE jusqu'en mai 2011. Depuis cette date, un nouveau panel de 32 stations, plus adapté au sens où il permet d'obtenir de meilleures corrélations entre demande et température, a été mis en place, dont la consistance est présentée dans : <http://www.rte-france.com/fr/actualites-dossiers/a-la-une/avec-la-contribution-de-meteo-france-rte-met-a-jour-son-referentiel-national-de-temperature>

45

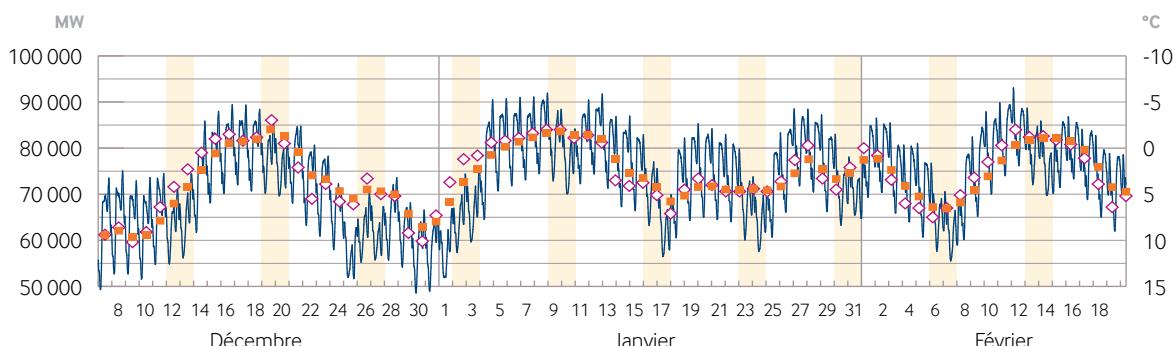
Consultable sur le site de RTE, à la page [www.rte-france.com/fr/mediatheque/documents/l-electricite-en-france donnees-et-analyses-16-fr/publications-mensuelles-17-fr/aperçu-sur-l-énergie-électrique-aperçu-sur-l-énergie-électrique-fr](http://www.rte-france.com/fr/mediatheque/documents/l-electricite-en-france donnees-et-analyses-16-fr/publications-mensuelles-17-fr/aperçu-sur-l-énergie-électrique-aperçu-sur-l-énergie-électrique-fr)

46



## Consommations et températures en hiver

Hiver 2009/2010



47

1 200 points 10 minutes où la puissance est supérieure à 84 600 MW

48

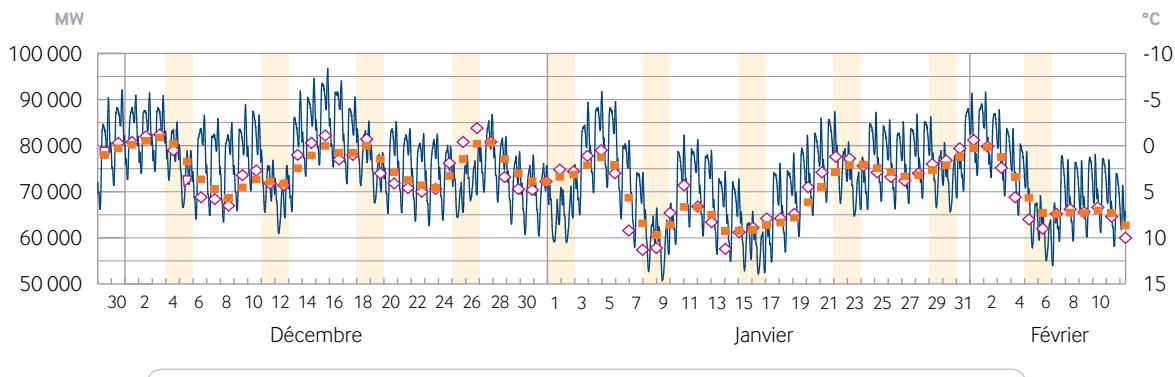
Les données de consommation à pas horaire pour l'ensemble des pays européens sont disponibles sur le site d'ENTSOE – association des gestionnaires des réseaux de transport européens, à la page : [www.entsoe.eu/resources/data-portal/consumption/](http://www.entsoe.eu/resources/data-portal/consumption/)

49

Pointes à 18 heures – heure française – dans les pays situés à l'est de la France, pointes à 20 heures dans ceux situés à l'ouest, tels l'Espagne ou la Grande-Bretagne.

50

Hiver 2010/11



température (rapports des variations de puissance consommée aux variations de température), dont la valeur s'établit aujourd'hui à près de 2 300 MW/°C.

Si l'on considère les 50 heures les plus chargées de l'hiver 2010/11<sup>47</sup>, 45 % d'entre elles sont situées à la pointe du soir, entre 18 et 20 heures; mais pour les 200 heures les plus chargées<sup>48</sup>, cette proportion tombe à 25 %. Une grande partie des consommations hivernales les plus importantes n'ont pas eu lieu à la pointe de 19h. On observe même que les pointes des jeudi 13 et vendredi 14 janvier 2011 (pourtant jours ouvrables, donc de fortes consommations) sont inférieures à la consommation du creux de nuit du mercredi 15 décembre 2010, jour de consommation maximale de cet hiver. Les pointes de 19h ne sont pas toutes parmi les plus fortes consommations hivernales. C'est une situation assez différente de celle qu'on peut observer dans les systèmes électriques des autres pays européens<sup>49</sup>, où les courbes de charge sont beaucoup plus

semblables d'un jour ouvrable à l'autre, et où les puissances à la pointe du soir<sup>50</sup> se retrouvent beaucoup plus systématiquement parmi les plus importantes de l'année.

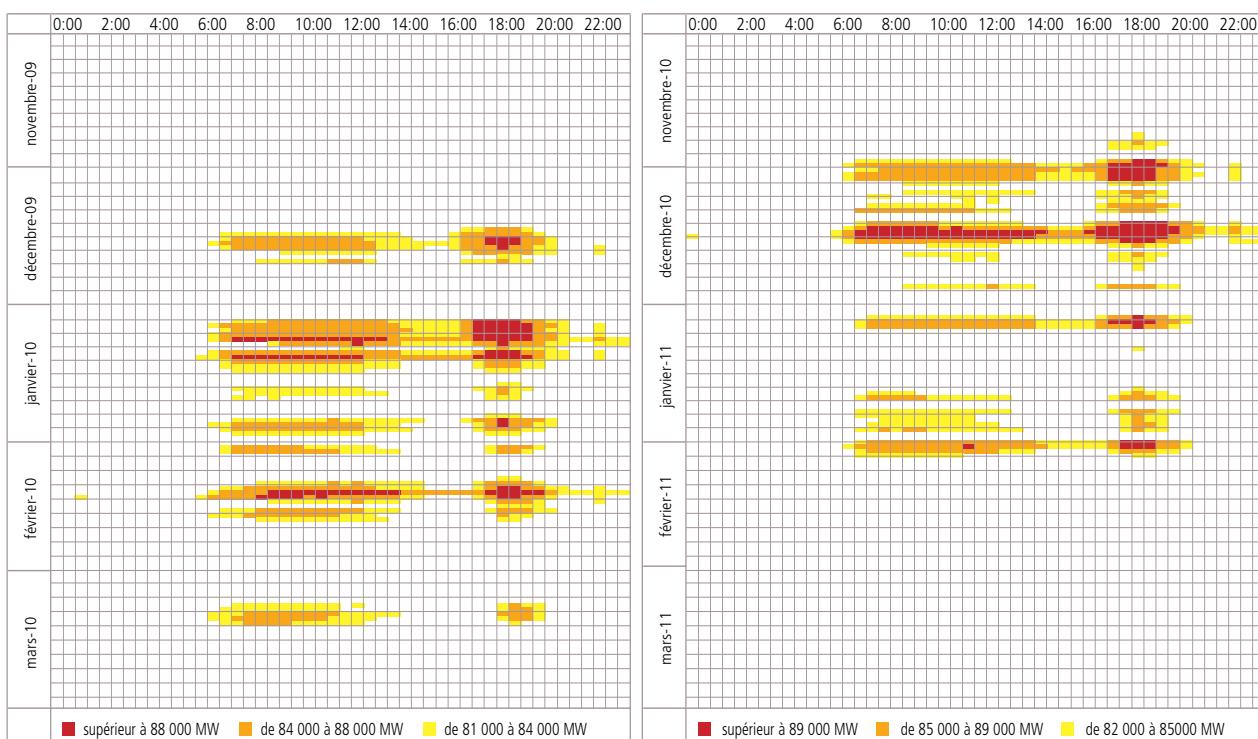
Il convient également de noter que, s'agissant de l'équilibre offre-demande, la hauteur d'une pointe n'est pas la seule caractéristique à prendre en considération, sa durée importe tout autant. Cette remarque peut sembler paradoxale, dans la mesure où l'équilibre est à réaliser en puissance, à chaque instant, indépendamment des instants précédents ou des suivants. Mais il se trouve qu'en pratique, certains moyens de production, notamment hydrauliques, connaissent des limitations en énergie productible au cours d'une journée du fait de la taille de leur réservoir et/ou d'apports restreints : une usine hydraulique dont la production journalière est limitée à 6, voire 4 ou 3 heures de fonctionnement à pleine puissance peut sans difficulté participer à pleine puissance à une pointe de demande élevée, à condition qu'elle soit courte. Mais elle ne pourra participer qu'à puissance partielle



## Montagnes de charge des 2 derniers hivers

Hiver 2009/2010

Hiver 2010/2011



à la couverture d'une pointe de longue durée : dans ce cas, il sera nécessaire de faire appel à des moyens de production complémentaires, souvent thermiques.

Ce comportement peut être observé en temps réel lors des vagues de froids via "éCO<sub>2</sub>mix", le service de mise à disposition des émissions de la consommation, de la production par filière et des émissions de CO<sub>2</sub> offert par RTE sur son site et sur téléphone mobile.

## éCO<sub>2</sub>mix

Dans le système électrique français, le phénomène de pointe de consommation est bien plus étroitement associé aux jours de grand froid (et même, puisque ces jours arrivent groupés, aux vagues de froid) qu'à une heure particulière de la journée.

### 3.2 LES EFFACEMENTS DE CONSOMMATION

Pour ce qui concerne l'équilibre offre-demande d'électricité, d'un point de vue physique, il est parfaitement équivalent d'accroître la production ou de réduire la consommation. Au-delà des mesures d'efficacité énergétique (présentées au chapitre 2 sous le vocable de MDE), 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 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.



### SmartGrids, ou réseaux intelligents

Dans les cercles politiques, économiques, voire dans le grand-public, le terme de SmartGrids s'est imposé pour recouvrir tout ce qui touche à l'évolution des réseaux électriques, voire du Système dans son ensemble. Cette évolution souhaite tendre fondamentalement, d'une part, vers une intégration plus poussée des énergies renouvelables et, d'autre part, vers l'introduction dans les réseaux de technologies de communication/informatique/compteurs intelligents. Celles-ci visent à rendre "le produit électricité" plus flexible, à permettre l'optimisation du mix énergétique européen et à offrir au consommateur final la possibilité de choisir activement son mode de consommation dans une gamme de services étendue. Les réseaux intelligents pourraient donner au consommateur un rôle plus actif pour le marché mais aussi pour l'exploitation du réseau en général, par le lissage de la pointe de consommation ou de tout autre aléa. Les réseaux électriques sont appelés à jouer un rôle central dans cette révolution. Dans ce cadre, RTE, en tant que gestionnaire de réseau dont la mission fondamentale est l'équilibre en temps réel de la production injectée avec la puissance consommée, est partie prenante dans l'émergence des SmartGrids.

RTE prend ainsi part à 6 projets démonstrateurs en France qui visent à valider à petite échelle, et donc à coûts maîtrisés, les concepts du système électrique du futur qui offrent un intérêt technico-économique avéré. RTE mène également des projets sur son réseau comme :

- IPES : outil de supervision (observation/prévision) des EnR, en particulier éolien;
- MONITORING : visant à ajuster les capacités du réseau selon les conditions externes;
- ÉLECTRE : projet de rénovation des postes et d'intégration de nouvelles fonctions intelligentes.

[www.coreso.eu/](http://www.coreso.eu/)

51

[http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients\\_traders\\_fournisseurs/services\\_clients/initiatives\\_regionales.jsp](http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_traders_fournisseurs/services_clients/initiatives_regionales.jsp)

52

Acronyme pour Effacement en 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#section2>

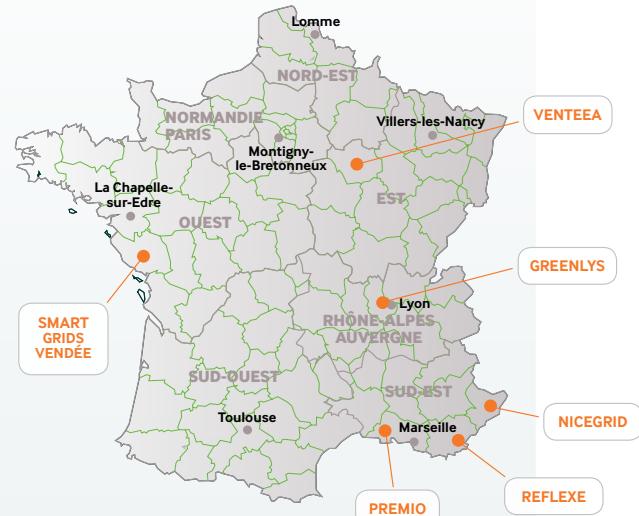
54

#### 3.2.1 Les options 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 EJP<sup>53</sup> (crée dans les années 1980) et Tempo<sup>54</sup> (qui lui a succédé dans les années 1990), options qui font toujours actuellement partie des Tarifs Réglementés. Leur principe est de proposer des prix très



#### Projet français SmartGrids avec implication RTE



À l'échelle européenne et en coopération avec ses partenaires gestionnaires de réseaux, RTE participe activement à la mise en place de solutions intelligentes comme CORESO<sup>51</sup>, le centre de coordination de réseaux situé à Bruxelles, l'optimisation du couplage des marchés<sup>52</sup> (Flow-based Market Coupling) mais aussi via les projets de recherche du Framework Program 7 de la Commission Européenne, impliquant gestionnaires de réseaux, universités et manufacturiers :

- PÉGASE : outil d'estimation d'état et de simulation dynamique des réseaux à grande échelle;
- OPTIMATE : intégration des énergies renouvelables dans les marchés;
- TWENTIES : intégration massive d'éolien sur les réseaux;
- SAFEWIND : méthode de prévision de la production éolienne.

élevés sur 22 périodes mobiles (de 18 heures pour EJP, de 16 heures pour Tempo en jour rouge), chaque hiver entre le 1<sup>er</sup> 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 2800 MW (effet complémentaire de réduction des pertes

inclus). Depuis l'hiver 2006/07, 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 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 (cf. chapitre 6), d'utiliser le signal EJP pour aider à résorber d'éventuelles congestions de réseau locales.

Globalement, malgré quelques rigidités (périodes individuelles, strictement contingentées à 22 jours au cours d'un 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.

### 3.2.2 Effacements et 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, existent réellement, et offrent un potentiel d'effacements supplémentaires estimé à 1 000 MW.

Les consommateurs ont également la faculté de participer directement au Mécanisme d'Ajustement<sup>55</sup> (MA), 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 MA), 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).

La loi autorise RTE à conclure des contrats de réservation de puissance avec les consommateurs raccordés au Réseau Public de Transport. Dans ce cadre, RTE procède régulièrement à des appels d'offres pour la contractualisation de capacité d'effacement activables sur le Mécanisme d'Ajustement auprès de sites de soutirage raccordés au RPT. Le dernier appel d'offres en date, lancé fin 2010, a permis de contractualiser des offres pour un volume total de 230 MW qui se répartissent en :

- 20 sollicitations portant sur un volume de 110 MW sur l'année 2011,
- 12 sollicitations portant sur un volume de 120 MW de mai à décembre 2011.

En contrepartie du paiement d'une prime fixe, les acteurs concernés s'engagent à déposer des offres sur le Mécanisme d'Ajustement à chaque sollicitation de RTE, ces offres couvrant une plage de disponibilité convenue d'avance et comprenant toujours au moins une pointe de consommation et peuvant alors être activées dans les conditions standards du Mécanisme d'Ajustement. L'application de l'article 7 de la loi NOME (Nouvelle Organisation du Marché de l'Électricité)<sup>56</sup>, promulguée le 7 décembre 2010, a fait l'objet d'une concertation suivie d'un appel à contribution au sein du CURTE. Une délibération de la CRE est attendue à l'automne qui sera suivie par le lancement d'appels d'offres annuels sur des périodes triennales en substitution du dispositif actuel. Ceux-ci s'adresseraient à des sites raccordés sur le Réseau Public de Transport ou sur le Réseau Public de Distribution. Les acteurs pourraient ne soumissionner que pour la première ou les deux premières années de la période triennale. Les capacités contractualisées ne devront pas être engagées par ailleurs.

Pour être acceptée sur le MA, une offre (qu'elle soit à la hausse ou à la baisse) doit porter sur une puissance minimale de 10 MW : ce seuil, pourtant faible au regard du volume total national dont RTE doit disposer pour une exploitation sûre (couramment 3 000 MW en été, 4 500 MW en hiver), ne permet pas au plus grand nombre de consommateurs de pouvoir y participer directement. C'est pour remédier à cet état de fait qu'est exploré, depuis 2007, le nouveau concept "d'ajustements diffus"<sup>57</sup> où un acteur tiers se charge d'agrégier les capacités d'effacements individuellement trop faibles pour accéder

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/clients\\_traders\\_fournisseurs/vie\\_vie\\_mecanisme.jsp](http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_traders_fournisseurs/vie_vie_mecanisme.jsp)

55

Voir encadré au chapitre 5 "Évolution de l'équilibre offre-demande à moyen terme"

56

Voir la page : [http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients\\_traders\\_fournisseurs/services\\_clients/dispositif\\_re.jsp](http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_traders_fournisseurs/services_clients/dispositif_re.jsp)

57

directement au MA, pour en faire un ensemble d'une taille critique suffisante. Ce concept fait actuellement l'objet d'une expérimentation afin d'en valider les aspects techniques (relais de l'ordre d'activation), et d'analyser les

réponses de l'ensemble diffus, tant à la réception de l'ordre d'effacement qu'à sa disparition (effet de report). Dans le cadre de l'expérimentation, la puissance maximale offerte à mi-2011 a été de 25 MW.

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

58



### ÉcoWatt

RTE pilote par ailleurs la démarche ÉcoWatt<sup>58</sup>, qui invite à une démarche volontaire et citoyenne de modération des consommations d'électricité en Bretagne et dans l'Est PACA en cas de risque avéré sur l'équilibre offre-demande aux heures de pointe en hiver. Les personnes, entreprises ou collectivités inscrites sont informées des situations d'alerte par email et widget, SMS et applications Mobile par lesquels ils sont invités à procéder aux gestes "énergie"



proposés et à relayer l'information autour d'eux. Sur la base des éléments recueillis dans cette enquête d'opinion et en fonction des données existantes dans ses bilans de consommation, RTE a pu estimer une diminution de la consommation d'électricité en Bretagne à environ 2,5 % durant l'hiver dernier lors d'une alerte (voir chapitre 6).

#### 3.2.3 Perspectives

Les effacements suscitent un intérêt accru depuis quelques années, comme en atteste notamment l'apparition de nouveaux acteurs agrégateurs d'effacement et les mises en œuvre de plus en plus importantes auxquelles ils se livrent. Le groupe de travail sur la "maîtrise de la pointe électrique" présidé par MM. Sido (Sénateur) et Poignant (Député), dans le rapport rendu le 2 avril 2010, a reconnu leur contribution à l'équilibre offre-demande et formulé plusieurs propositions favorables à leur développement. La

loi NOME, dans son volet "Obligation de Capacité", reprend une partie de ces propositions, et traite elle aussi effacements et moyens de production sur un pied d'égalité.

Compte tenu de ces éléments, la capacité globale d'effacements qui sera retenue dans les études d'équilibre offre – demande à moyen ou long terme est constante, à 3 GW, hypothèse prudente qui la maintient à un niveau proche de celui constaté actuellement. La mise en œuvre de l'obligation de capacité peut laisser espérer un volume plus important à terme.

### 3.3 LES PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION DE LA COURBE DE CHARGE

Les courbes de charge évoluent naturellement avec l'augmentation des consommations énergétiques annuelles, mais cette évolution n'est pas homothétique : les profils journaliers/hebdomadaires/saisonniers se déforment lentement année après année, du fait de rythmes de croissance différents des divers usages (qui ont chacun des profils particuliers), voire de l'apparition de nouveaux usages de l'électricité (les boîtiers de connexion à Internet hier ou les véhicules électriques demain), des progrès technologiques ou des contraintes réglementaires qui modifient les consommations unitaires d'un usage donné, et de l'évolution des modes de vie.

Plusieurs usages (qui seront commentés en détail dans la suite de cette section) induisent ou seront amenés, dans un futur proche, à induire des modifications sensibles de

la forme des courbes de charge :

- l'éclairage, du fait des contraintes réglementaires,
- le chauffage, avec le développement des pompes à chaleur (PAC),
- la recharge des véhicules électriques,
- la production d'eau chaude sanitaire, du fait des réglementations et des évolutions technologiques.

Par ailleurs, la dynamique du secteur tertiaire pourrait également contribuer à la modification de la courbe de charge, avec notamment :

- l'élargissement des plages d'ouverture des commerces le dimanche et en soirée,
- le développement des centres de données qui fonctionnent 24h/24h et 7j/7) et ne suivent donc pas le profil des autres activités tertiaires.

Pour les autres usages, le profil de consommation a été maintenu identique à ce qu'il est aujourd'hui (i.e. : les puissances en chaque heure de l'année évoluent proportionnellement à l'énergie annuelle). Le suivi des usages émergents est donc primordial pour la qualité de la prévision de l'évolution de la courbe de charge. Lorsqu'un usage présente une dynamique distincte et une énergie ou une puissance conséquente, un profil spécifique est établi pour cet usage. Ce profil est construit sur la base des résultats de campagnes de mesures disponibles. Ceci est le cas, par exemple, de la cuisson résidentielle qui dispose désormais d'un profil spécifique, différent du profil des usages résidentiels "standards" (petit électroménager, électronique, usages émergents).

### 3.3.1 La disparition de l'incandescence, déjà amorcée

L'éclairage résidentiel est un usage important à la fois en termes de consommation (plus de 10 TWh) et en termes de puissance (plus de 5 GW à certaines heures).

L'éclairage présente une saisonnalité très marquée avec une baisse importante de la consommation en été et des pointes de puissance élevées en hiver.

La courbe de charge journalière présente un pic de consommation entre 19h et 22h : ce pic a dépassé 5 GW pendant les mois d'hiver de ces dernières années, la participation de l'éclairage à la pointe pouvant alors représenter plus de 6 % à certaines heures. Une autre pointe de consommation, plus faible, se situe le matin entre 8h et 9h, cette pointe avoisinait 2 GW durant les hivers de ces dernières années.

La réglementation sur l'éclairage a un impact important sur les appels de puissance liés à l'éclairage. Ces appels de puissance ont déjà commencé à diminuer depuis quelques années avec la disparition progressive des ampoules à incandescence et cette baisse est amenée à se poursuivre.

Le schéma ci-dessous donne l'exemple de l'évolution du profil journalier de l'éclairage résidentiel depuis 2006 et illustre les gains attendus d'ici 2030 avec les hypothèses retenues.

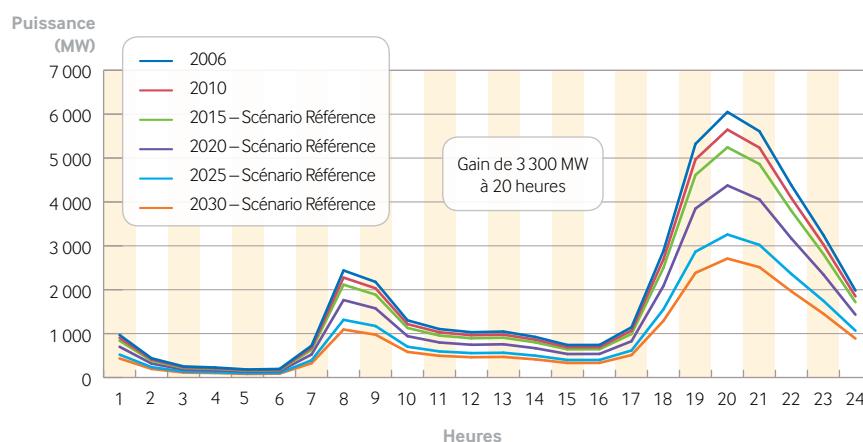
Depuis le 30 juin 2010, en application du Grenelle de l'Environnement, les ampoules à incandescence d'une puissance de 60 W qui représentaient la part la plus importante du marché de l'éclairage, ont été retirées des rayons des magasins. Les ampoules à incandescence de puissance supérieure ou égale à 100 W avaient déjà été retirées de la vente le 30 juin 2009, et celles de 75 W le 31 décembre 2009. À terme, seules les lampes performantes, classées A (ou B pour certaines halogènes haute efficacité) subsisteront.

Deux gammes de produits permettent un remplacement direct des ampoules à incandescence sans avoir à changer de support : les ampoules halogènes à économie d'énergie (ES – Energy Saver) et les ampoules fluocompactes. Les halogènes à économie d'énergie économisent jusqu'à 30 % d'énergie et les ampoules fluocompactes jusqu'à 80 %.

Ces mesures ont entraîné une baisse de la consommation de l'éclairage résidentiel depuis quelques années déjà et cette baisse est amenée à se poursuivre.



**Évolution du profil journalier de l'éclairage résidentiel (exemple d'un jour de janvier)**



Entre 2010 et 2030, la consommation unitaire par ménage de cet usage est estimée divisée par deux dans le scénario "Référence" et diminuée de 65 % dans le scénario "MDE renforcée". Quel que soit le scénario, la consommation de cet usage sera réduite de plus de 5 TWh dans le secteur résidentiel. Le gain énergétique obtenu à l'horizon 2030 dépend du pourcentage de points lumineux avec des halogènes à économie d'énergie encore en fonctionnement. À plus long terme, la généralisation des diodes dans le résidentiel permet de gagner plus de 1 TWh supplémentaire, que ce soit dans le scénario "Référence" ou dans le scénario "MDE renforcée".

Dans le tertiaire, on suppose une généralisation des ballasts électroniques en remplacement des ballasts actuels et un développement de la gestion automatisée de l'éclairage (temporisation, détecteur de présence). Les ampoules à incandescence de type standard sont très peu utilisées dans ce secteur : l'impact de la directive européenne sur l'éclairage devrait être plus limité. Ces mesures généreront tout de même plus de 5 TWh d'économies à l'horizon 2030 dans le scénario "MDE renforcée" (2,5 TWh dans le scénario "Référence"). Dans l'industrie, nous supposons que les ampoules non performantes (ampoules à incandescence, lampes à vapeur de mercure) vont totalement disparaître ou seront devenues nettement minoritaires (ballasts ferromagnétiques) à l'horizon 2030. Des économies devraient également être réalisées via la gestion de l'éclairage, qui est encore peu répandue dans le secteur industriel. Ces mesures généreront 3,3 TWh d'économies à l'horizon 2030 dans le scénario "MDE renforcée" (2,2 TWh dans le scénario "Référence").

### 3.3.2 Le chauffage et les pompes à chaleur

À l'horizon 2020, avec les hypothèses retenues, 2,8 millions de logements devraient être équipés de pompes à chaleur (PAC) pour assurer le chauffage des locaux, voire la production d'eau chaude sanitaire.

L'intérêt de la PAC réside dans ce que l'énergie restituée est supérieure à l'énergie électrique consommée, le rapport entre ces deux grandeurs étant désigné par le coefficient de performance (COP). Le COP doit prendre en compte la consommation du compresseur ainsi que les consommations des dispositifs auxiliaires (pompes de circulation, calculateur, organe de dégivrage, éventuelle résistance d'appoint intégrée à la PAC..) : le COP

moyen annuel d'exploitation reflète la consommation électrique totale du système. Ce COP n'est pas constant : il diminue lorsque l'écart de température entre le milieu de prélèvement et le milieu de restitution augmente. De plus, pour des écarts de température très importants (milieu extérieur très froid), la puissance du compresseur de la PAC peut se révéler insuffisante pour assurer la totalité du besoin de chauffage : un appoint est alors nécessaire.

Pour ce qui concerne la puissance électrique appelée, le comportement des PAC en fonction de la température extérieure s'écarte ainsi sensiblement du comportement du chauffage électrique par effet Joule, technologie la plus largement répandue aujourd'hui.

Les hypothèses retenues sont que, sous l'effet du progrès technologique, les performances des PAC seront améliorées. On peut s'attendre à ce que les COP des futures machines soient plus élevés à toutes températures que celui des machines actuelles, ce qui, pour un même besoin de chaleur, tend à diminuer la puissance électrique consommée, quelle que soit la température extérieure. Il peut y avoir aussi abaissement du seuil de température extérieure en deçà duquel la PAC ne peut satisfaire l'intégralité du besoin de chauffage, ce qui laisse davantage de PAC en fonctionnement lors des jours très froids (où les COP sont moins élevés que les jours doux), et qui induit une augmentation de la puissance électrique appelée ces jours-là.

Compte tenu de la relation complexe entre puissance consommée et température, fonction notamment de la source de prélèvement de la chaleur et du milieu de restitution, deux profils de consommation d'électricité liée aux températures basses sont utilisés, l'un pour les PAC air/air, le second pour les PAC air/eau. Les paramètres liant température extérieure et puissance appelée sont fondés sur les meilleures connaissances théoriques actuelles des machines et de leur comportement (COP et son évolution en fonction de la température extérieure, plage de fonctionnement) ainsi que de leur potentiel d'évolution ; ils devront naturellement être validés ou affinés par le retour d'expérience au cours des prochaines années.

Depuis le précédent Bilan Prévisionnel, les recherches montrent que l'hypothèse selon laquelle une majorité de PAC installées dans l'habitat ancien le seraient en

conservant les chaudières existantes en relève, doit être revue à la baisse. En effet, maintenir un double système basé sur le principe de bi-énergie peut s'avérer coûteux (contrat de maintenance) pour une utilisation peu fréquente et aléatoire. Cette hypothèse est toutefois maintenue pour les systèmes bi-énergie basés sur des solutions bois.

Lors du remplacement des autres modes de chauffage par une PAC, un appont électrique résistif (peu coûteux en investissement) pourrait se développer, contribuant à l'appel de puissance lors de période de grand froid. À l'inverse, le développement de PAC hybrides électricité-gaz pourrait permettre de diminuer la contribution du chauffage à la pointe lors des jours de grand froid.

### 3.3.3 La charge des véhicules électriques

Le plan national pour le développement des véhicules électriques et hybrides rechargeables a été lancé en octobre 2009 afin de faire circuler 2 millions de véhicules électriques et hybrides rechargeables en 2020.

Le déploiement des infrastructures de recharge constitue un des éléments majeurs de ce plan et a fait l'objet en avril 2011 d'un Livre vert<sup>59</sup>. Ce dernier recommande de privilégier les recharges normales (3 kVA) 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 CGDD<sup>60</sup> 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.

Le système de recharge normale se fait sur une prise standard ne permettant pas de délivrer plus de 3 kVA de puissance. La recharge totale dure alors jusqu'à 8 heures. La période de la journée et de l'année à laquelle se fera la recharge de la batterie a toute son importance. Il est nécessaire de développer, en même temps que les systèmes de recharge, un système incitatif pour une recharge aux périodes où les appels de puissance sont les plus bas, comme en milieu de nuit. Cela pourra se faire par exemple avec des signaux tarifaires adaptés comme il en existe aujourd'hui pour les chauffe-eau, voire avec des boîtiers intelligents permettant de placer au mieux la recharge de la batterie. En effet, sans ces incitations, l'utilisation des véhicules électriques pourrait conduire à recharger sa batterie le matin arrivé sur son lieu de travail, ou le soir en rentrant chez soi. Or, cela coïnciderait avec les pics de puissances sur le système électrique, pics qui se retrouveraient alors accentués par l'ensemble des recharges des véhicules électriques. Par ailleurs, la recharge en période de moindre consommation permet de bénéficier d'électricité moins carbonée. En effet, lors des fortes consommations, les moyens de production dits de "pointes" qui sont sollicités, sont en général les plus polluants. Cela conduit donc à un "kWh" plus carboné lors de ces périodes qu'un "kWh" lors des périodes de moindre consommation comme en période de nuit.

Suite à des études, rendues publiques<sup>61</sup>, réalisées sur l'impact de la recharge des véhicules électriques sur la courbe de consommation, trois scénarios ont été étudiés pour ce Bilan Prévisionnel :

"Livre vert sur les infrastructures de recharge ouvertes au public", avril 2011,  
[www.developpement-durable.gouv.fr/Le-senateur-Louis-Negre-remet-son.html](http://www.developpement-durable.gouv.fr/Le-senateur-Louis-Negre-remet-son.html)

59

Commissariat Général  
au Développement  
Durabil : Revue  
n°86 de mai 2011,  
"Une évaluation  
prospective  
des véhicules  
électriques".

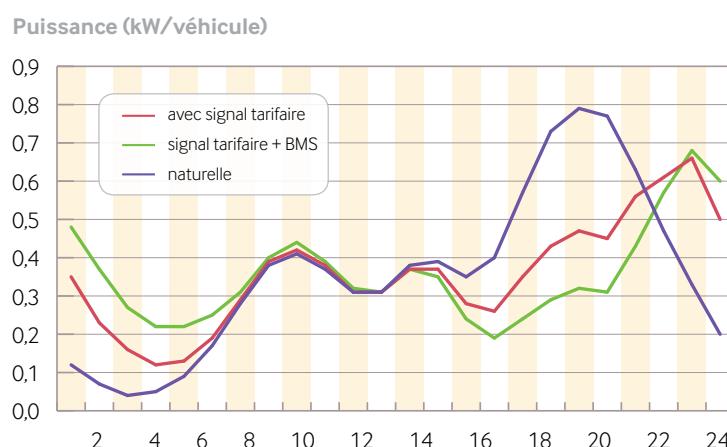
60

[https://eeeweb01.ee.kth.se/upload/publications/reports/2009/XR-EE-ES\\_2009\\_018.pdf](https://eeeweb01.ee.kth.se/upload/publications/reports/2009/XR-EE-ES_2009_018.pdf)

61



#### Profil moyen pour un véhicule, jour ouvrable



- Scénario dit de "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'estimation de l'impact à la pointe à l'horizon 2020 est de l'ordre de 3 000 MW sur la base d'un parc de 1 million de véhicules;
- Scénario "signal tarifaire" : 40 % des véhicules sont rechargés pendant les heures creuses à la réception d'un signal tarifaire par simple incitation tarifaire, les 60 % restant étant de la charge naturelle;
- Scénario "signal tarifaire et BMS<sup>62</sup>" : par rapport au scénario "signal tarifaire", une partie des recharges est effectuée en mode BMS. Ce profil correspond à 30 % de charge en fonction uniquement du signal tarifaire, 30 % en fonction du signal tarifaire et de la BMS et 40 % de charge naturelle.

Le scénario retenu pour ce Bilan Prévisionnel est le scénario "signal tarifaire" qui peut être considéré comme un scénario médian pour l'évolution des comportements de recharge. Dans ce scénario, la pointe des appels de puissance dus aux recharges des véhicules a lieu aux environs de 23 h, postérieurement à la pointe journalière hivernale de 19 h. Un scénario "charge naturelle" aurait d'importantes conséquences sur l'équilibre offre-demande avec des pointes de consommation augmentées.

### 3.3.4 L'eau chaude sanitaire

Ce poste est amené à évoluer dans les prochaines années sous le double impact des évolutions technologiques et réglementaires.

En effet, le parc français est aujourd'hui largement constitué de ballons électriques à accumulation dont les périodes de chauffe sont généralement asservies à un signal tarifaire. Ces ballons chauffent pendant les "Heures Creuses", ce qui permet de décorrérer le besoin d'eau chaude (dans la matinée et autour de 19 h) de la consommation électrique (heures creuses).

Mais le parc est en train de se diversifier. Sur le plan réglementaire, les ballons électriques à accumulation sont menacés par un prochain étiquetage énergétique européen défavorable et par la réglementation thermique 2012 très contraignante, défavorable aux solutions résistives. Les solutions émergentes sont des chauffe-eau solaires et des chauffe-eau thermodynamiques<sup>63</sup>.

Les chauffe-eau solaires couvrent, en moyenne sur l'année, environ 60 % des besoins en eau chaude des logements, le reste devant être assuré par un dispositif d'appoint ou par un chauffe-eau "classique" qui fonctionnent lorsque l'ensoleillement est insuffisant ou lorsque la demande en eau chaude est trop importante. Dans la majorité des cas, ce complément est électrique. Les chauffe-eau solaires constituent donc un usage à forte saisonnalité, les besoins d'hiver étant moins couverts par le solaire. En outre, il est probable que le complément électrique ne soit plus systématiquement asservi au signal tarifaire "Heures Creuses", cette option présentant moins d'intérêt économique pour un logement équipé d'un chauffe-eau solaire. Ainsi, sans pilotage des périodes de chauffe par un signal tarifaire, cette solution qui amène un gain sur le bilan énergétique annuel, pourrait accentuer le besoin en électricité pendant les pointes de puissance.

De la même façon, l'installation de chauffe-eau thermodynamiques pourrait conduire à un moindre asservissement au signal tarifaire et à des périodes de chauffe se situant au plus près du besoin (soir et matin). Par ailleurs, dans le cas où le volume du ballon serait insuffisant pour couvrir en une fois le besoin journalier d'eau chaude du foyer, il pourrait s'avérer nécessaire de procéder à des phases de chauffe intermédiaires qui pourraient là encore renforcer la consommation en journée.

### 3.3.5 Les évolutions de la courbe de charge globale

La combinaison des évolutions prévues en énergie annuelle et des hypothèses faites sur les formes des courbes de charge par usage amène aux conclusions suivantes :

- La baisse des consommations dans la grande industrie affecte des usages qui ont un profil en puissance relativement plat (usages en base) : elle freine de manière quasiment identique la croissance des puissances appelées tant en heures pleines qu'en heures creuses;
- La réduction de consommation de l'éclairage diminue les puissances appelées, tant en matinée qu'en soirée, mais plus fortement le soir, en hiver et en demi-saison;
- Le développement du chauffage électrique accentue les pointes de consommation lors des vagues de froid; il contribue également à accentuer la pointe matinale, et ce encore plus nettement dans l'hypothèse d'un recours accru aux pompes à chaleur;

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

62

Eau chaude produite par une pompe à chaleur dédiée ou par la pompe à chaleur du système de chauffage

63

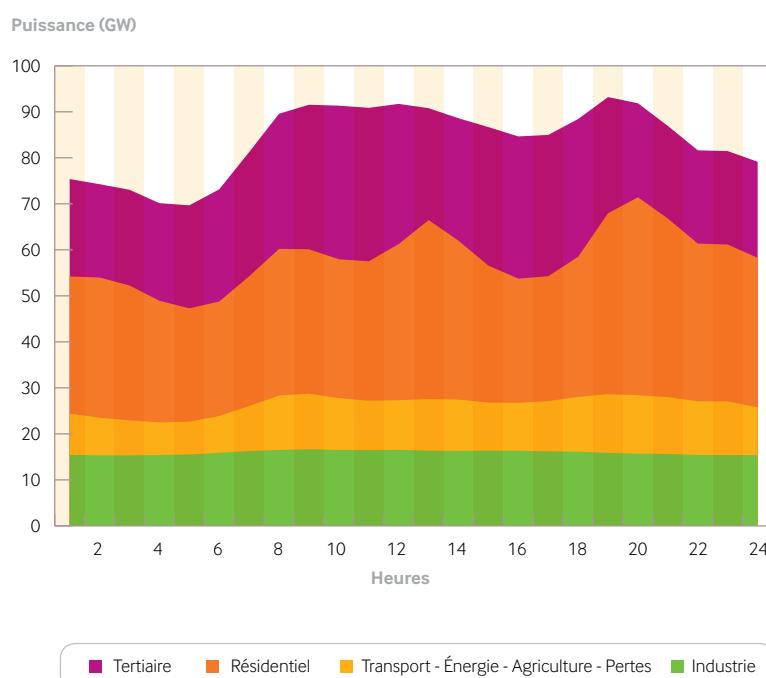
- Le développement des usages de l'électricité dans le résidentiel contribue à renforcer les puissances appelées au moment des pointes du soir (retour au domicile).

La forte dynamique de développement des usages résidentiels tels que la cuisson électrique, le petit électroménager,

les boîtiers Internet, les systèmes de recharges, les nouveaux usages relatifs à l'électronique de loisir, etc. se traduit par une part croissante de ces usages dans les pointes de consommation. Avec les hypothèses retenues, leur contribution à la pointe devient une des contributions majoritaires du secteur résidentiel à l'horizon 2030.



#### Exemple de décomposition de la courbe de charge France un jour ouvré en janvier 2030



Au-delà de ces hypothèses, des incertitudes ont été identifiées et sont particulièrement suivies :

- Le déploiement des chauffe-eau solaires avec des apponts électriques pourrait accentuer les puissances appelées en heures pleines, principalement en hiver et en demi-saison, en cas de non pilotage (par un signal tarifaire, type heures creuses, ou autre);
- Le développement des activités du tertiaire sur des plages horaires étendues où les consommations

résidentielles sont également soutenues contribue à renforcer les pointes de puissance;

- Enfin, le développement des véhicules électriques et hybrides rechargeables aura d'autant moins d'impact sur la pointe que les comportements et modes de recharge seront éloignés des recharges spontanées exclusivement guidées par le besoin.

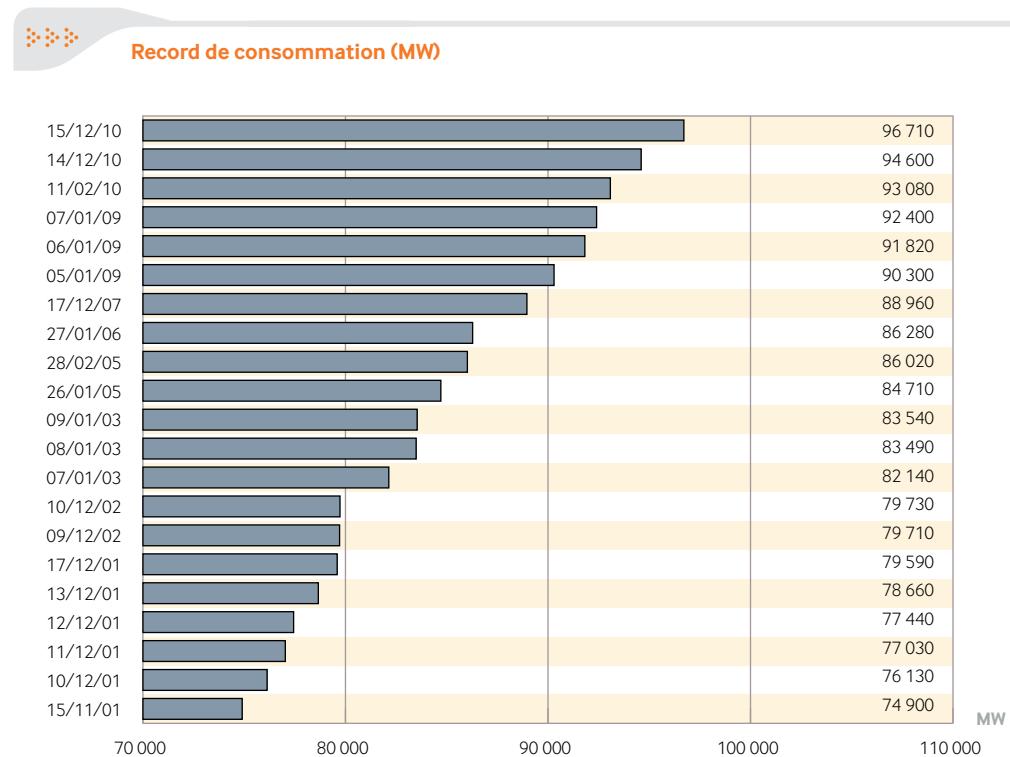
## 3.4 LA PUISSANCE DE POINTE

L'objectif central du Bilan Prévisionnel est d'évaluer les risques de déséquilibre entre l'offre et la demande. Le risque de défaillance dépend de la différence entre

production disponible et puissance appelée à tout instant, et c'est naturellement au moment des pointes de consommation qu'il est maximal.

### 3.4.1 Les tendances passées

Le graphique ci-dessous donne les puissances de consommation maximales atteintes à ce jour ainsi que les dates associées.



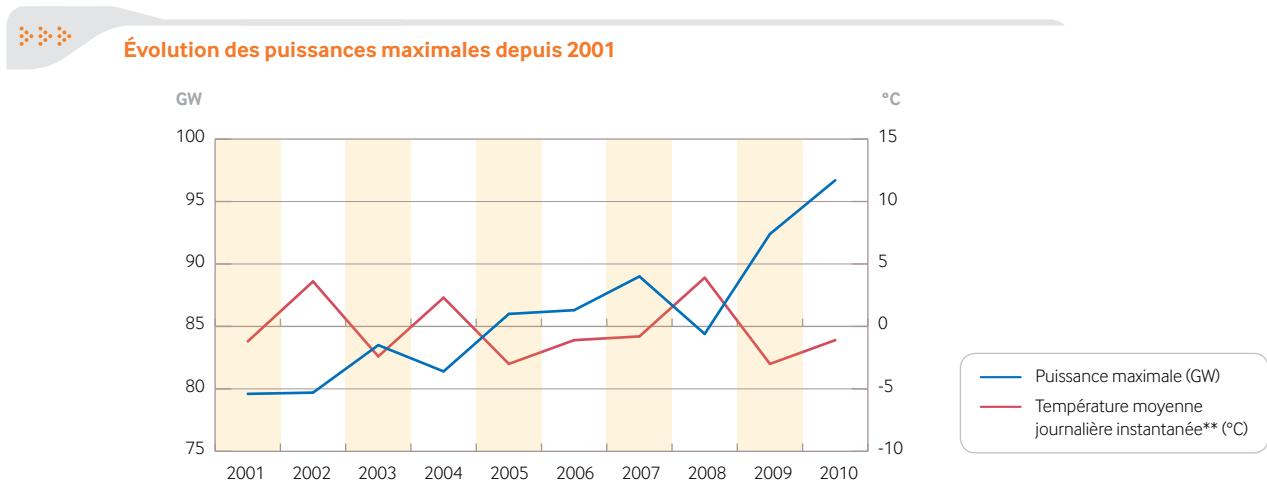
En complément, le tableau ci-dessous présente les puissances maximales atteintes chaque année depuis 2003, la température moyenne journalière associée et l'appel ou non d'effacements :

**Puissances maximales atteintes annuellement depuis 2003**

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
<b>Puissance maximale (GW) (atteinte le)</b>	83.5 (9/01)	81.4 (22/12)	86.0 (28/02)	86.3 (27/01)	89.0 (17/12)	84.4 (15/12)	92.4 (7/01)	96.7 (15/12)
<b>Température moyenne journalière instantanée* (°C)</b>	-2.4	+2.3	-3.0	-1.1	-0.8	+3.9	-3.0	-1.1
<b>Effacements activés</b>	EJP total	Pas d'EJP, Tempo Rouge	Aucun	Pas d'EJP, Tempo Rouge	EJP total, Tempo Rouge	Aucun	EJP total, Tempo Rouge	EJP Ouest, Tempo Rouge

\* : cf. encadré chapitre 2.1

Dans le système électrique français, les puissances de pointe sont fortement tributaires des températures extérieures, comme le montre le graphique ci-dessous.



### 3.4.2 Les prévisions des puissances de pointe

Deux grandeurs permettent de figurer le niveau et la dispersion des puissances maximales susceptibles d'être atteintes au cours des prochaines années :

- La pointe à température de référence : elle se situe un jour ouvrable de début janvier (période où la température de référence est la plus basse); comme la température de référence est la moyenne des températures attendues pour un jour donné, et que la distribution des températures est (presque) symétrique autour de cette moyenne, la valeur de la pointe à température de référence a pratiquement une chance sur deux d'être dépassée chaque jour ouvrable de janvier, et encore près d'une chance sur deux d'être dépassée en jour ouvrable de décembre ou février;

- La pointe "à une chance sur dix" : il s'agit du niveau de puissance qui a une chance sur dix d'être dépassé au moins une heure au cours de l'hiver; ou, dit autrement, du niveau de puissance atteint dans des conditions climatiques qui ne se présentent en moyenne que tous les dix ans. Il est estimé à partir des courbes de charges horaires établies pour cent chroniques de température, représentatives des situations météorologiques qu'on s'attend à rencontrer à l'avenir : 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<sup>e</sup> décile de la distribution. La pointe "à une chance sur dix" donne une indication assez réaliste du niveau de l'offre à développer.

L'évolution de la pointe à température de référence et de la pointe "à une chance sur dix" au cours du temps est présentée dans le tableau ci-après, pour le scénario "Référence" :

(GW)	2013	2015	2020	2030
<b>Pointe à température de référence</b>	86.2	87.9	90.8	95.9
<b>Pointe "à une chance sur dix"</b>	101.3	103.6	107.3	113.2

Il est important de noter que ces valeurs se réfèrent à la demande qui s'exprime spontanément en fonction des usages souhaités, préalablement à l'activation de toute mesure d'effacement de consommation.

Elles sont exprimées en puissances instantanées afin d'être représentatives des sollicitations maximales auxquelles est soumis le système électrique en temps réel.

Elles sont ainsi comparables aux valeurs des pointes de consommation enregistrées par le passé et affichées sur le site web de RTE.

Selon les divers scénarios de demande qui ont été construits, les puissances attendues "à une chance sur dix" diffèrent sensiblement :



#### Prévisions de puissance à la pointe "à une chance sur dix"

Scénario	2013	2015	2020	2030
<b>Haut</b>	103.1 GW	105.7 GW	111.4 GW	122.2 GW
<b>Référence</b>	101.3 GW	103.6 GW	107.3 GW	113.2 GW
<b>MDE renforcée</b>	100.4 GW	102.1 GW	103.9 GW	108.4 GW
<b>Bas</b>	98.9 GW	99.6 GW	99.9 GW	101.3 GW

Ces différences s'expliquent par les écarts en énergie et par la différence de structure de la consommation entre les différents scénarios.

Le tableau ci-dessous montre les écarts par rapport au Bilan Prévisionnel 2009 et à l'actualisation 2010 (scénarios "Référence") :



#### Comparaison des prévisions de puissance à la pointe par rapport aux précédents exercices

Pointe "à une chance sur dix"	2013	2015	2020	2025
<b>Ecart par rapport au BP 2009</b>	- 0.7 GW	- 0.2 GW	- 0.4 GW	- 2 GW
<b>Ecart par rapport à l'actualisation 2010</b>	+ 0.3 GW	+ 0.4 GW		

Les écarts obtenus traduisent différents effets qui se compensent partiellement dont :

- La révision à la baisse de la consommation industrielle;
- Une révision à la hausse de la consommation d'usages résidentiels sur le court et moyen terme (en partie traitée dans l'actualisation 2010) : développement du chauffage électrique et d'usages divers (cuisson, ordinateurs, télévisions, usages divers tels que le petit

électroménager, les boîtiers ADSL, les nouveaux usages);

- Une révision à la baisse des hypothèses d'effacement de pompes à chaleur en faveur d'une énergie autre que l'électricité, lors des jours très froids.

L'effet de la réactualisation du référentiel de température a un impact modéré car les niveaux des pointes de consommation restent équivalents avec l'ancien et le nouveau référentiel.

# BILAN PRÉVISIONNEL DE L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

ÉDITION 2011



## L'OFFRE DE PRODUCTION

### PARTIE 4



**4.1** Vue d'ensemble  
du parc actuel

**4.5** Production  
hydroélectrique

**4.2** Production  
thermique nucléaire

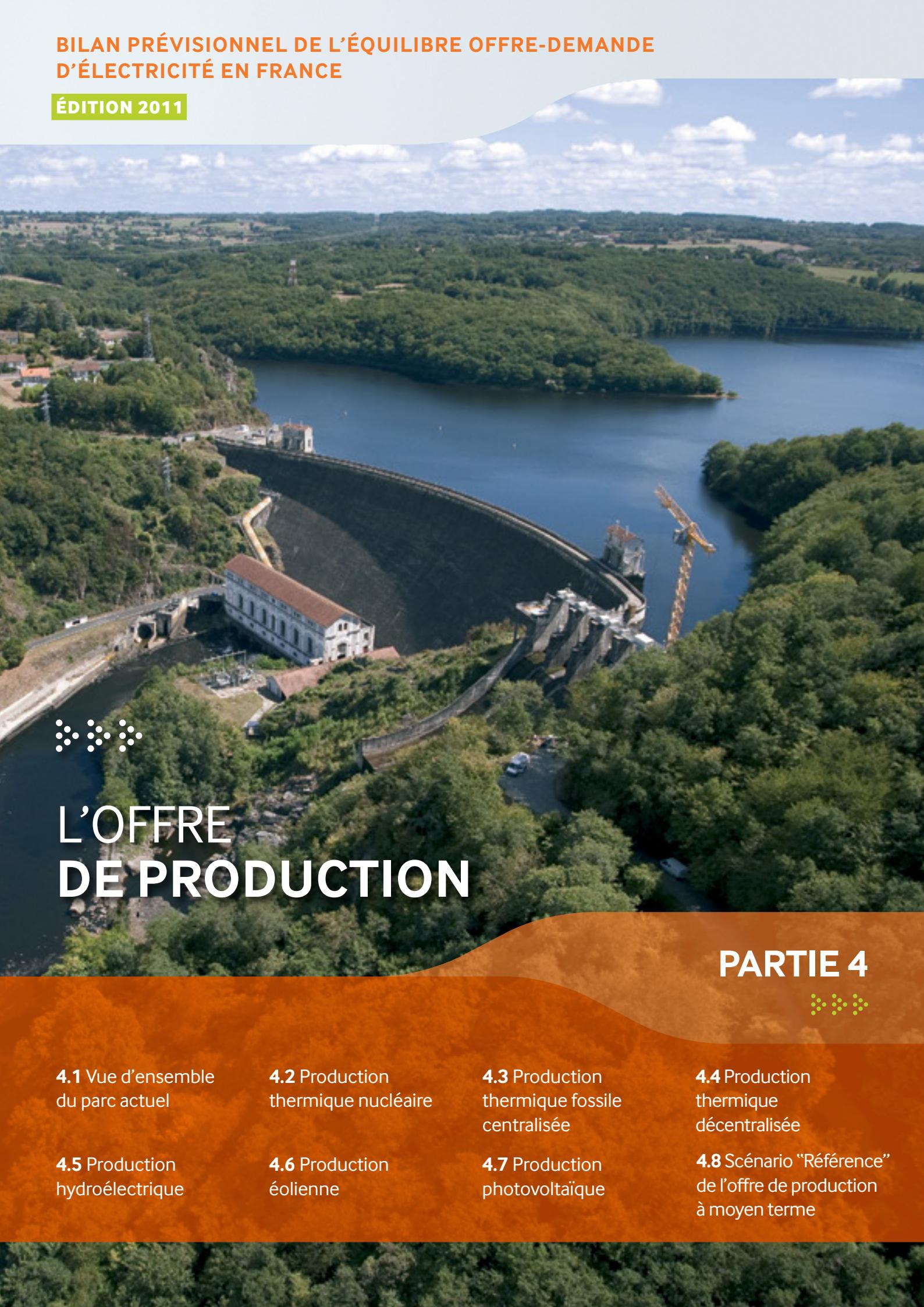
**4.6** Production  
éolienne

**4.3** Production  
thermique fossile  
centralisée

**4.7** Production  
photovoltaïque

**4.4** Production  
thermique  
décentralisée

**4.8** Scénario "Référence"  
de l'offre de production  
à moyen terme



# L'OFFRE DE PRODUCTION

**Toutes les valeurs de puissance des moyens de production présentées dans cette section sont exprimées nettes des consommations des auxiliaires.**

## 4.1 VUE D'ENSEMBLE DU PARC ACTUEL

Au 1<sup>er</sup> janvier 2011, la capacité totale des moyens de production installés en France continentale (hors Corse)

s'élevait à 123.3 GW. La répartition par grandes filières de production est donnée dans le tableau suivant :

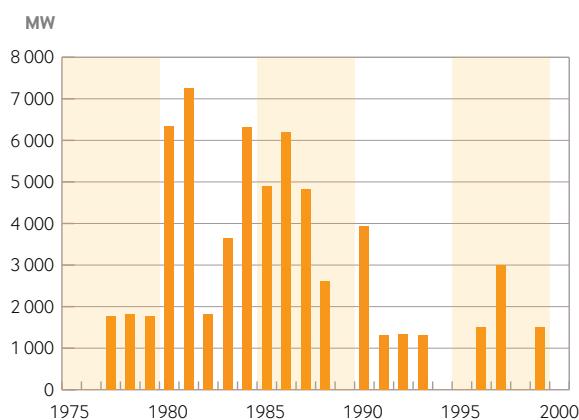
Puissances installées par filière au 01/01/2011							
GW	Thermique nucléaire	Thermique fossile	Thermique EnR	Hydro électrique	Éolien	Solaire PV	Total
<b>Puissance installée</b>	63.1	27.1	1.2	25.2	5.8	0.9	123.3

Les paragraphes suivants dressent l'état actuel de ces différentes composantes, et leurs perspectives d'avenir.

## 4.2 PRODUCTION THERMIQUE NUCLÉAIRE

### 4.2.1 Le parc actuel et en projet

Groupes de production nucléaire  
Dates de premier couplage



Les équipements nucléaires constituent la part prépondérante du parc de production français, non seulement en puissance installée, mais également en termes d'énergie produite : depuis plusieurs années, ils contribuent pour 75 % à 80 % à la production totale d'électricité.

Le parc nucléaire est composé de 58 groupes REP (Réacteurs à Eau Pressurisée), répartis en trois paliers techniques standardisés : le palier "900 MW", comprenant 34 unités (puissances unitaires réelles s'étageant de 880 à 915 MW), mises en service entre 1977 et 1987; le palier "1 300 MW", comprenant 20 groupes (puissances unitaires réelles de 1 300 à 1 335 MW), mis en service entre 1985 et 1993; enfin, le palier "1 500 MW", regroupant les quatre unités les plus récentes, mises en service entre 1996 et 1999. Ensemble, ils développent une puissance de 63,1 GW.

Dans la période récente, la disponibilité du parc nucléaire a connu une baisse sensible : mesurée en année mobile, la production annuelle a atteint un minimum de 386 TWh entre mai 2009 et mai 2010, en retrait de près de 30 TWh par rapport aux niveaux atteints en 2007 et 2008, et même de près de 40 TWh par rapport à ceux de 2005 et 2006. Toutefois, depuis mai 2010, la tendance est à un redressement progressif et continu : la production de l'année 2010 a approché 408 TWh et la production cumulée des douze derniers mois a atteint fin mai 2011

les 420 TWh, retrouvant les niveaux de la période 2007-2008. Cette faiblesse momentanée de la disponibilité rappelle des épisodes similaires connus dans le passé, en 1998-1999 (où la baisse avait été moins profonde) et 1990-1992 (où elle l'avait été davantage).

Le constat de cette dégradation temporaire conduit à adopter, pour les projections de disponibilité future, une attitude plus prudente que celle retenue dans les précédents Bilans Prévisionnels : en se référant aux performances d'exploitation réalisées depuis 2000, il était alors considéré que des baisses importantes du taux de disponibilité, comparables à celle connue dans la période 1990-1992, étaient très hautement improbables et pouvaient être négligées. L'analyse prend désormais en compte le fait que des situations semblables peuvent se reproduire, avec cependant une faible probabilité d'occurrence.

Une opération de remplacement des rotors de turbine a été engagée sur une quinzaine de groupes de 900 MW; à cette occasion, du seul fait d'une amélioration du rendement des nouvelles turbines (sans changement de la puissance thermique délivrée par le réacteur), un gain d'une trentaine de MW est escompté sur chaque groupe concerné.

La construction sur le site de Flamanville d'un réacteur de type EPR (European Pressurised water Reactor), annoncé en 2004, est en cours. La mise en service de ce réacteur, dont l'objectif de première production commercialisable est désormais fixé à 2014, ajoutera une puissance de 1 600 MW au parc nucléaire actuel.

L'arrêté du 15 décembre 2009 relatif à la Programmation Pluriannuelle des Investissements de production d'électricité (PPI) prévoit la construction d'un second réacteur de type EPR. Le site pressenti est celui de Penly (Seine-Maritime), le Débat Public relatif à ce projet s'est déroulé en 2010, et les demandes d'autorisation sont en cours d'instruction.

#### 4.2.2 Durée de vie du parc

Il n'existe pas de limite réglementaire à la durée d'exploitation des groupes nucléaires : à l'occasion d'un exercice dénommé le réexamen de sûreté, fondé sur des contrôles *in situ* (visites décennales), l'ASN évalue la

capacité d'une installation à poursuivre son exploitation pour une période de dix années. Cette évaluation est adressée par l'ASN aux Ministres en charge de la sûreté nucléaire, conformément à la loi Transparence et Sécurité Nucléaire (dite TSN, loi n°2006-686)..

En juillet 2009, l'ASN a indiqué que la sûreté globale du palier 900 MW était satisfaisante, et a approuvé le principe d'un éventuel fonctionnement des centrales 900 MW jusqu'à 40 ans, la décision de prolongation propre à chaque tranche restant toutefois conditionnée aux résultats des examens menés à l'occasion de leur troisième visite décennale. En 2009 et 2010, ces troisièmes visites décennales ont été réalisées sur trois tranches; l'une a reçu l'autorisation ministérielle de poursuivre l'exploitation pour dix années supplémentaires; une seconde a obtenu un avis positif de l'ASN. Au cours de l'année 2011, les troisièmes visites décennales ont eu ou auront lieu sur six groupes de 900 MW supplémentaires.

Suite à l'accident survenu sur la centrale de Fukushima, consécutif au séisme et au tsunami qui ont frappé le nord-est du Japon le 11 mars 2011, le gouvernement a demandé à l'ASN de réaliser une étude complémentaire de sûreté des installations nucléaires, installation par installation. Cette étude permettra d'évaluer la robustesse des dispositifs de sûreté de chacune d'elles vis à vis des risques d'inondation, de séisme, de perte de l'alimentation électrique, de perte de la source froide, et la gestion des accidents graves. Les études seront menées par les exploitants des installations, conformément au cahier des charges<sup>64</sup> établi le 5 mai 2011; elles donneront lieu pour chaque installation à un rapport remis à l'ASN le 15 septembre 2011; l'ensemble des rapports sera analysé puis consolidé par l'ASN avant le 15 novembre 2011.

Parallèlement, la Commission Européenne a ordonné des évaluations de sûreté ("stress tests") de l'ensemble des centrales nucléaires installées dans la Communauté Européenne. Le cahier des charges de ces "stress tests" a été arrêté le 25 mai 2011<sup>65</sup>. Il est cohérent avec celui défini par l'ASN dans le cadre français. L'ASN rappelle<sup>66</sup> que "comme lors des accidents de Three Mile Island et de Tchernobyl, le retour d'expérience complet de l'accident de Fukushima prendra une dizaine d'années."

Pour consulter le cahier des charges des études complémentaires de sûreté et les documents associés, cf. [www.asn.fr/index.php/S-informer/Actualites/2011/Cahier-des-charges-relatif-aux-evaluations-complementaires-de-la-surete-des-INB](http://www.asn.fr/index.php/S-informer/Actualites/2011/Cahier-des-charges-relatif-aux-evaluations-complementaires-de-la-surete-des-INB)

64

Les spécifications en anglais des "stress test" européens sont disponibles sous [http://ec.europa.eu/energy/nuclear/safety/doc/20110525\\_eu\\_stress\\_tests\\_specifications.pdf](http://ec.europa.eu/energy/nuclear/safety/doc/20110525_eu_stress_tests_specifications.pdf)

65

[www.asn.fr/index.php/S-informer/Actualites/2011/L-ASN-se-felicite-de-l-accord-sur-le-cahier-des-charges-des-stress-tests](http://www.asn.fr/index.php/S-informer/Actualites/2011/L-ASN-se-felicite-de-l-accord-sur-le-cahier-des-charges-des-stress-tests)

66



Les informations disponibles à ce jour ne permettent pas de se prononcer sur l'impact potentiel de ces procédures sur le devenir du parc nucléaire français. Une attitude prudente s'impose donc pour le Bilan Prévisionnel 2011. Ainsi, le scénario de référence à moyen terme est construit sur le maintien de la capacité de production atteinte avec le raccordement de l'EPR de Flamanville en

2014. Le maintien de cette capacité est aussi l'hypothèse normative à long terme. Il ne pré suppose pas le prolongement de l'exploitation des tranches actuelles ou le renouvellement de leur capacité par de nouveaux groupes. La sensibilité de l'équilibre offre-demande à la réduction éventuelle de la capacité nucléaire à long terme fera l'objet d'une variante d'étude au chapitre 7.

## 4.3 PRODUCTION THERMIQUE FOSSILE CENTRALISÉE

### 4.3.1 Le parc actuel

Sous le vocable de production centralisée sont regroupées les installations, généralement de grande taille unitaire, raccordées au Réseau Public de Transport, qui sont exploitées par leurs opérateurs en fonction des conditions prévalant sur les marchés de l'électricité, et dont la sollicitation ou le maintien à l'arrêt répond aux besoins de l'équilibre offre-demande du système électrique européen. Font partie de cette catégorie tous les groupes de près de 100 MW ou plus fonctionnant au charbon ou au fioul, les Cycles Combinés à Gaz (CCG), et les Turbines À Combustion<sup>67</sup> (TAC – utilisées en pointe).

Selon cette définition, la puissance thermique classique centralisée installée en France continentale s'établissait à 20 GW au 1<sup>er</sup> janvier 2011.

La puissance réellement exploitables à la même date est cependant inférieure. En effet, en réponse au suréquipement apparu à la fin des années 1980, certains groupes avaient été provisoirement retirés de l'exploitation, mais conservés en réserve (non démantelés) de manière à pouvoir être réactivés ultérieurement en cas de besoin. Un tel programme de réactivation a été engagé sur quatre tranches fonctionnant au fioul de 600-700 MW. Leur remise en service s'est achevée au cours de l'automne 2008 pour une puissance cumulée de 2,5 GW. Les quelques groupes restants ne peuvent pas être considérés comme disponibles pour l'exploitation, compte tenu des délais nécessaires à la remise en état des matériels et au gréement des équipes de conduite (plusieurs mois); il semble par ailleurs hautement improbable, au vu des contraintes réglementaires (cf. § 4.3.2), qu'ils puissent être réactivés. Ce statut de "réserve" s'applique à une puissance de 2,0 GW. La puissance en service au 1<sup>er</sup> janvier 2011 s'élève donc à 18 GW, en évolution sensible par rapport à ce qu'elle

était deux ans auparavant (15,6 GW). Cette augmentation de puissance est liée à la mise en service de trois Turbines À Combustion et de cinq Cycles Combinés à Gaz partiellement compensée par la fermeture d'un groupe fonctionnant au fioul et d'un autre brûlant des gaz de haut fourneau.

Ce parc est constitué de :

- 6,9 GW de groupes charbon, que l'on peut classer en deux catégories distinctes : des groupes anciens, mis en service avant 1971 (pour 4 GW); et cinq groupes de 580 MW, de conception très similaire, mis en service entre 1982 et 1984;
- 5,6 GW de groupes fioul, dont la construction avait été décidée avant le premier choc pétrolier de 1973, mais dont les mises en service se sont poursuivies jusqu'en 1977;
- 3,8 GW de groupes gaz, essentiellement des Cycles Combinés, tous mis en service après 2003;
- 1,7 GW de Turbines À Combustion en cycle ouvert, dont plus de la moitié mise en service au cours des 3 dernières années.

### 4.3.2 Le fonctionnement des groupes

D'une manière générale, les groupes de production sont appelés dans l'ordre de leur coût proportionnel de production croissant ("merit order"), jusqu'à satisfaction de la demande. Depuis la fin des années 1990, où a commencé à se constituer un marché unique de l'électricité en Europe, et où se sont développés les instruments permettant l'inter-comparaison des offres à l'échelle de plusieurs pays<sup>68</sup>, ce merit order s'établit sur une base européenne, offrant la possibilité de solliciter à chaque instant les groupes qui ont les coûts de production les plus faibles en Europe pour satisfaire la demande qui s'exprime dans l'ensemble des pays européens – sous

Dont la taille unitaire peut être légèrement inférieure à 100 MW

67

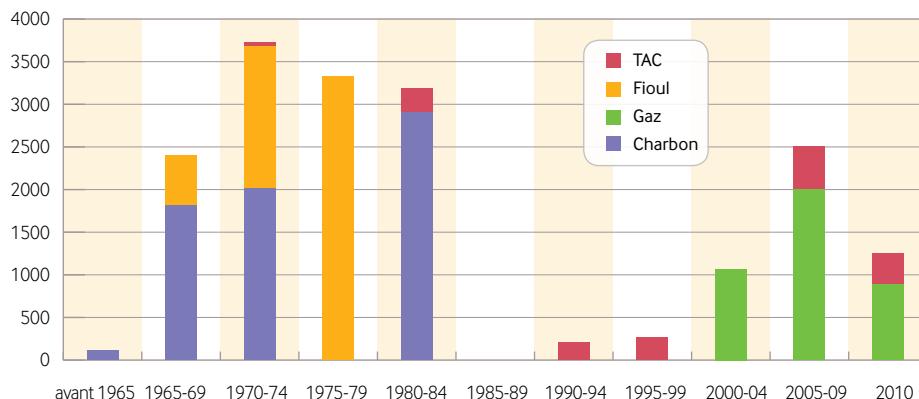
Une étape importante a été franchie en novembre 2010 avec le couplage des marchés allemands avec les marchés français, belge et néerlandais préalablement couplés entre eux.

68



### Groupes thermiques classiques exploités – Dates de premier couplage

MW



réserve naturellement que les flux d'échange qui en résultent n'excèdent pas les capacités de transit, entre pays, mais aussi entre régions d'un même pays. Figurent dans les premières positions de ce merit order, outre les productions fatales (hydraulique au fil de l'eau, éolien, solaire photovoltaïque, mais aussi certaines productions thermiques – cf. § 4.4) à coût proportionnel nul, les groupes nucléaires et les groupes au lignite (qui ont disparu de France, mais restent présents dans d'autres pays) à coût proportionnel très bas. Ces seules productions suffisent parfois à satisfaire la demande européenne (ou du moins, celles installées à l'intérieur d'une zone donnée suffisent à assurer la demande de cette zone et à saturer ses capacités d'exportation). Mais ces situations sont rares, même en France, et se limitent principalement aux fins de nuit et aux week-ends; la plupart du temps, il est nécessaire de solliciter des groupes thermiques classiques.

L'observation du fonctionnement des systèmes électriques, notamment du système français<sup>69</sup>, permet de reconstituer le merit order des groupes thermiques classiques. Les groupes fioul et les TAC (en dehors d'essais motivés pour des raisons d'exploitation du groupe, et non des besoins du système électrique) ne sont sollicités que rarement, lors de périodes de tension sur l'équilibre offre-demande correspondant à des prix spot de l'électricité<sup>70</sup> très élevés. Les groupes charbon et les CCG fonctionnent plus fréquemment, sans hiérarchie nettement établie : de fait, il existe des disparités notables de coûts variables de production entre groupes utilisant le même combustible, liées au rendement de l'installation

(entre CCG d'âge différents, ou utilisant des sources froides différentes, par exemple), à la logistique (les coûts de transport du charbon sont très différents pour une centrale située dans l'enceinte d'un port maritime et une autre implantée à plusieurs centaines de kilomètres à l'intérieur des terres), etc.; les plages de variation de coûts proportionnels des CCG d'une part et des groupes charbon d'autre part se recouvrent largement. Une analyse plus fine montre cependant qu'en 2009 et 2010, du fait de la baisse du prix du gaz et du contingentement de la durée de fonctionnement pour les groupes charbon non-compatibles avec la directive GIC, les CCG se sont retrouvés en meilleure position dans le merit order qu'ils ne l'étaient précédemment. La pérennité de cette modification du merit order n'est cependant pas garantie, l'évolution du prix des combustibles et du CO<sub>2</sub> étant empreinte de larges incertitudes. Pour les simulations réalisées à l'occasion du présent Bilan Prévisionnel, l'interclassement retenu maintient l'absence de supématie d'un type de production par rapport à l'autre.

Le thermique classique assure ainsi, avec l'hydraulique modulable (usines de lac, d'éclusées, STEP – cf. § 4.5) et les effacements de consommation, une part substantielle du bouclage offre-demande d'électricité. Comme la demande fluctue sensiblement d'une heure à l'autre, la production des groupes thermiques classiques est le plus fréquemment amenée à varier en cours de journée. Pour les groupes fonctionnant au gaz, sans stockage sur site, cette modulation de puissance se répercute sur le réseau de transport de gaz. Pour les gestionnaires de réseau

L'application ECO<sub>2</sub>mix disponible sur le site de RTE [www.rte-france.com](http://www.rte-france.com) présente à pas quart-horaire la production agrégée des différents moyens de production (dont : nucléaire, charbon, gaz et fioul/TAC) installés en France.

69 70

Les prix spot, pour la France, l'Allemagne et la Suisse, sont consultables sur le site : [www.epexspot.com/en/](http://www.epexspot.com/en/)

70



gaz (TIGF dans le Sud-Ouest de la France, GRT-Gaz sur le reste du territoire), la mise en service d'un certain nombre de groupes fonctionnant au gaz (notamment CCG mais également certaines TAC) tend à modifier le profil global de consommation de gaz en France. Parallèlement, l'offre de flexibilité intra-journalière, constituée principalement par le stock en conduite et les stockages, reste limitée à moyen terme. L'analyse menée par GRT-Gaz et TIGF en 2010 montre que les infrastructures gazières françaises peuvent ne pas être en mesure de satisfaire totalement la réalisation des programmes de l'ensemble des centrales à gaz, particulièrement en octobre et novembre. Autour de ce constat d'inadéquation se sont engagées des discussions entre gestionnaires de réseau de transport gaz et producteurs d'électricité, sous l'égide de la CRE, qui ont permis d'établir de nouvelles règles de fonctionnement<sup>71</sup> : en cas de tension sur la flexibilité intra-journalière, l'approvisionnement en gaz n'est pas interrompu, mais le profil de consommation des clients dits "fortement modulés" doit être adapté. En fonction des prix de marchés, les producteurs peuvent faire le choix de faire fonctionner leur moyen de production selon un nouveau profil de consommation plus "plat", ou de ne pas démarrer ce moyen de production.

Un autre point de vigilance concernant les groupes alimentés au gaz naturel est la disponibilité du combustible aux pointes de consommation d'électricité. Ces pointes surviennent, en France, lors des jours très froids d'hiver, elles coïncident avec les pointes de consommation de gaz, combustible massivement utilisé à l'usage de chauffage, en France et plus encore dans le reste de l'Europe. La bi-combustion gaz – fioul domestique constitue une option technique permettant de faire fonctionner les groupes avec du fioul en cas de rupture d'approvisionnement ou de pics de prix du gaz; elle n'est cependant que très peu diffusée en France. Aucun groupe gaz n'a certes rencontré de difficulté d'approvisionnement à ce jour (y compris au cours de l'hiver 2009/10 et à l'entrée de l'hiver 2010/11, pourtant riches en jours très froids) et la variété des canaux d'approvisionnement existants ou en projet en France contribue à la maîtrise du risque d'approvisionnement des unités gaz à moyen terme. Le développement de l'usage du gaz pour la production d'électricité en France fait l'objet d'une coopération avec GRT-gaz portant sur la flexibilité intra-journalière de ces unités de production et donc la flexibilité du réseau de gaz ainsi que sur les perspectives de développement à long terme.

Voir notamment les délibérations de la CRE du 28 octobre 2010 et du 24 mars 2011 sur le site : <http://www.cre.fr/documents/deliberations>

71

### 4.3.3 Les exigences environnementales

#### 4.3.3.1 Les polluants atmosphériques

Le devenir des groupes thermiques classiques anciens est fortement influencé par l'évolution des réglementations environnementales, concernant principalement les émissions de polluants atmosphériques (dioxyde de soufre SO<sub>2</sub>, oxydes d'azote NO<sub>x</sub> et poussières). Les limites d'émission ont été fixées dans l'Arrêté du 30 juillet 2003, qui transpose en droit français les directives européennes 2001/80/CE dite "directive GIC" (pour Grandes Installations de Combustion) et 2001/81/CE (Plafonds nationaux d'émissions).

Le principe général de cette réglementation est d'aligner, depuis 2008, les valeurs limites d'émissions autorisées pour les installations existantes (i.e. : mises en service avant 2002) sur celles des installations neuves : 400 mg/Nm<sup>3</sup> SO<sub>2</sub>, 400 mg/Nm<sup>3</sup> NO<sub>x</sub>. Les groupes qui ont été construits avant 1985 n'avaient généralement pas été conçus pour cela et il est nécessaire de leur adjoindre des équipements de dépollution pour qu'ils puissent respecter les nouvelles limites, et ainsi continuer à fonctionner au-delà de 2008. L'arrêté prévoit néanmoins certaines dérogations à ce principe général, dont deux revêtent une grande importance pratique pour l'horizon moyen terme du Bilan Prévisionnel :

- Des normes moins sévères (1800 mg/Nm<sup>3</sup> SO<sub>2</sub>, 900 mg/Nm<sup>3</sup> NO<sub>x</sub>) peuvent être imposées à certaines installations; en contrepartie, leur fonctionnement est limité à une durée cumulée de 20000 heures équivalent pleine puissance à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2008, et sera interdit au-delà du 31 décembre 2015. Cette option offre un sursis à des groupes anciens, dont la durée de vie résiduelle n'aurait pas permis de justifier économiquement les investissements de dépollution;
- Pour les installations au fioul faiblement sollicitées (moins de 2000 heures par an, ce qui est le cas des moyens de production d'électricité de pointe), jusqu'au 31 décembre 2015, la contrainte ne porte pas sur les concentrations de polluants dans les fumées, mais sur la masse de polluants émise annuellement (pour un groupe de 600 MW électriques, plafonds de 735 t/an SO<sub>2</sub> et 1155 t/an NO<sub>x</sub>). Sur les installations concernées, et même en utilisant des combustibles moins soufrés qu'aujourd'hui, ces plafonds réduisent en pratique la durée moyenne de fonctionnement à moins de 500 heures par an.

Pour les années postérieures à 2016, les contraintes environnementales sont préfigurées dans la directive 2010/75/UE, dite "directive IED" (pour "Industrial Emissions Directive") publiée au Journal officiel de l'Union européenne le 17 décembre 2010. Celle-ci intègre, abroge ou modifie sept directives préexistantes concernant les pollutions atmosphériques, dont les deux précitées.

La "directive IED" fixe en outre les nouvelles contraintes applicables à partir de 2016. Concernant les installations de production d'électricité, elle rend plus strictes les limites d'émissions pour les oxydes d'azote NO<sub>x</sub>, le dioxyde de soufre SO<sub>2</sub> et les poussières, par rapport à celles fixées dans les directives 2001/80/CE et 2001/81/CE. Cependant, elle prévoit des dispositions dérogatoires à cette règle générale, similaires, dans l'esprit, à celles contenues dans la directive 2001/80/CE : des installations qui ne se conformeraient pas aux nouvelles valeurs limites d'émission pourront fonctionner pendant au plus 17 500 heures entre le 1<sup>er</sup> janvier 2016 et le 31 décembre 2023 ; une autre option est leur mise en conformité, qui doit être réalisée avant le 30 juin 2020, à condition que les émissions globales restent entre temps inférieures à un plafond défini par chaque État membre dans le cadre d'un "Plan National Transitoire". Toutefois, dans les deux cas, les émissions devront être inférieures aux valeurs limites en vigueur depuis 2008 pour les groupes existants (hors dérogations). La "directive IED" doit être transposée en droit français avant le 7 janvier 2013 et l'éventuel "Plan National Transitoire" doit être communiqué à la Commission avant le 1<sup>er</sup> janvier 2013.

#### 4.3.3.2 Les gaz à effet de serre

Un autre enjeu environnemental qui concerne directement la production thermique classique : la limitation des émissions de Gaz à Effet de Serre (GES). Le dispositif mis en place au niveau européen pour respecter les engagements du protocole de Kyoto a fait l'objet de la directive 2003/87/CE, applicable sur la période 2005-2012 ; il a été reconduit, dans ses grandes lignes, dans la directive 2009/29/CE pour la période 2013-2020. Il consiste à fixer des volumes d'émissions à chaque installation émettrice de GES<sup>72</sup> pour une période déterminée<sup>73</sup>, donnant lieu à l'attribution de "quotas"<sup>74</sup> et à créer un mécanisme d'échange de ces quotas entre exploitants des installations (European Trading Scheme). Ce système est destiné à atteindre l'objectif global de réduction des émissions de

GES (les échanges ne modifient pas la somme des allocations initiales de quotas) avec la meilleure efficacité économique.

Les principales nouveautés introduites par la directive 2009/29/CE concernent le mode d'allocation : les plafonds globaux d'émissions seront fixés par secteur d'activité au niveau communautaire, rendant inutile la phase d'élaboration de plans nationaux ; les producteurs d'électricité ne bénéficieront plus d'attribution gratuite de quotas<sup>75</sup>, mais devront les acquérir dans le cadre d'encheres organisées par les États Membres. Par ailleurs, les quotas de deuxième période non utilisés peuvent être conservés pour la troisième période du système (banking).

Dans le secteur de la production d'électricité, ce système, en pénalisant davantage les installations les plus émettrices, a des répercussions potentielles sur l'exploitation des groupes existants : un prix du CO<sub>2</sub> élevé peut modifier l'interclassement économique des moyens de production, notamment entre charbon et gaz. Mais il ne devrait pas avoir de conséquence sur la disponibilité des groupes : un groupe techniquement disponible ne sera pas maintenu à l'arrêt en période de très forte demande, quitte à régulariser a posteriori une éventuelle non-conformité en matière d'émissions de CO<sub>2</sub>.

Enfin, la directive 2009/31/CE relative au captage et au stockage du CO<sub>2</sub> prévoit que les nouvelles installations de combustion de plus de 300 MWe devront évaluer la faisabilité technique et économique du captage et du stockage de CO<sub>2</sub> et la disponibilité de sites de stockage appropriés. Elles devront obligatoirement disposer d'un espace réservé aux équipements de captage et de compression.

#### 4.3.4 L'avenir des groupes existants

Les discussions menées avec les producteurs montrent que plusieurs facteurs seront déterminants pour l'avenir des groupes existants : les exigences liées à l'application des directives GIC et IED, mais également les conditions de marché qui pourraient être insuffisantes pour justifier le maintien en service de certaines exploitations. Il convient également de préciser que des décisions de retrait d'exploitation, par nature incertaines du fait que les exploitants ne sont pas tenus d'en aviser RTE avec un long préavis, peuvent être motivées par d'autres considérations.

En pratique, seules les installations des principaux secteurs de l'industrie et de l'énergie (dont la quasi-totalité de la production d'électricité) sont concernées.

72

Deux périodes ont été initialement définies par la directive de 2003, la première s'étendant de 2005 à 2007, et la seconde, la seule véritablement contraignante vis-à-vis du protocole de Kyoto, de 2008 à 2012. La directive de 2009 ouvre une troisième période, de 2013 à 2020.

73

Un quota est une autorisation à émettre une tonne d'équivalent CO<sub>2</sub> au cours d'une période spécifiée.

74

Sauf, partiellement, ceux installés dans les États membres ayant un réseau insuffisamment interconnecté ou dépendant fortement des énergies fossiles locales – ce qui n'est pas le cas de la France.

75



Concernant les groupes charbon en exploitation au 1<sup>er</sup> janvier 2011, hormis les deux qui utilisent la technologie du Lit Fluidisé Circulant (puissance cumulée de 370 MW) d'emblée conformes à la réglementation, seuls les cinq groupes de 600 MW les plus récents ont fait l'objet de la nécessaire mise à niveau pour respecter les nouvelles valeurs limites d'émission dès 2008. Les performances des équipements de dépollution rajoutés assurent la conformité avec la réglementation qui entrera en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2016. L'ensemble des treize autres groupes charbon (puissance cumulée de 3 600 MW) est soumis au crédit des 20 000 heures de fonctionnement depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2008. Compte-tenu des prévisions d'utilisation actuellement envisagées par les exploitants, de la rentabilité des installations et du planning d'entretien aujourd'hui annoncé par les producteurs, les fermetures devraient s'étaler, pour la plupart, entre 2013 et 2015.

Concernant la filière fioul, les trois groupes de 250 MW qui avaient opté pour le crédit de 20 000 heures sont ou seront arrêtés d'ici à la fin de l'année (avril 2009 pour le premier, mars 2011 pour le second et mars 2012 pour le dernier). Ils seront remplacés par deux Cycles Combinés à Gaz actuellement en cours de construction sur le même site. Les autres installations fioul fonctionnent aujourd'hui et jusqu'à fin 2015 sous les contraintes du Plafond National d'Émissions. Pour continuer à fonctionner au-delà de 2015, ces installations devront à minima respecter les valeurs limites d'émissions fixées

par la directive GIC (400 mg/Nm<sup>3</sup> SO<sub>2</sub>, 400 mg/Nm<sup>3</sup> NO<sub>x</sub>), ce qui n'est pas le cas aujourd'hui. Une expérimentation en cours sur deux groupes permettra de déterminer si, et à quelles conditions, ces valeurs limites d'émission pourront être respectées. Pour les besoins du présent Bilan Prévisionnel, il sera supposé une issue favorable de ces expérimentations, de sorte que ces deux groupes pourront continuer à être exploités à leur puissance nominale au moins jusqu'en 2020 (puissance cumulée de 1 270 MW). L'état technique actuel des six autres groupes ne permet pas de les considérer comme aptes à fonctionner à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2016.

Le synoptique présenté ci-dessous récapitule l'ensemble de ces informations.

#### 4.3.5 Les projets de développement de nouveaux moyens

##### 4.3.5.1 La gestion de la file d'attente de RTE

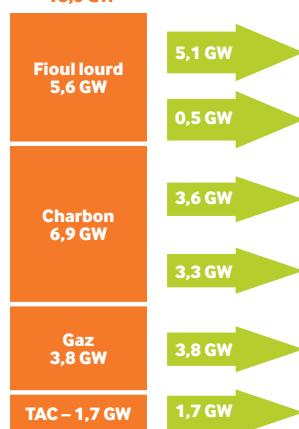
L'afflux constaté, entre 2006 et 2010, d'un nombre important de demandes de raccordement de nouveaux groupes de production au Réseau Public de Transport (RPT) a conduit à une capacité de production en file d'attente toutes filières confondues, proche de 30 GW, au 1<sup>er</sup> juin 2010.

Afin de s'assurer du réalisme des projets en file d'attente, une nouvelle procédure de raccordement<sup>76</sup>, concertée depuis décembre 2008 avec les producteurs au sein de la

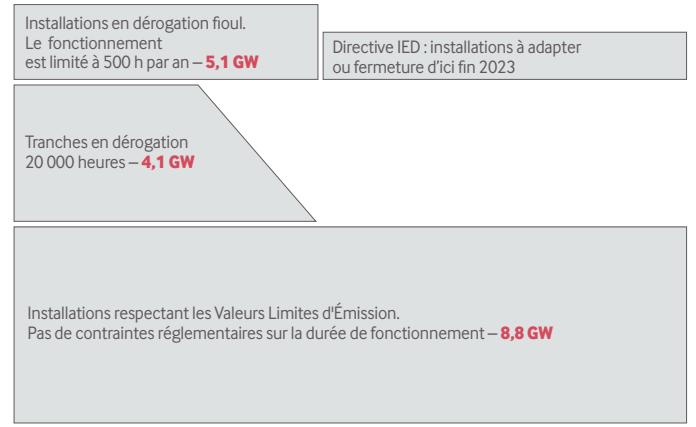


#### Devenir du parc thermique classique centralisé en exploitation

Parc en service en janvier 2011  
**18,0 GW**



Situation réglementaire



Janvier 2011

Fin 2015

Fin 2011

Commission Accès au Réseau du CURTE<sup>77</sup> et approuvée par la CRE le 15 avril 2010, est entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> juin 2010. Cette nouvelle procédure définit les modalités d'instruction des projets industriels. Elle incite les producteurs à sortir les projets incertains de la file d'attente et donne ainsi à RTE et aux producteurs une meilleure visibilité sur la capacité de raccordement disponible ainsi que les renforcements et développements réseau à opérer.

Ainsi, depuis sa mise en place, ce sont plus de 11 GW (soit environ 40 projets) qui sont sortis de file d'attente. Au 1<sup>er</sup> janvier 2011, on y comptait cependant encore 13 GW de projets thermiques centralisés. Parmi ces projets, les Cycles Combinés à Gaz (CCG) représentaient 23 groupes de puissance unitaire comprise entre 400 et 535 MW, pour un total d'environ 10,5 GW.

Le fait de disposer d'une demande de raccordement en file d'attente est, pour un producteur, une condition nécessaire à la poursuite d'un projet mais elle ne garantit pas sa réalisation effective. D'autres critères évoqués ci-dessous entrent en compte pour réaliser les scénarios de développement du parc de production du Bilan Prévisionnel.

#### 4.3.5.2 Les groupes en projets

Concernant les Cycles Combinés à Gaz, aux huit groupes déjà couplés le 1<sup>er</sup> janvier 2011 viendront s'ajouter cinq autres actuellement en cours de construction. Pour le Bilan Prévisionnel 2011, leur mise en service est escomptée en 2011 pour deux d'entre eux (l'un ayant débuté ses essais de mise en service au printemps), 2012, 2013 et 2014 respectivement pour chacun des trois suivants. D'une manière générale, ces dates sont intentionnellement plus tardives que celles annoncées par les producteurs, intégrant des marges plus importantes pour aléas de chantier et/ou de mise en service.

Au-delà des chantiers engagés, on observe une pause dans les investissements en moyens de production, tant en France que dans le reste de l'Europe, dans un contexte d'incertitude quant à la reprise de la consommation

européenne, à l'évolution du parc existant et à l'évolution des prix de marché. Pour autant, l'avancement administratif et industriel de certains projets se poursuit. Les décisions d'investissement en machines dépendront des conditions de rentabilité de ces projets. Par mesure de prudence, cette analyse ne retient aucun CCG supplémentaire à l'horizon moyen terme.

Les préoccupations déjà évoquées dans les précédentes éditions du Bilan Prévisionnel quant à la sécurité d'approvisionnement électrique de l'ouest de la France ont amené les pouvoirs publics à décider d'un appel d'offres pour la construction d'une unité de production de type cycle combiné gaz de 450 MW à proximité de Brest. L'appel d'offres pour ce projet a été lancé le 25 juin 2011. Il est conforme au pacte électrique breton<sup>78</sup>. Par mesure de prudence, ce groupe n'est retenu en service qu'après 2016 et donc uniquement pour le volet long terme (i.e. : horizons 2020 et 2030) du présent Bilan Prévisionnel au chapitre 7.

Concernant les Turbines À Combustion (TAC), moyens de production d'extrême pointe bénéficiant d'une grande rapidité de démarrage, six unités ont été mises en service entre 2007 et 2010, pour une puissance cumulée de 1 100 MW. Aucun autre projet de TAC n'est sérieusement engagé à ce jour.

Enfin, un seul projet de production au charbon (un groupe de 800 MW) est aujourd'hui en file d'attente. Sa réalisation à court terme semble cependant peu probable, d'autant que l'arrêté PPI<sup>79</sup> du 15 décembre 2009 préconise de n'autoriser que les projets de centrales à charbon s'inscrivant dans une logique complète de démonstration de la chaîne de captage, transport et stockage du CO<sub>2</sub>, dont la technologie et les infrastructures ne sont pas encore disponibles.

Sur l'ensemble des filières thermiques classiques centralisées, le cumul des nouveaux projets pris en compte à l'horizon moyen terme pour le Bilan Prévisionnel 2011 n'a donc pas changé par rapport à l'actualisation de juillet 2010.

Cf. [http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients\\_producteurs/services/actualites.jsp?mode=detail&id=9384](http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_producteurs/services/actualites.jsp?mode=detail&id=9384)

76

Comité des Utilisateurs du Réseau de Transport d'Électricité, instance de concertation entre RTE et ses clients

77

Voir le volet régional Bretagne au chapitre 6

78

Programmation Pluriannuelle des Investissements de production électrique

79

## 4.4 PRODUCTION THERMIQUE DÉCENTRALISÉE

### 4.4.1 Vue d'ensemble

Cette catégorie présente cependant une grande hétérogénéité entre de petites installations (quelques dizaines de kW), réellement décentralisées sur les plus bas niveaux de tension des réseaux de distribution, et des unités beaucoup plus importantes, raccordées en haute tension.

80

Le développement de la cogénération a été favorisé par un système d'obligation d'achat grâce au contrat type dit "97-01", remplacé deux ans plus tard par le "99-02". Ces deux contrats s'appliquent sans limite de puissance de l'installation pour une durée de 12 ans à compter de sa mise en service industrielle. En 2001, le cadre d'obligation d'achat a été modifié par arrêté tarifaire (du 31 juillet 2001 dit "C-01"), en réservant son éligibilité uniquement aux nouvelles installations de moins de 12 MW.

81

La production thermique décentralisée regroupe par définition toutes les installations autres que celles qui viennent d'être décrites<sup>80</sup>. Leur puissance totale au 1<sup>er</sup> janvier 2011, incluant celles utilisant des combustibles fossiles et celles utilisant des énergies renouvelables, est de 8,3 GW, dont 3,6 GW raccordés aux réseaux de distribution.

La plupart des installations de production décentralisée ont pour caractéristique d'être gérées en fonction de critères autres que les prix de marché de l'électricité. Figurent notamment dans cette catégorie :

- Des groupes bénéficiant d'une obligation d'achat : un contrat garantit que toute la production électrique pourra être écoulée à prix fixe; de très nombreux groupes fonctionnant en cogénération sont dans ce cas;
- Des groupes de production consommant des combustibles sans valeur marchande (sous-produits locaux de l'industrie forestière ou papetière, gaz de raffinerie, déchets ménagers, etc.), dont le fonctionnement est principalement régi par la disponibilité du combustible. Leur production peut donc, dans le cadre économique actuel, être considérée comme fatale, c'est à dire indépendante des conditions de l'équilibre offre-demande et des prix de marché qui en résultent. Les prix d'achat, plus rémunérateurs du 1<sup>er</sup> novembre au 31 mars pour la cogénération, conduisent toutefois à une production électrique nettement plus élevée en hiver, période où la consommation nationale est la plus forte.

Une catégorie d'équipements thermiques décentralisés se démarque de ce schéma général : il s'agit de groupes diesel raccordés aux réseaux de distribution, qui peuvent être démarrés par leur responsable de programmation, ou offerts sur le mécanisme d'ajustement. Ils sont utilisés comme moyens d'extrême pointe, à la manière des TAC de la production centralisée. Leur puissance cumulée disponible est proche de 500 MW et va décroissante.

### 4.4.2 Les installations de cogénération

Le parc des équipements de cogénération bénéficiant d'un contrat d'achat de l'électricité représente début 2011 une puissance contractuelle garantie d'environ 4,4 GW. Il se partage en trois technologies : les turbines

à vapeur, les Turbines À Combustion et les moteurs. En termes d'usage final de la chaleur, le parc se divise entre les réseaux de chaleur (chaufferies, santé, enseignement, tertiaire) et l'industrie (principalement chimie, papier, pétrole et raffineries, agroalimentaire). Le dimensionnement des installations dépendant directement du besoin en chaleur, le parc en service est très hétérogène. Les installations de moins de 12 MW totalisent 2,2 GW, celles de plus de 12 MW représentent 2,2 GW, dont les trois quarts dans l'industrie.

Le développement de la cogénération a été très rapide entre 1998 et 2002, période durant laquelle près de 4 GW de nouvelles installations, fonctionnant avec du gaz naturel, ont été mises en service. Ce développement s'est appuyé sur des conditions réglementaires favorables, notamment l'obligation d'achat, et sur l'existence d'un gisement largement sous-exploité à la fin des années 1990<sup>81</sup>. Ce mouvement s'est cependant très fortement ralenti, les installations mises en service depuis 2003 ne totalisant guère plus de quelques dizaines de MW par an.

Les contrats d'achat étant conclus pour une durée de 12 ans à compter de la mise en service industrielle, la plupart arrivent à expiration entre 2010 et 2014. 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, à condition de réaliser une opération de rénovation (Arrêté du 14 décembre 2006). Pour les installations de plus de 12 MW, l'obligation d'achat ne s'applique plus depuis 2001 pour les nouvelles installations. Par conséquent, la valorisation de l'électricité produite au terme du contrat s'établit sur la base des prix de marché, ce qui présente un risque pour la rentabilité des installations.

Les perspectives actuelles et anticipées sur les marchés de l'électricité et du gaz, les nécessaires réinvestissements à décider dès la sortie d'obligation d'achat des cogénérations (maintenance lourde), ou encore les contraintes opératoires envisagées par les exploitants rendent désormais très vraisemblable une érosion accélérée du parc d'installations de cogénération : la moitié de celles de moins de 12 MW, et 85 % de celles de plus de 12 MW pourraient ainsi disparaître au terme de leur contrat d'achat; les déclassements concerneraient alors

3 GW d'ici à 2015. C'est 1 GW de plus que ce qui était estimé dans l'édition 2009 du Bilan Prévisionnel.

#### **4.4.3 Les installations thermiques fonctionnant avec des énergies renouvelables**

Cette catégorie comprend les installations de production d'électricité à partir de biomasse (bois, paille, marc de raisin...), de biogaz (issu de méthanisation) ou de déchets ménagers. En 2009, le bilan des énergies produites en métropole s'est établi à près de 4,0 TWh pour la filière des déchets, 1,3 TWh pour la biomasse et 0,75 TWh pour le biogaz.

Pour la production d'électricité à partir de biomasse, de biogaz et pour la portion renouvelable issue des UIOM (Usines d'Incineration d'Ordures Ménagères), l'objectif annoncé lors du Grenelle de l'environnement est de 17,2 TWh en 2020.

En l'absence de développement spontané, la production d'électricité à partir de ces ressources renouvelables bénéficie d'un dispositif d'obligation d'achat pour les installations de moins de 12 MW. Pour les cogénérations à partir de biomasse, ce tarif, applicable dans le cas général aux installations de 5 à 12 MWe, a été revalorisé au 1<sup>er</sup> janvier 2010 et a été assorti d'une prime liée à l'efficacité énergétique et au combustible utilisé. Parallèlement, le tarif de rachat de l'électricité produite à partir de biogaz a été revalorisé par l'arrêté du 19 mai 2011, portant le tarif d'obligation d'achat de 81 à près

de 134 €/MWh selon le type et la taille de l'installation, auquel s'ajoute une prime liée à l'efficacité énergétique, pouvant atteindre 40 €/MWh, ainsi qu'une prime liée à la proportion d'effluents d'élevage, pouvant atteindre 26 €/MWh.

La loi du 10 février 2000 prévoit également le recours à des appels d'offres pour compléter le mécanisme d'incitation. Un premier appel d'offres a été lancé en 2003 pour des unités de taille supérieure à 12 MW utilisant la biomasse ou le biogaz. Quinze projets ont été retenus, pour une puissance cumulée de 232 MW, six d'entre eux ayant été mis en service au 1<sup>er</sup> janvier 2011. Les résultats d'un second appel d'offres, lancé en 2006, ont été connus en juin 2008 : 22 projets de centrales ont été retenus à travers la France, pour une puissance électrique cumulée estimée à 300 MW. Un projet était d'ores et déjà en service au 1<sup>er</sup> janvier 2011.

Le plan national de développement des énergies renouvelables, présenté le 17 novembre 2008 a acté la poursuite du développement de la production d'électricité et de chaleur à partir de biomasse. Ainsi, un appel d'offres "Biomasse 3" a été lancé fin 2008 et porte sur une puissance cumulée de 250 MW : 32 projets de centrales ont été retenus pour une puissance cumulée proche de 260 MW, un projet étant en service au 1<sup>er</sup> janvier 2011. Un appel d'offres "Biomasse 4" a également été lancé en juillet 2010 et porte sur des projets de plus de 12 MW, pour une puissance cumulée de 200 MW. Les résultats de cet appel d'offres devraient être connus d'ici fin 2011.

## **4.5 PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUE**

#### **4.5.1 Les usines existantes**

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

- 7,6 GW d'usines au "fil de l'eau", dont la capacité du réservoir amont ne permet pratiquement pas de stockage : la production de ces usines, dépendant uniquement des apports hydrauliques instantanés, est dite "fatale";
- 4,2 GW d'usines de type "éclusée", qui disposent d'un réservoir amont de taille intermédiaire, permettant de

stocker l'eau en période de faible consommation selon des cycles journaliers (stockage la nuit, turbinage en journée) ou hebdomadaires (stockage la nuit et les jours de week-end, turbinage en jours ouvrables), mais guère au-delà ;

- 9,1 GW d'usines de "lac", dont la capacité du réservoir amont permet un stockage sur une période beaucoup plus longue, offrant, sauf circonstances exceptionnelles, la garantie de pouvoir disposer de la puissance de l'usine indépendamment des conditions hydrologiques du moment;
- 4,3 GW de STEP (Stations de Transfert d'Énergie par Pompage), où le remplissage du réservoir amont à



l'aide de pompes, en période de faible consommation, permet de garantir la disponibilité de puissance de l'usine au moment des fortes consommations.

L'énergie productible annuelle moyenne<sup>82</sup> à partir des apports naturels est de 68,1 TWh. Les fluctuations constatées autour de cette valeur moyenne, fonction des précipitations, sont relativement amples : au cours des 30 dernières années, les apports ont excédé la normale de plus de 10 TWh à deux reprises (1994 et 2001); ils lui ont aussi été inférieurs de plus de 20 TWh à deux reprises (1989 et 2005). L'espérance de production est moindre : à l'énergie productible, il convient en effet de retrancher les pertes de production occasionnées principalement par les avaries de matériel, mais aussi par le fonctionnement des équipements en conditions sub-optimales liées à des contraintes d'exploitation (niveau inférieur au niveau maximal de la retenue pour certains grands réservoirs, débits différents du débit optimal...), voir chapitre suivant.

Ces valeurs de productible ne tiennent pas compte du supplément de production généré par le pompage dans les STEP. L'énergie restituée lors du turbinage équivaut approximativement aux trois quarts de l'énergie consommée par les pompes.

#### 4.5.2 Le contexte réglementaire

L'usage de l'eau pour la production d'électricité doit composer avec d'autres utilisations de cette ressource (sport et loisirs, irrigation...), tout en restant respectueux de l'environnement, obligeant à des arbitrages entre intérêts parfois contradictoires. Deux textes de loi fixent les lignes directrices de ces arbitrages :

- La loi de Programme fixant les Orientations de Politique Énergétique (POPE) du 13 juillet 2005 fait explicitement mention des avantages de l'énergie hydroélectrique, qui contribue à la production d'électricité à partir d'EnR, et qui participe, de par sa souplesse d'exploitation, à la sûreté du système électrique. Elle impose une évaluation du potentiel hydroélectrique par zone géographique, et que cette évaluation soit prise en compte par les organismes chargés de la gestion de l'eau;
- La loi sur l'Eau et les Milieux Aquatiques du 30 décembre 2006, qui vise à atteindre ou reconquérir un bon état écologique des eaux, renforce modérément les contraintes pesant sur l'exploitation des usines hydrauliques. Les "débits réservés"<sup>83</sup>, initialement fixés

L'énergie productible est celle qui serait tirée des apports naturels si les usines étaient exploitées en permanence dans les conditions optimales. Elle est estimée à partir des débits d'apports en moyenne sur longue période.

82

Débits minimaux à maintenir dans le lit naturel des rivières, et qui ne peuvent donc pas être détournés dans les canaux, galeries ou conduites forcées alimentant les turbines, lorsque l'eau turbinée est restituée trop en aval.

83

Schéma D'Aménagement et de Gestion des Eaux

84

[www.onema.fr/IMG/pdf/PANATIONAL.pdf?bcsi\\_scan\\_OEE6CFASFD6EFA9\\_0&bcsi\\_scan\\_filename=PANATIONAL.pdf](http://www.onema.fr/IMG/pdf/PANATIONAL.pdf?bcsi_scan_OEE6CFASFD6EFA9_0&bcsi_scan_filename=PANATIONAL.pdf)

85

à 1/40 du débit moyen annuel (module), seront certes relevés à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2014 à 1/10 de cette valeur pour la plupart des usines; mais, pour celles dont la modulation est déterminante pour l'équilibre du système électrique, et celles situées sur des cours d'eau à gros débit (module supérieur à 80 m<sup>3</sup>/s), ils ne seront relevés qu'à 1/20 du module, limitant ainsi la perte d'énergie productible.

Par ailleurs, un plan de relance de la production hydroélectrique a été annoncé en juillet 2008, le premier volet de ce plan concernant la mise en concurrence des concessions hydrauliques : le décret n°2008-1009 du 26 septembre 2008 réorganise la mise en concurrence des concessions dans la logique de disparition du droit de préférence accordé au concessionnaire sortant. Les modalités de renouvellement des concessions ont été précisées en avril 2010 : 10 concessions d'une puissance cumulée de 5 300 MW seront renouvelées d'ici 2015. L'ouverture des appels à candidature devrait s'échelonner entre 2011 et 2013, pour des attributions entre 2013 et 2015. Seuls les candidats ayant démontré leurs capacités techniques et financières à exploiter un ouvrage hydroélectrique en toute sécurité seront admis à concourir.

#### 4.5.3 Les perspectives

Les critères de sélection des offres pour le renouvellement des concessions hydroélectriques compteront trois aspects : l'efficacité énergétique de l'exploitation de la chute; le respect d'une gestion équilibrée et durable de la ressource en eau permettant une conciliation de ses différents usages, dans le respect des écosystèmes; les conditions économiques et financières pour l'État (qui se traduisent en pratique par la proposition de redevance faite par le candidat). La mise en concurrence des concessions hydrauliques incitera les candidats à proposer des investissements de modernisation et de renouvellement des installations existantes.

Le scénario de référence retient une relative stabilité de la production : le développement de nouveaux équipements ou la modernisation d'équipements existants permettent de compenser les pertes de productibles liées à l'accroissement des débits réservés et à l'application de certaines dispositions des SDAGE<sup>84</sup> et du Plan de gestion "anguille" de la France<sup>85</sup>.

Un second scénario résultant d'une démarche volontariste, orientée par l'objectif 2020 du Grenelle de

l'environnement, conduit à un potentiel d'augmentation de 7 TWh et de 2 à 3 GW de capacités de pointe (STEP).

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

## 4.6 PRODUCTION ÉOLIENNE

### 4.6.1 Le parc actuel

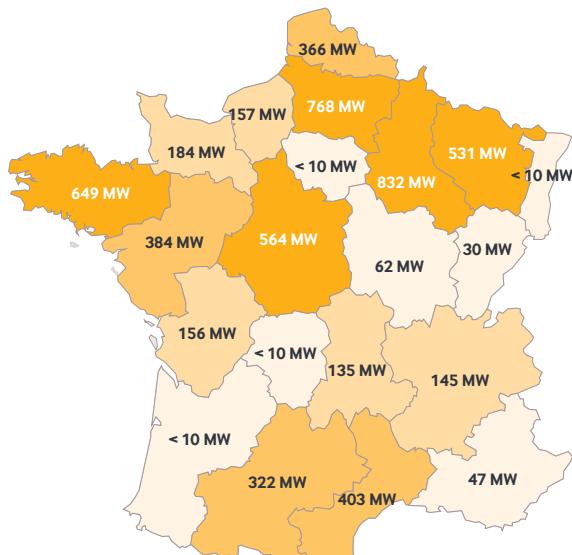
Au 1<sup>er</sup> janvier 2011, la puissance cumulée du parc éolien en France continentale s'élève à environ 5 800 MW, pour une production de 9,7 TWh en 2010.

Le parc en service a présenté un facteur de charge<sup>86</sup> annuel moyen proche de 23 % sur les quatre dernières années. Cette valeur équivaut, en énergie, à environ 2 000 heures de fonctionnement à pleine puissance, hypothèse prise à moyen terme, pour ce Bilan Prévisionnel. L'hypothèse de durée de fonctionnement moyen retenue pour les horizons long terme est de 2 100 heures équivalent pleine puissance, le développement de parcs offshore compensant le moindre productible des parcs terrestres les plus récents situés sur des zones moins favorables.

L'analyse météorologique à l'échelle nationale ne montre pas que les périodes de froid intense s'accompagnent systématiquement de faibles productions éoliennes. Au contraire, l'examen des quelques récentes vagues de froid montre que le facteur de charge moyen national est plus proche de 25 % dans ces périodes, avec une atténuation nettement plus marquée dans la moitié nord de la France.

Ainsi, malgré l'intermittence de sa production, le parc éolien participe à l'équilibre offre-demande, contribuant à l'ajustement du parc à hauteur d'une fraction de la puissance éolienne installée, appréciée en termes de puissance substituée<sup>87</sup>. En France, les premiers parcs se substituent chacun à approximativement 0,25 GW de moyens thermiques par GW installé; ce taux de substitution décroît ensuite légèrement avec l'accroissement de la puissance installée en raison de l'importance croissante de l'aléa éolien devant les autres aléas affectant le système électrique. Mais, sous réserve d'un développement géographiquement équilibré (plusieurs zones de vent), on peut retenir qu'en France, 25 GW d'éoliennes ou 5 GW d'équipements thermiques apparaissent équivalents en termes d'ajustement du parc de production.

### Parc éolien en France en service début 2011



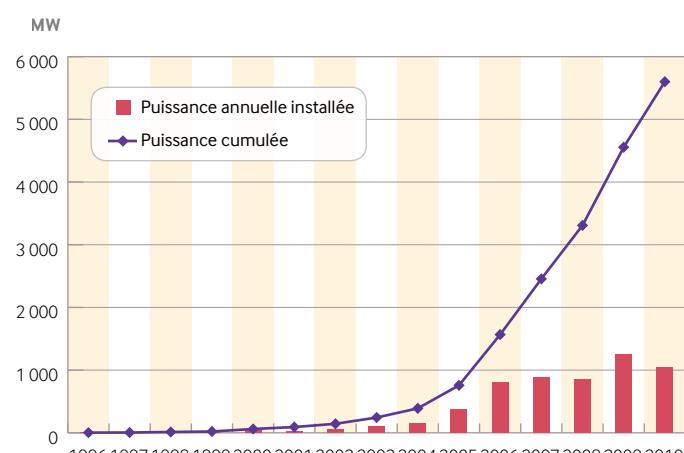
Source : RTE

Cette notion statistique peut être calculée pour tout moyen de production, en explicitant notamment la distribution des risques. Elle apparaît ainsi plus pertinente qu'une notion de "puissance garantie" (cf. Bilan Prévisionnel 2007, chap. 3.6 et annexe 3).

86

87

### Évolution de la puissance éolienne



Source : RTE

### 4.6.2 Le contexte et les perspectives de développement

Le Grenelle de l'environnement a retenu que l'énergie éolienne constitue l'un des principaux contributeurs potentiels à l'atteinte des objectifs 2020, constituant le



quart de l'objectif global et les deux tiers du supplément d'électricité renouvelable, avec un potentiel de 25 GW, répartis entre 19 GW sur terre et 6 GW en mer, pour une production de 57,9 TWh.

La loi Grenelle II a par ailleurs entériné un certain nombre de mesures complémentaires : un objectif de 500 éoliennes construites par an, la soumission au régime d'autorisation ICPE (Installation Classée Pour l'Environnement), une contrainte de 5 mâts minimum par parc éolien, la réalisation de schémas régionaux éoliens, qui définissent le potentiel éolien dans chaque région et les zones dans lesquelles son développement est jugé favorable. Ces schémas constituent désormais<sup>88</sup> l'un des volets des Schémas Régionaux Climat Air Énergie (SRCAE), en cours d'instruction. Ils devraient être arrêtés au plus tard le 30 juin 2012.

Le contexte économique a sensiblement évolué depuis 2009, avec d'une part une nette diminution du prix des éoliennes, conséquence de la crise économique, de la plus faible demande mondiale et de la baisse des cours des matières premières, et d'autre part la fin des possibilités d'amortissement exceptionnel (article 39 AB du code général des impôts), la mise en place de l'IFER<sup>89</sup> et la disparition de la réfaction sur les coûts de raccordement.

Afin de favoriser le développement de la filière de l'éolien offshore dans l'ambition de l'atteinte des objectifs du Grenelle, un appel d'offres a été annoncé en janvier 2011. Il porte sur une puissance installée de 3 GW, répartie sur

Certaines régions avaient entamé ou publié un schéma régional éolien avant publication de la loi.

88

Imposition Forfaitaire sur les Entreprises de Réseau, mis en place par la loi de finance 2010 en remplacement de la Taxe Professionnelle.

89

Le facteur de charge est défini comme le rapport de la puissance moyenne produite sur la puissance installée. Les valeurs présentées ici ont été établies sur la base du parc de production photovoltaïque télérélevé en fonctionnement, soit 1008 installations au 31/12/2010, pour une puissance cumulée de 219 MW.

90

cinq zones de développement sur la façade atlantique et la Manche. L'appel d'offres devrait être ouvert au 1<sup>er</sup> juillet 2011, pour un choix des lauréats en avril 2012 et une mise en service prévisionnelle des parcs à l'horizon 2015 au plus tôt.

Début 2011, le cumul des installations en service ou en construction d'une part, et de l'ensemble des projets dont le permis de construire est accordé d'autre part, s'élève à environ 9 GW.

Concernant le rythme de développement, une stabilisation se dessine depuis quatre ans à un niveau proche de 1 GW par an. Le volume de permis de construire accordés est relativement stable depuis plusieurs années, à un niveau proche de 0,3 GW par trimestre, pouvant permettre jusqu'à l'horizon 2014 un développement comparable à celui observé récemment. Il est cependant à noter d'importantes incertitudes quant aux modalités d'application des évolutions règlementaires en cours, qui pourraient impacter le développement de la production éolienne durant la seconde période de l'horizon moyen terme étudié.

Dans une démarche par nature prudente, le scénario de développement à l'horizon de cinq ans retenu pour le présent Bilan Prévisionnel suppose la poursuite d'un rythme de 1 GW supplémentaire installé chaque année. La trajectoire passant par 8 GW en 2013 (déjà retenue dans le Bilan Prévisionnel 2009 et son actualisation 2010) est confirmée.

## 4.7 PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUE

### 4.7.1 Le parc actuel

Au 31 décembre 2010, la puissance cumulée du parc photovoltaïque raccordé au réseau en France continentale s'élève à environ 900 MW.

Le rythme de développement de la filière est très dynamique, passant d'une puissance installée de 138 à 859 MW durant l'année 2010.

Sur le parc photovoltaïque aujourd'hui en service, 91 % des installations sont des installations de petite puissance (inférieure à 3 kW), pour 42 % de la puissance installée.

Le segment 3-250 kW représente 9 % des installations et 39 % de la puissance installée. Le segment supérieur à 250 kW représente moins de 1 % des installations, pour 19 % de la puissance installée.

Le parc en service a présenté un facteur de charge<sup>90</sup> annuel moyen de 11,4 % sur l'année 2008 et 14,5 % en 2009 et 2010. Cette valeur équivaut, en énergie, à environ 1 000 heures de fonctionnement à pleine puissance en 2008 et 1 270 heures en 2009 et 2010. La durée de fonctionnement équivalent pleine puissance dépend directement de la localisation des puissances raccordées, et dans une moindre mesure de l'orientation

et de la technologie des panneaux. L'hypothèse prise à moyen comme à long terme est une production du parc français correspondant à environ 1 000 heures de fonctionnement à pleine puissance.

#### 4.7.2 Le contexte et les perspectives de développement

Le Grenelle de l'environnement a retenu un objectif de développement de la filière photovoltaïque à 5 400 MW installés en 2020, objectif confirmé par les pouvoirs publics.

Les mécanismes d'aide et d'encadrement du développement de la filière photovoltaïque ont été modifiés à plusieurs reprises, suite notamment au développement extrêmement rapide de projets pour certains segments du marché photovoltaïque, consécutif à la baisse très rapide du prix des panneaux. La dernière modification en date a eu lieu début 2011, après un moratoire de 3 mois sur le mécanisme d'obligation d'achat pour les installations non résidentielles.

Le nouveau dispositif de soutien est mis en œuvre par le biais :

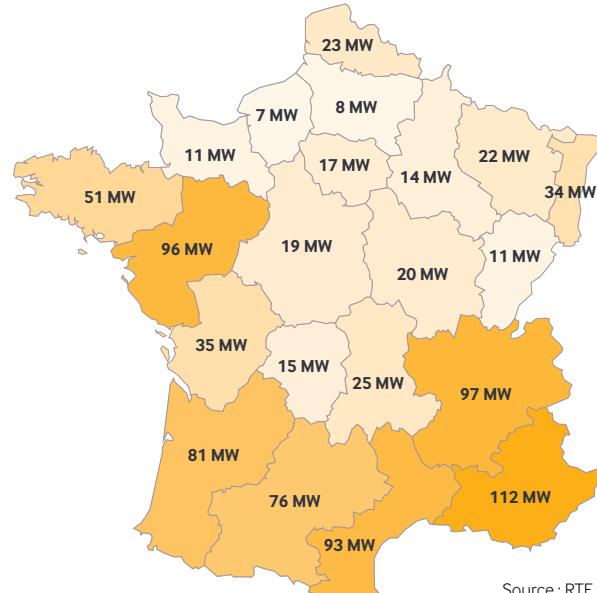
- du décret n° 2011-240 du 4 mars 2011 modifiant le décret n° 2001-410 relatif aux conditions d'achat de l'électricité produite par des producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat,
- de deux arrêtés du 4 mars 2011, l'un abrogeant le précédent arrêté tarifaire (publié le 31 août 2010) et l'autre fixant les nouvelles conditions d'achat de l'électricité produite par les installations.

Il s'appuie sur deux mécanismes distincts suivant la puissance de l'installation :

- des tarifs d'achats, ajustés chaque trimestre, pour les installations sur bâtiments de moins de 100 kW,
- des appels d'offres pour les installations sur bâtiments de plus de 100 kW et les centrales au sol. Un premier appel d'offres de 300 MW est annoncé pour l'été 2011.

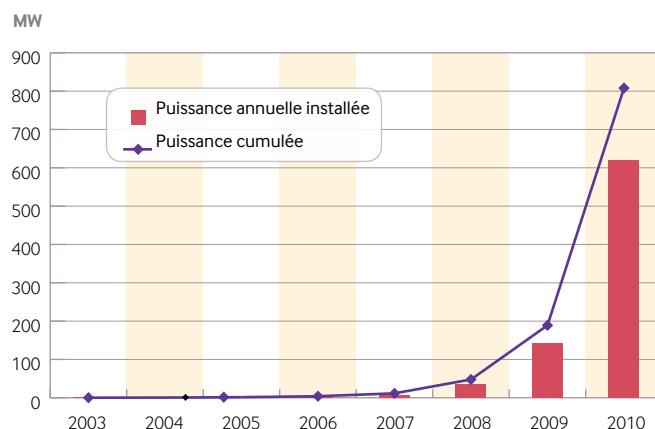
Des exigences nouvelles apparaissent également : l'intégration d'obligations de recyclage en fin de vie et de démantèlement à compter de l'été 2011 et l'obligation de fourniture d'une analyse de cycle de vie à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2012.

 Parc photovoltaïque en service début 2011



Source : RTE

 Évolution de la puissance photovoltaïque



Source : RTE

L'ensemble des tarifs sont largement revus à la baisse par rapport aux précédents tarifs et sont par ailleurs évolutifs trimestriellement selon le volume de demande de raccordement. Pour les particuliers, l'arrêté du 04 mars 2011 fixe le tarif d'obligation d'achat à 46,4 c€/kWh en métropole. En complément de ce tarif, les particuliers peuvent bénéficier, sous conditions, d'un crédit d'impôt de 25 % du prix de l'équipement (qui vient remplacer, depuis 2010, le crédit d'impôt initialement fixé à 50 %) et d'une TVA à 5,5 %.

Parallèlement, la loi Grenelle I rend obligatoires les labels BBC (Bâtiment à Basse Consommation) dès 2012 et



BEPOS (Bâtiment à Énergie Positive) dès 2020, confortant le devenir de la filière photovoltaïque dans les bâtiments neufs.

Compte tenu des projets entrés en file d'attente avant le moratoire, les perspectives de développement pour 2011 et 2012 restent soutenues, de l'ordre de 1 000 à 1 500 MW par an. En complément, le nouveau dispositif de soutien prévoit une cible de nouveaux projets de 500 MW par an pour les prochaines années, qui pourrait être revue à la hausse jusqu'à 800 MW à l'horizon 2012. Malgré des incertitudes sur l'impact du nouveau cadre tarifaire, l'hypothèse retenue à moyen terme est celle d'un développement à hauteur du volume cible de 500 MW/an.

Le scénario "Référence" correspond au scénario "Projets Engagés" du Bilan Prévisionnel 2009. Le scénario complémentaire "Offre acquise", fort peu différent du scénario "Projets engagés", a été abandonné. Les incertitudes sont traitées par des variantes.

91

Dans ce contexte, le parc photovoltaïque français pourrait dépasser 3 000 MW courant 2013 et 4 000 MW courant 2015.

Si cette tendance est confirmée, l'objectif fixé par le Grenelle de l'environnement de 5,4 GW de panneaux photovoltaïque installés à l'horizon 2020 pourrait être dépassé, notamment si la baisse de prix des modules continue aux rythmes passés. Elle a connu récemment une accélération, due aux évolutions technologiques et à l'importante surcapacité de production actuelle, avec une baisse du prix des modules de l'ordre de 40 % ces deux dernières années.

## 4.8 SCÉNARIO "RÉFÉRENCE" DE L'OFFRE DE PRODUCTION À MOYEN TERME

Le Bilan Prévisionnel 2011 est construit autour d'un scénario de développement du parc de production à moyen terme dit scénario "Référence" de l'offre de production, élaboré selon les informations dont dispose RTE. Il repose sur le parc actuellement en service auquel sont intégrées les installations en cours de construction et duquel sont déduits les arrêts probables de groupes de production (déclassements). Il inclut également quelques projets dont la construction n'a pas encore débuté, mais

dont les chances de succès sont très fortes. Cela peut être le cas de projets dont le délai de construction est relativement court, comme les éoliennes, ou de projets dont les dossiers d'instruction sont déjà largement avancés mais pour lesquels la construction n'a pas débuté (projets de type CCG).

Les incertitudes inhérentes à toute prévision sont traitées par le biais de variantes<sup>91</sup>, introduites au chapitre 5.



## Description du scénario "Référence" de l'offre de production à moyen terme

### Pour le parc nucléaire :

- L'hypothèse retenue concernant le parc nucléaire en service est celle d'un maintien du parc actuel sur l'horizon d'étude, sans évolution de puissance unitaire des groupes;
- Un nouveau groupe sera raccordé au réseau, l'EPR de Flamanville (1 600 MW), dont la première production électrique commercialisable est attendue courant 2014.

Il convient de rappeler que ce ne sont, à ce stade, que de simples hypothèses normatives, qui ne préjugent en rien des décisions que prendra l'Autorité de Sûreté Nucléaire suite aux études complémentaires de sûreté et aux "stress tests" européens.

### Pour le parc thermique classique centralisé :

- L'ajout de nouveaux groupes à ceux exploités au 1<sup>er</sup> janvier 2011 concerne cinq cycles combinés à gaz, en construction début 2011, pour une puissance cumulée de 2 200 MW. Les dates de pleine disponibilité sont 2011 pour deux d'entre eux, puis 2012, 2013 et 2014 pour chacun des suivants;
- Concernant la filière charbon, l'hypothèse de déclassement d'ici fin 2015<sup>92</sup> de groupes exploités au 1<sup>er</sup> janvier 2011 représente 3 600 MW. Compte tenu des prévisions d'utilisation actuellement envisagées par les exploitants, de la rentabilité des installations et du planning d'entretien aujourd'hui annoncé par les producteurs, les fermetures devraient s'étaler essentiellement entre 2013 et 2015;
- Concernant la filière fioul, après l'arrêt des derniers groupes de 250 MW d'ici fin 2012, huit groupes, d'une puissance cumulée de 5,1 GW continueront à fonctionner jusqu'à fin 2015. À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2016, seuls deux groupes (1,3 GW) sont considérés aptes à fonctionner.

### Pour le parc thermique décentralisé :

- La puissance du parc de cogénération baisse de 4,4 GW début 2011 à 1,5 GW début 2016;
- Pour les installations Biomasse et Biogaz, la croissance du parc est supposée équivalente à la moitié de la puissance retenue lors des appels d'offres en cours.

### Pour le parc hydroélectrique :

- L'équipement actuel est supposé se maintenir en l'état;
- La production annuelle attendue est de 69,4 TWh en moyenne, production issue du pompage incluse; cette valeur est inférieure au productible annoncé au chapitre 3.5, pour tenir compte, d'une part des pertes éventuelles dues à l'accroissement des débits réservés, d'autre part et surtout des inévitables pertes de production, dues notamment aux avaries de machines.

### Pour le parc éolien :

- Le développement se poursuit au rythme de 1 GW par an, soit une puissance cumulée atteignant 8 GW au cours de l'année 2013, puis 11 GW vers 2016.

### Pour le parc photovoltaïque :

- Outre les projets en construction aujourd'hui, ou ayant obtenu un permis de construire, qui devraient assurer un socle proche de 2 500 MW installé d'ici mi-2012, le développement du parc photovoltaïque se poursuit à un rythme de 500 MW par an, pour atteindre 3 000 MW courant 2013 et 4 000 MW courant 2015.

### Pour les effacements :

- L'hypothèse prudente retenue est un maintient du volume d'effacements actuellement disponible (3 GW).

Ces tranches, concernées par la Directive GIC, sont soumises au crédit de 20 000 heures de fonctionnement depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2008, et sont supposées être définitivement arrêtées au plus tard le 31 décembre 2015.



# BILAN PRÉVISIONNEL DE L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

ÉDITION 2011



## ÉVOLUTION DE L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE À MOYEN TERME

PARTIE 5



**5.1** Objectif  
et méthode

**5.2** Équilibre  
offre-demande  
de référence

**5.3** Analyse de  
variantes sur l'offre  
et sur la demande

**5.4** Analyse de  
la défaillance avec  
l'hypothèse d'un  
solde des échanges  
nul à la pointe

# ÉVOLUTION DE L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE À MOYEN TERME

**Le principal objet de ce chapitre est de vérifier la capacité du système électrique de la France continentale, en interaction avec les systèmes voisins, à satisfaire convenablement la demande au cours des cinq prochaines années. Cette évaluation est actualisée annuellement.**

## 5.1 OBJECTIF ET MÉTHODE

L'enjeu principal du Bilan Prévisionnel, à un horizon de cinq ans, est d'évaluer les risques de non-satisfaction de la demande lors des pointes de consommation. Cette analyse est fondée sur une trajectoire d'évolution de l'offre qui intègre, par anticipation, l'effet de certaines décisions non irrévocables mais qui apparaissent très probables. L'évolution de la demande retenue comme hypothèse centrale est celle du scénario de consommation "Référence". Les échanges aux frontières, en situation de tension sur l'équilibre offre-demande France, sont le résultat des hypothèses de consommation et d'offre de production dans les systèmes électriques voisins, ainsi que des capacités d'interconnexions retenues. L'analyse comporte en outre une étude de sensibilité aux principaux facteurs d'incertitude côté français (toutes choses égales par ailleurs) que sont l'évolution de la demande à la hausse ou à la baisse, et l'évolution de l'offre (productions thermiques ou d'origine renouvelable, effacements de consommation).

Si le temps minimal de construction d'un moyen de production ou de mise en place de nouveaux effacements dans un volume significatif est compatible avec l'horizon moyen terme du Bilan Prévisionnel, le temps de développement d'un projet, de sa phase initiale jusqu'à sa réalisation, peut dépasser largement cet horizon. La marge d'ajustement de l'offre face à un risque de défaillance est donc réduite à horizon de cinq ans, soit 2016 pour la présente édition.

### 5.1.1 Une approche probabiliste

La confrontation de l'offre et de la demande dans le futur est réalisée au travers de simulations de fonctionnement du système électrique européen, menées au pas horaire

sur une année complète. Ces simulations tiennent compte des principaux phénomènes aléatoires qui peuvent faire peser des risques sur la sécurité d'approvisionnement : les températures extérieures (qui génèrent des excursions de puissance appelée, principalement en hiver du fait du chauffage, et dans une moindre mesure en été du fait de la climatisation), les indisponibilités fortuites des groupes de production, les apports hydrauliques, les vitesses de vent ou encore l'ensoleillement.

Un ensemble de séries temporelles (de puissance appelée pour la demande, de puissance disponible pour les groupes de production) traduisant diverses réalisations possibles de cet aléa, est constitué pour chacun des phénomènes aléatoires considérés. Ces séries sont combinées entre elles, en nombre suffisamment élevé (1 000 pour chaque scénario étudié) pour fournir des résultats statistiquement significatifs tant sur les risques de non-satisfaction de la demande (défaillance) que sur les bilans énergétiques annuels (production des différents groupes, échanges avec les systèmes voisins). La corrélation spatiale d'un aléa donné est respectée. On pourra se reporter à l'Annexe 2 pour des informations plus détaillées.

D'autres facteurs de risque dont on sait qu'ils existent mais dont la probabilité d'occurrence (au demeurant faible) ne peut être précisément déterminée, sont délibérément ignorés : rupture d'approvisionnement en combustible, catastrophe naturelle majeure, etc.

### 5.1.2 Méthode et critères d'évaluation du risque de défaillance

Comme l'électricité ne se stocke pas à grande échelle et que l'offre et la demande sont toutes deux soumises

à des aléas, il est en toute rigueur impossible de garantir que la demande qui s'exprime puisse être satisfaite à tout moment et en toutes circonstances. Lorsqu'une conjonction particulièrement défavorable d'aléas conduit à ce que la production disponible devienne inférieure à la demande après effacements éventuels, le maintien de l'équilibre entre production et consommation oblige à couper l'alimentation d'une partie des consommateurs.

Faute de pouvoir garantir avec une certitude absolue la satisfaction de la demande, le dimensionnement de l'offre doit s'attacher à maintenir le risque de défaillance à un niveau socialement et économiquement acceptable. La défaillance peut être mesurée de différentes manières : par la fréquence des délestages, leur durée, le volume d'énergie non délivrée... Pour une demande donnée, tous ces paramètres sont une fonction décroissante de la puissance installée, mais les relations qui les lient entre eux sont complexes à déterminer, et de plus, dépendantes de la nature et de l'ampleur des aléas affectant le système électrique concerné : il est donc nécessaire de ne retenir qu'un seul paramètre comme grandeur de mesure. Quant au seuil que cette mesure ne doit pas dépasser, il résulte d'un arbitrage de nature politique entre, d'une part les avantages retirés par les consommateurs du fait de défaillances moindres, et d'autre part le coût des moyens de production supplémentaires qu'il faut installer.

Conformément à l'article 11 du décret du 20 septembre 2006 relatif aux Bilans Prévisionnels, le critère d'adéquation retenu est l'espérance de durée de défaillance annuelle, qui doit demeurer inférieure à trois heures par an.

Par ailleurs, les précédentes éditions du Bilan Prévisionnel s'appuyaient sur une hypothèse complémentaire : l'annulation du solde des échanges en espérance, pour passer des situations tendues.

Cette convention présentait, jusqu'en 2008, le double avantage d'être relativement simple à mettre en œuvre, dans la mesure où elle dispense de connaître finement les conditions de l'équilibre offre-demande dans les systèmes électriques voisins; et d'être prudente, mais sans excès, au vu du fonctionnement du système

électrique européen lors de certaines périodes de tension (fin novembre 2005, par exemple<sup>93</sup>). Depuis 2009, la contraction de la demande d'électricité en Europe (plus nettement hors de France qu'en France) consécutive à la crise de 2008, jointe à la mise en service de moyens de production mis en chantier avant qu'elle ne se déclenche, ont engendré des surcapacités d'offre. Ainsi, les dernières vagues de froid des hivers 2009/10 et 2010/11, au cours desquelles le système français a été massivement importateur, n'ont pas été accompagnées de pics de prix, signe d'un équilibre offre-demande d'électricité relativement confortable hors de nos frontières.

Cet état de fait montre qu'il est nécessaire de prendre en compte l'équilibre offre-demande à une échelle plus large que la France, pour ne pas envoyer de signaux inutilement alarmistes. Ceci est désormais rendu possible grâce aux diverses études menées par RTE avec ses homologues européens réunis au sein d'ENTSO-E<sup>94</sup>.

Ce faisant, les résultats ne sont pas directement comparables à ceux de la précédente édition du Bilan Prévisionnel. Des simulations complémentaires, respectant l'annulation du solde des échanges en espérance, seront présentées en fin de chapitre et permettront d'évaluer quelle aurait été la puissance manquante sans considérer les éventuelles marges disponibles à l'étranger pour passer les situations tendues en France, comme pratiqué dans les précédentes éditions du Bilan Prévisionnel.

La durée de défaillance moyenne annuelle en France 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 suffisante, et il n'y a pas besoin d'en susciter davantage. Dans le cas contraire, les simulations sont reprises, pour évaluer la puissance complémentaire manquante, en rajoutant de nouveaux moyens d'offre en France. Cette offre fictive complémentaire correspond à une valeur de puissance disponible nécessaire, sans préjuger du moyen d'offre choisi et de ses caractéristiques propres, indisponibilité notamment (groupes thermiques, énergies renouvelables, effacements de consommation...).

Les prix spot ont plusieurs fois dépassé 150 €/MWh, signe que la plus grande partie de la production disponible à travers l'Europe était mobilisée ; le solde d'échanges de la France était exportateur de 4 GW aux pointes du matin : l'équilibre offre-demande dans les systèmes voisins ne permettait pas d'envisager des importations à ce moment-là.

>>> 93

European Network of Transmission System Operators for Electricity, association des Gestionnaires de Réseaux de Transport d'électricité représentant 41 GRT de 34 pays. <https://www.entsoe.eu/>

>>> 94

## 5.2 ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE DE RÉFÉRENCE

Le scénario le plus probable de parc de production France à moyen terme est décrit dans le paragraphe 4.8 "Scénario "Référence" de l'offre de production à moyen terme".

L'offre "Référence", comprenant les moyens de production retenus au chapitre 4.8, mais aussi les effacements de consommation retenus au chapitre 3.2, est récapitulée de manière synthétique dans le tableau ci-dessous :

GW	01/01/2011	2013*	2014*	2015*	2016*
<b>Nucléaire</b>	63.1	63.1	64.7	64.7	64.7
<b>Charbon</b>	6.9	6.5	5.4	3.7	2.9
<b>CCG</b>	3.8	5.5	6.0	6.0	6.0
<b>Fioul &amp; TAC</b>	7.2	7.0	7.0	7.0	3.1
<b>Thermique décentralisé non EnR</b>	7.6	6.1	4.8	4.7	4.7
<b>Thermique décentralisé EnR</b>	0.8	0.9	1.0	1.1	1.1
<b>Hydraulique</b>	25.2	25.2	25.2	25.2	25.2
<b>Éolien</b>	5.8	8.0	9.0	10	11
<b>Photovoltaïque</b>	0.9	3.0	3.5	4.0	4.5
<b>Effacements de consommation</b>	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0

\* Puissance moyenne au cours de l'année.

Les hypothèses retenues pour modéliser la plaque ouest-européenne s'appuient largement sur divers travaux réalisés au sein d'ENTSO-E :

- Le SOAF (Scenario Outlook & Adequacy Forecast), étude mise à jour annuellement, qui analyse l'évolution de l'équilibre Offre-Demande d'électricité en Europe, à moyen et long terme;
- Le TYNDP (Ten-Year Network Development Plan), étude biannuelle, qui décrit les évolutions attendues du réseau européen à dix ans.

Ces choix sont complétés et confortés par les informations communiquées à RTE, sous couvert de confidentialité, par les différents acteurs du système électrique lors de consultations bilatérales, par des consultants externes ou diverses sources telles que des sites internet d'acteurs du marché de l'électricité (producteurs, fournisseurs, gestionnaires de réseaux, bourses de l'électricité) ou encore d'agences gouvernementales. Les principaux éléments d'actualité parvenus jusqu'au 15 juin ont pu être intégrés à l'exercice.

Pour l'Europe comme pour la France, une centaine de scénarios de consommation sont réalisés, sur la base de chroniques de température élaborées par Météo France, cohérentes à la maille européenne, permettant d'apprécier l'impact sur le système électrique européen

de passages de vagues de froid ou de périodes caniculaires. L'hypothèse forte faite ici est celle d'un maintien de la part de consommation thermosensible dans la consommation globale des pays autres que la France : la thermosensibilité européenne (France exclue) croît donc au même rythme que la consommation européenne (France exclue).

Les hypothèses prennent en compte le dernier scénario gouvernemental allemand sur le parc nucléaire. Pour les autres pays, dans l'attente des résultats des "stress tests" ordonnés par la Commission Européenne, le Bilan Prévisionnel 2011 retient des hypothèses conformes aux chiffres publiés début 2011 par ENTSO-E<sup>95</sup>.

Le parc de production thermique évolue au rythme des mises en service et des déclassements. Un volume important de groupes thermiques, principalement CCG et groupes charbon, a été mis en service et certains, encore en construction, vont l'être prochainement. Le développement de moyens de production thermique semble cependant aujourd'hui marquer une pause en Europe, dans un contexte de relatives surcapacités et de forte incertitude sur le devenir des prix de marché. La fermeture d'un certain nombre de groupes nucléaires en Europe pourrait cependant favoriser la prise de décision d'investissement, pour des projets ayant déjà obtenu

Ces hypothèses sont détaillées dans le rapport "Scénario Outlook & Adequacy Forecast 2011-2025", accessible à partir du site internet d'ENTSO-E <https://www.entsoe.eu/resources/publications/system-development/adequacy-forecasts/>

l'ensemble des permis nécessaires. Dans une approche par nature prudente, les hypothèses retenues à moyen terme ne retiennent que les groupes dont la mise en chantier est certaine.

Un certain nombre de groupes ne sont pas pris en compte, conformément aux informations connues (déclassement pour non-conformité environnementale et autre) ou sur la base d'hypothèses générales en l'absence d'information (âge des groupes).

Parallèlement, le développement des énergies renouvelables se poursuit. Le rythme de développement du photovoltaïque et de l'éolien est particulièrement marqué, notamment en Allemagne, où ont été installés près de 8 GW de photovoltaïque en 2010. Concernant l'éolien, l'hypothèse retenue est que les objectifs énoncés dans les plans nationaux de développement des énergies renouvelables<sup>96</sup>, devant être théoriquement atteints en 2020, le seront en fait dans la plupart des pays à l'horizon 2025 ou 2030.

Le volume d'effacement retenu est comparable à celui disponible en 2011. Cette hypothèse prudente minimise le potentiel d'effacement mobilisable simultanément.

La mise en œuvre de l'obligation de capacité voulue par la loi NOME laisse espérer un volume plus important à terme.

Enfin, le développement du réseau en Europe permet un accroissement des échanges et une meilleure mutualisation des aléas de consommation et de production. Les hypothèses de mise en service de nouvelles interconnexions sont conformes au schéma décennal de développement du réseau de transport et au TYNDP<sup>97</sup>.

"National Renewable Energy Action Plan" (NREAP), disponibles sur le site de la Commission Européenne à cette adresse : [http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency\\_platform/action\\_plan\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/action_plan_en.htm)

96

### 5.2.1 Évaluation du risque de défaillance

Les résultats de la confrontation du scénario d'offre précédemment exposé et de la demande du scénario "Référence" sont présentés dans le tableau ci-dessous. Bien que le critère d'adéquation ne concerne que l'espérance de durée de défaillance annuelle, l'espérance d'énergie non desservie du fait des délestages est également fournie à titre d'information.

Sur la dernière ligne figure (lorsque cela est nécessaire) la puissance manquante, c'est-à-dire la puissance de l'offre fictive qu'il convient de rajouter pour respecter le critère d'une espérance annuelle de défaillance inférieure au seuil admissible de 3 heures par an.

"Ten-Year Network Development Plan", plan de développement à dix ans, accessible sur le site d'ENTSO-E à l'adresse suivante : <https://www.entsoe.eu/system-development/tyndp-2010/>

97



#### Risque de défaillance – trajectoire probable

	2013	2014	2015	2016
<b>Énergie de défaillance en espérance (GWh)</b>	0.2	0.8	2.8	27.4
<b>Espérance de durée de défaillance</b>	<b>0 h 05</b>	<b>0 h 22</b>	<b>1 h 14</b>	<b>8 h 50</b>
<b>Puissance manquante</b>	-	-	-	2.7 GW

Le critère d'adéquation est respecté jusqu'en 2015. Il est ensuite largement dépassé en 2016, en raison principalement de la forte décroissance du parc de production France à cet horizon : entre 2015 et 2016 surviendra en effet l'arrêt des derniers groupes charbon en dérogation GIC et de six groupes fioul non-conformes à la directive IED sans travaux de mise aux normes environnementales, pour un total de 4,6 GW. À l'horizon de cinq ans, la puissance complémentaire nécessaire pour maintenir le risque de défaillance à un niveau accepté s'élève à 2,7 GW.

Cette situation conduit à anticiper un volume de puissance manquante à un horizon de temps relativement

rapproché. Dans ce contexte, une attention particulière doit être portée sur le développement de nouveaux projets de production, tant en France qu'en Europe. Un certain nombre de projets (de cycles combinés gaz, notamment) ont obtenu les autorisations administratives, mais restent en attente d'une prise de décision d'investissement, dans un contexte de marchés de l'énergie fluctuants. Leur durée de construction est compatible avec une mise en service à cet horizon. Des offres d'effacements pourraient tout aussi bien être mises en place, ou des groupes de production conservés en service, à condition que leur rentabilité et le respect des contraintes environnementales en application soient assurés à cet horizon.

À plus court terme, les marges existantes en Europe, conséquences de la dynamique récente d'investissements en moyens de production thermiques et de la crise financière sur la consommation, devraient permettre à la France de conserver un équilibre offre-demande d'électricité satisfaisant. Cependant, ces marges (estimées

par l'espérance des importations françaises lors de situations de défaillance à la pointe de consommation) tendent progressivement vers 4 GW à l'horizon 2016, dans un scénario prudent d'évolution de la consommation, de la production et des capacités d'interconnexions en Europe.



### Loi NOME et Obligation de Capacité

La loi n° 2010-1488 portant Nouvelle Organisation du Marché de l'Électricité, dite loi NOME, promulguée le 7 décembre 2010, contient (outre l'obligation faite à l'opérateur historique de mettre jusqu'à un quart de sa production d'origine nucléaire à disposition des fournisseurs tiers à prix coutant, qui constitue le volet le plus connu de cette loi) des dispositions qui concernent directement l'équilibre offre-demande d'électricité : il s'agit de l'Obligation de Capacité. Selon les termes de la loi, *"chaque fournisseur d'électricité contribue, en fonction des caractéristiques de consommation de ses clients, en puissance et en énergie (...) à la sécurité d'approvisionnement en électricité"*, et *"doit disposer de garanties directes ou indirectes de capacités d'effacement de consommation et de production d'électricité pouvant être mises en œuvre pour satisfaire l'équilibre entre la production et la consommation sur le territoire métropolitain continental"*, garanties qui sont adossées à *"des capacités dont le gestionnaire du réseau public de transport a certifié la disponibilité et le caractère effectif"*. Il est en outre précisé que *"les obligations faites aux fournisseurs sont déterminées de manière à inciter au respect à moyen terme du niveau de sécurité d'approvisionnement en électricité retenu pour l'élaboration du Bilan Prévisionnel"*.

La loi expose les attendus et les principes généraux de l'Obligation de Capacité en des termes qui laissent une certaine latitude quant aux modalités pratiques de sa mise en œuvre. Celles-ci seront précisées dans un décret d'application qui devrait être publié en 2012. C'est dans cette perspective que le Ministre de l'industrie, de l'énergie et de l'économie numérique, a, en février 2011, chargé RTE de mener une concertation avec l'ensemble des acteurs du système électrique français. RTE a mené cette concertation au travers

du Comité des Utilisateurs du Réseau de Transport d'Électricité (CURTE). Quatre ateliers préparatoires ont ainsi été organisés au 1<sup>er</sup> trimestre 2011 afin de recueillir les attentes des acteurs, d'effectuer un benchmark des mécanismes existants et d'identifier les grandes thématiques à traiter. Quatre ateliers préparatoires ont ainsi été organisés au 1<sup>er</sup> trimestre 2011 afin de recueillir les attentes des acteurs, d'effectuer un benchmark des mécanismes existants et d'identifier les grandes thématiques à traiter. Du mois de mars au mois de juillet 2011, RTE a organisé 14 réunions thématiques d'une demi-journée chacune afin de traiter l'ensemble des aspects du mécanisme. La concertation a permis à tous les acteurs de faire part de leurs positions sur les différentes briques constituant le mécanisme de capacité (modèle de marché, certification des capacités, quantification du besoin, dimensionnement des obligations des fournisseurs...). Sur cette base, le président du directoire de RTE remettra d'ici le 1<sup>er</sup> octobre 2011 un rapport au Ministre en charge de l'Énergie contenant des propositions pour la mise en œuvre du mécanisme d'Obligation de Capacité français.

La loi NOME est de nature à modifier profondément la fonction du Bilan Prévisionnel, notamment son rôle d'alerte sur les risques de déséquilibre production – consommation à moyen terme. Même en tenant compte de *"l'anticipation suffisante pour laisser aux investisseurs le temps de développer les capacités de production ou d'effacement nécessaires"*, la publication du décret au printemps 2012 permet d'envisager l'instauration de l'Obligation de Capacité pour les termes de 2015 ou 2016, c'est à dire à des échéances comprises dans l'horizon moyen terme du présent Bilan Prévisionnel.

#### 5.2.2 Bilans énergétiques

Les bilans énergétiques, issus du modèle de simulation de fonctionnement du système électrique européen utilisé

pour évaluer la défaillance, apportent des enseignements sur trois points principaux :

- Le taux de couverture de la demande nationale par les énergies renouvelables : son calcul est conformément

à la directive 2009/28/CE, le ratio de la production renouvelable brute (incluant donc la consommation des auxiliaires) sur la consommation totale brute. Cette dernière correspond à la production totale brute (incluant donc également la consommation des auxiliaires) de laquelle on soustrait le solde des échanges. La contribution de l'hydroélectricité dans la production renouvelable se limite à la production des apports naturels, excluant de ce fait le turbinage de l'eau pompée. La production d'électricité à partir des déchets ménagers est considérée renouvelable à 50%;

- Les émissions de CO<sub>2</sub> de l'ensemble des groupes de production installés en France : leur calcul repose sur

l'utilisation de taux normatifs par type de production (0,96 tCO<sub>2</sub>/MWh pour les groupes charbon, 0,8 pour les groupes fioul, 0,36 pour les CCG, et 0,4 tCO<sub>2</sub>/MWh pour les équipements thermiques décentralisés d'origine non renouvelable, fonctionnant majoritairement en cogénération et consommant du gaz naturel). L'influence du solde exportateur sur les émissions de CO<sub>2</sub> hors de France n'est pas exposée dans les tableaux;

- Les échanges : issus de simulation, les soldes exportateurs reflètent, dans une logique économique, l'équilibre offre-demande et la compétitivité des moyens de production nationaux sur la plaque euro-péenne.

### Bilans énergétiques – trajectoire probable

TWh	2010**	2013***	2014	2015	2016
<b>Consommation nationale</b>	511.0	493.8	498.6	503.6	507.5
<b>Pompage</b>	6.5	7.3	7.3	7.3	7.3
<b>Solde exportateur</b>	31.2	66.2	58.4	59.7	63.1
<b>DEMANDE</b>	<b>548.7</b>	<b>567.3</b>	<b>564.3</b>	<b>570.6</b>	<b>577.9</b>
<b>Nucléaire</b>	407.9	419.4	420.3	425.1	429.8
<b>Charbon</b>	19.1	16.9	15.2	13.5	12.2
<b>CCG</b>	15.4	18.8	19.6	20.0	20.2
<b>Fioul, TAC et effacements</b>	2.5	1.2	1.0	1.2	2.1
<b>Thermique décentralisé non EnR</b>	23.2	17.2	11.4	10.9	10.7
<b>Thermique décentralisé EnR</b>	3.3	5.2	5.7	6.3	6.7
<b>Hydraulique*</b>	67.0	69.4	69.4	69.4	69.4
<b>Éolien</b>	9.7	16.0	18.0	20.0	22.0
<b>Photovoltaïque</b>	0.6	3.2	3.7	4.2	4.8
<b>OFFRE</b>	<b>548.7</b>	<b>567.3</b>	<b>564.3</b>	<b>570.6</b>	<b>577.9</b>
<b>Ratio EnR</b>	14.1 %	17.0 %	17.4 %	17.9 %	18.3 %
<b>Estimation CO<sub>2</sub> émis par le secteur électrique français (MtCO<sub>2</sub>)</b>	33.5	30.8	27.0	25.5	24.9

\* : y compris turbinage des STEP

\*\* : 2010 hors Corse, non corrigé des aléas climatiques

\*\*\* : 2013 et années suivantes : consommation nationale à température de référence

Ces résultats appellent les observations suivantes :

- L'évolution du parc de production permet le maintien du solde exportateur autour de 60 TWh de 2013 à 2016;
- Les émissions de CO<sub>2</sub> du parc de production d'électricité se réduisent sur l'ensemble de la période étudiée, en raison principalement de l'arrêt des centrales à

charbon en dérogation GIC et de la réduction du parc de cogénération;

- Entre 2013 et 2016, la production d'électricité d'origine renouvelable progresse de près de 10 TWh dans des conditions climatiques moyennes. Ainsi, le taux de couverture de la demande nationale par les EnR augmente de 17 % en 2013 à 18,3 % en 2016.

## 5.3 VARIANTES SUR L'OFFRE ET SUR LA DEMANDE

### 5.3.1 Sensibilité à une croissance plus forte de la demande

L'objectif est d'évaluer les risques de défaillance dans l'hypothèse d'une croissance de la demande plus élevée en France que celle du scénario "Référence". Toutes les autres hypothèses demeurent inchangées.

La variante croise l'offre de production "Référence" au scénario "Haut" de consommation, décrit aux chapitres 2 et 3, qui retient l'ensemble des hypothèses qui tendent à majorer la consommation. Les résultats sont présentés ci-dessous :

#### Risque de défaillance – Scénario "Haut" de consommation

	2013	2014	2015	2016
<b>Énergie de défaillance en espérance (GWh)</b>	0.4	2.4	8.4	67.8
<b>Espérance de durée de défaillance</b>	<b>0 h 12</b>	<b>0 h 56</b>	<b>3 h 16</b>	<b>19 h 58</b>
<b>Puissance manquante</b>	-	-	0.2 GW	5.3 GW

Dans l'hypothèse où la consommation d'électricité connaîtrait une évolution conforme au scénario "Haut", le seuil de trois heures de défaillance, se trouverait légèrement dépassé en 2015, et de manière significative en 2016. Le besoin de puissance supplémentaire serait respectivement de 0,2 GW et 5,3 GW.

Le déclassement et l'absence de mise en conformité de groupes thermiques concernés par l'application des directives GIC et IED en France est, ici encore, la cause principale de l'important écart observé entre 2015 et 2016 sur la durée de défaillance.

Avec un délai relativement court (5 ans) avant un risque important de défaillance, la panoplie des solutions serait alors réduite, se limitant soit à la mise en œuvre de projets (par exemple CCG ou TAC) dont l'instruction est extrêmement avancée, soit à la mise en place d'effacements de consommation supplémentaires, et tous deux en France ou dans les systèmes voisins. L'importance de la puissance manquante doit également être soulignée.

Le tableau présenté à la page suivante expose le bilan énergétique consécutif à la prise en compte du scénario "Haut" de consommation.

Le supplément de consommation intérieure (par rapport au scénario "Référence") est satisfait en partie par une réduction des exportations, et en partie par un accroissement de production des groupes installés en France (faiblement pour le nucléaire, déjà très sollicité – proportionnellement un peu plus pour les groupes charbon ou CCG). En corollaire de ce dernier point, les émissions de CO<sub>2</sub> augmentent légèrement.

Ainsi, en 2016, l'écart de 10 TWh sur la consommation se traduirait par une réduction du solde exportateur d'environ 7 TWh et une sollicitation des centrales charbon et gaz accrue de 200 heures sur l'année.

L'écart sur la demande par rapport au scénario "Référence" a des conséquences qui peuvent sembler minimes sur le bilan énergétique alors que le risque de défaillance serait fortement impacté, presque doublé à horizon de cinq ans.

Il est donc plus que jamais essentiel de rester attentif au développement des usages de pointe (chauffage et usages spécifiques essentiellement) et de leur comportement lors des vagues de froid.



## Bilans énergétiques – Scénario "Haut" de consommation

TWh	2010**	2013***	2014	2015	2016
<b>Consommation nationale</b>	<b>511.0</b>	499.6	505.7	511.7	517.6
<b>Pompage</b>	6.5	7.3	7.3	7.3	7.3
<b>Solde exportateur</b>	31.2	62.2	53.5	54.0	56.1
<b>DEMANDE</b>	<b>548.7</b>	<b>569.1</b>	<b>566.5</b>	<b>573.0</b>	<b>581.0</b>
<b>Nucléaire</b>	407.9	419.8	420.7	425.6	430.6
<b>Charbon</b>	19.1	17.5	15.8	14.1	12.9
<b>CCG</b>	15.4	19.5	20.6	21.1	21.3
<b>Fioul, TAC et effacements</b>	2.5	1.3	1.2	1.4	2.6
<b>Thermique décentralisé non EnR</b>	23.2	17.2	11.4	10.9	10.7
<b>Thermique décentralisé EnR</b>	3.3	5.2	5.7	6.3	6.7
<b>Hydraulique*</b>	67.0	69.4	69.4	69.4	69.4
<b>Éolien</b>	9.7	16.0	18.0	20.0	22.0
<b>Photovoltaïque</b>	0.6	3.2	3.7	4.2	4.8
<b>OFFRE</b>	<b>548.7</b>	<b>569.1</b>	<b>566.5</b>	<b>573.0</b>	<b>581.0</b>
<b>Ratio EnR</b>	14.1 %	16.8 %	17.2 %	17.6 %	18.0 %
<b>Estimation CO<sub>2</sub> émis par le secteur électrique français (MtCO<sub>2</sub>)</b>	33.5	31.7	28.1	26.6	26.4

\* : y compris turbinage des STEP

\*\* : 2010 hors Corse, non corrigé des aléas climatiques

\*\*\* : 2013 et années suivantes : consommation nationale à température de référence

### 5.3.2 Sensibilité à une croissance moins forte de la demande

L'objectif ici est d'évaluer les risques de défaillance dans l'hypothèse d'une croissance de la demande moins forte en France que celle du scénario "Référence". Toutes les autres hypothèses demeurent inchangées.

Seules les variantes et les horizons de temps pouvant conduire à un non-respect du critère d'adéquation sont présentés. La trajectoire probable, issue du croisement des scénarios "Référence" de l'offre et de la demande, conduisant au non-respect du critère d'adéquation uniquement à l'horizon 2016, c'est cet horizon que nous présentons ici et dans les variantes qui suivent.

Dans la variante avec le scénario de consommation "MDE Renforcée", le critère d'adéquation n'est pas respecté à l'horizon 2016 (espérance de durée de défaillance proche de 4 heures), la puissance manquante correspondante se chiffrant à 700 MW, soit 2 000 MW de moins que le scénario "Référence". Ainsi, même dans un scénario de croissance moins forte de la demande, la sécurité d'approvisionnement en électricité en France est potentiellement à risque à un horizon de 5 ans. La capacité de production est cependant tout à fait développable dans les délais impartis.

La variante avec une évolution de la consommation conforme au scénario "Bas" ne nécessiterait aucun développement d'offre complémentaire à l'offre de

production "Référence" sur toute la période étudiée, l'espérance de durée de défaillance étant largement inférieure au critère d'adéquation.

### 5.3.3 Sensibilité à une offre de production moins importante

Une variante "Thermique à la baisse" a été étudiée. Elle consiste à prendre en compte une puissance installée en moyens thermiques, classiques en base ou

nucléaires, normativement inférieure de 1 GW à l'offre "Référence". Les autres hypothèses restent inchangées par rapport au scénario "Référence", tant sur l'offre que sur la demande.

Dans cette variante, la durée de défaillance reste inférieure au critère de 3 heures jusqu'en 2015 et est de 12 heures en 2016, largement supérieure au critère d'adéquation. L'énergie de défaillance est alors de 38,4 GWh. La puissance manquante s'élève à 3,6 GW.

## 5.4 ANALYSE DE LA DÉFAILLANCE AVEC L'HYPOTHÈSE D'UN SOLDE DES ÉCHANGES NUL À LA POINTE

Comme mentionné en introduction du chapitre, des simulations complémentaires ont été réalisées, respectant l'annulation du solde des échanges en espérance lors des situations tendues en France. Elles permettent d'évaluer quelle aurait été la puissance manquante en France sans intégrer les éventuelles marges disponibles à l'étranger, comme dans les précédentes éditions du Bilan Prévisionnel.

Les résultats correspondants au scénario "Référence" sont présentés ci-dessous. On mentionne par ailleurs pour mémoire la puissance manquante évaluée dans le cadre de l'actualisation du Bilan Prévisionnel 2010, à titre de comparaison.

Les modifications d'hypothèses sur la consommation comme sur la production entre ces deux études expliquent les écarts observés, somme toute faibles sur les trois premières années.

L'augmentation du risque de défaillance en 2016 procède principalement des échéances fixées par les directives européennes pour la régulation des moyens thermiques à flamme, non évaluée précédemment (horizon 2015 de l'actualisation du Bilan Prévisionnel 2010).

L'importation de 7,2 GW pourrait, selon les conditions de marché et la localisation de la production à importer, être incompatible avec les capacités d'importation du réseau français.



### Puissance manquante – Hypothèse d'un solde des échanges nul à la pointe

	2013	2014	2015	2016
Bilan Prévisionnel 2011	0.1 GW	2.2 GW	3.4 GW	7.2 GW
Actualisation 2010	0.4 GW	1.4 GW	3.0 GW	Non étudié

# BILAN PRÉVISIONNEL DE L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

ÉDITION 2011

## LES VOLETS RÉGIONAUX À MOYEN TERME

PARTIE 6

6.1 Région  
Provence-Alpes-  
Côte d'Azur

6.2 Région Ouest



# LES VOLETS RÉGIONAUX À MOYEN TERME

L'étude développée dans les premiers chapitres du Bilan Prévisionnel concerne le maintien de l'équilibre entre la demande d'électricité et l'offre de production au niveau national et de façon globale, en s'affranchissant des répartitions géographiques entre zones de production et zones de consommation, donc des caractéristiques du réseau de transport d'électricité. Or, la sécurité d'approvisionnement de chaque consommateur dépend aussi de la consistance du réseau, c'est à dire de sa capacité à faire transiter l'énergie entre centrales de production et zones de consommation.

Sur le territoire français, la répartition respective des consommateurs (densité de populations, entreprises, sites industriels) et des sites de production peut tantôt ne pas poser problème, grâce à une répartition équilibrée des uns et des autres et à un maillage satisfaisant du réseau, tantôt être source de difficulté d'exploitation lorsque la topologie "sites consommateurs - sites de production" est plus défavorable et présente de trop forts déséquilibres générant ainsi des transits importants sur le réseau qui peut atteindre alors sa capacité maximale.

L'objet de ce chapitre est de se pencher plus particulièrement sur des territoires qui ont en commun le fait d'être déficitaires en moyens de production et géographiquement excentrés donc d'être alimentés par le réseau national comme de quasi-péninsules électriques. Les grandes longueurs de réseau nécessaires à l'acheminement de la production induisent alors, de par les lois de la physique, des contraintes d'exploitation qui réduisent la puissance réellement disponible pour alimenter les clients.

À ces particularités d'alimentation s'ajoutent des évolutions de consommation plutôt dynamiques<sup>98</sup> (résidentielles et tertiaires) qui tendent rapidement à saturer les capacités des réseaux existants, avec un risque sur l'alimentation dès qu'un élément est indisponible pour cause d'entretien ou suite à un incident. Si des solutions réseaux peuvent résoudre ces contraintes à court terme, le réalisme économique impose à plus

long terme le recours à des solutions complémentaires reposant sur une juste répartition entre maîtrise de la demande d'électricité, installation de production locale et développement du réseau.

Les deux régions concernées sont :

- La région Provence – Alpes – Côte d'Azur (PACA), particulièrement l'Est de la région,
- La région Bretagne.

Suite au Grenelle de l'environnement, les autorités régionales (Préfecture de région et Conseil régional) ont lancé les Schémas Régionaux Climat-Air-Énergie devant favoriser, entre autres, les projets de maîtrise de la consommation d'énergie et de développement de la production EnR, essentiellement éolienne<sup>99</sup> et photovoltaïque. De plus, les territoires traités dans ce chapitre, attentifs depuis plusieurs années aux difficultés de transport en électricité<sup>100</sup>, ont entamé en parallèle la construction de projets spécifiques régionaux, confirmés par des conventions :

- En décembre 2010, signature du pacte électrique breton;
- En janvier 2011, signature du contrat d'objectifs pour une sécurisation de l'alimentation électrique de l'Est de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur.

Ce chapitre détaille la situation des régions PACA et Bretagne, qui demeure critique, et les solutions engagées par RTE pour limiter le risque dans son domaine de compétence.

La sécurisation électrique de ces deux régions nécessite le respect des engagements pris sur plusieurs volets : maîtrise de la demande, notamment à la pointe, développement de nouvelles sources de production, notamment renouvelables et renforcement du réseau. Ces différents volets sont indissociables et les récentes évolutions constatées en matière de consommation, si elles n'étaient pas corrigées, conduiraient à remettre en cause le bénéfice attendu en matière de sécurité d'approvisionnement.

Les prévisions de consommation sont issues des scénarios nationaux et prennent en compte les particularités des territoires (démographie, activités tertiaires et industrielles, etc.).

98

Insertion des schémas régionaux éoliens

99

Sensibilisation des consommateurs par les alertes ÉcoWatt Bretagne et ÉcoWatt Provence Azur

100

## 6.1 RÉGION PROVENCE – ALPES – CÔTE D'AZUR (PACA)

### 6.1.1 La consommation d'électricité en région PACA aujourd'hui

La consommation d'électricité de la région Provence-Alpes-Côte-d'Azur, qui s'était infléchie en 2009 sous l'effet de la crise économique, a atteint en 2010 39,9 TWh, soit près de 8,4 % de la consommation finale en France continentale.

Cette augmentation de la consommation tient pour partie à une croissance structurelle liée à la reprise économique et aux développements des usages électriques, mais est surtout la conséquence de températures hivernales très basses. Corrigée de l'aléa météorologique<sup>101</sup>, la consommation finale dans la région PACA a augmenté en 2010 de 4,4 % par rapport à 2009, la reprise a donc été sensible et plus forte qu'en moyenne France (1,9 %). Cependant, si on regarde une tendance de plus long terme, le taux de croissance corrigé reste modéré, de 0,7 % entre 2006 et 2010.

La consommation électrique de la région reste inégalement répartie : plus de 80 % sont concentrés dans les trois départements côtiers et près de la moitié dans le seul département des Bouches-du-Rhône.

La répartition sectorielle est aussi très inégale : les établissements industriels fortement consommateurs d'électricité, qui se concentrent sur le port de Fos-sur-Mer et autour de l'étang de Berre, représentent plus de 40 % des consommations d'électricité dans les Bouches du Rhône. À l'inverse, dans le Var et les Alpes-Maritimes, la consommation des secteurs résidentiel et tertiaire est largement prédominante.

Au cours des dernières années, la croissance de la consommation en région PACA a été globalement supérieure à celle observée sur l'ensemble de la France continentale. Ce constat global masque cependant une importante disparité entre les départements côtiers de l'Est où la croissance est plus forte que sur le reste du territoire, tant national que régional. Ainsi le taux de croissance moyen annuel observé hors aléas climatiques sur les années 2004-2009 a été de 2,1 % pour l'Est de la PACA contre 0,5 % pour la France. L'absence de Grande Industrie sur ce territoire et le

poids très prépondérant des secteurs Résidentiel et Tertiaire (90% des consommations), eux-mêmes liés à l'évolution démographique, expliquent en grande partie l'effet très modéré de la crise, contrairement à l'ensemble du territoire français.

La sensibilité aux conditions climatiques est importante sur la région et se traduit par un fort gradient de température<sup>102</sup> : 190 MW/°C en hiver, 64 MW/°C en été. Les effacements liés aux contrats EJP représentent environ 140 MW.

Toutes les années sont ramenées à une température dite de référence (cf. chapitre 2)

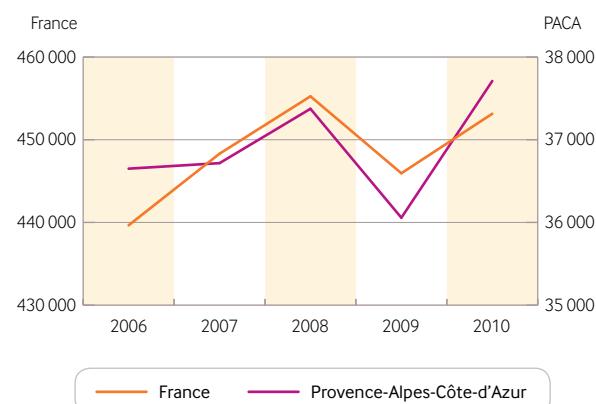
101

Variation de puissance appelée pour un degré d'écart de température, principalement liée aux usages chauffage et climatisation

102

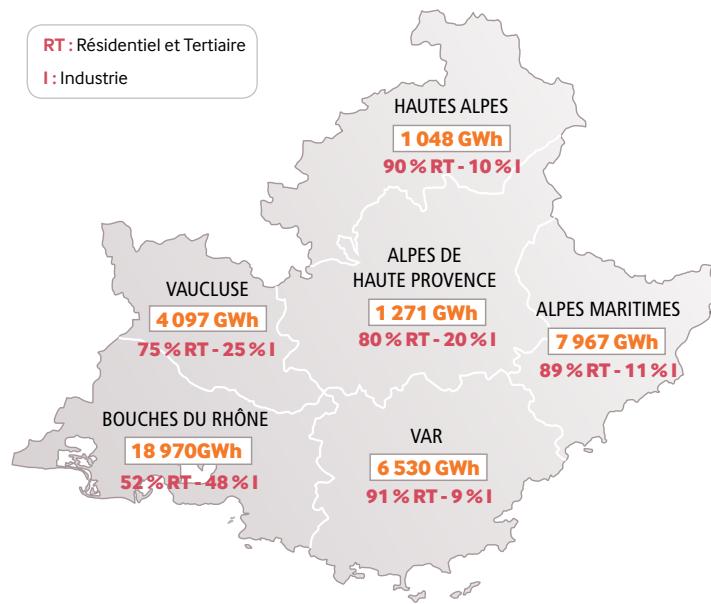


#### Consommation finale corrigée de l'aléa climatique France et PACA

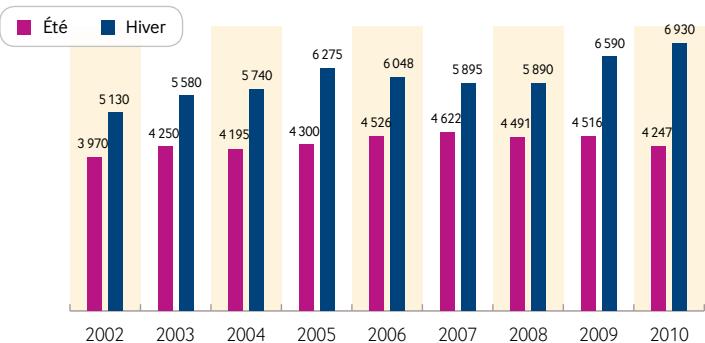


#### Consommations brutes d'électricité en 2010

RT : Résidentiel et Tertiaire  
I : Industrie



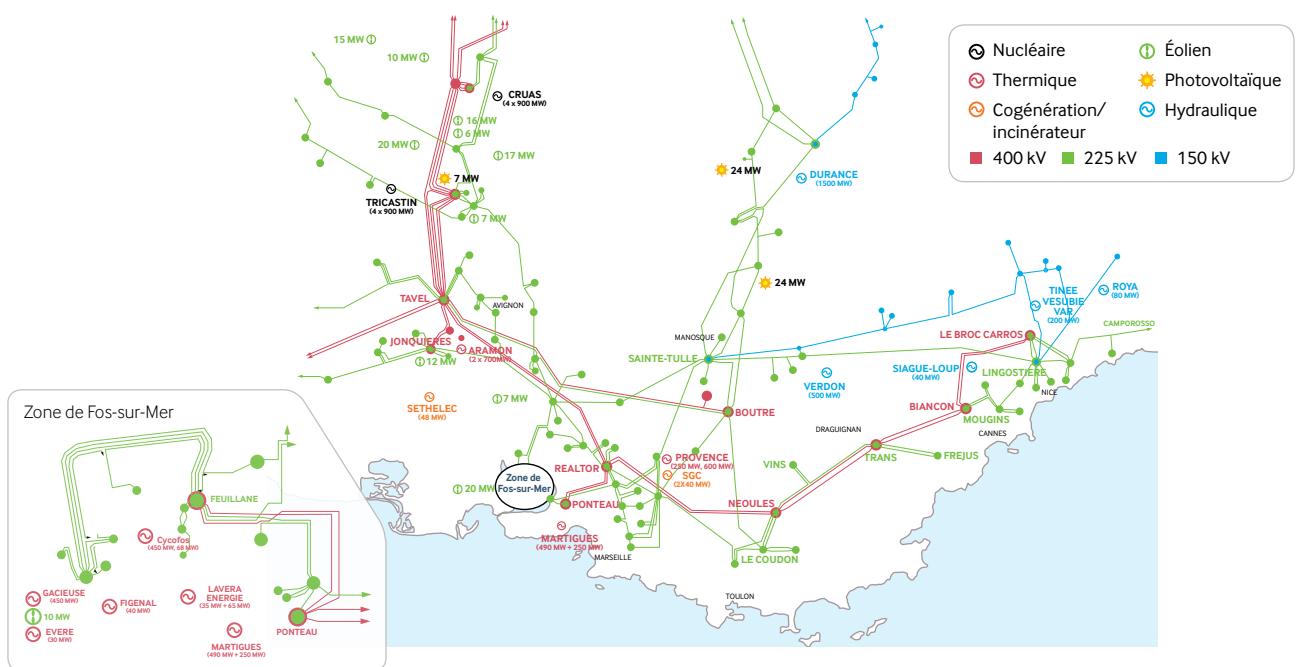
### Evolution des pointes de consommation en MW



En dépit d'un climat chaud en été, du développement de la climatisation et des activités liées au tourisme, la pointe de consommation se situe, comme dans toutes les régions françaises, en hiver. La puissance maximale appelée a atteint 6 930 MW le 16 décembre 2010 avec une température extérieure de 7°C température de référence, sans activation des EJP. L'année précédente, le 21 décembre 2009 à 13 h 00, au moment où un délestage a dû être déclenché pour éviter le blackout suite à un incident au poste de Tavel, la puissance régionale appelée atteignait la valeur notable de 6 584 MW.

### 6.1.2 La production d'électricité en région PACA aujourd'hui

#### Carte du réseau de transport de la PACA



La production est inégalement répartie sur le territoire de la région PACA.

Plusieurs centrales thermiques sont installées dans les Bouches du Rhône, à Gardanne (810 MW au charbon), à Martigues (500 MW au fioul) et à Fos (950 MW au gaz).

La conversion de la centrale au fioul de Martigues en une centrale à Cycle Combiné Gaz, de puissance supérieure, a été engagée. La principale unité de Gardanne (600 MW) a fait l'objet d'investissements pour respecter la réglementation environnementale européenne (directive sur les grandes installations de combustion) et pouvoir continuer à fonctionner au-delà de 2015. Un autre projet de production est à l'étude dans la zone de Fos.

Différents groupes de cogénération, d'une puissance cumulée de 450 MW, sont également présents dans la région, principalement autour de l'étang de Berre. Leur futur, à l'expiration des obligations d'achat, reste incertain.

En production hydroélectrique, la région possède l'un des aménagements les plus importants de France, celui de la Durance. Il est constitué d'une retenue de grande capacité (lac de Serre-Ponçon), à l'aval de laquelle sont disposées en série onze usines, reliées par des canaux jusqu'à l'étang de Berre. Cette configuration permet de disposer d'une puissance de 1 500 MW rapidement mobilisable en cas de besoin. Toutefois, des contraintes de plus en plus fortes

sont susceptibles de réduire ces souplesses d'exploitation. D'autres aménagements, notamment dans l'arrière pays niçois (Var, Tinée, Roya, Vésubie – près de 300 MW), sur les affluents de la Haute-Durance et du Verdon (environ 400 MW) apportent un complément non négligeable.

La part de la production d'origine renouvelable (hydraulique, éolienne et solaire) est élevée dans la région puisqu'elle atteint en 2009 près de 60 % de la production installée en PACA. Les productions éolienne et surtout solaire marquent une très forte évolution sur les dernières années même si elles ne représentent que 3,2 % de la production régionale.

### 6.1.3 Avant 2010, un réseau très exposé

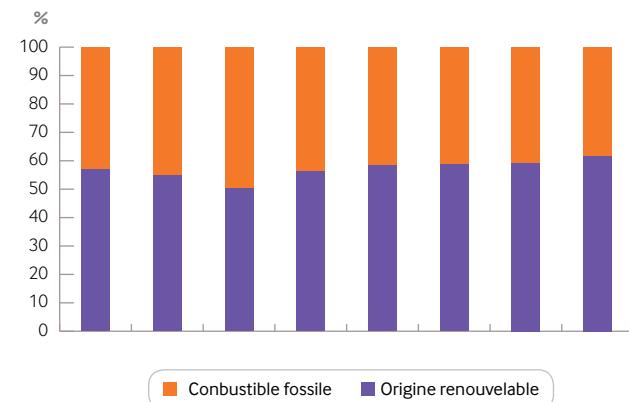
L'alimentation électrique de la PACA et, en particulier, des départements du Var et des Alpes-Maritimes, dépendait avant 2010 d'un seul axe à un circuit 400 kV et à un circuit 225 kV, situé au sud de la région. Cet axe, au départ de Tavel (Avignon), dessert les postes électriques de Realtor (Marseille - Aix en Provence), Néoules (Toulon - Hyères), Trans (Draguignan - Saint Tropez - Fréjus), Biançon (Cannes - Grasse - Antibes) et Broc Carros (Nice - Menton); l'exploitation en 225 kV dans la partie terminale entre les postes de Néoules et de Broc Carros s'est faite jusque récemment.

Cette situation présentait plusieurs difficultés :

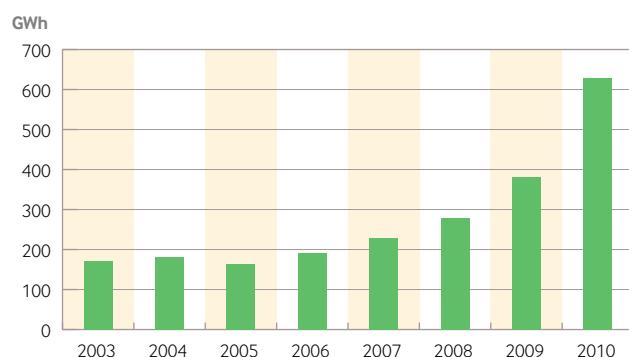
- Cet axe sud arrivait à saturation aux heures de pointe, notamment en hiver aux heures de forte consommation, avec un risque d'écoulement de tension;
- En cas d'avarie de l'unique circuit à 400 kV qui desservait l'Est PACA, l'ensemble du réseau à 225 kV



Type de productions produites en PACA



Productions éolienne et solaire en PACA



n'était souvent plus en mesure d'assurer la totalité de l'alimentation de la zone qui était de ce fait exposée à des risques de délestage;

- En cas d'avarie de cet axe ou en cas d'incendie sous les conducteurs conduisant à la mise hors tension de cet axe, les chemins alternatifs pour l'électricité étaient



Réseau 400 kV de la PACA avant 2010



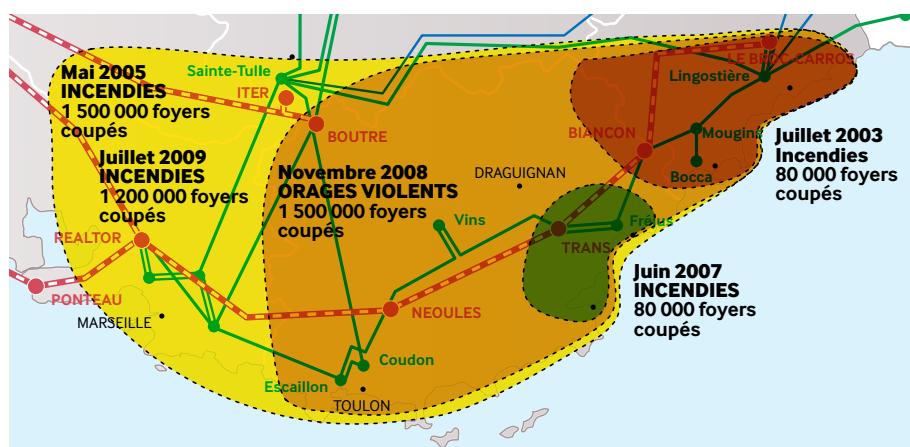


largement insuffisants pour couvrir les besoins, ce qui se traduisait par du délestage, voire par un blackout.

Par le passé, plusieurs incidents ont attesté de cette fragilité :



#### Clients coupés suite à incidents



Pour se prémunir de cette fragilité d'alimentation, la construction d'une ligne 400 kV reliant les postes de Boutre et de Broc Carros avait été proposée par RTE. La déclaration d'Utilité Publique de ce projet a été annulée par le Conseil d'État en juillet 2006. Dans ce contexte, RTE a proposé en 2008 :

- De réaliser rapidement une première phase de travaux pour réduire les risques de coupure;
- De développer à terme un filet de sécurité pour sécuriser durablement la région.

Parallèlement à ces travaux, la collaboration avec les collectivités territoriales se poursuit.

#### 6.1.4 2010 : première étape des travaux sur le réseau afin de réduire les risques de coupure

2010 a été marquée par la fin de la réalisation de la première phase des mesures qui concourront à sécuriser l'alimentation de l'Est PACA. RTE a investi 85 M€ pour renforcer le réseau existant. Ces investissements ont porté sur :

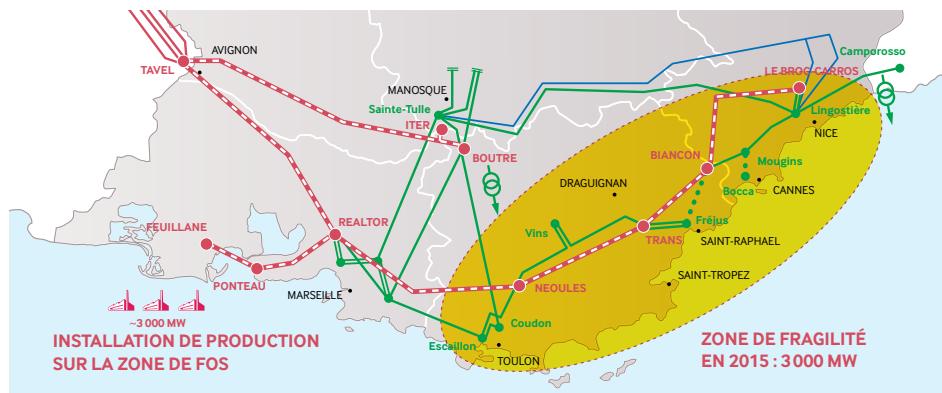
- Le passage en 400 kV de la totalité de l'axe double qui relie Néoules (Toulon) à Broc Carros (Nice). Ceci permet une augmentation de la capacité de transport de l'axe sud de l'ordre de 30 %;

- L'installation d'un transformateur-déphasageur sur la ligne 225 kV Boutre (Manosque) - Coudon, afin de favoriser l'utilisation de cette ligne;
- L'installation de bancs de condensateurs supplémentaires pour améliorer le contrôle de la tension.

Ces mesures ont été efficaces dès l'hiver 2010-2011 : malgré des températures très basses, RTE n'a été amené à lancer qu'une seule alerte sur la période.

Par ailleurs, plusieurs sites de production sont installés ou en voie de l'être dans les Bouches-du-Rhône. RTE a engagé l'adaptation de son réseau pour accueillir l'électricité produite par ces nouvelles centrales. Deux nouveaux postes électriques à 400 kV vont être créés pour desservir respectivement la zone industrielle de Ponteau-Lavéra et la zone industrielle de Fos-sur-Mer. L'Ouest de la région PACA verra ainsi ses besoins en électricité sécurisés par la production locale et le réseau existant. D'un point de vue national, l'arrivée de ces moyens de production, conjuguée à l'arrêt de l'actuelle usine d'enrichissement d'uranium raccordée au poste de Tricastin, modifiera à terme les flux circulant en vallée du Rhône et vers le Languedoc et l'Espagne : des adaptations du réseau de transport sont donc à envisager, dans un périmètre couvrant un vaste quart sud-est de la France.

### Zone de fragilité d'alimentation en région PACA en 2015



En revanche cette première étape des travaux sur le réseau ne change rien aux conséquences d'une avarie grave sur l'axe Sud, désormais double à 400 kV ou d'un incendie à proximité immédiate de cet axe, comme ceux connus en novembre 2008 et en juillet 2009.

Avec le développement des nouveaux moyens de production d'électricité dans les Bouches-du-Rhône et l'aboutissement des projets de renforcement du réseau de transport, la zone de fragilité à l'horizon 2015 se concentrera sur les départements du Var et des Alpes-Maritimes, pour une puissance cumulée à la pointe d'hiver de l'ordre de 3000 MW.

#### 6.1.5 2015 : le filet de sécurité

La première étape des travaux ne protège pas l'est de la région d'un blackout si des circonstances conduisaient à la perte de l'axe double 400 kV. C'est pourquoi, s'agissant du renforcement du réseau, la décision ministérielle du 1<sup>er</sup> décembre 2008 a retenu la stratégie dite du "filet de sécurité" à 225 kV proposée par RTE. Grâce à ce projet, qui

s'achèvera en 2015, le réseau sera durablement sécurisé. L'enquête publique sera réalisée en 2011.

Ce nouvel investissement de RTE consiste en la construction de 3 lignes souterraines à 225 kV :

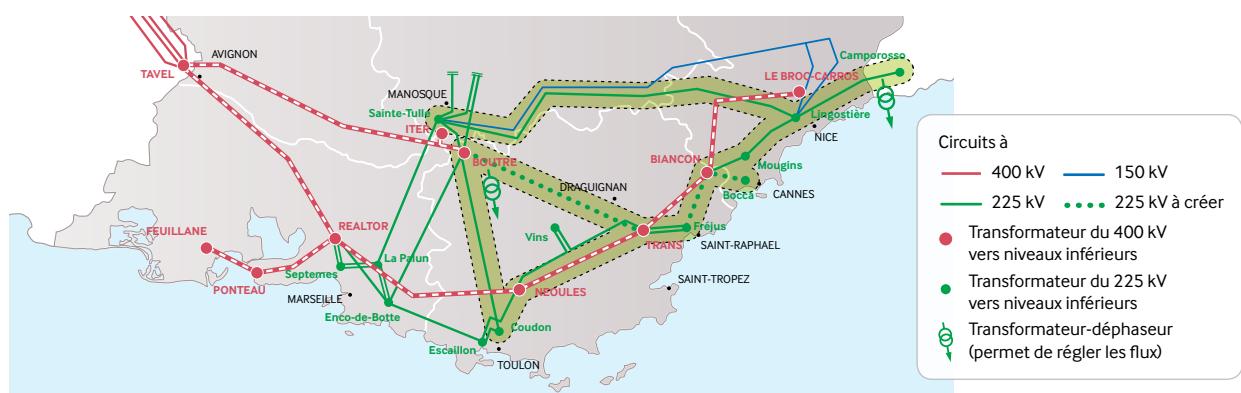
- une ligne entre Boute (Manosque) et Trans-en-Provence (Draguignan) de 65 km,
- une ligne entre Fréjus et Biançon (Saint-Cassien) de 24 km,
- une ligne entre Biançon et Bocca (Cannes) de 17 km.

Il faut noter que la réalisation d'une ligne 225 kV en souterrain sur 65 km constitue une première mondiale et un défi technique.

En complément de ces travaux, la ligne existante à 225 kV entre la France et l'Italie sera équipée d'un transformateur-déphasageur permettant de renforcer l'utilisation de cette ligne en secours mutuel entre les deux pays.

La carte ci-dessous met en évidence les ouvrages du "filet de sécurité" à 225 kV.

### Constitution d'un "filet de sécurité" pour la région Est-PACA





Le filet de sécurité 225 kV, estimé à 240 M€, permettra d'éviter la mise hors tension en cas de défaut double de l'axe Sud et d'assurer une qualité de l'électricité semblable au reste de la France. Le filet de sécurité va accroître la capacité de transit du réseau électrique. La durée de l'efficacité de ce dispositif est liée à la puissance transmise : plus la croissance de la consommation sera modérée, plus l'efficacité du filet de sécurité sera longue.

### **6.1.6 Une collaboration soutenue avec les acteurs régionaux**

Le contrat d'objectifs pour la sécurisation de l'alimentation électrique de l'Est PACA a été signé le 21 janvier 2011. Ce contrat s'inscrit dans la décision du MEEDAAT du 1<sup>er</sup> décembre 2008 qui a permis de définir un cadre d'ensemble pour remédier durablement aux difficultés d'alimentation électrique de l'Est PACA, en combinant dans les départements concernés :

- Le nécessaire renforcement du réseau de transport d'électricité;
- Une action résolue de maîtrise de la demande en énergie (MDE);
- Une croissance de la production des énergies renouvelables.

Les volets de maîtrise de la demande d'électricité et de développement de la production locale sont confiés aux conseils généraux du Var et des Alpes-Maritimes, ainsi qu'à la principauté de Monaco, qui coordonnent diverses initiatives sur leur territoire. Ces actions visent à infléchir très significativement la consommation électrique par rapport au scénario tendanciel dans ces 2 départements, de sorte que la réalisation du filet de sécurité PACA, dont la mise en service est attendue en 2015, assure, grâce aux nouvelles capacités créées, l'alimentation électrique de la région dans des conditions satisfaisantes de sécurité jusqu'en 2030.

S'agissant de la production, il s'agit de tendre à produire, d'ici le 31 décembre 2012, 15 % de la consommation d'énergie dans les départements concernés à l'aide des énergies renouvelables et de porter cette proportion à 25 % à l'horizon 2020.

Afin d'évaluer les effets des actions conduites, un comité de pilotage interdépartemental a été établi qui suivra chaque année les progrès en matière de MDE et de production, en se fondant notamment sur la transmission

à titre expérimental, par RTE à chaque département, des données trimestrielles de consommation et de production, en pointe et en énergie. Ces conventions de mise à disposition de données, qui constituent des premières à l'échelle nationale, permettront également à RTE et ERDF d'être directement informés des actions mises en place et de leurs effets.

En cas de résultats insuffisants de la production locale ou des économies d'énergies, le filet de sécurité ne permettra plus à lui seul d'assurer la sécurité d'alimentation au-delà de 2025, et des solutions complémentaires devront alors être envisagées et engagées dans un proche avenir.

Afin de sensibiliser les habitants de la région à l'enjeu des pointes de consommation et aux risques de délestage encourus, RTE, ERDF, la préfecture de région, l'ADEME PACA, les conseils généraux du Var, des Alpes-Maritimes et la principauté de Monaco, ont mis en place un dispositif d'information et d'appel à la modération appelé Écowatt<sup>103</sup>.



Au-delà des engagements des membres fondateurs, diverses collectivités territoriales et entreprises se sont mobilisées en tant que signataires de la charte d'engagement pour relayer l'information et les efforts de modération aux heures de pointe de consommation.

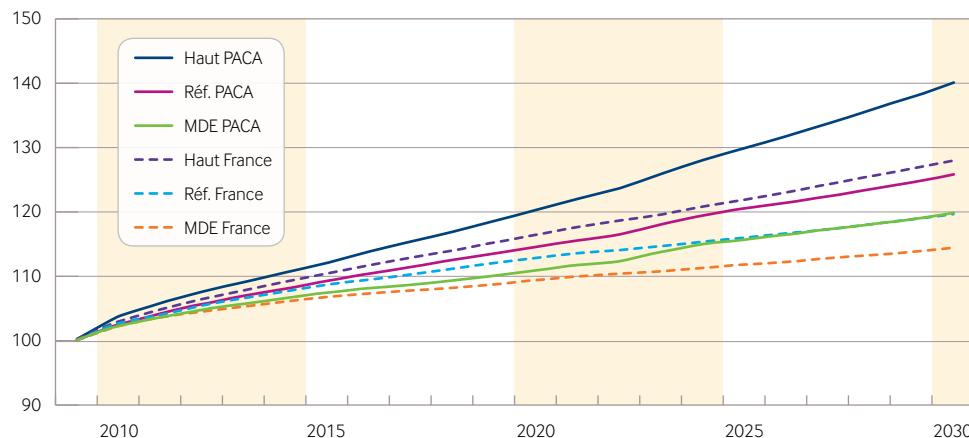
RTE s'implique également dans des projets démonstrateurs de smartgrids dans la région Sud-Est (voir encadré du chapitre 3).

### **6.1.7 Perspectives d'évolutions sur l'Est PACA à échéance 2030**

Au regard de la situation particulière, d'un point de vue électrique, de la zone Est de la PACA, RTE a conduit une étude spécifique de prévisions de consommations en énergie à l'horizon 2030 sur cette partie du territoire. La baisse de la croissance observée au niveau national (cf. infra) sur les trois scénarios ("Référence", "Haut" et "MDE renforcée") est également présente dans les projections sur l'Est PACA, quel que soit l'horizon étudié. Néanmoins, on observe que la dynamique de l'Est PACA reste plus forte que la moyenne du territoire métropolitain. Cette dynamique est due au poids local plus important des consommations résidentielles et tertiaires que dans l'ensemble du pays.



### Évolutions comparées Est PACA et France continentale (base 100 en 2009)



Par rapport au Bilan Prévisionnel 2009, le contexte a évolué et plusieurs hypothèses ont été ajustées :

- L'effet de la crise économique est désormais connu;
- Les indices d'évolution démographique publiés à l'automne 2010 par l'INSEE ont été intégrés;
- Les hypothèses de développement du Véhicule Électrique ont été actualisées;

- Les données de températures de référence, utilisées pour corriger les consommations de l'aléa climatique, ont été mises à jour;
- La prise en compte de la Ligne Grande Vitesse PACA a été reculée de 5 ans, i.e. en 2023, en cohérence avec la prévision officielle actuelle.

Sur ces bases les taux de croissance comparés sont :



### Taux de croissance moyens annuels de la consommation de l'Est PACA (Var, Alpes-Maritimes, Monaco)

	2004-2009	2010-2015	2015-2020	2020-2025	2025-2030
<b>Scénario "Haut" (BP 2009)</b>		2.0 %	1.7 %	1.6 %	1.6 %
<b>Scénario "Haut" (BP 2011)</b>		1.6 %	1.4 %	1.5 %	1.5 %
<b>Scénario "Référence" (BP 2009)</b>	2.1 %	1.7 %	1.4 %	1.4 %	1.4 %
<b>Scénario "Référence" (BP 2011)</b>		1.4 %	1.0 %	1.0 %	0.9 %
<b>Scénario "MDE renforcée" (BP 2009)</b>		1.3 %	1.3 %	1.3 %	1.3 %
<b>Scénario "MDE renforcée" (BP 2011)</b>		1.1 %	0.7 %	0.9 %	0.7 %

Le scénario "Référence" du BP 2011 propose une vision de la croissance des consommations à la baisse par rapport au BP 2009 de l'ordre de -860 GWh (soit -4,3 %) à l'horizon 2030. Ceci est la résultante :

- Du nouveau scénario central d'évolution démographique de l'INSEE qui a un impact direct à la baisse sur le nombre de résidences principales neuves (-13,4 %), déterminant essentiel de la consommation du résidentiel;
- De la réduction des consommations unitaires des usages (résidentiel et tertiaire) liée à l'amélioration de l'efficacité énergétique.

La nouvelle trajectoire du scénario se traduit par une diminution de l'ordre de 0,4 % du taux de croissance moyen annuel, quel que soit l'horizon.

Le scénario "Haut" du BP 2011 propose une vision des consommations quasi similaire à l'horizon 2030. En effet :

- Contrairement au scénario central, le scénario haut d'évolution démographique de l'INSEE se traduit par une baisse beaucoup moins significative (-0,2 %);
- La réduction des consommations unitaires des usages



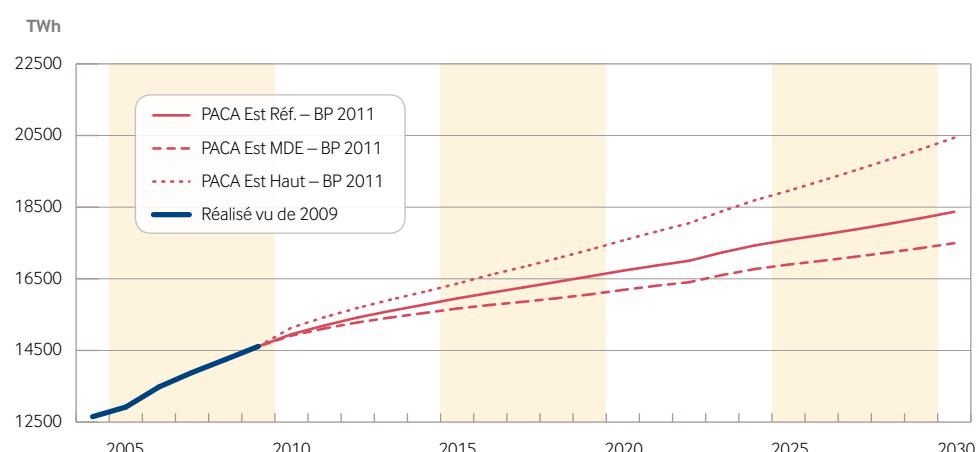
(résidentiel et tertiaire) sur ce scénario a un impact également plus limité.

Le scénario "MDE renforcée" du BP 2011 propose une vision des consommations à la baisse de l'ordre de -680 GWh (soit -3,6 %) à l'horizon 2030 qui s'explique :

- Essentiellement, comme dans le scénario "Référence" de consommation, par la baisse du scénario central d'évolution démographique de l'INSEE;
- Mais aussi par une compensation partielle liée au développement plus important du parc de véhicules électriques.



### Consommation finales corrigées de l'Est PACA



#### 6.1.8 Sensibilité aux températures froides

En première étape, les calculs sont réalisés en énergie et en puissance à température de référence (cf. chapitre 2) du territoire mais il est nécessaire, pour dimensionner

le réseau, de prévoir les puissances appelées dans des conditions de forte chaleur (climatisation) ou de vague de froid (chauffage), rencontrées en moyenne une année sur 10. Dans l'Est PACA, la pointe d'hiver reste prépondérante. Le tableau ci-dessous présente les résultats dans les trois scénarios :

Récapitulatif Est PACA MW	2015	2020	2025	2030
<b>Puissance à température de référence janvier 19 h, scénario "Référence"</b>	2 883	3 001	3 139	3 281
<b>Pointe "à une chance sur dix", scénario "Référence"</b>	3 377	3 514	3 668	3 826
<b>Pointe "à une chance sur dix", scénario "Haut"</b>	3 487	3 731	4 009	4 330
<b>Pointe "à une chance sur dix", scénario "MDE renforcée"</b>	3 308	3 378	3 505	3 630

Dans le scénario "Référence", une vague de froid appellerait donc environ 550 MW de plus en 2030 qu'un hiver à température de référence, puissance qui serait encore augmentée d'environ 500 MW dans le scénario "Haut" de consommation. Une telle sensibilité aux températures froides n'est pas spécifique à cette zone et se situe, en pourcentage, à des valeurs tout à fait comparables aux valeurs envisagées à l'échelon national.

#### 6.1.9 Conclusion

RTE traite la fragilité structurelle du réseau électrique de la région PACA en associant plusieurs actions :

- Une première étape de travaux entre Néoules et Broc Carros, achevée en 2010, qui a permis de renforcer le réseau existant afin de l'exploiter au maximum de ses capacités techniques ;

- La réalisation d'un filet de sécurité prévu en 2015, composé de 3 nouvelles lignes 225 kV pour une longueur totale d'environ 115 km. Ces infrastructures permettront de sécuriser durablement l'est de la région ;
- La création d'une zone d'accueil à Fos en 400 kV prévue fin 2011 pour permettre l'évacuation de plusieurs nouvelles unités de production.

L'alliance de la maîtrise de la demande conforme au scénario "Référence", du développement de la production locale prévu au Contrat d'objectifs et du "filet de sécurité à 225 kV" doit permettre de garantir

la sécurité de l'alimentation électrique de l'Est PACA jusqu'à l'horizon 2030.

Avec une politique de maîtrise de la demande forte (scénario "MDE renforcée"), l'horizon de sécurisation pourrait être repoussé de quelques années. A contrario, le scénario "Haut", qui poursuit une croissance soutenue des consommations proches de celle observée depuis 30 ans dans l'Est-PACA ferait apparaître des fragilités dès 2023. Un effort de maîtrise de la demande est donc nécessaire pour pérenniser la sécurité d'alimentation au-delà de cette date.

## 6.2 RÉGION BRETAGNE

### Préambule

La région est toujours confrontée à une forte croissance de la consommation d'électricité, déjà soulignée dans les Bilans Prévisionnels précédents et une faiblesse des moyens de production que compense difficilement le réseau de transport d'électricité.

L'État et les collectivités territoriales restent mobilisés sur cette situation préoccupante. Face à la situation de fragilité électrique de la Bretagne, l'État, la Région Bretagne, RTE, l'ADEME et l'ANAH (l'Agence Nationale de l'Habitat) ont signé, le 14 décembre 2010, le "Pacte électrique breton"<sup>104</sup> qui vise à sécuriser l'avenir électrique de la Bretagne en proposant des solutions autour d'un "trépied" d'actions nécessaires et complémentaires :

- Des efforts importants de Maîtrise de la Demande en Électricité (MDE) ;
- Un développement ambitieux de la production d'énergies renouvelables (EnR) ;
- La sécurisation indispensable de l'alimentation électrique (production et réseaux).

L'ensemble des signataires se sont engagés à mettre en œuvre, dans le respect de leurs compétences respectives, les actions concourant à l'atteinte des objectifs définis dans le pacte.

Les chapitres suivants exposent la situation de fragilité électrique de la région, les diagnostics ayant émergé lors des réunions de concertation et les principaux objectifs du "Pacte électrique breton" ainsi que les engagements

pris par RTE pour sécuriser l'approvisionnement électrique de la région.

### 6.2.1 Consommation

La consommation finale de la région Bretagne a atteint 21 700 GWh en 2010, ce qui représente plus de 4,5 % de la consommation d'électricité en France. Au cours des six dernières années, la consommation bretonne a progressé de plus de 20 % soit une croissance moyenne annuelle de 2,7 %. Cette dynamique est deux fois supérieure à la tendance nationale sur la même période (cf. graphe page suivante). Cette croissance est portée essentiellement par la clientèle domestique et la consommation du secteur tertiaire fortement corrélées à l'évolution démographique de la région dont la population croît en moyenne de 25 000 habitants tous les ans (source INSEE). L'ensemble de ces deux secteurs

[www.bretagne-developpement-durable.gouv.fr/\\_le-pacte-electrique-breton-r368.html](http://www.bretagne-developpement-durable.gouv.fr/_le-pacte-electrique-breton-r368.html)

104

#### Énergie brute consommée en Bretagne



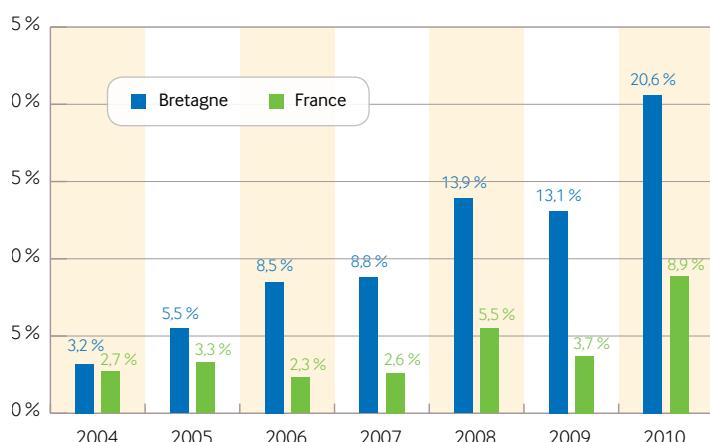
représente en effet plus de 70 % de la consommation de la zone, soit en proportion 7 % de plus qu'au niveau national.

En consommation réalisée, la croissance observée sur ces deux secteurs reflète également le dynamisme du chauffage électrique dans les nouvelles constructions et la progression des usages spécifiques de l'électricité au niveau résidentiel. La consommation de l'année 2010, particulièrement froide, illustre bien cette sensibilité génératrice de fortes pointes de puissance. La part de la consommation du secteur industriel de la région est en revanche 5 % moins importante que sur l'ensemble de la France d'où un moindre impact de la crise économique sur la demande électrique régionale des 2 dernières années.

[www.ecowatt-bretagne.fr/](http://www.ecowatt-bretagne.fr/)

105

**Évolution cumulée relative des consommations en Bretagne et en France depuis l'année 2003**



Le maximum de la puissance appelée à ce jour sur la région Bretagne est de 4 450 MW, il a été observé le 12 janvier 2010. Cette valeur était de 3 600 MW lors de l'hiver 2004. La progression continue des pointes de consommation est donc supérieure à 23 % sur les six dernières années.

La sensibilité des pics de consommation aux températures froides en hiver est élevée et progresse au fil des années. Elle s'explique principalement par l'accroissement du parc de logements et la pénétration du chauffage électrique. Cette sensibilité est estimée à environ 130 MW par degré de température sur la Bretagne. Elle est bien supérieure à la sensibilité moyenne en France et explique la dynamique observée sur les puissances appelées. Pour prévenir les forts appels de puissance, les effacements tarifaires de consommation (Effacement Jour de Pointe)

constituent un moyen d'action permettant de réduire la demande et de contribuer à la sécurité d'alimentation de la zone. De plus, dans le cadre du mécanisme d'ajustement, RTE peut mobiliser des offres d'effacement de consommation interclassées économiquement ainsi que des offres d'effacement diffus.

La démarche "ÉcoWatt en Bretagne, le bon Geste Énergie" pilotée par RTE<sup>105</sup>, invite, par ailleurs, depuis l'hiver 2008, à une démarche volontaire et citoyenne des Bretons pour modérer leur consommation d'électricité aux heures de pointe en hiver. Les personnes, entreprises ou collectivités inscrites sont informées des situations d'alerte grâce aux outils mis en place (Internet et SMS principalement) et invitées à procéder aux gestes "énergie" proposés et à relayer l'information autour d'eux. À l'issue de l'hiver 2010/2011, plus de 30 500 inscriptions étaient effectives, complétées par une mobilisation croissante des citoyens, des collectivités et des entreprises comme en témoignent les résultats d'un sondage réalisé par IPSOS en février 2011. Cette démarche fédératrice participe aux changements des comportements en matière de consommation d'électricité, puisqu'une large majorité des sondés, abonnés ou non à ÉcoWatt, déclarent modérer leur consommation durant les alertes : 78 % du grand public et plus de 50 % des collectivités locales. Sur la base des éléments recueillis dans cette enquête d'opinion et en fonction des données existantes dans ses bilans de consommation, RTE a pu estimer une diminution de la consommation d'électricité en Bretagne à environ 2,5 % durant l'hiver dernier lors d'une alerte.



**Prévisions à long terme :** les perspectives relatives à la demande de consommation électrique sur la région Bretagne ont été réactualisées et restent toujours orientées à la hausse même si le taux de croissance annuel se réduit. Les taux de croissance du scénario MDE 2010 du "Pacte électrique breton" se situent entre le scénario "Référence" 2011 et le scénario "MDE Renforcée" 2011.

Ces prévisions sont élaborées à partir d'hypothèses propres à la région (démographie et habitat, poids relatif des branches tertiaires et des secteurs industriels, taux d'équipement) et de tendances issues soit du progrès technique (efficacité énergétique) soit de réglementations nationales et européennes (lois et directives).



### Taux de croissance moyen annuels

	2010/2015	2015/2030
Scénario "Haut" 2011	2.1 %	1.4 %
Scénario "Référence" 2011	1.6 %	0.9 %
Scénario "MDE Renforcée" 2011	1.3 %	0.6 %

Ainsi, dans le scénario "Référence", les prévisions de croissance annuelles envisagées sont les suivantes : +1,6 % jusqu'en 2015 puis de +0,9 % de 2015 à 2030.

Ces prévisions sont fondées sur le scénario de population central élaboré par l'INSEE (+15 % sur la population de la région entre 2010 et 2030 correspondant à 470 000 habitants supplémentaires) et intègrent des gains effectués sur les consommations unitaires des usages, dus à l'efficacité énergétique, ainsi qu'aux mesures de MDE volontaristes s'appuyant pour partie sur les actions identifiées dans le "Pacte électrique breton". Elles demeurent cependant supérieures à la moyenne nationale en raison notamment du dynamisme de la croissance démographique, du déploiement du chauffage électrique dans les logements neufs et des pompes à chaleur en substitution à d'autres moyens de chauffage (gaz, fuel) dans l'habitat existant.

Dans le scénario "MDE Renforcée", le renforcement de la maîtrise de la demande d'énergie, au travers des lois Grenelle, des directives européennes et des mesures de MDE volontaristes s'appuyant sur les actions identifiées dans le "Pacte électrique breton", réduit de quelques dixièmes de points les prévisions par rapport au scénario "Référence", plus progressif. Dans le scénario "MDE Renforcée", la réglementation thermique applicable aux constructions neuves est renforcée à très court terme – pour toutes les constructions neuves faisant l'objet d'un permis de construire déposé à partir de fin 2012 – et l'objectif national de réduction des consommations d'énergie du parc des bâtiments existants est fixé à 38 % d'ici à 2020.

Inversement, dans le scénario "Haut" reposant sur une variante de la démographie incluant un taux migratoire plus élevé (scénario haut de l'INSEE soit 600 000 habitants supplémentaires sur la région entre 2010 et 2030)

en partie dopé par l'arrivée de la LGV Bretagne et ses répercussions sur le secteur tertiaire, les prévisions de croissance sont revues à la hausse. Dans ce scénario, les mesures de MDE sont de plus décalées dans le temps.

Dans tous les scénarios envisagés, les taux de croissance, en diminution par rapport à ceux du Bilan Prévisionnel 2009, traduisent une plus forte prise en compte des hypothèses d'efficacité énergétique, conséquences de la loi de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement (Grenelle 1), de la loi portant engagement national sur l'environnement (Grenelle 2) et des mesures de MDE volontaristes identifiées dans le "Pacte électrique breton".

L'objectif affiché dans le "Pacte électrique breton" vise à réduire la croissance annuelle de la consommation observée ces dernières années, en la divisant par 2 sur la période 2010-2015, puis par 3 sur la période 2015-2020. L'atteinte de ces résultats passe par la mise en œuvre d'actions de MDE à la maille régionale :

- mise en œuvre des certificats d'économie d'énergie,
- rénovation thermique dans les logements,
- économie d'énergie dans les exploitations agricoles et les industries agro-alimentaires,
- renforcement du programme ÉcoWatt Bretagne,
- déploiement du pilotage de la demande électrique ("compteurs communicants"),
- dispositifs d'effacement en période de pointe,
- accompagnement des acteurs professionnels.

Ces actions doivent permettre de viser une évolution proche de celle du scénario "MDE Renforcée" et pourraient conduire, en tenant compte d'une diffusion efficace sur l'ensemble du territoire, à diviser par 4 à l'horizon 2030 la croissance annuelle de la consommation observée ces dernières années.

### 6.2.2 Production

#### 6.2.2.1 Les centrales thermiques

Les perspectives concernant le parc de production régional ont évolué de façon contrastée depuis l'édition 2009 du Bilan Prévisionnel, et restent toujours incertaines. La principale centrale de production alimentant la région se situe en Loire-Atlantique, à Cordemais, à l'ouest de Nantes, avec deux groupes charbon de 580 MW et deux groupes fioul de 685 MW chacun. La puissance disponible sur le site atteint 2 530 MW mais à partir de 2016 la

pérennité des tranches fioul est incertaine, du fait de la directive européenne IED<sup>106</sup>.

Cinq turbines à combustion (TAC) sont localisées à Brennilis et Dirinon dans le Finistère, pour une puissance totale installée de 480 MW. Il s'agit d'installations exploitées essentiellement lors des pointes de consommation, lorsque le réseau de transport approche de la saturation ou dans des configurations particulières du système d'exploitation. Ces installations seront exploitées jusqu'en 2015 mais, après cette date, se pose la question de l'arrêt ou de la prolongation de quatre de ces turbines.

Par ailleurs, le projet de centrale d'une puissance d'environ 200 MW dans la région de Saint-Brieuc (Côtes-d'Armor) présenté dans les précédents Bilans Prévisionnels n'a pas été mis en œuvre. Ce projet dont la mise en service devait intervenir en 2012 aurait résolu la fragilité sur le Nord-Bretagne pour une dizaine d'années et aurait également contribué au maintien du plan de tension de la Bretagne.

Néanmoins, comme prévu, une centrale de type Cycle Combiné à Gaz (CCG) située sur la commune de Montoir-de-Bretagne (Loire-Atlantique), d'une puissance de 450 MW, est en service industriel depuis octobre 2010. Cette centrale permet de résoudre des contraintes spécifiques sur le Sud Bretagne et participe également à la tenue du plan de tension de la Bretagne.

Compte tenu des incertitudes précédemment évoquées et du déséquilibre structurel entre la production et la consommation, l'ensemble de la Bretagne est exposé à

un risque généralisé d'écroulement de tension (blackout).

Le "Pacte électrique breton" souligne la nécessité d'installer une unité de production d'électricité capable d'apporter la puissance supplémentaire nécessaire à la sécurisation de l'alimentation électrique de la Bretagne. Un appel d'offres lancé par l'État<sup>107</sup> concerne l'implantation à l'horizon 2015 d'un nouveau moyen de production classique de type CCG d'une puissance d'environ 450 MW, à haute performance énergétique, avec une localisation dans les environs de Brest.

### **6.2.2.2 Les énergies renouvelables**

#### **et la production décentralisée**

Le dernier équipement important de production en service dans la région est l'usine marémotrice de la Rance dans les Côtes d'Armor. La puissance installée est de 240 MW, mais étant tributaire des heures de marées, sa disponibilité au moment des pointes de consommation n'est pas garantie.

Le "Pacte électrique breton" affiche des objectifs ambitieux de développement de production d'électricité renouvelable avec une puissance de 3 600 MW en 2020. La moitié de cette puissance devrait être constituée par les parcs éoliens terrestres qui se sont développés fortement sur la région ces dernières années. L'éolien terrestre représente fin 2010 une puissance installée de 650 MW et plus de 200 MW supplémentaires sont en projet.

Le littoral de la région Bretagne dispose en outre d'un bon potentiel éolien offshore. Une zone propice au large de Saint-Brieuc, pour une puissance d'environ 500 MW,



#### **Objectifs EnR du pacte électrique breton**

MW	2010	2012	2015	2020
<b>Éolien terrestre</b>	535	950		1 800
<b>Éolien offshore ancré et flottant</b>	-	-	500	1 000
<b>Hydroliennes</b>	-	-	2	10
<b>Barrage de la Rance</b>	240	240	240	240
<b>Hydraulique</b>	33			36
<b>Photovoltaïque</b>	25	75	250	400
<b>Biomasse dont méthanisation</b>	0.4	4	20	120
<b>Incinération de déchets</b>	12	12	12	12

a été retenue par l'État<sup>108</sup> et sera traitée dans le cadre de l'appel d'offres propre aux parcs de production éoliens offshore que l'État s'apprête à lancer. À l'horizon 2020, les objectifs affichés s'appuient sur l'ouverture d'autres zones favorables.

RTE accompagnera l'État et la région dans l'atteinte de ces objectifs en proposant les solutions de raccordement optimales et en adaptant le réseau de transport pour être en mesure d'accueillir l'ensemble des projets qui émergeront au cours des années à venir.

D'une manière générale, toute énergie renouvelable (éolienne, photovoltaïque, biomasse, etc.) est favorable à la compensation du déficit actuel de production en Bretagne. Les simulations montrent qu'en 2020, la dépendance de la Bretagne aux énergies produites en dehors de son territoire aura fortement diminué puisque 30 % de l'énergie consommée par la région à cette échéance sera produite en Bretagne. Cependant, comme nous l'avons constaté ces derniers hivers, sur une zone géographiquement restreinte comme la Bretagne, il ne peut y avoir d'effets de foisonnement des régimes éoliens qui permettent de garantir un minimum de puissance disponible. Ces sources de production intermittentes n'apportent donc pas de solution structurelle aux fragilités régionales.

### 6.2.3 Le réseau actuel et la sécurité d'approvisionnement

Les moyens de production situés en Bretagne ne fournissant qu'une très faible partie de l'électricité consommée dans la région (9,5 % en 2010), cette dernière est essentiellement produite à l'extérieur de la région et acheminée sur de longues distances via le réseau de transport. La puissance disponible sur le territoire national est mise à disposition de la région via un axe 400 kV double circuit Launay – Domloup – Cordemais, décrivant un arc le long de la limite est de la Bretagne. Cet arc est solidement raccordé au réseau 400 kV national, par trois lignes à double circuit.

La répartition des transits d'électricité vers la Bretagne s'effectue via deux axes :

- Au Sud Bretagne, depuis le poste de Cordemais (près de Nantes), d'où partent une ligne à double circuit 400 kV, et un faisceau de cinq lignes 225 kV, en direction du Nord-Ouest vers Calan (Lorient) et La Martyre (Brest);

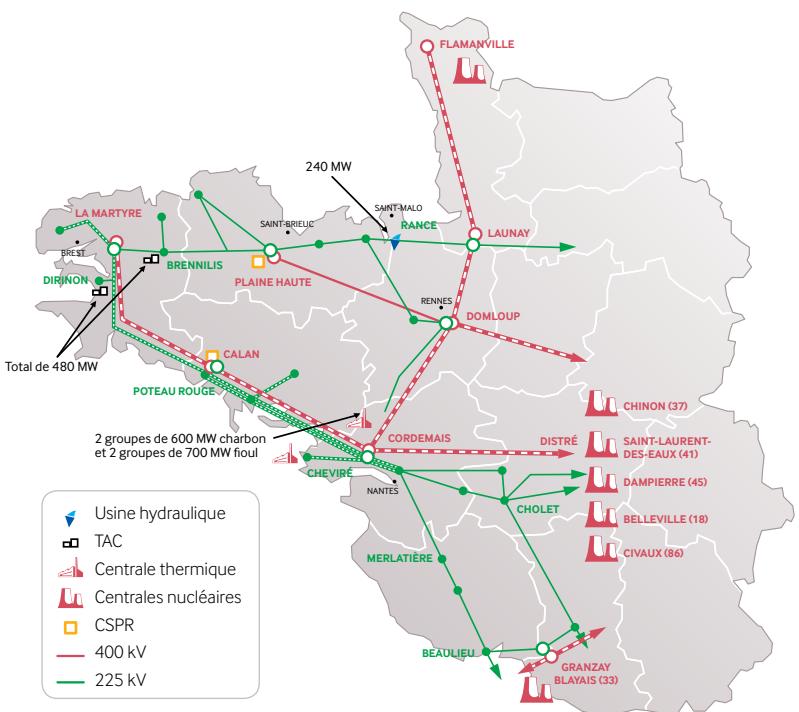
- Au Nord Bretagne, essentiellement depuis le poste de Domloup (Rennes), à partir d'une ligne 400 kV à un seul circuit, sous tendue par un réseau 225 kV issu des postes de Domloup et de Launay (Avranches).

Cinq sites ont été retenus par l'État fin janvier 2011 sur le littoral français

►►► 108

Les mises en service conjuguées en fin d'année 2010, du cycle combiné gaz à Montoir-de-Bretagne et du poste 400/225 kV à Calan ont permis de sécuriser l'alimentation du sud de la Bretagne à moyen terme. Le phénomène de saturation du réseau 225 kV issu de Cordemais est résorbé pour une période d'une dizaine d'années.

### ►►► Réseau et production actuels en Bretagne



La Bretagne reste toutefois exposée à une double fragilité :

- Une fragilité globale sur l'ensemble de la région Bretagne liée à un risque d'écroulement de tension généralisé (blackout) du fait de l'éloignement entre les centres de production et les lieux de consommation;
- Une fragilité ciblée sur la partie nord recouvrant la plus grande partie du département des Côtes d'Armor et l'agglomération de Saint-Malo dont l'alimentation serait suspendue, en cas d'indisponibilité de l'axe à 400 kV Domloup – Plaine Haute.

### 6.2.3.1 Écroulement de tension : "blackout"

Les problèmes de tenue de tension découlent du faible niveau de production installé dans la région. La conséquence est un déficit de compensation de l'énergie réactive qui, acheminée sur de longues distances via le réseau de transport, entraîne des chutes de tension préjudiciables à la qualité de service. Ce risque apparaît lorsque se combinent une forte consommation et la perte d'un groupe de production proche (par exemple sur les sites de Cordemais, Chinon ou Flamanville) ou d'un ouvrage du réseau de transport. Les phénomènes d'écroulement de tension sont particulièrement dangereux et présentent des dynamiques d'évolution très rapides : un écroulement de tension sur la Bretagne pourrait se propager par effet "domino" à l'ouest de la France comme cela s'est déjà produit en 1987 si aucune mesure de sauvegarde n'est réalisée.

Pour répondre à cette difficulté, RTE a déjà engagé dans les années passées un programme important de renforcement des moyens de compensation (+700 MVAR) en procédant à l'installation de batteries de condensateurs en 2004 et en mettant en fonctionnement industriel en 2006 deux Compensateurs Statiques de Puissance Réactive (CSPR) dans les postes de Plaine-Haute et Poteau-Rouge. Ce programme a été complété en 2009 et 2010 par l'installation de nouvelles batteries de

condensateurs sur la région représentant un volume de plus de 200 MVAR. Enfin, il est prévu de procéder en 2011 à l'installation d'un CSPR à Cheviré (au sud de Nantes).

Malgré la mise en œuvre de l'ensemble de ces renforcements, la croissance rapide des pointes de consommation et le faible niveau de puissance des moyens de production ont conduit, lors de l'hiver 2010-2011, à la mise en œuvre de mesures de sauvegarde sous forme de baisses limitées et temporaires de la tension lors des pics de consommation.

Face à l'évolution de la situation, et compte tenu des perspectives concernant le parc de production breton, l'État lance un appel d'offres pour l'implantation d'un cycle combiné gaz dans le Nord Finistère qui contribuera à limiter le risque de blackout sur la région.

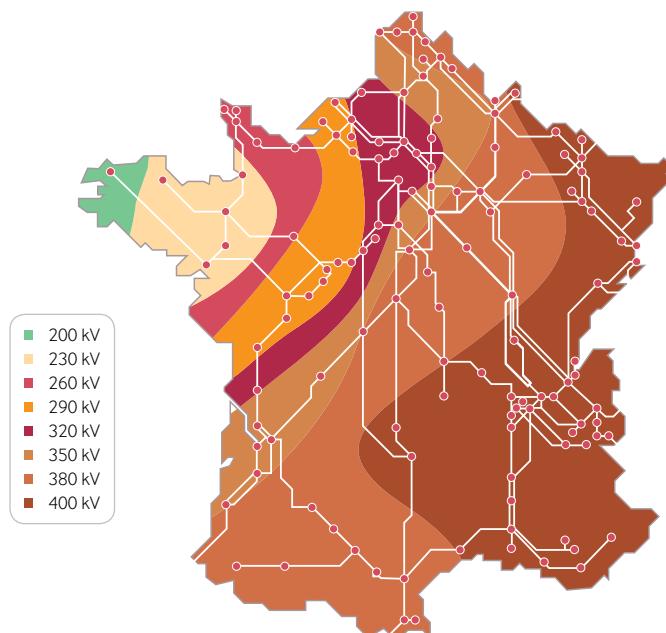
De plus, en complément de ce nouveau moyen de production, RTE lance un programme massif et rapide de moyens de compensation supplémentaires pour une capacité totale de 1 150 MVAR sur l'ensemble de la région d'ici 2013. Ce programme est un élément constitutif du "filet de sécurité breton" (voir paragraphe 6.2.4).

### 6.2.3.2 La sécurité d'approvisionnement en Nord Bretagne

La zone Nord Bretagne (recouvrant la plus grande partie du département des Côtes d'Armor et les agglomérations de Saint-Malo et de Dinard) est alimentée par une ligne à un seul circuit 400 kV et deux lignes 225 kV convergeant vers la Rance, à l'est. Elle est reliée à la zone Sud Bretagne par une simple ligne 225 kV, venant du poste de La Martyre à l'ouest.

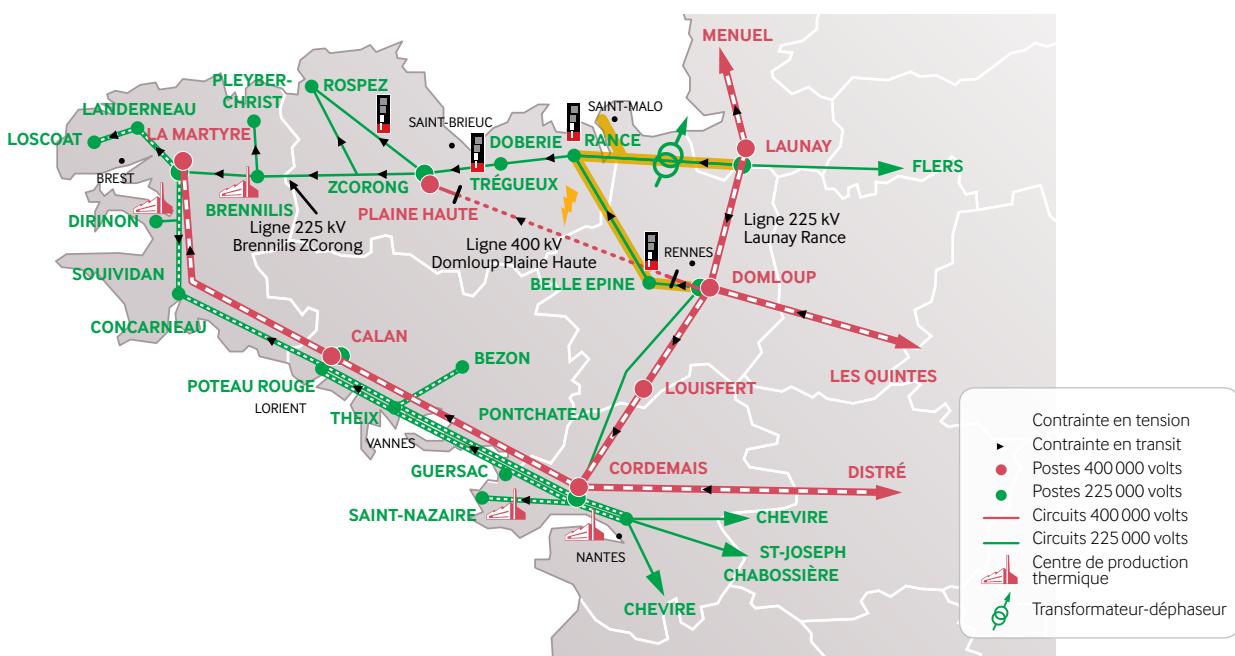
L'incident le plus préjudiciable à l'alimentation de la zone nord est la perte de l'axe 400 kV entre Rennes et Saint-Brieuc. Bien qu'une partie de la puissance nécessaire parvienne alors depuis La Martyre et Brennilis par la ligne 225 kV située à l'Ouest, des surcharges apparaissent sur les deux lignes 225 kV de l'est alimentant la Rance. L'apparition de surcharges sur la ligne Launay-Rance a déjà nécessité l'installation en 2002 d'un Transformateur-déphasageur (TD) au poste de la Rance, pour rééquilibrer les flux entre les deux lignes. Néanmoins, ce rééquilibrage est insuffisant depuis 2010 en cas de vagues de froid : la capacité de transit globale est alors trop faible. Des surcharges inadmissibles apparaissent sur les deux lignes

#### Écroulement de tension de janvier 1987





### Report de charge après incident en Bretagne-Nord



225 kV de l'Est et conduisent en cascade à la perte de l'intégralité de l'alimentation de la zone si l'on ne met pas en œuvre un délestage sur le Nord Bretagne.

Suite à la non-réalisation du projet de centrale à Saint-Brieuc, qui aurait permis de traiter dans des délais courts et pour une dizaine d'années ces contraintes, il apparaît désormais indispensable de procéder à un renforcement du réseau public de transport pour faire face à la situation. Dans l'attente de la mise en service du filet de sécurité breton, la sécurité d'alimentation du Nord Bretagne restera préoccupante pour les hivers à venir.

#### 6.2.4 Le filet de sécurité breton

L'ensemble des actions de MDE et de développement de la production renouvelable retenues dans le "Pacte électrique breton" permettent de rééquilibrer la part d'énergie produite en Bretagne par rapport à sa consommation. Elles ne suffisent cependant pas à assurer

la sécurité d'alimentation en électricité de la Bretagne malgré leur ambition et leur crédibilité. En particulier, le caractère intermittent des énergies éolienne et solaire ne permettent pas de garantir le niveau de puissance nécessaire lors des périodes de froid.

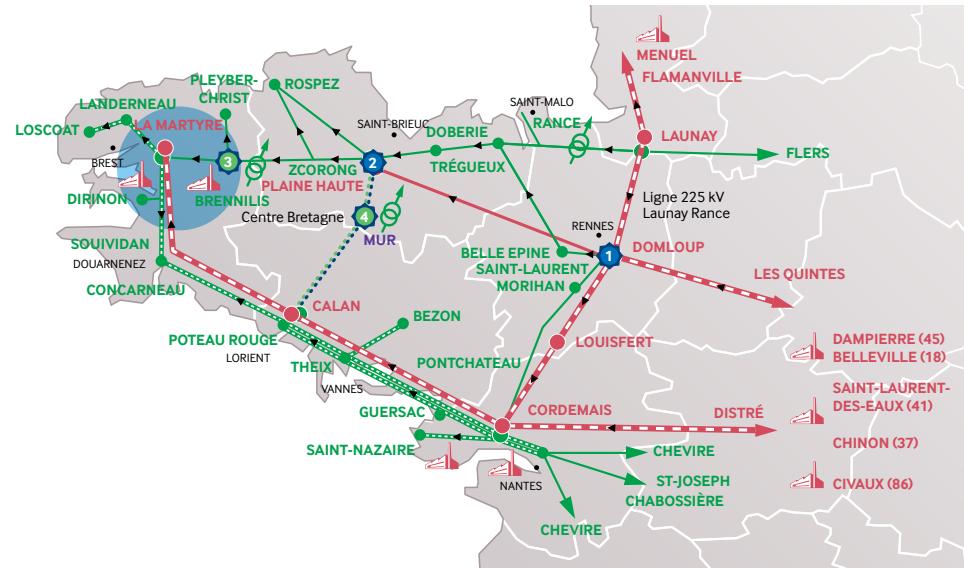
L'évolution prévisible des moyens de production mobiles existants et l'analyse de risque sur l'équilibre offre-demande de la région à court et moyen terme qui en découle, font craindre une aggravation de la situation de fragilité électrique déjà constatée. Dans ce contexte, il est apparu indispensable à l'ensemble des signataires du Pacte de formuler des orientations complémentaires sur l'aménagement des réseaux de transport, permettant d'assurer la sécurité de l'alimentation électrique bretonne.

Le filet de sécurité est composé d'un ensemble de renforcements contribuant tous à la sécurisation du réseau électrique breton. Ces investissements sont illustrés et repérés (1,2,3,4,5) dans le schéma suivant.



### Le filet de sécurité breton

- 1 Domloup : 2013  
CSPR + Condensateurs
- 2 Plaine Haute : 2015  
2<sup>e</sup> AT
- 3 Brennilis : 2015  
Transformateur-déphasageur
- 4 LS 225 kV de Calan à Plaine Haute + Mûr 225 kV + déphasageur à Mûr : 2017
- 5 Raccordement  
Appel d'offre CCG
  - Sens des flux
  - Postes 400 kV
  - Postes 225 kV
- Circuits 400 kV
- Circuits 225 kV
- Centre de production thermique
- Transformateur-déphasageur



Les premiers renforcements du "filet de sécurité breton" consisteront à installer entre 2011 et 2013 des moyens de compensation répartis sur l'ensemble du territoire de la région Ouest : des condensateurs (dans des postes à 225 kV essentiellement), et deux Compensateurs Synchrone de Puissance Réactive (CSPR), aux postes de Domloup et de La Merlatière (Vendée), pour une capacité totale de 1150 MVAR. Ces moyens de compensation, complétés par le raccordement indispensable du CCG dans la zone de Brest, redonneront une marge de sécurité vis-à-vis du risque d'écroulement de tension de la Bretagne mais n'auront pas d'influence sur la fragilité "Nord Bretagne" qui sera dégradée les prochains hivers.

Pour limiter les risques de coupure sur le Nord Bretagne, les capacités de transformation 400/225 kV seront doublées à Plaine-Haute à l'horizon 2015 et un transformateur déphasageur sera installé au poste de Brennilis pour augmenter les capacités de secours venant de l'ouest de la zone. Ces renforcements seront complétés par une solution plus structurante consistant en la création d'un nouvel axe 225 kV reliant les postes de Calan (près de Lorient) et de Plaine-Haute (région de Saint-Brieuc), desservant au passage le poste de Mûr-de-Bretagne. Le contexte environnemental et sociétal incite à s'orienter en dépit des longueurs importantes, vers la technologie souterraine afin de favoriser une mise en service à l'horizon 2017. D'une longueur d'environ 80 km, cette liaison souterraine traversera le Morbihan (50 km)

et les Côtes d'Armor (30 km). Elle permettra de palier notamment la défaillance de l'axe 400 kV Domloup – Plaine-Haute en apportant une capacité de secours de plus de 450 MW au Nord Bretagne. Pour une meilleure régulation des flux, un transformateur-déphasageur sera également installé au poste de Mûr-de-Bretagne. Avec les deux autres appareils de même type installés à La Rance et à Brennilis, il permettra de "piloter" les transits en fonction des situations d'exploitation rencontrées. Le passage de la future liaison à proximité du poste 63 kV actuel de Mûr-de-Bretagne permet également d'envisager la création d'un échelon 225 kV dans ce poste. Il sera construit en technique à encombrement réduit (type PSEM<sup>109</sup>) et comprendra deux transformateurs 225/63 kV de 170 MVA qui sécuriseront l'alimentation haute tension du Centre Bretagne.

Par ailleurs, l'ensemble de ce dispositif permettra de créer une capacité d'accueil d'environ 300 MW pour les énergies renouvelables dans le Centre Bretagne et contribuera également à favoriser les possibilités de raccordement concernant l'éolien offshore.

#### 6.2.5 Conclusion

La région Bretagne souffre d'un déséquilibre structurel et durable entre production et consommation. Une situation en voie d'aggravation ces dernières années, qui, outre les risques de coupure ciblé au Nord Bretagne,

Poste sous enveloppe métallique

109

place désormais toute cette région devant un risque généralisé d'écroulement de tension.

Ce diagnostic partagé par l'ensemble des acteurs locaux s'est concrétisé le 14 décembre 2010 par la signature du "Pacte électrique breton" qui préconise une solution "globale" agissant sur l'ensemble des leviers (consommation, production, réseau) qui est la seule réponse à même de résoudre durablement ces contraintes à savoir :

- Un programme ambitieux de MDE engageant les collectivités locales, afin de modérer réellement les consommations;
- Un plan de développement de la production locale à base d'énergies renouvelables valorisant les atouts de la Bretagne en matière de technologies innovantes et d'énergie marine;
- L'implantation la plus rapide possible d'un cycle combiné gaz (CCG) d'environ 450 MW dans la zone de Brest;
- La mise en place à l'horizon 2017 par RTE d'un "filet de sécurité breton" reposant principalement sur une nouvelle liaison souterraine 225 kV entre Calan et Plaine-Haute, précédée de mesures urgentes d'installation de plus de 1150 MVAR de moyens de compensation.

La sécurité d'alimentation de la région au-delà de 2020 devra être examinée en fonction de l'évolution des différentes hypothèses présentées dans les paragraphes précédents et particulièrement en cas de non pérennisation du niveau de puissance actuel sur le site de Cordemais ou en l'absence d'une nouvelle production mobilisable sur la région permettant de combler ce déficit.



# BILAN PRÉVISIONNEL DE L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

ÉDITION 2011



## PROSPECTIVE ÉNERGÉTIQUE À LONG TERME

PARTIE 7



**7.1** Objet des analyses à long terme

**7.5** La nécessaire adaptation du réseau à long terme

**7.2** Modalités d'exploration des horizons long terme

**7.3** Vision “Référence” - Horizons long terme

**7.4** Variantes - Sensibilités à l'offre et à la demande

# PROSPECTIVE ÉNERGÉTIQUE À LONG TERME

## 7.1 OBJET DES ANALYSES À LONG TERME

L'enjeu principal du Bilan Prévisionnel à un horizon moyen terme est d'évaluer le risque de déséquilibre entre l'offre (production et effacement) et la demande, pour délivrer, le cas échéant, un signal d'alerte. À long terme, même si les besoins en puissance peuvent être importants, il est encore largement temps de décider de nouveaux moyens de production et d'effacements de tous types. L'exploration des horizons de long terme a donc pour objet principal d'évaluer les conséquences sur l'exploitation future du système (au travers des bilans énergétiques) des choix qui pourront être faits dans les prochaines années en matière de politique énergétique, tant en France que dans le reste de l'Europe. Le Bilan Prévisionnel 2011 se focalise à long terme sur les années 2020, date clé des politiques énergétiques française et européenne, et 2030, leur prochain horizon.

Les analyses à long terme du Bilan Prévisionnel 2011 reposent sur le croisement du scénario "Référence" de la demande, introduit aux chapitres 2 et 3, avec un scénario

"Référence" de l'offre, présenté dans ce chapitre, construit dans le prolongement du scénario "Référence" de l'offre à moyen terme introduit au chapitre 4. Cette combinaison constitue la vision "Référence" à long terme.

Aux échéances lointaines, les études d'équilibre offre-demande doivent prendre en compte des incertitudes beaucoup plus grandes qu'à moyen terme. Celles pesant sur la demande ont conduit RTE à compléter le scénario "Référence" de la demande par des scénarios complémentaires, présentés aux chapitres 2 et 3. L'écart en 2020 entre les scénarios de consommation "Haut" et "MDE renforcée" est de près de 33 TWh sur l'énergie annuelle et de plus de 7,5 GW sur la demande de pointe (atteinte à une chance sur dix). Des incertitudes pèsent également sur la constitution de l'offre : celle-ci résultera des décisions prises au cours des prochaines années. Ces incertitudes conduisent RTE à introduire des variantes de l'offre dans ce chapitre.

## 7.2 MODALITÉS D'EXPLORATION DES HORIZONS LONG TERME

L'impact croissant des aléas climatiques (température, vent, nébulosité) sur les systèmes électriques européens, induit notamment par le fort développement des productions fatales, confirme la nécessaire prise en compte des systèmes électriques étrangers et de leurs aléas respectifs pour la réalisation d'études prévisionnelles françaises. Engagée lors des précédentes éditions du Bilan Prévisionnel, cette démarche se traduit cette année par la modélisation des systèmes ouest-européens interconnectés.

L'hypothèse d'une sortie allemande du nucléaire en 2022 a été retenue, conformément aux décisions prises par le gouvernement allemand en juin 2011. Les hypothèses sur la Suisse sont conformes aux décisions récentes, c'est-à-dire un non remplacement des

groupes en exploitation avec la fermeture de la dernière unité en 2034.

L'interclassement des groupes ouest-européens considéré pour les simulations à long terme est similaire à celui utilisé pour les analyses à moyen terme. Il n'y a pas de scénario de rupture de l'interclassement des groupes. Il s'ensuit que les résultats présentés doivent être utilisés avec précaution et ont surtout une valeur indicative ; leurs variations en fonction des différentes configurations examinées (calculées "toutes autres choses égales par ailleurs") sont bien plus significatives que leur valeur absolue.

Les horizons long terme analysés ici nous permettent de faire l'hypothèse que la sécurité d'approvisionnement sera

raisonnablement garantie dans les pays voisins de la France, sans pour autant que la sécurité d'approvisionnement française ne soit dépendante d'importations massives. Or les capacités qui sont installées dans les systèmes voisins contribuent non seulement à la sécurité de ces systèmes mais également à la sécurité de l'ensemble des pays de la zone et donc de la France. Cela réduit donc le besoin de capacité à installer dans chacun des pays, dont la France.

L'offre de puissance complémentaire en France est estimée en tenant compte de la mutualisation des moyens disponibles dans les systèmes ouest-européens, dans la limite des capacités d'interconnexion. Cette capacité complémentaire peut être constituée de moyens de production quelconques, d'effacements de consommation ou de moyens de production localisés à l'étranger, sous réserve que la capacité d'import soit effectivement disponible durant les périodes de tension de l'équilibre offre-demande en France.

La nature de la puissance complémentaire modifie naturellement les résultats présentés dans ce chapitre, en particulier le solde exportateur et les émissions de CO<sub>2</sub>:

- La mise en place de productions à bas coût d'appel (tel que le nucléaire ou les énergies renouvelables) aurait pour conséquence une forte augmentation des exportations et une réduction de la durée d'appel des groupes thermiques français. Les émissions de

CO<sub>2</sub> françaises comme étrangères s'en trouveraient réduites;

- La mise en place de centrales de type CCG, cogénération ou charbon aurait pour conséquence, dans la plupart des scénarios, une augmentation sensible du volume d'exportation des émissions de CO<sub>2</sub> sur le sol français;
- La mise en place de productions de pointe ou d'effacements ne modifierait que très peu les bilans énergétiques affichés ainsi que les émissions de CO<sub>2</sub>;
- Cette production complémentaire pourrait également être située à l'étranger, à la condition que la disponibilité de cette dernière et des capacités d'interconnexions soit assurée durant les périodes d'appel, et aurait alors pour conséquence une réduction du volume d'énergie exporté par la France. Les émissions de CO<sub>2</sub> affichées dans ce rapport n'en seraient pas modifiées, ces émissions étant réalisées à l'extérieur des frontières françaises.

La nature de cette puissance étant par définition inconnue, aucune production de CO<sub>2</sub> n'y est directement affectée dans les bilans globaux d'émissions. Par convention, le prix d'appel de cette puissance a été choisi supérieur aux groupes classiques dits de semi-base (CCG et charbon) mais inférieur aux groupes de pointe (TAC), afin de pouvoir exprimer au mieux dans les bilans énergétiques l'appel de cette capacité pour les seuls besoins nationaux.

Ces hypothèses sont détaillées dans le rapport "Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2011-2025" accessible à partir du site internet d'ENTSO-E <https://www.entsoe.eu/resources/publications/system-development/adequacy-forecasts/>

### 7.3 VISION "RÉFÉRENCE" - HORIZONS LONG TERME

Aux horizons 2020 et 2030, la constitution de l'offre et de la demande dans les systèmes ouest-européens est élaborée par RTE à partir des données et études réalisées avec les gestionnaires de réseau étrangers réunis au sein d'ENTSO-E<sup>110</sup>, mais également à partir d'informations communiquées sous couvert de confidentialité par les différents acteurs du système électrique lors de consultations bilatérales ou auprès de divers organismes

de recherche ou encore d'informations recueillies auprès de diverses sources publiques.

Une vision "Référence" décrit l'état du système français sur lequel sont construites les analyses à venir. Elle correspond au croisement des scénarios "Référence" de la demande et de l'offre. Ce dernier est décrit dans l'encadré ci-après.



## Description de l'offre "Référence" à long terme

Ce scénario est décrit en écart à l'offre "Référence" moyen terme de 2016, présentée au chapitre 4, et les hypothèses retenues pour le parc thermique le sont à titre normatif.

### Le parc nucléaire :

Le scénario "Référence" est construit sur le maintien de la capacité de production à 65 GW aux horizons 2020 et 2030. Afin de pallier l'incertitude sur le devenir individuel des groupes existants, ce Bilan Prévisionnel retient, de manière tout à fait conventionnelle, une puissance totale inchangée du parc nucléaire à partir de 2016 pour ses analyses à long terme, sans préjuger de construction, déclassement ou évolution de capacités unitaires des groupes.

### Le parc thermique classique centralisé :

- Un groupe CCG de 450 MW est ajouté aux 6 GW de CCG. Il est supposé être en service avant 2020 suite à l'appel d'offres Bretagne.
- Concernant la filière charbon, les cinq groupes de 580 MW sont maintenus en service à 2020 et 2030, soit une puissance totale de 2,9 GW.
- Concernant la filière fioul, l'hypothèse prise ici est celle d'un arrêt des deux tranches fioul restantes (1,3 GW) entre 2020 et 2030.
- Les 4 TAC les plus anciennes de 85 MW ne sont pas retenues aux horizons 2020 et 2030. Le reste du parc de TAC (1,5 GW), beaucoup plus récent, est considéré présent à tous les horizons étudiés.

### Le parc thermique classique décentralisé :

Le net déclin du parc de cogénération à moyen terme se prolonge jusqu'en 2020, passant d'une puissance installée de 1,5 GW en 2015 à 1,25 GW en 2020 et 2030.

### Le parc thermique renouvelable :

- En 2020, l'hypothèse de développement du parc biomasse correspond à la mise en service de la

moitié des appels d'offres connus actuellement, soit une production estimée à 3 TWh. Ce développement se poursuit de façon très modérée pour atteindre à l'horizon 2030 une production de 4,8 TWh.

- La production issue de biogaz augmente de 50 MW par an au-delà de 2015, soit une production atteignant 3,5 TWh en 2020 puis 7,9 TWh en 2030.

### Le parc éolien :

Le développement du parc se poursuit à un rythme d'environ 1 à 1,5 GW par an, ce développement tenant compte du développement de la production offshore. La puissance cumulée atteint 17 GW en 2020 et 32 GW en 2030, avec un facteur de charge annuel moyen de 24 %.

### Le parc photovoltaïque :

Le rythme de développement du parc augmente de 0,5 à 0,8 GW par an à partir de 2017, puis se stabilise à 1 GW par an à partir de 2020. La puissance installée atteint 8 GW en 2020 puis 18 GW en 2030, anticipant de plusieurs années les objectifs du Grenelle de l'Environnement fixés à 5,4 GW en 2020.

### Capacités d'échange :

La capacité d'échange augmente de 18 à 21 GW de 2016 à 2020, conformément aux hypothèses actuelles prises par l'ensemble des gestionnaires de réseau de transport réunis au sein d'ENTSO-E<sup>111</sup>. Par prudence, ces hypothèses ont été conservées à l'horizon 2030.

Ces hypothèses sont détaillées dans le rapport "Ten-Year Network Development Plan 2010-2020", accessible à partir du site Internet d'ENTSOE <https://www.entsoe.eu/system-development/tyndp-2012/>

La vision "Référence" est récapitulée de manière synthétique dans les tableaux ci-dessous y compris la puissance complémentaire en France permettant de satisfaire le critère d'adéquation.



### Puissances installées en France – Offre "Référence"

GW	Offre "Référence" 2016	Offre "Référence" 2020	Offre "Référence" 2030
<b>Nucléaire</b>	64.7	65.0	65.0
<b>Charbon</b>	2.9	2.9	2.9
<b>CCG</b>	6.0	6.4	6.4
<b>Fioul et TAC</b>	3.1	2.8	1.5
<b>Thermique décentralisé non EnR</b>	4.7	4.5	4.5
<b>Thermique décentralisé EnR</b>	1.1	1.3	2.6
<b>Hydraulique</b>	25.2	25.2	25.2
<b>Éolien</b>	11.0	17.0	32.0
<b>Photovoltaïque</b>	4.5	8.0	18.0
<b>Effacements</b>	3.0	3.0	3.0
<b>Puissance complémentaire*</b>	/	2.0	4.3

\* nécessaire au respect du critère d'adéquation en France, aux horizons long terme.



### Bilans énergétiques – Vision "Référence"

TWh	Vision "Référence" 2016	Vision "Référence" 2020	Vision "Référence" 2030
<b>Consommation nationale</b>	507.5	523.1	554.3
<b>Pompage</b>	7.3	7.3	7.3
<b>Solde exportateur</b>	63.1	64.7	65.9
<b>DEMANDE</b>	<b>577.9</b>	<b>595.2</b>	<b>627.4</b>
<b>Nucléaire</b>	429.8	430.2	425.7
<b>Charbon</b>	12.2	10.7	6.3
<b>CCG</b>	20.2	21.0	14.7
<b>Fioul, TAC et effacements</b>	2.1	1.3	0.6
<b>Thermique décentralisé non EnR</b>	10.7	9.8	9.8
<b>Thermique décentralisé EnR</b>	6.7	8.5	14.6
<b>Hydraulique*</b>	69.4	69.4	69.4
<b>Éolien</b>	22.0	35.8	67.4
<b>Photovoltaïque</b>	4.8	8.4	18.8
<b>Puissance complémentaire</b>	/	0.1	0.1
<b>OFFRE</b>	<b>577.9</b>	<b>595.2</b>	<b>627.4</b>
<b>Ratio EnR</b>	18.3 %	21.3 %	28.5 %
<b>Estimation CO<sub>2</sub> émis par le secteur électrique français (MtCO<sub>2</sub>)**</b>	24.9	22.8	15.7

\* : y compris turbinage des STEP

\*\* : sans captage ni stockage du CO<sub>2</sub> sur les équipements charbon, sans prise en compte des éventuelles émissions de CO<sub>2</sub> générées par les moyens d'offre complémentaires.



Dans la vision "Référence", la consommation nationale croît de 16 TWh entre 2016 et 2020, puis de 31 TWh entre 2020 et 2030. Cette croissance en énergie est principalement couverte par les énergies renouvelables, qui voient par rapport à 2016 leur contribution augmenter de 19 TWh de 2016 à 2020 puis de 48 TWh de 2020 à 2030.

L'approche considérée pour les simulations de l'équilibre offre-demande montre, naturellement, des besoins en puissance en France très inférieurs à ceux identifiés dans les précédentes éditions du Bilan Prévisionnel, qui s'appuyaient sur une hypothèse d'annulation du solde des échanges en espérance à la pointe. En effet, bien que la corrélation géographique des aléas (consommation, production éolienne et photovoltaïque, stock hydraulique et disponibilité des groupes thermiques centralisés) soit prise en compte, une zone géographique plus étendue permet un foisonnement de ces aléas ainsi qu'une gestion plus efficace du stock hydroélectrique, permettant de réduire très significativement le besoin de capacité nécessaire à l'équilibre offre-demande en France par rapport à une situation où chacune des zones étudiées serait considérée séparément.

La augmentation en puissance de la pointe de consommation nécessite une puissance complémentaire de 2 GW en 2020, puis de 2,3 GW supplémentaire en 2030 afin de respecter le

critère d'adéquation. Pour rappel, dans ce scénario, la pointe de consommation croît de 3 GW entre 2016 et 2020 puis de 5,9 GW de 2020 à 2030, alors que le déclassement des centrales au fioul intervenant entre 2020 et 2030 représente 1,3 GW. Il convient de préciser que ces valeurs ne sont valables que dans l'hypothèse d'un parc européen équilibré, caractérisé par un équilibre offre-demande satisfaisant.

Le solde des échanges, de l'ordre de 65 TWh en 2020 comme en 2030, reste comparable à la valeur de 2016. Le taux de couverture de la demande nationale par les EnR augmente pour dépasser les 21 % en 2020 et les 28 % en 2030.

Enfin, les émissions de CO<sub>2</sub> du parc de production d'électricité en France continuent de diminuer très significativement, en raison de la baisse du parc charbon et de la cogénération ainsi que du développement des énergies renouvelables, se réduisant de 25 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> (MtCO<sub>2</sub>) en 2016 à 23 MtCO<sub>2</sub> en 2020 et 16 MtCO<sub>2</sub> en 2030. Ce calcul exclut l'appel de la production complémentaire qui serait mise en œuvre pour respecter le critère d'adéquation, mais resterait cependant quasiment inchangé dans l'hypothèse où cette puissance complémentaire serait fournie par une production de pointe de type TAC, en raison de la très faible durée d'appel de cette production liée à son prix élevé.

## 7.4 VARIANTES - SENSIBILITÉS À L'OFFRE ET À LA DEMANDE

Afin d'élargir l'horizon des possibles et de prendre en compte les incertitudes importantes qui existent tant sur l'offre que sur la demande d'électricité à long terme, des variantes volontairement contrastées sont étudiées, portant sur l'offre ou la demande en France, toutes choses égales par ailleurs.

### 7.4.1 Les variantes étudiées

#### 7.4.1.1 Variantes sur la demande

Conservant le scénario "Référence" de l'offre, deux variantes sur la demande sont réalisées pour les deux horizons de temps traités, soit au total quatre variantes.

La première série de variantes, dénommée "Consommation haute", envisage une croissance plus importante de la demande. Ces variantes utilisent le scénario "Haut"

de consommation et non plus le scénario "Référence". Conformément au chapitre 3, le supplément de consommation en terme de puissance à une chance sur dix par rapport à la vision "Référence" est de 4,1 GW en 2020 et de 9 GW en 2030.

La seconde série explore à l'inverse l'hypothèse d'une consommation inférieure :

- À 2020, le scénario "MDE renforcée" est considéré dans la variante du même nom. Elle consiste à envisager une croissance de la demande plus faible, du fait d'un renforcement de l'efficacité des actions de MDE, mais il retient également en hypothèse certains transferts d'usage vers l'électricité, notamment un développement plus soutenu des pompes à chaleur et des véhicules électriques;
- À l'horizon 2030, le scénario "Bas" de la demande a été retenu dans une variante appelée "Consommation

basse", retenant l'ensemble des hypothèses qui tendent à minorer la consommation.

#### 7.4.1.2 Variantes sur l'offre

Des variantes sur l'offre de production sont confrontées au scénario "Référence" de la demande en 2020 et 2030, et portent sur l'évolution des parcs de production nucléaire et renouvelable.

On présente ci-dessous les caractéristiques propres à chacune de ces variantes, en différentiel par rapport à la vision "Référence" présentée préalablement.

À 2020, la variante "Nucléaire bas" consiste à retrancher arbitrairement une puissance nucléaire de 1,5 GW par rapport au scénario "Référence" de l'offre, pour une puissance installée de 63,5 GW, équivalente à celle en service à l'horizon 2013.

À 2020, la variante "EnR haut" reprend l'intégralité des objectifs de développement des énergies renouvelables du Grenelle de l'Environnement, objectifs repris dans le "Plan d'action national en faveur des énergies renouvelables", à l'exception de la production photovoltaïque, pour laquelle ces objectifs officiels sont déjà dépassés dans le scénario "Référence" et qui poursuit son développement :

- Thermique décentralisé EnR : la production issue de biomasse et biogaz s'élève respectivement à 13,5 et 3,7 TWh, soit 8,7 TWh de plus que le scénario "Référence";

- Éolien : le parc installé se monte à 25 GW pour une production estimée à 58 TWh, soit, par rapport au scénario "Référence", une puissance de 8 GW supérieure et une production de 22 TWh supérieure;
- Hydroélectricité : le parc est de 3 GW supérieur au scénario "Référence", pour un surplus de production de 4,5 TWh. Le pompage s'élève à 9,7 TWh, contre 7,3 TWh dans le scénario "Référence";
- Photovoltaïque : le parc atteint 10 GW pour une production de 10,5 TWh, soit 2 GW et 2,1 TWh de plus que le scénario "Référence".

Cette variante "EnR haut" est également étudiée en 2030 : la production éolienne installée atteint 40 GW, la production photovoltaïque 25 GW. La production d'électricité à partir de biomasse (hors UIOM) et de biogaz atteint respectivement 14,1 et 14,7 TWh. Les hypothèses retenues concernant la production hydroélectrique sont celles de la variante 2020 "EnR haut", citées ci-dessus.

#### 7.4.2 Les résultats

Pour faciliter l'inter-comparaison des variantes, la vision "Référence" est rappelée dans la première colonne des tableaux à suivre.

##### 7.4.2.1 Variantes à 2020

Les parcs de production installés dans chacune de ces variantes et la puissance complémentaire nécessaire à l'équilibre offre-demande issue des simulations du système électrique ouest-européen sont constitués comme suit :



Puissances installées en 2020

GW	Vision "Référence"	Variante "Consommation haute"	Variante "MDE Renforcée"	Variante "Nucléaire bas"	Variante "EnR haut"
<b>Nucléaire</b>	65.0	65.0	65.0	63.5	65.0
<b>Charbon</b>	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9
<b>CCG</b>	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4
<b>Fioul et TAC</b>	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
<b>Thermique décentralisé non EnR</b>	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
<b>Thermique décentralisé EnR</b>	1.3	1.3	1.3	1.3	3.4
<b>Hydraulique</b>	25.2	25.2	25.2	25.2	28.2
<b>Éolien</b>	17.0	17.0	17.0	17.0	25.0
<b>Photovoltaïque</b>	8.0	8.0	8.0	8.0	10.0
<b>Effacements</b>	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
<b>Puissance complémentaire</b>	2.0	5.8	/	3.4	/

Les bilans énergétiques issus des simulations de fonctionnement du système électrique ouest-européen sont présentés ci-après :



### Bilans énergétiques 2020

TWh	Vision "Référence"	Variante "Consommation haute"	Variante "MDE renforcée"	Variante "Nucléaire bas"	Variante "EnR haut"
<b>Consommation nationale</b>	523.1	540.0	507.2	523.1	523.1
<b>Pompage</b>	7.3	7.3	7.3	7.3	9.7
<b>Solde exportateur</b>	64.7	51.8	76.7	57.9	88.7
<b>DEMANDE</b>	<b>595.2</b>	<b>599.1</b>	<b>591.2</b>	<b>588.4</b>	<b>623.5</b>
<b>Nucléaire</b>	430.2	431.0	429.3	421.2	427.0
<b>Charbon</b>	10.7	11.7	9.7	11.5	8.1
<b>CCG</b>	21.0	22.8	19.2	22.2	16.4
<b>Fioul, TAC et effacements</b>	1.3	1.3	1.1	1.4	0.6
<b>Thermique décentralisé non EnR</b>	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8
<b>Thermique décentralisé EnR</b>	8.5	8.5	8.5	8.5	17.2
<b>Hydraulique*</b>	69.4	69.4	69.4	69.4	73.9
<b>Éolien</b>	35.8	35.8	35.8	35.8	58.1
<b>Photovoltaïque</b>	8.4	8.4	8.4	8.4	10.5
<b>Puissance complémentaire</b>	0.1	0.4	/	0.2	/
<b>OFFRE</b>	<b>595.2</b>	<b>599.1</b>	<b>591.2</b>	<b>588.4</b>	<b>623.5</b>
<b>Ratio EnR</b>	21.3 %	20.6 %	21.9 %	21.3 %	28.1 %
<b>Estimation CO<sub>2</sub> émis (MtCO<sub>2</sub>)**</b>	22.8	24.4	21.0	24.1	18.1

\* : y compris turbinage des STEP

\*\* : sans captage ni stockage du CO<sub>2</sub> sur les équipements charbon, sans prise en compte des éventuelles émissions de CO<sub>2</sub> générées par les moyens d'offre complémentaires

À 2020, dans la variante "Consommation haute", le respect du critère d'adéquation nécessite l'ajout de 3,8 GW de puissance complémentaire par rapport à la vision "Référence". La réduction de la puissance nucléaire de la variante "Nucléaire bas" nécessite l'ajout d'une puissance estimé à 1,4 GW. La baisse importante de la consommation de la variante "MDE renforcée" ou le développement très important des énergies renouvelables de la variante "EnR haut" permettent le respect du critère d'adéquation sans puissance complémentaire.

Dans la variante "Nucléaire bas", supposant arbitrairement un parc nucléaire inférieur de 1,5 GW par rapport au parc de la vision "Référence", la baisse de 9 TWh de la

production nucléaire est compensée en grande partie par une réduction du solde exportateur.

À l'inverse, le surplus de production renouvelable d'environ 38 TWh exploré par la variante "EnR haut" est compensé par une hausse du solde exportateur de 24 TWh et par une baisse de 11 TWh de la production thermique.

#### 7.4.2.2 Variantes à 2030

Dans chacune des variantes, les parcs de production installés et la puissance complémentaire nécessaire à l'équilibre offre-demande issue des simulations du système électrique ouest-européen sont constitués comme suit :



## Puissances installées en 2030

GW	Vision "Référence"	Variante "Consommation haute"	Variante "Consommation basse"	Variante "EnR haut"
<b>Nucléaire</b>	65.0	65.0	65.0	65.0
<b>Charbon</b>	2.9	2.9	2.9	2.9
<b>CCG</b>	6.4	6.4	6.4	6.4
<b>Fioul et TAC</b>	1.5	1.5	1.5	1.5
<b>Thermique décentralisé non EnR</b>	4.5	4.5	4.5	4.5
<b>Thermique décentralisé EnR</b>	2.6	2.6	2.6	6.3
<b>Hydraulique</b>	25.2	25.2	25.2	28.2
<b>Éolien</b>	32.0	32.0	32.0	40.0
<b>Photovoltaïque</b>	18.0	18.0	18.0	25.0
<b>Effacements</b>	3.0	3.0	3.0	3.0
<b>Puissance complémentaire</b>	4.3	12.8	/	/

Les bilans énergétiques français issus des simulations du fonctionnement du système électrique ouest-européen sont présentés ci-après :



## Bilans énergétiques 2030

TWh	Vision "Référence"	Variante "Consommation haute"	Variante "Consommation basse"	Variante "EnR haut"
<b>Consommation nationale</b>	554.3	593.1	490.7	554.3
<b>Pompage</b>	7.3	7.3	7.3	9.7
<b>Solde exportateur</b>	65.9	36.6	112.4	95.9
<b>DEMANDE</b>	<b>627.4</b>	<b>637.0</b>	<b>610.4</b>	<b>659.8</b>
<b>Nucléaire</b>	425.7	428.3	417.8	419.6
<b>Charbon</b>	6.3	8.5	3.3	4.2
<b>CCG</b>	14.7	18.2	9.0	10.9
<b>Fioul, TAC et effacements</b>	0.6	0.8	0.3	0.4
<b>Thermique décentralisé non EnR</b>	9.8	9.8	9.8	9.8
<b>Thermique décentralisé EnR</b>	14.6	14.6	14.6	30.7
<b>Hydraulique*</b>	69.4	69.4	69.4	73.9
<b>Éolien</b>	67.4	67.4	67.4	84.2
<b>Photovoltaïque</b>	18.8	18.8	18.8	26.1
<b>Puissance complémentaire</b>	0.1	1.2	/	/
<b>OFFRE</b>	<b>627.4</b>	<b>637.0</b>	<b>610.4</b>	<b>659.8</b>
<b>Ratio EnR</b>	28.5 %	26.7 %	32.0 %	35.8 %
<b>Estimation CO<sub>2</sub> émis (MtCO<sub>2</sub>)**</b>	15.7	19.3	10.6	12.2

\* : y compris turbinage des STEP

\*\* : sans captage ni stockage du CO<sub>2</sub> sur les équipements charbon, sans prise en compte des éventuelles émissions de CO<sub>2</sub> générées par les moyens d'offre complémentaires



À 2030, le besoin de puissance nécessaire pour le respect du critère d'adéquation s'élève à 4.3 GW dans la vision "Référence", soit 2.3 GW de plus qu'en 2020. Ce besoin devient nul dans l'hypothèse d'une consommation moins importante (variante "Consommation basse") ou d'un développement plus soutenu du parc de production (variante "EnR haut"). Cependant, ce critère étant calculé de façon interconnectée, la puissance complémentaire ici annoncée n'est pas liée au seul équilibre de l'offre et de la demande française, mais plutôt à l'évolution de l'équilibre offre-demande dans l'ensemble de l'Europe. Ainsi, l'hypothèse d'un développement moins important du parc de production étranger ou d'une augmentation plus forte de la consommation dans le reste de l'Europe conduirait à un besoin de puissance supérieur à celui-ci, et inversement. Les hypothèses ouest-européennes font l'objet d'une mise à jour chaque année par ENTSO-E.

Nous constatons une très forte amplitude du solde exportateur selon les variantes étudiées, passant de 37 TWh dans la variante "Consommation haute" à plus de 112 TWh pour la variante "Consommation basse". Cependant, il est à noter que, comme en 2020, la sensibilité de ce solde à la nature de la puissance complémentaire qui serait mise en service (production fatale, de base ou de semi-base, production de pointe ou effacement de consommation), en particulier dans

la variante "Consommation haute", pourrait largement influer sur ces valeurs.

Le surplus de consommation nationale de 39 TWh relatif à la variante "Consommation haute" est compensé aux trois quarts par une réduction des exportations, le quart restant l'étant par une hausse de la production thermique française. À l'inverse, la variante "EnR haut" explore l'hypothèse d'un plus fort développement de la production renouvelable (supérieure de près de 45 TWh à la vision "Référence"), associé au maintien du parc nucléaire de référence. Cette hypothèse a pour principale conséquence une nette augmentation du solde exportateur, de 30 TWh par rapport à la vision "Référence", ainsi qu'une réduction de l'appel des groupes thermiques français de 12 TWh et une absence de besoin de puissance complémentaire.

Rappelons par ailleurs que même dans ces variantes de solde annuel des échanges très élevé, des situations d'importations massives peuvent avoir lieu, en particulier lors de vagues de froid accompagnées d'absence de vent. Même à ces niveaux d'exportation, les interconnexions conservent leur rôle fondamental pour la sécurité d'approvisionnement, en permettant le recours à des importations en période de forte tension sur l'équilibre offre-demande français.



### Analyse d'une capacité nucléaire à la baisse en 2030

À l'horizon 2030, une variante "Nucléaire bas" explore les conséquences sur l'équilibre offre-demande d'une évolution significative du mix énergétique français à long terme construite autour d'une érosion significative du parc nucléaire français. Compte tenu de l'importance des évolutions envisagées, et dans l'objectif de respecter une cohérence du système électrique, cette analyse retient simultanément plusieurs hypothèses en écarts à la vision "Référence" :

- Une puissance nucléaire installée d'environ 40 GW, soit une réduction de 25 GW par rapport à l'offre "Référence" 2030;

- L'évolution de la consommation est celle du scénario "MDE renforcée", retenant une moindre croissance en raison d'une forte maîtrise de l'énergie, et cela malgré un développement très soutenu d'usages tels que les véhicules électriques et les pompes à chaleur;
- Le parc de production renouvelable est considéré renforcé, conformément au scénario "EnR haut" décrit précédemment dans ce chapitre;
- Les capacités d'interconnexion sont également renforcées par rapport au scénario "Référence", en cohérence avec les projets actuellement explorés par les différents acteurs du marché.



## Puissances installées en France

GW	Offre "Référence" 2030	Offre "Nucléaire bas" 2030
<b>Nucléaire</b>	65.0	40.0
<b>Charbon</b>	2.9	2.9
<b>CCG</b>	6.4	6.4
<b>Fioul et TAC</b>	1.5	1.5
<b>Thermique décentralisé non EnR</b>	4.5	4.5
<b>Thermique décentralisé EnR</b>	2.6	6.3
<b>Hydraulique</b>	25.2	28.2
<b>Éolien</b>	32.0	40.0
<b>Photovoltaïque</b>	18.0	25.0
<b>Effacements</b>	3.0	3.0
<b>Puissance complémentaire*</b>	4.3	10.0

\* nécessaire au respect du critère d'adéquation en France, aux horizons long terme



## Bilans énergétiques

TWh	Vision "Référence" 2030	Vision "Nucléaire bas" 2030
<b>Consommation nationale</b>	554.3	530.2
<b>Pompage</b>	7.3	9.7
<b>Solde exportateur</b>	65.9	1.4
<b>DEMANDE</b>	<b>627.4</b>	<b>541.3</b>
<b>Nucléaire</b>	425.7	283.0
<b>Charbon</b>	6.3	11.5
<b>CCG</b>	14.7	20.5
<b>Fioul, TAC et effacements</b>	0.6	0.9
<b>Thermique décentralisé non EnR</b>	9.8	9.8
<b>Thermique décentralisé EnR</b>	14.6	30.7
<b>Hydraulique*</b>	69.4	73.9
<b>Éolien</b>	67.4	84.2
<b>Photovoltaïque</b>	18.8	26.1
<b>Puissance complémentaire</b>	0.1	0.7
<b>OFFRE</b>	<b>627.4</b>	<b>541.3</b>
<b>Ratio EnR</b>	28.5 %	37.8 %
<b>Estimation CO<sub>2</sub> émis par le secteur électrique français (MtCO<sub>2</sub>)**</b>	15.7	23.1

\* : y compris turbinage des STEP

\*\* : sans captage ni stockage du CO<sub>2</sub>, sur les équipements charbon, sans prise en compte des éventuelles émissions de CO<sub>2</sub> générées par les moyens d'offre complémentaires



L'hypothèse de décroissance du nucléaire, dans l'objectif de respecter une cohérence d'ensemble, est associée à :

- Une maîtrise de la demande d'énergie renforcée visant à atteindre une moindre croissance de la consommation, dans un contexte de développement pourtant très soutenu d'usages tels que le véhicule électrique et les pompes à chaleur ;
- Un développement renforcé du parc de production renouvelable, avec des objectifs de 40 GW d'éolien et 25 GW de photovoltaïque à l'horizon 2030. La proportion d'énergies renouvelables s'approcherait ainsi de 38 %, en raison du très fort développement de ces énergies mais également du scénario de consommation choisi ;
- Un renforcement significatif des capacités d'échanges transfrontaliers, avec la création de nouvelles lignes d'interconnexion amenant au doublement de la capacité actuelle ;
- Une puissance de 10 GW de nouvelle production de pointe ou d'effacement de consommation nécessaire pour maintenir un niveau adéquat d'équilibre entre l'offre et la demande.

Cette évaluation ne prend pas en compte les problèmes nationaux ou régionaux de congestions, de sûreté et de stabilité du système électrique qui seraient posés par une évolution structurelle aussi importante du parc de production. En particulier, la question de la localisation des déclassements et le calendrier de mise en service des nouveaux moyens de production aura notamment une importance majeure sur l'évolution de la structure du réseau de transport.

## 7.5 LA NÉCESSAIRE ADAPTATION DU RÉSEAU À LONG TERME

Quelles que soient les évolutions à long terme du mix énergétique français mais également européen, le développement du réseau de transport sera nécessaire. En effet, l'absence de technologie de stockage à la hauteur des besoins d'équilibre fait du réseau de transport l'outil de flexibilité et de liaison indispensable pour concilier des zones de production et de consommation qui ne coïncideront ni dans l'espace, ni dans le temps. Par son maillage et sa capacité à permettre le foisonnement de plusieurs aléas, de consommation ou de production, le réseau de transport apporte une réponse au moindre coût pour la collectivité, en diminuant les marges de sécurité nécessaires par la mutualisation des moyens.

Afin d'accompagner les changements à long terme du système électrique, RTE devra relever trois défis.

Le premier défi est géographique, car les zones d'installation de nouveaux moyens de production peuvent se situer loin des zones de production actuelles et des zones de consommation, telles que les grandes agglomérations. Le réseau de transport doit donc évoluer

pour accueillir et acheminer ces nouvelles énergies. À titre d'illustration, l'analyse conduite en Allemagne par la DENA (Agence allemande de l'énergie) pour l'insertion des énergies renouvelables met en exergue la nécessité de créer environ 4 000 km de lignes THT supplémentaires pour accompagner l'insertion des énergies renouvelables. Ce besoin est confirmé au niveau européen par le plan décennal de développement du réseau de transport d'électricité publié par ENTSO-E, qui prévoit la création ou le renouvellement d'environ 20 000 km de lignes THT d'ici 2020 pour accueillir les énergies renouvelables.

Le deuxième défi est opérationnel, car l'insertion à une telle échelle d'énergie intermittente et fluctuante va conduire à modifier structurellement les modalités de gestion de la sûreté du système électrique, notamment au niveau des réserves de capacité de production nécessaires pour la prévention des aléas. L'aléa de consommation en hiver -1°C supplémentaire en dessous des normales saisonnières équivaut à anticiper de deux ans la croissante de la pointe décennale – aujourd'hui dimensionnant, se verra supplanté par l'aléa de production –

variabilité du vent et du rayonnement solaire – dans l'exploitation du futur.

Le troisième défi est temporel, car si certaines capacités renouvelables peuvent se créer en trois ou quatre ans, la création de nouvelles lignes nécessite elle presque dix ans, principalement liés à l'empilement des procédures administratives. Il convient à cet égard de noter que, en Allemagne ou en Espagne, le développement des réseaux de transport d'électricité est perçu par tous comme nécessaire au développement des énergies vertes. Ainsi,

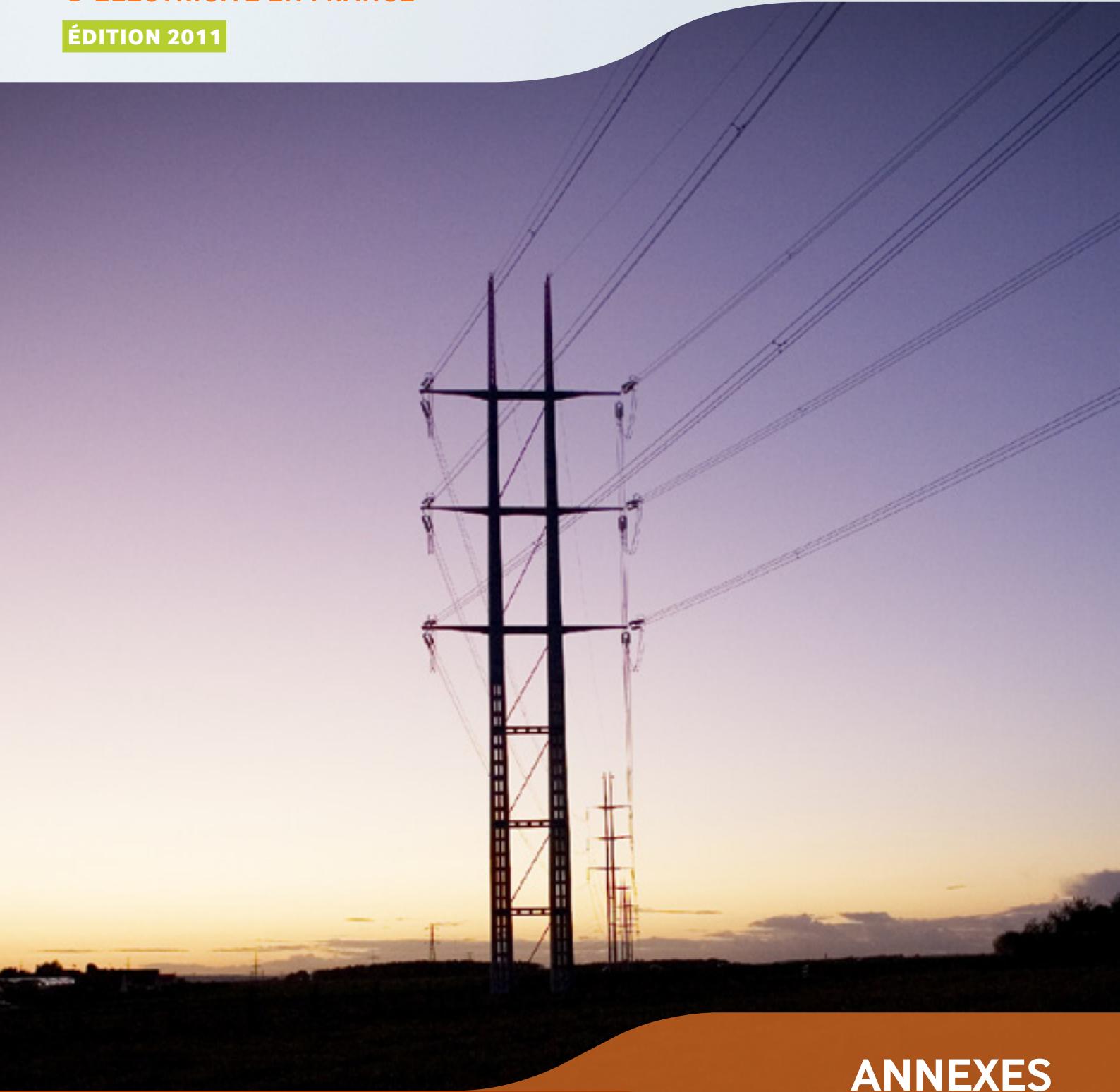
le législateur allemand a d'ores et déjà accéléré la mise en place des lignes THT nécessaires pour favoriser le développement des énergies renouvelables.

Outil de sécurisation, de flexibilité et d'optimisation du système électrique, le réseau de transport devra relever ces différents défis pour accompagner les évolutions nécessaires à long terme. Ces défis seront amplifiés en cas d'évolution structurelle importante du mix énergétique français et européen, à l'instar de celle examinée dans le scénario "Nucléaire bas 2030".



# BILAN PRÉVISIONNEL DE L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

ÉDITION 2011



## ANNEXES



**A.1** Analyse  
sectorielle des  
consommations en  
énergie et effets des  
mesures d'efficacité  
énergétique

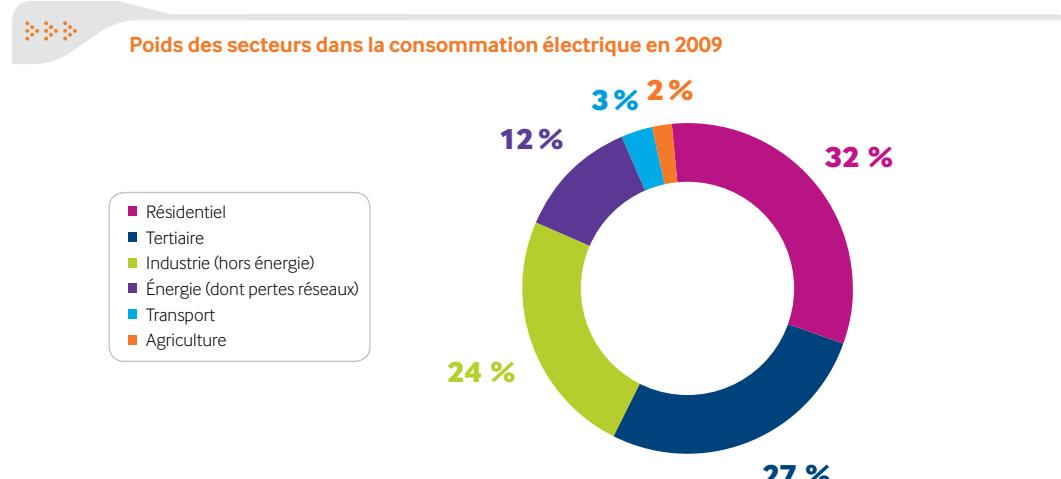
**A.2** Méthode  
de simulation  
de l'équilibre  
offre-demande

# ANALYSE SECTORIELLE DES CONSOMMATIONS EN ÉNERGIE ET EFFETS DES MESURES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

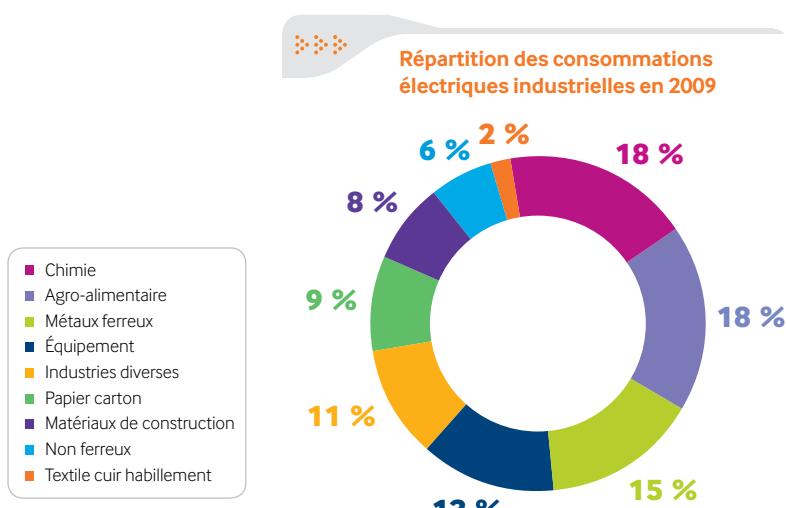
Cette annexe vient compléter le chapitre 2 du Bilan Prévisionnel 2011 avec des détails sur la construction des prévisions sectorielles de consommation en énergie et l'estimation des effets de MDE.

Les hypothèses retenues par RTE reposent sur une veille institutionnelle, technologique, économique et commerciale permanente.

L'industrie, le tertiaire et le résidentiel sont les trois principaux secteurs pour la consommation d'électricité. Il convient d'y ajouter les secteurs du transport, de l'agriculture et de l'énergie, moindres consommateurs.



## A1.1 INDUSTRIE



Pour mémoire, le secteur de l'énergie n'est pas compté dans le secteur industriel.

### A1.1.1 La construction des prévisions de la consommation industrielle

Les prévisions de consommation d'électricité dans l'industrie s'appuient sur une décomposition en secteurs d'activités. Le graphe ci-contre présente la répartition de la consommation électrique de ces secteurs en 2009.

L'énergie électrique consommée est déterminée par le volume produit (tonnes, nombre de produits, chiffre

d'affaires) par les entreprises et le besoin en énergie électrique par unité produite.

### Évolution de la production industrielle

L'évolution de la production d'un secteur dépend de la dynamique de ses marchés en France et à l'international, de la concurrence européenne voire mondiale, ainsi que des stratégies d'investissement des entreprises du secteur.

On peut distinguer deux grands groupes de secteurs dans l'industrie :

- Les secteurs en amont, qui sont pour l'essentiel producteurs de matériaux de base tels que les métaux, les matériaux de construction, les plastiques, le papier-carton, les produits chimiques.

Ces secteurs sont de gros consommateurs de l'énergie électrique (électro-intensifs) et à forte intensité capitaliste. Leur tissu industriel est parfois distinguable en plusieurs filières (filière fondamentale et filière recyclage) et est en général composé de seulement quelques dizaines de grands sites, voire de seulement quelques sites. Les minéraux et autres ressources naturelles entrant dans le processus de production peuvent être en forte abondance locale et ce, de manière homogène sur la plupart des pays (minéraux de construction, bois, air et eau), tandis que d'autres sont en provenance de zones géographiques plus singulières alimentant les marchés à l'échelle mondiale (minéraux, combustibles fossiles).

Ces secteurs ont des marchés internationaux mais relativement proches d'un point de vue géographique, l'essentiel des échanges extérieurs se faisant entre pays frontaliers notamment du fait d'une faible valeur pondérale ne justifiant pas de grands déplacements;

- Les secteurs en aval qui transforment ces matériaux pour en faire des produits finis : ces secteurs se distinguent surtout par la nature de leurs marchés finaux, à savoir, les types de produits en fin de chaîne de valeur. Du côté des biens de consommation courante, on retrouve notamment les industries agro-alimentaires qui représentent un poids important et dont les débouchés sont majoritairement nationaux.

Certains secteurs sont fortement exposés à la concurrence des pays à bas coûts, comme par exemple les industries textiles, ou encore certains biens de consommation et d'équipement à faible valeur ajoutée. Les filières traditionnelles connaissent des baisses depuis de nombreuses années tandis que des filières plus

innovantes ont de plus en plus de mal à se développer même sur les marchés intérieurs du fait d'une montée en puissance des pays émergents et notamment de la Chine. Une majorité de secteurs fonctionnent essentiellement sur le territoire européen. Ces secteurs peuvent relever de l'industrie lourde.

Les hypothèses sectorielles retenues sont encadrées par une hypothèse globale portant sur l'indice de croissance de la production industrielle, évalué à 0,7 % par an, en moyenne sur la période 2009-2030, dans l'ensemble des scénarios excepté le scénario bas où il est évalué à 0,4 %.

### Impact des mesures d'efficacité énergétique

Cette nouvelle édition du Bilan Prévisionnel se base sur une étude plus fine des gisements d'économie d'énergie existants dans le domaine des usages transverses de l'industrie : éclairage, moteurs et systèmes motorisés (production de froid, d'air comprimé, ventilateurs, pompes et transformateurs). Ces usages représentent en effet la majeure partie des consommations électroniques industrielles et ils sont fortement impactés par des contraintes réglementaires (cf. chapitre A1.1.4).

L'impact du Grenelle de l'environnement est également traduit dans les hypothèses de croissance sectorielle notamment par le développement du recyclage, de la construction et de la rénovation des bâtiments.

### A1.1.2 Les prévisions de la consommation industrielle

Les hypothèses retenues dans le scénario "Référence" mènent à une croissance moyenne des consommations d'électricité de 0,8 % jusqu'en 2015 et 0,3 % ensuite.

Le scénario "MDE renforcée" se traduit par une économie d'électricité de 7,4 TWh à l'horizon 2030 par rapport au scénario "Référence" du fait des renforcements des actions d'efficacité énergétique. Il favorise les substitutions combustible-électricité notamment sur les procédés thermiques ainsi que le déploiement des actions de MDE dans les usages transverses. Il en résulte une consommation d'électricité, à l'horizon 2030, en retrait de 5 % par rapport au scénario "Référence".

Le scénario "Bas" reprend les effets du scénario "MDE renforcée" sur les économies d'énergie, avec une moindre contribution de l'effet des substitutions d'énergie dans les procédés, et une baisse du volume de consommation

importante du fait de l'hypothèse basse sur l'indice de production industrielle.

Le tableau suivant détaille, pour le scénario "Référence", les prévisions de croissance de la consommation d'électricité

dans les différents secteurs. Ces taux de croissance reflètent d'une part, l'évolution de la demande, d'autre part, l'effet des mesures d'efficacité énergétique mises en place. Ces 2 aspects sont développés ci-dessous.



#### Taux de croissance annuel moyen des consommations électriques

Taux de croissance annuel moyen des consommations électriques (%)	Entre 2010 et 2030
<b>Métaux ferreux</b>	0.5
<b>Non ferreux</b>	0.5
<b>Équipement</b>	0.7
<b>Chimie</b>	0.0
<b>Matériaux de construction</b>	0.3
<b>Industrie agroalimentaire</b>	1.1
<b>Papier carton</b>	-0.1
<b>Textile cuir habillement</b>	-4.2
<b>Industries diverses</b>	0.4
<b>Global</b>	<b>0.4</b>

#### A1.1.3 Évolution de la production industrielle par secteur à l'horizon 2030

Les taux de croissance moyens annuels par grand secteur sont calculés à partir de 2010, année marquant la fin des effets très sensibles de la crise (chute violente en 2009 amplifiée par le déstockage puis rebond essentiellement technique dû la stabilisation des stocks en 2010).

La période 2010-2020 se caractérise par une reprise de la croissance économique dont une période aux croissances annuelles de PIB supérieures à 2 %. Durant cette période, l'hypothèse retenue est un regain en dynamisme des marchés de biens d'équipement (et de biens durables) tels que la construction, les équipements industriels, l'automobile, qui sont d'importants moteurs de la production industrielle.

La période 2020-2030 se distingue par un ralentissement supposé de la croissance économique avec une croissance annuelle moyenne de PIB de 1,6 % dans le scénario "Référence". Cette période est supposée cohérente avec une baisse d'investissement global en France, plus ou moins marquée en fonction des marchés et qui aura un impact négatif sur la production

industrielle. Mais cette baisse pourrait être tempérée par les débouchés des secteurs à l'export.

Toutefois, certains secteurs devraient globalement rester dynamiques sur l'ensemble de la période. C'est notamment le cas de l'industrie agro-alimentaire, mais aussi d'autres biens de consommations dont les débouchés dépendent de la consommation courante des ménages. Certains secteurs, notamment de biens d'équipement à forte valeur ajoutée (tels que l'aéronautique, le ferroviaire, la mécanique, les matériels électriques, etc.) devraient être également dynamiques.

##### Métaux

Avec des débouchés qui se réduiront légèrement à l'horizon 2030 du fait d'une baisse du niveau d'investissement global, et un tissu industriel relativement pérenne à l'horizon 2030 du fait du caractère peu transportable de l'acier et de sa dimension stratégique indéniable, l'hypothèse retenue à l'horizon 2030 est un léger retrait de la production d'acier par rapport au niveau d'avant crise.

Bien qu'exposé à un marché mondial très concurrentiel, et en dépit d'un tissu industriel contrasté en termes de modernité, les moyens de production d'aluminium de

première fusion (qui représentent l'essentiel des consommations d'électricité pour la production d'aluminium) sont supposés pérennes dans le scénario "Référence", notamment du fait d'une volonté politique et sociale, et de prix de l'électricité favorables. Du fait d'un marché international et des débouchés un peu moins exposés à l'investissement, l'hypothèse retenue est un niveau de production d'aluminium de première fusion proche du niveau d'avant crise.

### **Équipement**

Dans les hypothèses retenues, le secteur des biens d'équipement est globalement en croissance, notamment tiré à la hausse par la mécanique et les gros matériels électriques dont les débouchés restent porteurs (réseaux, production d'électricité, équipements de télécommunications, ferroviaire, spatial, médical).

La construction automobile, à long terme, est supposée en légère baisse, bien que soutenue en partie par le développement des véhicules électriques.

### **Chimie**

La production de gaz industriels, qui a tendance à suivre l'activité industrielle globale, devrait bénéficier du développement de la filière hydrogène, sans pour autant que cela se traduise par un développement significatif du tissu industriel. L'hypothèse retenue est un niveau de production légèrement supérieur au niveau d'avant crise.

Malgré ses applications dans la fabrication de matières plastiques, la production de chlore devrait diminuer en raison de son impact néfaste sur l'environnement. Les marchés du plastique devraient évoluer avec un certain dynamisme permettant surtout aux filières de transformation en aval de la chaîne de valeur de se développer. En amont de cette chaîne, la pétrochimie devrait être soutenue par ce dynamisme, mais les moyens de production ne devraient pas augmenter compte tenu de l'investissement important que représente un site pétrochimique, et ce dans un contexte où les stratégies de développement se tournent davantage vers les pays émergents et les pays à fortes ressources en pétrole et gaz.

Les hypothèses retenues sont un recul des capacités de production d'engrais et d'ammoniac avec le développement de l'agriculture biologique et une progression de la parachimie et de la pharmacie.

### **Matériaux de construction**

D'ici à 2020, les niveaux d'avant crise des marchés de la construction devraient être retrouvés, avec probablement une accélération de ce rattrapage après une période de quelques années moroses de sortie de crise. Les hypothèses retenues à cet horizon sont une hausse de la construction résidentielle, conséquence directe de la croissance du nombre de ménages, une hausse des marchés de la rénovation et de l'isolation des bâtiments dans le contexte du Grenelle de l'environnement, et une reprise de l'investissement en bâtiment non-résidentiel (notamment tertiaire) dans un contexte de croissance économique soutenue. Les travaux publics devraient également profiter de la croissance économique dans un contexte de politique volontariste.

Le secteur du ciment devrait être légèrement en retrait en termes de production du fait de la baisse probable de capacités de production avec certains sites vieillissants. Le dynamisme des marchés profitera sans doute davantage à des secteurs en aval, moins capitalistiques, pour lesquels les freins au développement de nouvelles capacités sont moins risqués.

Le verre, plus particulièrement le verre plat qui est essentiellement utilisé dans le bâtiment et dans l'automobile, devrait profiter de cet effet positif, notamment avec le développement du triple vitrage.

### **Industrie agroalimentaire**

L'industrie agroalimentaire est l'un des secteurs les plus dynamiques. Il est dépendant d'un marché essentiellement français, et devrait poursuivre sa tendance actuelle, tiré par la croissance démographique.

### **Papier - carton**

Différents éléments laissent envisager un recul du secteur du papier :

- Les emballages sont soumis à des législations et des pratiques qui tendent à diminuer leur poids;
- Des pratiques se développent pour économiser le papier : factures informatisées, papiers administratifs sous format informatique, livraison de rapports dématérialisés...
- La presse papier est concurrencée par la presse dématérialisée.

À l'inverse, le carton pourrait se maintenir voire progresser s'il parvenait à se substituer, pour certaines applications (emballage par exemple), à d'autres matériaux tels que les plastiques, les métaux ou le verre.

#### **Textile, cuir, habillement**

Ce secteur peu consommateur est supposé poursuivre son recul entamé depuis quelques années.

#### **Industries diverses**

Le secteur est globalement en croissance avec une contribution positive des principaux sous-segments que sont l'industrie du caoutchouc, dont les débouchés très diffus dans l'ensemble de l'industrie assurent une croissance relativement robuste, l'industrie du plastique, attendue en croissance dans les débouchés du bâtiment, de l'emballage et de l'automobile et l'industrie du bois tirée par le bâtiment.

#### **A1.1.4 Impact des mesures d'efficacité énergétique dans l'industrie**

Des gains importants sont possibles concernant les usages moteurs qui représentent plus de 60 % de la consommation totale d'électricité de l'industrie. Les économies sont engendrées soit par la diffusion de moteurs plus performants soit par l'amélioration de leur mode de modulation.

Des contraintes européennes pèsent sur ce marché, puisque les moteurs classés IE3 (les plus performants) deviendront obligatoires avant la fin de la décennie pour une large gamme de moteurs.

Par ailleurs, la technique des moteurs à aimants permanents pourrait largement se développer car elle permet non seulement de réaliser des gains énergétiques mais également de réaliser des gains de place, avantage non négligeable pour de nombreux sites industriels.

Toutefois, l'effet de la réglementation et du déploiement de nouvelles technologies reste modéré car le parc des moteurs est ancien, et le taux de remplacement est assez faible, notamment pour les moteurs les plus puissants dont la durée de vie peut être supérieure à 30 ans. Le taux de remplacement retenu est de l'ordre de 3 %.

Les différents scénarios intègrent l'installation de moteurs à vitesse variable pour les compresseurs, les pompes ou les ventilateurs : dans le scénario "MDE renforcée", il est admis que le temps de retour sur investissement pris en compte soit un peu plus long. Les économies réalisées dépendent de la tranche de puissance des moteurs.

Les autres gisements d'économies d'énergie se trouvent dans les usages transverses assez largement présents dans toutes les industries : le chauffage des locaux, la production de froid, l'air comprimé et l'éclairage.

Concernant l'éclairage, les ampoules sont soumises à réglementation et sont à durée de vie courte. Par conséquent, nous supposons que les ampoules non performantes (ampoules à incandescence, lampes à vapeur de mercure) auront totalement disparu ou seront devenues nettement minoritaires (tubes à ballasts ferromagnétiques) dans les prochaines années. Des économies devraient être générées *via* la gestion de l'éclairage qui est encore peu répandue dans le secteur industriel.

Dans le domaine de l'air comprimé, des économies importantes sont réalisables *via* l'installation de techniques performantes (condenseur à haute efficacité par exemple), *via* la réduction des fuites ou encore *via* des opérations d'optimisation (composants, fonctionnement des compresseurs avec des moteurs à vitesse variable).

Des actions de MDE ont également été prises en compte dans le domaine du froid avec notamment l'optimisation du fonctionnement des compresseurs de froid, la mise en place d'une haute pression flottante et la décentralisation d'installations frigorifiques.

Pour la ventilation, ont été retenus des gains liés à l'optimisation du réseau aéraulique, à la réparation de fuites et à la mise en place de systèmes de ventilation par déplacement (essentiellement pour des équipements neufs) et de ventilateurs haut rendement bien dimensionnés.

Les effets de la diffusion des techniques électriques performantes peuvent aboutir :

- À des substitutions des consommations de combustibles au profit de l'électricité quand la technique remplacée utilise de la vapeur ou des combustibles;
- À une baisse de la consommation d'électricité quand la technique remplacée utilise déjà l'électricité.

Il peut s'agir par exemple du passage d'un procédé thermique vers un procédé mécanique : en papeterie, un pressage mécanique utilisant l'électricité peut se substituer à un procédé thermique utilisant un combustible pour éliminer l'excès d'eau.

Pour quantifier l'ampleur des effets de MDE présents dans les différents scénarios, nous avons estimé ce que serait la consommation en remettant l'ensemble des variables sensibles aux mesures de MDE à leur valeur initiale hors mesure MDE : nous recréons donc sommairement un scénario tendanciel, sans nouvelle

réglementation et nous faisons l'hypothèse que les consommations unitaires de chaque usage n'évoluent pas. Par différence, nous en déduisons les volumes de réduction de consommation imputables à la MDE. Elles sont présentées dans le tableau ci-après pour l'industrie et la part moteur.



### Économies d'énergie engendrées par la diffusion de technologies performantes dans l'industrie

À l'horizon 2030				
TWh	Référence	Haut	MDE renforcée	Bas
<b>Industrie</b>	-13.6	-14.2	-21.0	-15.2
<b>donc moteurs</b>	-6.8	-7.1	-10.2	-7.3

## A1.2 TERTIAIRE

Le secteur tertiaire représente un ensemble très diversifié de consommations d'électricité. Il comprend d'une part, les consommations dans les bâtiments, que l'on distingue par branche (bureaux, commerces, maisons de retraite, hôpitaux, établissements d'enseignement, activités de restauration), d'autre part, les consommations hors bâtiments (télécom, éclairage public, armée, centres de recherche, gérants d'immeubles, artisanat).

Les graphes ci-contre présentent la répartition par branche et par usage des consommations du secteur tertiaire en 2009.

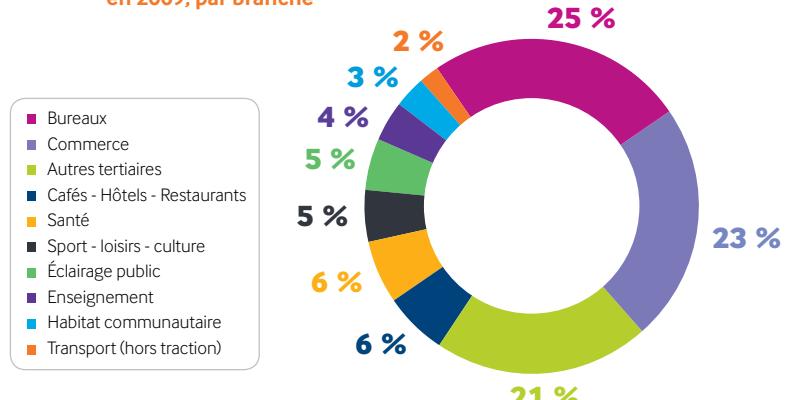
### A1.2.1 La construction des prévisions de la consommation électrique du secteur tertiaire

L'évolution du parc de bâtiments (construction neuve, désaffection des bâtiments anciens) est le premier facteur explicatif de l'évolution de la consommation d'électricité dans le tertiaire. Cette évolution est par ailleurs très contrastée d'une branche à l'autre, et corrélée à certains paramètres déterminants comme l'effectif occupé, l'effectif scolarisé. Les hypothèses globales de croissance du PIB encadrent les hypothèses de croissance déclinées par branches.

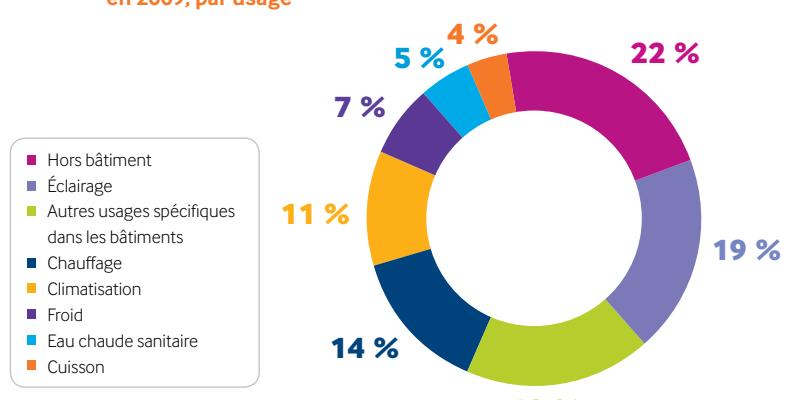
Les consommations unitaires de certains usages tels que le chauffage ou l'éclairage sont sensibles aux politiques de maîtrise de la demande d'électricité. Les



### Répartition des consommations électriques tertiaires en 2009, par branche



### Répartition des consommations électriques tertiaires en 2009, par usage



impacts du Grenelle de l'environnement sur l'isolation des bâtiments, et des directives européennes sur la

pénétration de technologies performantes sont pris en compte dans l'élaboration des hypothèses.

### A1.2.2 Les prévisions de la consommation électrique du secteur tertiaire

Avec les hypothèses retenues et explicitées ci-dessous,

le secteur tertiaire, qui est le vecteur de la croissance économique, assume une grande part de la croissance de la consommation d'électricité, avec une croissance annuelle moyenne de 0,7 % entre 2010 et 2030.

Les deux tableaux ci-après présentent l'évolution des consommations d'électricité par branche et par usage :

 Consommation d'électricité dans le tertiaire - scénario "Référence" - par branche

Taux de croissance annuel moyen des consommations électriques (%)	Entre 2010 et 2030
<b>Bureaux</b>	0.7
<b>Commerce</b>	0.5
<b>Autres tertiaire</b>	0.8
<b>Cafés - Hôtels - Restaurants</b>	0.9
<b>Santé</b>	0.9
<b>Sport - loisirs - culture</b>	1.1
<b>Éclairage public</b>	-0.1
<b>Enseignement</b>	0.6
<b>Habitat communautaire</b>	2.2
<b>Transport (hors traction)</b>	0.9
<b>TOTAL</b>	<b>0.7</b>

 Consommation d'électricité dans le tertiaire - scénario "Référence" - par usage

Taux de croissance annuel moyen des consommations électriques (%)	Entre 2010 et 2030
<b>Hors bâtiment</b>	0.0
<b>Éclairage</b>	-0.6
<b>Autres usages spécifiques dans les bâtiments</b>	1.5
<b>Chauffage</b>	0.4
<b>Climatisation<sup>112</sup></b>	1.6
<b>Froid</b>	0.7
<b>Eau chaude sanitaire</b>	1.3
<b>Cuisson</b>	2.8
<b>TOTAL</b>	<b>0.7</b>

La climatisation recouvre également les consommations de la ventilation associée à la climatisation

### Croissance du parc de bâtiments

Les surfaces de bâtiments tertiaires dépendent :

- D'une part, de variables telles que les effectifs salariés, le nombre de lits d'hospitalisation, le nombre d'élèves...
- D'autre part, de la surface unitaire par salarié, par lit, par élève...

L'hypothèse retenue est un ralentissement de la croissance des surfaces unitaires à partir de 2015 avec un rythme de stabilisation différencié selon les branches, voire selon les sous-branches (par exemple, des taux différenciés sont introduits entre bureaux publics et privés, enseignement supérieur et primaire). Les seules branches où la croissance de la surface unitaire est maintenue sur toute la période prévisionnelle sont les commerces (développement des magasins discount et des grandes surfaces où la surface par salarié est plus faible que dans le petit commerce de détail) et le transport (baisse des effectifs par mètre carré dans les gares ou les aéroports).

Les branches ayant les plus fortes dynamiques de parc sont l'habitat communautaire (comprenant les maisons de retraite) et les activités "sports - loisirs - culture", avec une augmentation des surfaces chauffées totales de respectivement 2 % et 1,6 % par an entre 2008 et 2030. La plupart des autres branches ont des croissances de surfaces chauffées comprises entre 0,7 % et 1 %.

Dans le scénario "Référence", les surfaces chauffées, toutes branches confondues, augmentent de 1 % par an en moyenne entre 2008 et 2030 avec une dynamique plus importante les premières années : 1,3 % en moyenne jusqu'en 2015 puis 0,8 % ensuite.

### Chauffage

La part du chauffage électrique dans le parc tertiaire existant dépend du volume annuel de surfaces transférées entre chauffage combustible et chauffage électrique. Sont faites notamment des hypothèses de transfert du fuel vers des systèmes de pompes à chaleur et, dans les locaux neufs, des hypothèses de maintien de la part de l'électricité. Ainsi, la part de l'électricité dans les surfaces chauffées passe de 24 % en 2008 à 30 % en 2030.

La baisse des besoins de chauffage induite par le Grenelle de l'environnement est plus sensible dans la construction neuve que dans les bâtiments anciens, qui font toutefois l'objet de travaux de rénovation.

Dans le scénario "Référence", la consommation unitaire de chauffage (par m<sup>2</sup>) en 2030 baisse de presque 30 % par rapport à 2008 et de presque 40 % dans le scénario "MDE renforcée". Dans le scénario "Référence", la consommation unitaire des bâtiments construits avant 2008 baisse de 24 % grâce à la rénovation, celle du parc construit entre 2008 et 2030 présente un besoin moyen en chauffage inférieur de 43 % au parc existant en 2008.

Avec ces hypothèses, la croissance annuelle moyenne des consommations de l'usage chauffage est de 0,5 % dans le scénario "Référence" et de -0,3 % (une baisse) dans le scénario "MDE renforcée".

### Climatisation

L'isolation des bâtiments devrait permettre une réduction des besoins en climatisation, plus sensible dans la construction neuve que dans le parc existant. La pénétration de technologies performantes telles que les VRV-Inverter<sup>113</sup>, l'eau glacée, et la GTC (Gestion Technique Centralisée) permettront également des baisses de consommation unitaire.

Dans le scénario "Référence", on suppose une croissance annuelle de moins d'un point du taux d'équipement en climatisation. En considérant l'ensemble du parc (neuf et ancien), dans le scénario "Référence" le taux de climatisation gagne 15 points entre 2008 et 2030, et la consommation unitaire baisse de 23 %. Dans le scénario "MDE renforcée", le taux de climatisation gagne 9 points et la consommation unitaire baisse de 33 %.

Climatisation à volume réfrigérant variable

113 113

### Cuisson

Les hypothèses retenues sont une augmentation du nombre de repas pris à l'extérieur (+5 % entre 2008 et 2030) et une augmentation de la part de la cuisson électrique (+4 % entre 2008 et 2030). Ces hypothèses reflètent le prolongement des tendances actuelles.

### Éclairage

La disparition progressive de l'incandescence devrait avoir moins d'impact sur le secteur tertiaire que sur le secteur résidentiel dans la mesure où l'éclairage tertiaire n'utilise que faiblement ce type d'ampoule. L'implantation généralisée de ballasts électroniques et une gestion automatisée du poste d'éclairage devraient permettre une forte baisse des consommations unitaires. Dans un scénario environnemental, la diffusion des diodes (ou LED) permet des gains supplémentaires.

La consommation unitaire de l'usage éclairage est ainsi en recul de 11 % en 2030 par rapport à 2008 dans le scénario "Référence". Elle baisse de 24 % dans le scénario "MDE renforcée".

#### Eau chaude sanitaire

Concernant la production d'eau chaude sanitaire, le chauffe-eau thermodynamique et le chauffe-eau solaire sont des technologies permettant un gain énergétique important. Ces nouvelles technologies plus efficaces viennent en substitution soit d'un chauffe-eau électrique soit d'une chaudière fioul ou gaz.

L'hypothèse retenue est un développement important des chauffe-eau solaires. Une partie de ces chauffe-eau remplace des systèmes de production d'eau chaude fonctionnant auparavant avec des combustibles, la mise en place d'un appoint électrique pour ces chauffe-eau entraîne donc une augmentation de la consommation électrique pour des surfaces qui ne sont pas chauffées à l'électricité. On suppose par ailleurs que les chauffe-eau thermodynamiques connaîtront un développement plus modéré que les chauffe-eau solaires.

Dans le scénario "Référence", la consommation unitaire de l'eau chaude sanitaire, ramenée à la surface totale

chauffée à l'électricité, diminue de 12 % entre 2008 et 2030, ceci reflète notamment les économies effectuées grâce aux chauffe-eau solaires et thermodynamiques.

Dans le scénario "MDE renforcée", la consommation unitaire de cet usage, ramenée à la surface totale chauffée à l'électricité, diminue de 18 % entre 2008 et 2030.

#### Usages spécifiques dans les bâtiments

L'hypothèse retenue est un développement important des usages spécifiques (hors éclairage, climatisation et froid) dans les bâtiments. Ce développement est notamment porté par le développement des centres de données et des usages émergents relatifs à la communication et à l'information.

La consommation unitaire de ces usages augmente de 15 % entre 2008 et 2030 dans le scénario "Référence".

#### A1.2.3 Quantification de l'effet MDE dans le secteur tertiaire

Compte tenu des différentes actions d'efficacité énergétique décrites ci-dessus, la quantification de l'effet des actions d'efficacité énergétique est donnée dans le tableau suivant :

TWh	À l'horizon 2020				À l'horizon 2030			
	Référence	Haut	MDE renforcée	Bas	Référence	Haut	MDE renforcée	Bas
<b>Tertiaire</b>	<b>-15.5</b>	<b>-15.7</b>	<b>-21.9</b>	<b>-20.9</b>	<b>-28.7</b>	<b>-29.2</b>	<b>-38.9</b>	<b>-37.2</b>
<b><i>dont chauffage</i></b>	-3.8	-4.0	-6.2	-6.0	-5.6	-6.0	-8.5	-8.2
<b><i>dont climatisation</i></b>	-2.8	-2.7	-3.6	-3.4	-6.2	-6.0	-7.5	-7.2
<b><i>dont froid</i></b>	-1.0	-1.0	-1.3	-1.2	-1.8	-1.8	-2.4	-2.2
<b><i>dont éclairage</i></b>	-4.5	-4.5	-6.2	-6.0	-8.3	-8.3	-11.4	-10.8

## A1.3 RÉSIDENTIEL

Le secteur résidentiel est, avec le secteur tertiaire, le moteur principal de la croissance de la consommation électrique. Cependant, les orientations actuelles de maîtrise de la demande devraient atténuer cette croissance, comme cela est détaillé dans la suite du document.

Le graphe ci-contre présente la décomposition de la consommation électrique résidentielle en 2009.

L'évolution de la consommation résidentielle est dictée par plusieurs facteurs :

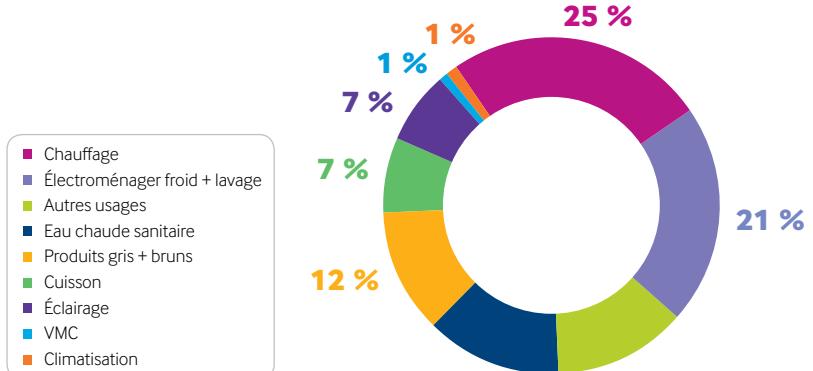
- La croissance du parc de logements (et son renouvellement), elle-même liée à la construction neuve et à l'augmentation du nombre de ménages;
- L'évolution structurelle du parc de logements (part des maisons individuelles et des logements collectifs);
- L'évolution du type d'équipements du parc et des énergies associées (chauffage, production d'eau chaude sanitaire, cuisson);
- L'évolution des taux d'équipement des ménages;
- L'évolution des consommations unitaires des différents usages (substitutions de technologies plus performantes, isolation des bâtiments, etc.);
- L'évolution des comportements (gestion des modes veille, des consignes de température, durée d'utilisation des équipements – télévisions, ordinateurs, etc.)

### A1.3.1 Évolution de la consommation résidentielle

Avec les hypothèses d'évolution des consommations électriques par usage détaillées ci-dessous, dans le



**Répartition des consommations électriques résidentielles en 2009**



scénario "Référence", la consommation du secteur résidentiel croît de 1,3 % par an jusqu'en 2015 puis de 0,3 % par an au-delà.

Le tableau ci-dessous présente l'évolution des consommations d'électricité par usage entre 2010 et 2030 :

Taux de croissance annuel moyen des consommations électriques (%)	Entre 2010 et 2030
<b>Chauffage</b>	0.5
<b>Électroménager froid + lavage</b>	-0.5
<b>Autres usages<sup>114</sup></b>	2.6
<b>Eau chaude sanitaire</b>	0.2
<b>Produits gris + bruns<sup>115</sup></b>	0.0
<b>Cuisson</b>	1.9
<b>Éclairage</b>	-3.4
<b>Ventilation Mécanique Contrôlée (VMC)</b>	4.4
<b>Climatisation</b>	2.9
<b>TOTAL</b>	<b>0.6</b>

Les hypothèses retenues pour l'évolution des consommations prennent en compte l'impact de la directive européenne en matière d'eco-conception (directive ErP<sup>116</sup>) avec un délai d'application plus ou moins long selon le scénario utilisé. En effet, dans les prochaines années, tous les appareils et équipements consommateurs d'énergie devront faire l'objet de normes communautaires minimales et répondre à des exigences d'estimation et d'étiquetage de leur performance énergétique, en accordant une attention particulière aux modes "veille". Les produits non

conformes à ces prescriptions minimales seront retirés du marché.

Les produits traités en priorité par la Commission Européenne ont été les chaudières, les chauffe-eau, les ordinateurs, les photocopies, les télévisions, les décodeurs, le mode "veille", les chargeurs, l'éclairage, les climatiseurs, les moteurs électriques, les réfrigérateurs, les congélateurs, les lave-linge et lave-vaisselle. Des travaux sont en cours sur d'autres produits tels que la cuisson et les auxiliaires de chauffage.

Les autres usages comprennent notamment les consommations des résidences secondaires (hors chauffage), les consommations des usages émergents (par exemple, les futurs équipements électroniques de loisirs), les consommations du petit électroménager (centrales vapeur, aspirateurs...), des piscines, des alarmes.

114 114

Les produits gris et bruns correspondent aux équipements informatiques, TV, Hifi et Vidéo actuellement sur le marché

115 115

Energy related Products – Directive 2009/125/EC

116 116

Limitation des consommations d'énergie primaire à 50 kWh/m<sup>2</sup>/an en moyenne (selon les logements) pour le chauffage, l'eau chaude sanitaire, l'éclairage, la climatisation et la ventilation.

117

### Croissance du parc de logements

L'évolution du parc de logements résulte de la croissance démographique, de la construction neuve, des évolutions sociales influençant le nombre de personnes par ménage, et de la désaffection des bâtiments anciens.

Les hypothèses de croissance du nombre de ménages des scénarios "Référence" et "MDE renforcée" reposent sur le scénario médian de l'INSEE. Il en résulte un taux de croissance annuel moyen du nombre de ménage de 0,9 % par an entre 2010 et 2030.

L'hypothèse du nombre de constructions neuves retenue pour le scénario "Référence" est de 375 000 logements par an en moyenne sur la période 2012 - 2030, avec une part de maisons individuelles de l'ordre de 60 %.

### Chauffage

Le chauffage est un des postes les plus impactés, avec la production d'eau chaude sanitaire, par les politiques énergétiques française et européenne.

Dans les logements neufs, avec l'entrée en application de la Réglementation Thermique 2012, les besoins de chauffage seront nettement plus faibles (optimisation de la conception du bâti) et le respect du seuil maximal de 50 kWh/m<sup>2</sup>/an<sup>117</sup> limitera l'installation de convecteurs électriques à quelques cas particuliers (zones climatiques privilégiées, par exemple). L'hypothèse retenue est qu'à partir de 2014 le développement du chauffage électrique en maisons individuelles neuves sera exclusivement basé sur des solutions avec des pompes à chaleur et que, dans les logements collectifs neufs, des convecteurs pourront être installés, notamment dans des bâtiments bien isolés et dans des zones climatiques privilégiées.

Les taux de pénétration importants du chauffage électrique qui ont été observés dans le neuf ces dernières années sont donc revus à la baisse dès 2013.

La baisse des consommations unitaires de la construction neuve intègre le risque d'effets rebond lié au comportement des habitants (par exemple : température réelle supérieure à la température de consigne pour déclarer un logement BBC, ouverture des fenêtres en hiver, etc.)

Concernant le parc existant, le chantier de rénovation thermique des bâtiments lancé dans le cadre du Grenelle de l'environnement et les différentes mesures fiscales, favorisant la rénovation thermique des logements et

la pénétration d'installations énergétiquement performantes, vont conduire à une baisse des besoins de chauffage. Les hypothèses de baisse des consommations unitaires retenues correspondent essentiellement à une rénovation du parc de logements construits avant 1975. Ce parc est constitué de 15,3 millions de logements, dont 3,4 millions chauffés à l'électricité. L'hypothèse retenue correspond à 350 000 rénovations lourdes par an, ces rénovations étant appliquées au parc électrique d'avant 1975 au prorata du parc total de logements d'avant 1975.

Par ailleurs, nous avons retenu des hypothèses de transferts de combustibles vers des pompes à chaleur lors de la rénovation des maisons individuelles, notamment en raison des mesures prises dans le Grenelle de l'environnement qui contribuent à favoriser le développement des pompes à chaleur.

Enfin, compte tenu 1) des délais nécessaires à l'adaptation technique et industrielle de toute la filière du bâtiment, 2) des risques d'effets rebond cités ci-dessus et 3) de l'incertitude pesant sur le pouvoir d'achat des ménages et donc sur leurs capacités à financer des rénovations et des achats de logements, on considère que l'atteinte des niveaux de consommation définis dans les objectifs de rénovation thermique et dans la réglementation thermique est repoussée d'une dizaine d'années dans le scénario "MDE renforcée". Le scénario "Référence" se définit lui-même par un décalage dans le temps de 10 ans de l'atteinte des objectifs par rapport au scénario "MDE renforcée".

Compte tenu de l'ensemble des éléments détaillés ci-dessus, les baisses de consommation unitaire de chauffage électrique entre 2010 et 2030 sont :

- En scénario "Référence" : baisse de 47 % dans le neuf et de 17 % dans l'existant,
- En scénario "MDE renforcée" : baisse de 70 % dans le neuf et de 20 % dans l'existant.

Dans le scénario "Référence", la part du chauffage électrique (toutes technologies confondues) est supposée augmenter de huit points à l'horizon 2030 (parc neuf et ancien), cette augmentation étant beaucoup plus marquée pour les logements individuels. Ceci s'explique notamment par les hypothèses de faible développement des pompes à chaleur dans les logements collectifs.

Ces éléments conduisent à un taux de croissance moyenne annuel de l'électricité consommée pour le chauffage de 0,5 % entre 2010 et 2030 dans le scénario "Référence".

### Climatisation

Plus la réglementation sera durcie<sup>118</sup>, plus il deviendra difficile d'installer des climatiseurs spécifiques dans les logements domestiques. Cependant, les pompes à chaleur air/air réversibles peuvent être utilisées l'été pour rafraîchir le logement.

Le renforcement de l'isolation des bâtiments devrait permettre de garder les logements frais pendant les grosses chaleurs.

L'équipement en climatisation des logements résidentiels reste faible. On suppose une croissance moyenne annuelle du taux d'équipement de 3 % par an, ce qui se traduit à l'horizon 2030, dans le scénario "Référence", par un peu plus de 9 % des ménages équipés. Le scénario "MDE renforcée" conduit à un niveau d'équipement plus faible (7 %).

Les hypothèses retenues intègrent les effets de la directive européenne, qui prévoit une amélioration du coefficient de performance des climatiseurs.

Avec ces hypothèses, les consommations unitaires baissent de 0,7 % dans le scénario "Référence" et de 1,3 % dans le scénario "MDE renforcée".

### Cuisson

L'hypothèse retenue est une prolongation de la tendance haussière actuelle du taux d'équipement en appareils électriques (plaques à induction ou halogènes, fours).

Le taux de croissance annuel moyen retenu pour l'équipement des ménages en cuisson électrique est de 1,5 % entre 2010 et 2030.

Nous retenons l'hypothèse d'une baisse moyenne annuelle des consommations unitaires de cet usage de 0,4 % sur la période étudiée.

### Eau chaude sanitaire

Comme le chauffage, la production d'eau chaude sanitaire est un des postes les plus impactés par les politiques énergétiques française et européenne.

Le développement des chauffe-eau solaires, des chauffe-eau thermodynamiques ou des pompes à chaleur assurant à la fois le chauffage de l'habitation et de l'eau

modifie la structure du parc actuel de chauffe-eau électriques.

Dans les logements neufs, les entrées en application de la Réglementation Thermique 2012 et de la Directive ErP limiteront fortement l'installation de chauffe-eau électriques à accumulation. Dans ces conditions, le choix a été fait de ne garder que trois technologies à partir de 2014 :

- Pour les logements chauffés avec une pompe à chaleur à haute température (géothermique ou air/eau), on considère que la production d'eau chaude est assurée par la pompe à chaleur;
- Pour les logements chauffés avec une pompe à chaleur air/air, on considère que la production d'eau chaude est assurée par un chauffe-eau thermodynamique ou par un chauffe-eau solaire avec appoint électrique;
- Pour les logements non chauffés avec une solution électrique, on considère que la production d'eau chaude est assurée par une autre énergie.

Dans le parc existant, comme pour le neuf, on considère que tous les logements chauffés avec une pompe à chaleur haute température produisent l'eau chaude avec cette dernière. Pour les logements chauffés avec des solutions électriques autres que des pompes à chaleur haute température, l'hypothèse retenue est un taux de pénétration, plus ou moins élevé selon le scénario, des chauffe-eau solaires et thermodynamiques en remplacement des chauffe-eau électriques à accumulation. Pour les logements non équipés de chauffage électrique, on considère que le système de production d'eau chaude sera basé sur l'énergie de chauffage et/ou l'énergie solaire.

Dans le scénario "Référence", le parc de chauffe-eau utilisant partiellement ou totalement l'électricité comme énergie se développe à un rythme de 1,6 % par an.

Les pompes à chaleur et le solaire thermique permettent des apports gratuits et par conséquent une réduction importante des consommations unitaires de la production d'eau chaude via ces technologies. En parallèle, on suppose une stabilité des consommations unitaires des chauffe-eau à accumulation.

Ces différentes hypothèses conduisent à une baisse des consommations unitaires (consommation par logement équipé d'un système utilisant de l'énergie électrique, y

Les climatiseurs et ventilateurs sont visés par la réglementation européenne en vertu de la Directive Éco-conception (directive ErP).

compris appoint) de 24 % dans le scénario "Référence" et 32 % dans le scénario "MDE renforcée".

### Éclairage

Les technologies prises en compte sont l'incandescence, les lampes basse consommation (LBC) ou fluo compactes, les lampes halogènes dites à économie d'énergie et les diodes (ou LED).

La disparition de l'incandescence déjà amorcée en 2009 conduit à une forte réduction des consommations unitaires de presque 60 % dans le scénario "Référence" et de 70 % dans le scénario "MDE renforcée" d'ici à 2030. Cette baisse est due au remplacement des ampoules à incandescence par des ampoules fluo compactes ou des halogènes à économie d'énergie, et à plus long terme, des diodes : la pénétration plus ou moins rapide de ces nouvelles technologies permet d'afficher une consommation d'électricité dans l'éclairage en forte baisse malgré la croissance du nombre de logements. Les hypothèses de répartition entre les différents types d'éclairage tiennent également compte d'ampoules halogènes basse consommation compatibles avec les culots à pas de vis qui risquent de retarder la pénétration des LBC et se substituer dans un premier temps aux ampoules à incandescence. À plus long terme, nous retenons une hypothèse de parc essentiellement constitué de LED et de LBC.

Dans le scénario "MDE renforcée", on suppose une pénétration plus rapide des LED et une disparition plus rapide des halogènes basse consommation.

Ces hypothèses prennent en compte un risque d'effet rebond : multiplication des nombres de points d'éclairage et une gestion de l'éclairage moins rigoureuse (l'utilisateur n'éteint pas systématiquement en sortant de la pièce).

### Électroménager blanc (froid et lavage)

En application de la directive européenne ErP, les améliorations des performances énergétiques de ces appareils et le nouvel étiquetage permettent une baisse importante des consommations unitaires.

L'effet de cette baisse des consommations unitaires dépend de la vitesse de renouvellement du parc qui peut être assez lente compte tenu de la durée de vie des appareils (jusqu'à 19 ans par exemple pour un congélateur). Le scénario "MDE renforcée" correspond à un taux de renouvellement du parc plus rapide.

### Froid

Dans les hypothèses retenues, les taux d'équipement en appareils froids évoluent peu sur la période considérée : le taux d'équipement en réfrigérateurs est déjà proche de 100 % et nous supposons un taux de croissance moyen du taux d'équipement en congélateurs de 0,3 % par an. Un taux d'équipement en 2<sup>ème</sup> appareil froid est également pris en compte. La croissance du nombre d'appareils froids est essentiellement portée par la croissance du nombre de ménages.

La baisse des consommations unitaires des appareils froid fait plus que compenser la croissance du parc de réfrigérateurs et de congélateurs : ainsi, la consommation de froid baisse de 1,3 % par an dans le scénario "Référence" et de 2,2 % par an dans le scénario "MDE renforcée".

### Lavage et Séchage

Dans le scénario "Référence", les baisses de consommations unitaires attendues pour les lave-linge, lave-vaisselle et sèche-linge, ne suffisent pas à compenser la croissance du parc de ces appareils. La consommation de l'usage lavage (lave-vaisselle, lave-linge et sèche-linge) est en augmentation de 0,3 % par an.

Dans le scénario "MDE renforcée", la consommation de l'usage lavage baisse de 0,1 % par an du fait de la baisse plus importante des consommations unitaires.

### Produits gris et bruns

#### Équipements informatiques

Le parc informatique subit une forte évolution en structure qui modifie la consommation d'électricité liée à cet usage : les ordinateurs portables, moins consommateurs d'énergie, remplacent progressivement les ordinateurs de bureau. Ainsi, même si le taux d'équipement en ordinateurs continue à croître, le renouvellement progressif du parc d'ordinateurs et l'effort des constructeurs pour réduire leur consommation unitaire devraient commencer à se voir aux alentours de 2015, avec une baisse de consommation de 1,3 % par an dans le scénario "Référence" et de 4,3 % par an dans le scénario "MDE renforcée". Ces valeurs tiennent compte de la croissance du multi-équipement et d'une légère augmentation de la durée d'utilisation.

Autour de l'ordinateur, on trouve des imprimantes, des modules Wifi, des boîtiers ADSL dont le taux d'équipement est en croissance. L'amélioration attendue de leur efficacité énergétique permet de compenser

l'augmentation du parc et la consommation globale baisse de 0,4 % par an dans le scénario "Référence".

Compte tenu de l'ensemble de ces hypothèses, dans le scénario "Référence", la consommation des produits gris progresse de 2,8 % par an jusqu'en 2015 puis baisse de 1,4 % par an au-delà. Dans le scénario "MDE renforcé", la consommation croît de 1,8 % par an jusqu'en 2015 puis baisse de 3,7 % ensuite.

#### TV, Hi-fi, vidéo

Le taux d'équipement en téléviseurs est proche de 100 % mais les nouvelles technologies utilisées (LCD, plasma) et la taille des écrans vendus ont modifié la structure du parc de téléviseurs ces dernières années. Les nouvelles technologies LCD et plasma sont plus énergivores que l'ancienne génération des cathodiques<sup>119</sup>.

La consommation unitaire est tirée vers le haut du fait de la hausse de la taille des écrans vendus, d'une hypothèse de légère augmentation de la durée d'écoute et tirée vers le bas par la directive européenne ErP. Ces effets contradictoires ralentissent la baisse qu'on aurait pu attendre du seul fait de l'amélioration de l'efficacité énergétique.

Les hypothèses retenues correspondent à une vitesse moyenne de renouvellement du parc dans le scénario "Référence" (durée de vie de l'ordre de 8 ans) et un renouvellement plus rapide pour le scénario "MDE renforcée". En 2030, le parc de téléviseurs est majoritairement composé de technologie LCD, le reste étant du plasma.

Le taux d'équipement en 2<sup>ème</sup> téléviseur croît de 0,3 % par an. Le renouvellement progressif du parc de téléviseurs devrait conduire à une hausse de la consommation globale de cet usage jusqu'en 2015; l'effort accru pour limiter les consommations en veille et améliorer les performances énergétiques des téléviseurs devrait porter ses fruits au-delà de 2015 avec une consommation de cet usage en baisse de 0,5 % par an dans le scénario "Référence" et de 1,6 % par an dans le scénario "MDE renforcée".

Autour du téléviseur, on trouve également d'autres équipements consommateurs d'électricité comme le décodeur, le lecteur DVD, le home cinéma et la Hi-fi. On suppose une baisse voire une stabilité des consommations unitaires de ces appareils à moyen terme notamment grâce à l'effort qui devrait être porté sur les puissances de veille. Les taux d'équipement sont supposés relativement stables sur l'ensemble de la période, excepté pour les décodeurs externes TNT qui dépendent notamment du

passage à la télévision tout numérique (forte progression des décodeurs avant 2012 puis baisse progressive).

Seules les consoles de jeux font l'objet d'une hausse des consommations unitaires sur l'ensemble de la période considérée afin de tenir compte du renouvellement des consoles avec des modèles de plus en plus puissants.

Compte tenu de l'ensemble de ces hypothèses, les consommations des produits bruns continuent de progresser d'ici 2015 avec un taux de croissance de 2,5 % par an puis diminuent ensuite avec un taux de -0,4 % dans le scénario "Référence" et de -1,2 % dans le scénario "MDE renforcée".

#### Ventilation

Cet usage est concerné par la Réglementation Thermique 2012, il devrait prendre de l'importance au fur et à mesure que l'enveloppe thermique des bâtiments sera renforcée. Deux systèmes sont pris en compte dans les hypothèses :

- La ventilation mécanique contrôlée (VMC) hygroréglable qui adapte les débits d'air entrants et extraits en fonction de l'humidité intérieure;
- La VMC double flux qui récupère la chaleur de l'air extrait et préchauffe l'air neuf insufflé dans le logement. Avec ce système, la baisse de la consommation d'énergie utilisée pour chauffer l'air renouvelé est compensée par une augmentation de la consommation des ventilateurs.

L'installation de VMC double flux présentant un surcoût important par rapport à une VMC hygroréglable, et cette dernière restant compatible avec des constructions BBC, nous avons retenu l'hypothèse d'un développement majoritaire de la VMC hygroréglable. L'hypothèse retenue pour le scénario "MDE renforcée" est une pénétration de la VMC simple flux basse consommation.

La hausse du parc de VMC a été calée sur l'augmentation annuelle du parc neuf et sur les réhabilitations lourdes. Ces hypothèses conduisent à un taux de croissance moyen annuel du taux d'équipement proche de 3,3 %. Seul le scénario "MDE renforcée" enregistre une baisse des consommations unitaires de -2,6 % par an.

#### Autres usages spécifiques

Les autres usages spécifiques regroupent les usages émergents et les usages pour lesquels peu d'informations sont disponibles. Il s'agit des usages électriques autres que ceux détaillés dans les chapitres précédents. Ils comprennent par exemple le petit électroménager, la domotique, les systèmes d'alarme, les piscines et

Source : GFK.

119

l'éclairage de jardin, divers équipements de confort, les chargeurs, les auxiliaires de chauffage ainsi que les nouveaux équipements de loisirs (électroniques et autres) qui pourraient être amenés à se développer dans les prochaines années. Sont également inclus dans cette rubrique les consommations des résidences secondaires (hors chauffage).

Ces usages se sont fortement développés ces dernières années avec des taux de croissance annuelle proches de 5 %.

L'hypothèse retenue est une hypothèse médiane avec un taux de croissance de 2,6 % par an. Ce taux tient

compte d'une saturation possible des taux d'équipement, de l'amélioration technologique des usages existants et du développement de nouveaux usages encore peu documentés.

### A1.3.2 Quantification de l'effet MDE dans le secteur résidentiel

Compte tenu des différentes actions d'efficacité énergétique décris dans les chapitres précédents, la quantification de l'effet des actions d'efficacité énergétique est donnée dans le tableau suivant :

TWh	À l'horizon 2020				À l'horizon 2030			
	Référence	Haut	MDE renforcée	Bas	Référence	Haut	MDE renforcée	Bas
<b>Résidentiel</b>	<b>-17.1</b>	<b>-16.6</b>	<b>-27.1</b>	<b>-18.8</b>	<b>-39.1</b>	<b>-33.4</b>	<b>-55.4</b>	<b>-41.0</b>
<b>dont Chauffage</b>	-4.5	-3.8	-5.9	-4.2	-10.2	-8.7	-12.6	-9.4
<b>dont Eau Chaude Sanitaire</b>	-3.1	-3.8	-5.0	-2.3	-7.1	-8.3	-9.3	-5.2
<b>dont Cuisson</b>	-0.8	-0.8	-0.8	-0.8	-1.8	-1.8	-1.8	-1.8
<b>dont Éclairage</b>	-3.8	-4.0	-6.5	-4.1	-8.0	-7.7	-9.6	-8.3
<b>dont Électroménager (lavage+froid)</b>	-7.1	-7.1	-8.8	-8.1	-10.8	-11.0	-13.4	-12.1
<b>dont Informatique et TV</b>	-3.3	-3.3	-4.7	-3.7	-8.8	-8.8	-13.3	-9.5

## A1.4 AUTRES SECTEURS (AGRICULTURE, TRANSPORT ET ÉNERGIE)

### Agriculture

L'essentiel des consommations d'électricité de l'agriculture concerne la force motrice, l'irrigation et la ventilation. Ces consommations, d'un poids relativement faible, sont attendues en hausse continue sur l'horizon de prévision avec une croissance annuelle moyenne de 1,1 % jusqu'en 2030.

maritime et aérien), et le véhicule électrique dont l'impact a été intégré à l'horizon des prévisions.

### Transport

Le secteur transport comprend le transport ferroviaire, qui représente un peu plus de 80 % des consommations d'électricité du secteur en 2009, les autres transports (transport routier, transport collectif urbain, transport

Les hypothèses de croissance du transport ferroviaire de marchandises et de voyageurs sont basées sur les travaux<sup>120</sup> effectués dans le cadre du Grenelle de l'environnement et se traduisent par un transfert modal de la route vers le rail, ainsi qu'un développement des lignes à grande vitesse. Une politique environnementale renforcée va dans le sens d'une réduction des déplacements routiers au profit du ferroviaire.

Ces hypothèses conduisent à une croissance annuelle moyenne de la consommation globale du ferroviaire d'environ 1,7 % entre 2010 et 2030 dans le scénario "Référence", et 2,4 % dans le scénario "MDE renforcée".

Concernant les véhicules électriques (VE) et hybrides rechargeables (VHR), le scénario "Référence" correspond à un parc de 1,1 million de véhicules en 2020 et 5,6 millions en 2030. Le scénario "MDE renforcée" fait l'hypothèse d'un développement plus rapide de ce parc pour atteindre plus de 3 millions de véhicules en 2020 et plus de 10 millions en 2030.

Compte tenu des nombreuses incertitudes pesant sur la composition du parc de véhicules (répartition VE et VHR), sur le mode d'utilisation et de recharge de ces véhicules, un certain nombre d'hypothèses "médianes" ont été retenues suite aux travaux menés par KTH Electrical Engineering et RTE<sup>121</sup>. Les hypothèses retenues pour la répartition du parc sont 80 % de véhicules privés et 20 % de véhicules commerciaux, 50 % de VE et 50 % de VHR.

Les hypothèses de recharge retenues sont détaillées dans le chapitre 3.3.3. Ce chapitre illustre notamment l'impact sur les puissances de pointe du choix du mode de recharge retenu.

Ces hypothèses conduisent à une consommation totale de :

- 2,9 TWh en 2020 dans le scénario "Référence" et 8,8 TWh dans le scénario "MDE renforcée";
- 14,8 TWh en 2030 dans le scénario "Référence" et 28,7 TWh dans le scénario "MDE renforcée".

## Énergie

Au sein du secteur énergie figure l'activité spécifique d'enrichissement de l'uranium. Le changement de procédé prévu (passage de la diffusion gazeuse à la centrifugation) s'accompagnera d'une forte réduction de la consommation d'électricité (diffusion gazeuse à mi-charge en 2011 et 2012 et arrêtée en 2013).

Les autres consommations concernent pour l'essentiel le raffinage du pétrole, la production et distribution

d'eau, la production et distribution d'électricité et enfin le chauffage urbain.

Il est fait l'hypothèse d'une certaine stabilité des consommations des raffineries, en dépit des restructurations attendues de l'outil industriel destinées à mieux satisfaire aux besoins du marché français. Les consommations dans la production et distribution d'eau suivent la croissance du nombre de ménages.

## Pertes

Le taux de pertes sur l'ensemble des réseaux de transport et de distribution est supposé stable et représente 7,5 % de la consommation intérieure nette.

RTE veille à maîtriser le volume des pertes et par voie de conséquence à limiter les émissions de CO<sub>2</sub> inhérentes. Des actions en ce sens sont mises en œuvre là où il existe des leviers à la main de RTE :

- L'optimisation du plan de tension à des niveaux élevés;
- L'adaptation de la topologie du réseau afin de limiter le transit sur les liaisons les plus génératrices de pertes;
- L'optimisation du placement des consignations d'ouvrages afin de permettre la réalisation des travaux sur les lignes.

L'ensemble de ces actions a permis d'éviter 125 GWh de pertes en 2009.

Pour aller au-delà, une vaste réflexion conduite en 2009 a permis d'identifier des actions complémentaires de réduction des pertes électriques sur le réseau. Une vingtaine d'actions ont été retenues pour être mises en œuvre, parmi lesquelles :

- Le remplacement de tronçons de conducteurs responsables des pertes les plus importantes;
- Le remplacement de transformateurs les moins performants;
- L'expérimentation d'équipements photovoltaïques pour alimenter en électricité les bâtiments industriels;
- Les modifications techniques de lignes aériennes double terre (deux lignes électriques supportées par un même pylône) contribuant à une réduction du volume des pertes.

Travaux co-pilotés par RTE et KTH Electrical Engineering – Master Thesis EG201X – Novembre 2009

# MÉTHODE DE SIMULATION DE L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE

## A2.1 UNE SIMULATION BASÉE SUR LES FONDAMENTAUX ÉCONOMIQUES

Le principe de base des simulations consiste, à chaque instant, à empiler les différents moyens de production disponibles en Europe, par ordre croissant de coût d'utilisation, jusqu'à satisfaire la demande totale. Les simulations sont réalisées à pas horaire, sur une période d'une année calendaire. Les moyens de production présentant

un caractère fatal et ne dépendant pas de conditions de prix, tels que l'hydraulique au fil de l'eau, l'éolien, le photovoltaïque ou les moyens de production thermique décentralisés bénéficiant d'un tarif d'achat (biomasse, biogaz, cogénération sous obligation d'achat...), sont considérés en base dans cet empilement.

## A2.2 APPROCHE PROBABILISTE

Au-delà de la seule projection des structures d'offre et de demande, il est nécessaire, pour construire une vision représentative des avenirs possibles, de prendre en compte les principaux aléas pouvant affecter le système électrique. On peut ainsi disposer d'une vision probabiliste de la façon dont l'équilibre offre-demande sera réalisé aux différentes échéances, qui peut être interprétée statistiquement par des résultats en espérance.

Pour ce Bilan Prévisionnel, on a simulé un ensemble de 1000 situations possibles pour chacun des horizons d'étude, qui combinent un ensemble d'aléas : la température (impactant directement la consommation), les apports en eau, les vitesses de vent, l'ensoleillement et la disponibilité des moyens thermiques.

## A2.3 MODÉLISATION ZONALE

Les simulations réalisées dans le cadre du Bilan Prévisionnel 2011 intègrent 13 zones, qui sont la France, l'Espagne, le Portugal, l'Italie, la Suisse, l'Autriche, l'Allemagne, les Pays-Bas, la Belgique, le Luxembourg,

la Grande-Bretagne, l'Irlande et l'Irlande-du-Nord. La méthodologie de simulation de l'offre et de la demande pour chacune de ces zones est comparable et est détaillée ci-dessous.

## A2.4 MODÉLISATION DE L'OFFRE

### **Production thermique centralisée (nucléaire, charbon, gaz, fioul, TAC)**

Chaque groupe de production est caractérisé par sa puissance, ses hypothèses d'indisponibilité, son coût d'utilisation et sa flexibilité. Les hypothèses d'indisponibilité, caractérisées par une probabilité et une durée, distinguent une indisponibilité programmée, résultant d'arrêts pour entretien (associés, dans le cas du nucléaire à eau légère, au rechargeement en combustible), et une indisponibilité fortuite consécutive à des aléas.

Les coûts d'utilisation déterminent l'ordre d'appel des groupes thermiques, permettant de sélectionner ceux qui doivent être démarrés lorsque tous les groupes disponibles ne sont pas nécessaires pour satisfaire la demande. Ils reflètent les coûts proportionnels à la production, majoritairement constitués des coûts de combustible et d'émission de CO<sub>2</sub>.

### Production hydraulique

Le parc hydroélectrique est décrit par un volume de production fatale et un volume de production modulable. La répartition de la production hydroélectrique modulable est modélisée, comme en exploitation réelle, en déci-dant le turbinage du stock disponible et le pompage de manière à ce qu'ils maximisent l'économie réalisée sur les autres moyens de production.

### Productions éolienne et photovoltaïque

Les productions éolienne et photovoltaïque sont modé-lisées à pas horaire. Les caractéristiques de ces formes de production (facteur de charge, foisonnement, variabilité, corrélation géographique, etc.), ont été déterminées à partir d'historiques et sont considérées constantes pour

tous les horizons étudiés. La prise en compte des aléas liés à ces productions est décrite dans le chapitre A2-6.

### Productions thermiques décentralisées

Les profils de charge des productions thermiques décen-tralisées sont réalisés à pas horaire et différenciés par type de production : cogénération, biomasse, biogaz et usines d'inci-nération.

### Effacements de consommation

Les effacements de consommation sont modélisés dans les simulations comme des groupes thermiques à coût d'utilisation très élevé, qui ne sont donc appelés que dans les conditions d'exploitation les plus tendues.

## A2.5 MODÉLISATION DES ÉCHANGES

L'ensemble des zones modélisées sont liées entre elles par une capacité de transit commercial ("NTC" pour "Net Transfer Capacity") horaire, représentant la capacité maximale pouvant transiter d'une zone à une autre. Afin

de prendre en compte certaines contraintes internes aux zones simulées, la somme des importations ou exportations pouvant avoir lieu simultanément est pour certaines zones parfois limitée.

## A2.6 ALÉAS REPRÉSENTÉS

Pour chaque scénario d'évolution du parc de production, et chaque scénario de demande, l'approche probabiliste a consisté à simuler un ensemble de 1000 situations d'avenirs possibles, qui combinent des aléas sur la tempé-ature (impactant la consommation), les apports en eau, les vitesses de vent, l'ensoleillement et la disponibilité des moyens thermiques.

### Aléa climatique

Les températures extérieures influencent notablement la consommation d'électricité. Un ensemble de 100 chrono-ques de températures tri-horaires, jugé représentatif des conditions climatiques et des corrélations géogra-phiques susceptibles d'être rencontrées à l'horizon 2010, a été fourni par Météo France pour l'ensemble de l'Europe. La sensibilité de la consommation aux températures a été établie à partir de données fournies par Météo France et des consommations observées sur l'historique des quatre à cinq dernières années.

### Aléa hydraulique

Le principal aléa qui affecte la production hydraulique concerne les apports naturels aux ouvrages. Les variations d'apport hydraulique aux différents ouvrages hydrauliques (lac, fil de l'eau...) sont indirectement présentées sous forme de chroniques représentatives des historiques de production hydroélectrique. La corrélation géographique de la production a été respectée afin de prendre en compte des années sèches ou humides à l'échelle européenne.

### Aléa éolien

Cent chroniques de production ont été générées, à partir d'historiques de production éolienne, en conservant les caractéristiques statistiques de ces historiques (moyenne, écart-type, puissance maximale produite...). La corrélation de la production éolienne des différentes zones simulées a été prise en compte de manière à rendre compte de la concomitance ou non de la production éolienne entre certaines zones géographiquement proches.



#### **Aléa photovoltaïque**

Le principe de représentation est identique à celui des aléas hydraulique et éolien, mais, en raison du développement récent de cette forme de production, seules 3 chroniques ont été réalisées à partir des données historiques représentatives de la production d'un parc de production suffisamment significatif.

#### **Aléa de disponibilité des groupes thermiques**

L'aléa de disponibilité des groupes thermiques est modélisé par des chroniques de disponibilité, respectant en moyenne les taux mensuels d'indisponibilité forte et programmée conformes aux historiques pour chaque palier simulé, un palier étant un ensemble de groupes de production ayant les mêmes caractéristiques.

## **A2.7 RÉSULTATS DES SIMULATIONS**

Les simulations apportent deux ensembles principaux de résultats :

#### **Le paysage de défaillance**

Le niveau de sécurité de l'équilibre entre offre et demande est évalué par le calcul d'un "paysage de défaillance", qui est constitué par l'espérance de durée de défaillance (en heures), et l'espérance d'énergie de défaillance (en GWh).

#### **Les bilans énergétiques annuels**

Les simulations fournissent également les soldes d'échange, et les productions en énergie des filières nucléaire, charbon, gaz, fioul, éolien... Ne sont affichés

dans les tableaux de ce document que les résultats en espérance annuelle (moyenne des productions sur l'ensemble des scénarios simulés).

Ces résultats dépendent de l'ordre d'appel (matérialisé par les coûts de production) des différents moyens de production installés dans les différentes zones simulées. Les évolutions de certains des paramètres fixant l'ordre d'appel, notamment les prix du gaz naturel, du charbon, et de la tonne de CO<sub>2</sub>, étant largement imprévisibles, les résultats énergétiques sont entachés d'importantes incertitudes, et ne sont donnés qu'à titre indicatif.









Réseau de transport d'électricité

RTE EDF Transport. Société anonyme à Directoire et Conseil de surveillance au capital de 2132285 690 € - RCS Nanterre 444 619 258 – Conception & réalisation : Good Eye'D  
Image de couverture Gettyimages / Inférieur Fotolia, istock, Gettyimages et Phototique RTE – Impression sur papier issu de forêts gérées durablement.



Tour Initiale – 1, Terrasse Bellini – TSA 41000

92919 Paris la Défense cedex

Tél. +33 (1) 41 02 10 00

**[www.rte-france.com](http://www.rte-france.com)**