

Analyse théorique et modélisation de la formation des prix de l'électricité en France et en Allemagne

Karlsruher Institut für Technologie (KIT)
Institut Franco-Allemand de Recherche sur l'Environnement (DFIU)
Centre de Recherche en Économie et Droit de l'Énergie (CREDEN)

Rapport final - Contrat 79

2014

Le Conseil Français de l'Énergie, association reconnue d'utilité publique, est le comité français du Conseil Mondial de l'Énergie dont l'objectif est de promouvoir la fourniture et l'utilisation durables de l'énergie pour le plus grand bien de tous.

Analyse théorique et modélisation de la formation des prix de l'électricité en France et en Allemagne

Septembre 2014



Conseil Français de l'Energie
WORLD ENERGY COUNCIL

Analyse théorique et modélisation de la formation des prix de l'électricité en France et en Allemagne

Karlsruhe, septembre 2014

Financement

Conseil Français de l'Energie

Direction scientifique

Pr. Wolf Fichtner¹, KIT/DFIU

Hertzstraße 16

76187 Karlsruhe

Allemagne

Pr. Jacques Percebois², CREDEN

Faculté d'Economie

Avenue Raymond Dugrand, CS 79606

34960 Montpellier cedex 2

France

Auteurs

Sylvain Cail¹

Quentin Bchini¹

Dr. Russell McKenna¹

Pr. Wolf Fichtner¹

Pr. Jacques Percebois²

François Benhmad²

¹ Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Institut Franco-Allemand de Recherche sur l'Environnement (DFIU), Chaire d'Economie de l'Energie, Hertzstraße 16, 76187 Karlsruhe, Allemagne, Tél. : +49 721 608 44460, E-mail : info@dfiu.kit.edu

² CREDEN (Art-Dev UMR CNRS-CIRAD-UM1-UM3), Faculté d'Economie, avenue Raymond Dugrand, CS 79606, 34960 Montpellier cedex 2, France

TABLE DES MATIERES

Liste des figures.....	iv
Liste des tableaux.....	ix
Synthèse.....	xi
Zusammenfassung.....	xv
1 Introduction	1
2 Analyse théorique de la formation des prix de l'électricité dans un système interconnecté : comparaison entre la France et l'Allemagne	3
2.1 Le contexte énergétique européen	3
2.1.1 Structure du bilan énergétique au sein de l'Union européenne	4
2.1.2 Structure de la production d'électricité au sein de l'Union européenne	4
2.1.3 Processus de libéralisation des industries du gaz et de l'électricité	5
2.1.4 Objectifs communs en dehors de la concurrence.....	7
2.2 Structure des prix de l'électricité en France et en Allemagne selon les catégories de consommateurs	8
2.2.1 Structure de la production d'électricité en France et en Allemagne.....	10
2.2.2 Structure des prix de l'électricité	13
2.2.3 Prix moyen de l'électricité pour les entreprises électro-intensives.....	15
2.2.4 Prix moyen de l'électricité pour les industriels (hors électro-intensifs)	18
2.2.5 Prix moyen de l'électricité pour les ménages	19
2.3 Modélisation économétrique des contraintes imposées au système électrique par l'intermittence des renouvelables.....	22
2.3.1 L'électricité renouvelable tire les prix à la baisse sur le marché spot (effet à court terme sur le merit order).....	26

2.3.2 La présence des renouvelables accentue la volatilité des prix de l'électricité sur le marché spot : mise en évidence économétrique	32
2.4 Perspectives : des prix plus bas en Allemagne qu'en France pour les plus gros industriels ?	43
3 Modélisation prospective et analyse de scénarios	46
3.1 Le modèle d'optimisation à long terme PERSEUS	46
3.1.1 Revue des modèles existants	46
3.1.2 Le modèle PERSEUS et ses applications	48
3.2 Développements méthodologiques	54
3.2.1 Modification de la structure temporelle	54
3.2.2 Coûts marginaux de long terme	57
3.2.3 Indicateur de convergence des coûts marginaux en Europe	58
3.3 Base de données	59
3.3.1 Evolution de la demande d'électricité	59
3.3.2 Courbe de fin de vie du parc de production existant	60
3.3.3 Les coûts du nucléaire français	64
3.3.4 Options d'investissement	67
3.3.5 Interconnexions et échanges transfrontaliers	69
3.3.6 Autres caractéristiques	70
3.4 Scénarios retenus et hypothèses	76
3.5 Résultats	79
3.5.1 Scénario de base	79
3.5.2 Scénarios nucléaires	89
3.5.3 Scénario d'interconnexion	98
3.5.4 Scénarios CO ₂	105
3.6 Analyse de sensibilité	109
3.7 Evaluation critique	112
3.7.1 Choix des hypothèses	112
3.7.2 Intégration des renouvelables	113
3.7.3 Demande d'électricité	115
3.7.4 Modélisation des marchés de l'électricité	116
3.8 Synthèse	118

4	Analyse de la formation du prix final de l'électricité	124
4.1	Analyse du prix final actuel en France et en Allemagne.....	124
4.1.1	Les composantes du prix final	124
4.1.2	Prix de l'électricité pour les résidentiels	127
4.1.3	Prix de l'électricité pour les industriels	128
4.2	Prix final de l'électricité à l'horizon 2030.....	130
4.2.1	Coût de fourniture et de commercialisation (part « énergie »)	131
4.2.2	Surcoûts des renouvelables	135
4.2.3	Autres composantes.....	149
4.2.4	Prix final de l'électricité.....	154
4.3	Analyse de sensibilité	160
4.4	Evaluation critique	161
4.5	Comparaisons avec d'autres études	162
4.6	Synthèse.....	166
5	Etude de la convergence des prix de l'électricité entre la France et l'Allemagne	169
5.1	Comparaison franco-allemande dans l'état actuel du fonctionnement des marchés de l'électricité	169
5.2	Comparaison franco-allemande à l'horizon 2030	170
5.2.1	Convergence des coûts marginaux de production d'électricité	171
5.2.2	Convergence des prix finals de l'électricité	172
5.2.3	Marges de manœuvre	174
5.3	Applicabilité des résultats à l'échelle européenne	179
6	Conclusions générales	183
6.1	Synthèse des principaux résultats	183
6.2	Recommandations	187
6.3	Perspectives	188
7	Références bibliographiques	195

LISTE DES FIGURES

Figure 1 :	Prix spot en base (€/MWh) en France et en Allemagne en 2013	9
Figure 2 :	Différentiel de prix (spread) en 2013 en €/MWh (un spread négatif signifie que le prix allemand est inférieur au prix français)	10
Figure 3 :	Différence entre une logique de « merit order » fondée sur les coûts moyens et une logique de « merit order » fondée sur les coûts marginaux.....	30
Figure 4 :	Production d'électricité éolienne (MWh) injectée sur le réseau allemand entre début 2009 et fin 2012	33
Figure 5 :	Statistiques descriptives des injections d'électricité éolienne en Allemagne entre début 2009 et fin 2012	33
Figure 6 :	Prix spot de l'électricité (€/MWh) en base sur le marché allemand entre début 2009 et fin 2012.....	34
Figure 7 :	Statistiques descriptives des prix spots de l'électricité en base en Allemagne entre début 2009 et fin 2012	35
Figure 8 :	Série temporelle des prix de l'électricité (€/MWh) en base sur le marché allemand et corrigée des outliers.....	36
Figure 9 :	Moyenne des prix de l'électricité (€/MWh) en base sur le marché allemand pour les différents jours de la semaine.....	37
Figure 10 :	Dynamique de la volatilité du prix spot de l'électricité	42
Figure 11 :	Courbes de coûts-potentiels des énergies renouvelables pour la production d'électricité en France	53
Figure 12 :	Comparaison de la demande en jours-types ouvrés (été, hiver) en France en 2010 selon la structure temporelle retenue	57
Figure 13 :	Consommation intérieure nette d'électricité en France et en Allemagne	60
Figure 14 :	Courbe de fin de vie du parc de production d'électricité existant en France.....	62
Figure 15 :	Courbe de fin de vie du parc de production d'électricité existant en Allemagne .	63
Figure 16:	Courbe de fin de vie des réacteurs nucléaires français de seconde génération et évolution de la capacité maximale de l'option de prolongation	67

Figure 17 :	Evolution du prix des combustibles sur les marchés européens	71
Figure 18 :	Historique et évolution du prix du carbone sur le marché européen	73
Figure 19 :	Objectifs de capacités renouvelables en France	74
Figure 20 :	Objectifs de capacités renouvelables en Allemagne	75
Figure 21 :	Objectifs de production renouvelable en France et en Allemagne	76
Figure 22 :	Scénarios CO ₂ : évolution du prix du carbone sur le marché européen	78
Figure 23 :	Scénario BASE : évolution de la capacité en France.....	80
Figure 24 :	Scénario BASE : évolution de la production d'électricité en France	82
Figure 25 :	Scénario BASE : évolution de la capacité en Allemagne	83
Figure 26 :	Scénario BASE : évolution de la production d'électricité en Allemagne.....	84
Figure 27 :	Scénario BASE : évolution du solde exportateur en France et en Allemagne	85
Figure 28 :	Scénario BASE : évolution des coûts marginaux de production d'électricité en France et en Allemagne	86
Figure 29 :	Scénario BASE : évolution des émissions (Mio t _{CO2}) liées à la production d'électricité en France et en Allemagne.....	88
Figure 30 :	Scénario BASE : évolution de l'intensité carbone (g _{CO2} /kWh) liée à la production d'électricité en France, en Allemagne et en Europe	89
Figure 31 :	Scénarios nucléaires : évolution de la capacité en France.....	90
Figure 32 :	Scénarios nucléaires : évolution de la production d'électricité en France	91
Figure 33 :	Scénarios nucléaires : capacités et production d'électricité en Allemagne en 2030	93
Figure 34 :	Scénarios nucléaires : évolution du solde exportateur en France et en Allemagne	94
Figure 35 :	Scénarios nucléaires : évolution des coûts marginaux de production d'électricité en France et en Allemagne	96
Figure 36 :	Scénarios nucléaires : évolution de la convergence des coûts marginaux de production d'électricité en Europe	97
Figure 37 :	Scénarios nucléaires : évolution des émissions (Mio t _{CO2}) liées à la production d'électricité en France, en Allemagne et en Europe	98
Figure 38 :	Scénario d'interconnexion INT : évolution de la capacité en France.....	99
Figure 39 :	Scénario d'interconnexion INT : évolution de la production d'électricité en France	100

Figure 40 :	Scénario d'interconnexion INT : évolution de la capacité en Allemagne	101
Figure 41 :	Scénario d'interconnexion INT : évolution de la production en Allemagne	101
Figure 42 :	Scénario d'interconnexion INT : évolution du solde exportateur en France et en Allemagne	103
Figure 43 :	Scénario d'interconnexion INT : évolution des échanges franco-allemands.....	104
Figure 44 :	Scénario d'interconnexion INT : évolution des coûts marginaux de production d'électricité en France et en Allemagne.....	105
Figure 45 :	Scénarios CO ₂ : évolution de la production d'électricité en Allemagne	107
Figure 46 :	Scénarios CO ₂ : évolution des coûts marginaux de production d'électricité en France et en Allemagne	108
Figure 47 :	Scénarios CO ₂ : évolution des émissions (Mio t _{CO2}) liées à la production d'électricité en France, en Allemagne et en Europe	109
Figure 48 :	Analyse de sensibilité : Production en France pour les différents tests	111
Figure 49 :	Répartition des parts « énergie », « réseaux » et « taxes » dans le prix final de l'électricité en France et en Allemagne en 2013 selon les types de consommateurs	125
Figure 50 :	Composantes du prix final de l'électricité en France et en Allemagne en 2013 pour les consommateurs de type « résidentiels Dc ».....	127
Figure 51 :	Composantes du prix final de l'électricité en France et en Allemagne en 2013 pour les consommateurs de type « industriels Ib ».....	129
Figure 52 :	Composantes du prix final de l'électricité en France et en Allemagne en 2013 pour les consommateurs de type « industriels le ».....	130
Figure 53 :	Ecart observé entre la part correspondant à la production dans le prix de l'électricité payé par les ménages allemands et le prix spot moyen pondéré par les volumes sur l'EEX.....	132
Figure 54 :	Evolution des coûts de fourniture en France selon les scénarios	134
Figure 55 :	Evolution des coûts de fourniture en Allemagne selon les scénarios.....	134
Figure 56 :	Evolution de la moyenne des coûts de fourniture en Europe selon les scénarios	135
Figure 57 :	Scénario BASE : évolution des surcoûts liés au soutien de l'électricité d'origine renouvelable en France	139
Figure 58 :	Scénario BASE : évolution de la production renouvelable concernée par les mécanismes de soutien en France	140

Figure 59 :	Scénario BASE : évolution des surcoûts liés au soutien de l'électricité d'origine renouvelable en Allemagne.....	141
Figure 60 :	Scénario BASE : évolution de la production renouvelable concernée par les mécanismes de soutien en Allemagne.....	142
Figure 61 :	Scénario BASE : contribution unitaire aux surcoûts dus au soutien de l'électricité renouvelable en France	143
Figure 62 :	Scénario BASE : contribution unitaire aux surcoûts dus au soutien de l'électricité renouvelable en Allemagne.....	144
Figure 63 :	Scénarios nucléaires : comparaison de la contribution unitaire aux surcoûts de l'électricité renouvelable en France	145
Figure 64 :	Scénarios CO ₂ : comparaison de la contribution unitaire aux surcoûts de l'électricité renouvelable en France	146
Figure 65 :	Scénarios CO ₂ : comparaison de la contribution unitaire aux surcoûts de l'électricité renouvelable en Allemagne.....	146
Figure 66 :	Scénario BASE : sensibilité de la contribution unitaire au niveau de consommation concernée et aux tarifs d'achat en 2030 en France	148
Figure 67 :	Scénario BASE : sensibilité de la contribution unitaire au niveau de consommation concernée et aux tarifs d'achat en 2030 en Allemagne.....	148
Figure 68:	Scénario BASE : évolution détaillée de la CSPE	151
Figure 69 :	Sensibilité des charges de réseaux obtenues pour l'Allemagne en 2030 en fonction de différents facteurs.....	153
Figure 70 :	Scénario BASE : évolution du prix final de l'électricité en France pour les différents types de consommateurs considérés.....	155
Figure 71 :	Scénario BASE : évolution du prix final de l'électricité en Allemagne pour les différents types de consommateurs considérés	156
Figure 72 :	Scénarios nucléaires : prix final de l'électricité en France pour les différents types de consommateurs en 2030.....	157
Figure 73 :	Scénarios CO ₂ : prix final de l'électricité en Allemagne pour les différents types de consommateurs en 2030.....	158
Figure 74 :	Scénario BASE : sensibilité du prix de l'électricité pour les consommateurs résidentiels français.....	160
Figure 75 :	Scénario BASE : sensibilité du prix de l'électricité pour les consommateurs résidentiels allemands.....	161

Figure 76 :	Comparaison des surcoûts renouvelables obtenus en 2020 pour la France (scénario de base) avec d'autres études existantes.....	164
Figure 77 :	Tous scénarios : différentiels des coûts marginaux de production d'électricité entre l'Allemagne et la France	171
Figure 78 :	Scénario BASE : prix final en 2030 pour chaque catégorie de consommateurs en fonction de la répartition des charges de la CSPE en France et de l'EEG-Umlage en Allemagne	177
Figure 79 :	Scénario BASE : écarts de prix observés en 2030 pour les différentes classes de consommateurs entre la France et l'Allemagne en fonction de la répartition des charges de la CSPE et de l'EEG-Umlage.....	178
Figure 80 :	Tous scénarios : convergence des coûts marginaux de production d'électricité en Europe	180
Figure 81:	Tous scénarios : convergence des coûts marginaux de production d'électricité en Europe, écarts moyens en valeur absolue	181
Figure 82 :	Part « énergie » des prix de l'électricité en 2012 pour les consommateurs industriels de type le dans différents pays d'Europe	182

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 :	Plan du rapport.....	2
Tableau 2 :	Structure de la production d'électricité en 2012 en France, en Allemagne et aux Etats-Unis.....	11
Tableau 3 :	Coûts « sortie centrale » de l'électricité en France (hors prix du CO ₂)	11
Tableau 4 :	Prix moyen de l'électricité (ct/kWh) en 2013	12
Tableau 5 :	Salaire horaire (€/h) dans l'industrie y compris charges salariales.....	13
Tableau 6 :	Part du coût de l'énergie (en %, électricité et autres énergies, usages énergétiques et non énergétiques) dans le coût de production de certaines filières industrielles	16
Tableau 7 :	Prix de l'électricité (€/MWh) pour un consommateur électro-intensif en 2012 ...	17
Tableau 8 :	Prix de l'électricité (€/MWh) pour un consommateur industriel en 2012	19
Tableau 9 :	Prix de l'électricité (€/MWh) pour un consommateur particulier (3.500 kWh/a) fin 2012	20
Tableau 10 :	Désaisonnalisation du prix spot de l'électricité	37
Tableau 11 :	Test de Dickey-Fuller augmenté appliqué au prix spot de l'électricité.....	38
Tableau 12 :	Estimation de la relation entre prix spot et électricité éolienne	39
Tableau 13 :	Estimation d'un modèle AR(7)-X pour le prix spot de l'électricité.....	40
Tableau 14 :	Test ARCH d'hétéroscédasticité des résidus de l'estimation	41
Tableau 15 :	Estimation d'un modèle AR(7)-GARCH(1,1)-X.....	41
Tableau 16 :	Répartition des investissements d'EDF entre 2014 et 2025 [Cour des comptes, 2014].....	64
Tableau 17 :	Répartition des investissements de jouvence non liés à la durée de vie des centrales	65
Tableau 18 :	Coûts d'exploitation et de maintenance des réacteurs nucléaires français	66

Tableau 19 : Caractéristiques technico-économiques des réacteurs nucléaires français de seconde génération et de l'option d'investissement permettant la prolongation de leur durée de vie.....	66
Tableau 20 : Caractéristiques technico-économiques des options d'investissement pour la production d'électricité en France	68
Tableau 21 : Capacités de transfert nettes (NTC) moyennes aux frontières françaises.....	70
Tableau 22 : Aperçu des scénarios et des hypothèses retenues	79
Tableau 23 : Scénario BASE : indicateur de convergence de coûts marginaux de production de l'électricité en Europe (%)	87
Tableau 24 : Résultats comparés des différents scénarios en 2030 en France et en Allemagne	122
Tableau 25 : Composantes du prix final en 2014 en France et en Allemagne.....	126
Tableau 26 : Hypothèse d'évolution des tarifs d'achat moyens en France et en Allemagne...	137
Tableau 27 : Tous scénarios : prix finals moyens de l'électricité en 2013 et 2030 pour les différentes catégories de consommateurs en France et en Allemagne	159

SYNTHESE

L'intégration croissante des marchés européens de l'électricité ne permet pas à l'heure actuelle d'observer la convergence souhaitée vers un prix unique pour les consommateurs finals. Les écarts sont en outre accentués dans le prix payé par les consommateurs finals, résidentiels et industriels, du fait des différences concernant par exemple la fiscalité énergétique. Le projet de recherche a pour but d'identifier, dans un contexte de fortes incertitudes, les évolutions potentielles d'un mix électrique européen intégré ainsi que leurs impacts sur les coûts de production et les prix de l'électricité, en particulier en France et en Allemagne. En partant d'une hypothèse de développement important des renouvelables en Europe d'ici 2030, l'analyse vise à expliciter dans quelles conditions peut être réalisée une telle restructuration du parc européen.

En premier lieu, une analyse dite théorique est menée sur l'état actuel des marchés français et allemand de l'électricité. Elle s'attache tout d'abord à observer, selon différentes catégories de clients, la **structure actuelle des prix de l'électricité en France et en Allemagne**. Les clients résidentiels allemands paient aujourd'hui leur électricité environ deux fois plus cher que les ménages français, les taxes et la contribution au financement des renouvelables étant bien plus élevées en Allemagne pour cette catégorie de clients. Dans l'industrie, la comparaison montre que l'écart de prix final est moins important entre les deux pays pour la plupart des consommateurs, seules les parts fourniture et contribution aux renouvelables étant plus fortes en Allemagne. Pour les électro-intensifs, l'analyse au titre de l'année 2012 a même prouvé que le différentiel franco-allemand n'était compris qu'entre 8% et 14% à l'avantage de la France. D'un côté, les divergences accrues sur le spot pourraient réduire davantage cet écart. D'un autre côté, les récentes réformes engagées en Allemagne en 2013 et 2014 conduisent à la suppression des plus fortes exonérations qui existaient pour ces clients, notamment sur les coûts d'accès au réseau et sur le paiement de l'EEG-Umlage. Une **modélisation économétrique portant sur l'impact des énergies renouvelables** sur le marché de gros de l'électricité a également été menée dans le cadre de l'analyse théorique sur la période 2009-2012. En particulier, les résultats démontrent que l'injection d'une électricité intermittente d'origine éolienne rémunérée hors marché a un effet légèrement baissier sur le prix de l'électricité sur le marché de gros allemand. Cette injection a en outre tendance à accroître la volatilité du prix spot.

En complément de l'analyse théorique de la situation franco-allemande actuelle, une **modélisation prospective à l'horizon 2030** a été menée, dans laquelle différents scénarios d'évolution des marchés français et allemands ont été étudiés au moyen du modèle d'optimisation énergétique de long terme PERSEUS-CFE. Le cadre d'analyse méthodologique est basé sur une minimisation des dépenses totales du système, aucun autre critère d'optimisation n'étant considéré ici. Ce système est composé de 22 pays interconnectés de l'Europe de l'Ouest. Outre la nécessaire satisfaction des demandes finales d'électricité dans chaque pays, un grand nombre de contraintes techniques, économiques et environnementales y ont été implémentées afin de décrire en détail les marchés de l'électricité, l'intégration des renouvelables, le marché européen des permis d'émissions et les échanges transfrontaliers. Le modèle permet ainsi de déterminer l'évolution des coûts marginaux annuels moyens de long terme liés à la production d'électricité dans chaque pays ; ceux-ci contiennent par conséquent les coûts fixes ainsi que le coût du capital lorsque l'unité marginale nécessite d'investir dans des capacités supplémentaires. Ce coût marginal constitue un indicateur de l'évolution d'ici 2030 de la part « énergie » du prix payé par le consommateur final. La part du prix final correspondant au surcoût des renouvelables est également estimée grâce aux résultats de la modélisation et à un certain nombre d'hypothèses concernant des aspects très incertains comme par exemple l'évolution des tarifs d'achats pour les différents porteurs d'énergie. Malgré les nombreuses incertitudes pesant sur **les autres composantes du prix final**, particulièrement après 2020, celles-ci **sont analysées de manière qualitative tout comme leur possible évolution à l'horizon 2030**, dont celle de la contribution unitaire au surcoût des renouvelables ou des coûts d'accès au réseau.

Dans le **scénario de base**, pour lequel de nombreuses hypothèses ont été retenues, notamment la possibilité de prolonger jusqu'à 20 ans la durée de vie des réacteurs nucléaires en France, la majorité du parc nucléaire français voit sa durée d'utilisation prolongée, particulièrement après 2025, en contrepartie d'investissements de jeunesse nécessaires, sur lesquels pèsent encore un grand nombre d'incertitudes. Le choix de prolonger les réacteurs est par ailleurs très sensible au niveau des investissements, comme l'illustre l'analyse de sensibilité réalisée ici. Si l'on considère des investissements plus élevés de 20%, on observe en effet une capacité prolongée sensiblement plus faible. En Allemagne, la sortie du nucléaire est complète dès 2022. Des objectifs ambitieux sont considérés sur l'essor des énergies renouvelables en Europe avec une poursuite de leur développement jusqu'en 2030 dans la lignée des plans d'actions existants jusqu'en 2020. En France, les renouvelables produisent en 2030 plus d'un tiers de l'électricité. Dans un contexte de prix relativement élevé du carbone, la production nucléaire française est maintenue en grande partie et accompagne l'essor de la production renouvelable en Europe, expliquant de ce fait l'augmentation des exportations françaises. Le parc allemand produit plus de la moitié de son électricité à partir de sources renouvelables en 2030 et le prix du carbone induit une relative substitution des moyens au charbon et li-

gnite vers des technologies au gaz naturel moins émettrices de gaz à effet de serre. En France comme en Allemagne, les différentes composantes du prix final de l'électricité augmentent jusqu'en 2030, à l'exception de la contribution unitaire au financement des renouvelables en Allemagne, qui diminue légèrement à compter de 2020 en raison notamment de la baisse du différentiel entre les tarifs d'achat et le prix de l'électricité sur les marchés de gros. Le coût de production de l'électricité augmente quant à lui en raison notamment des investissements nécessaires dans les moyens de production et de la hausse du prix des combustibles et du carbone. D'une manière générale, la hausse du prix final de l'électricité semble inévitable en France comme en Allemagne pour toutes les catégories de consommateurs. Une harmonisation des prix de gros paraît envisageable, à l'échelle européenne, à partir de 2025 en raison notamment du renouvellement du parc de production. Elle se fera donc à la hausse, et ce malgré une divergence marquée des prix de gros français et allemands après 2025 si le prix du CO₂ dépasse les 30 €/t. Les résultats ne permettent pas non plus de conclure à une harmonisation du prix final de l'électricité entre les deux pays, même si sa hausse est légèrement moins marquée en Allemagne qu'en France.

Dans les **scénarios de sortie du nucléaire** en France, partielle après 40 ans d'utilisation des centrales ou totale en 2030, une restructuration profonde du parc de production est engagée dès 2020 vers un mix de production composé pour l'essentiel de gaz naturel et de renouvelables. Cette transformation conduit en outre à limiter la production totale et le solde exportateur, notamment via une hausse des importations d'Allemagne, et à accélérer la hausse du coût marginal de production. Enfin, les émissions de CO₂ augmentent en France, dépassant en 2030 leur niveau de 2010 dans les deux scénarios. Les prix finals sont plus élevés que dans le scénario de base pour l'ensemble des consommateurs, même si la hausse du prix de gros est en partie compensée par une baisse mécanique de la surcharge des renouvelables. La comparaison des prix finals est néanmoins sujette à un grand nombre d'incertitudes notamment du fait que seuls les coûts de production font l'objet d'une analyse quantitative.

Le **scénario d'interconnexion** consiste en une augmentation progressive allant jusqu'à un quadruplement en 2030 de la capacité d'échange à la frontière franco-allemande, dans un contexte de prolongation possible de la durée d'utilisation des réacteurs nucléaires existant en France. On observe alors une production d'origine nucléaire et un solde exportateur plus importants par rapport au scénario de base, via un nombre plus important de centrales nucléaires prolongées. En contrepartie, la production a tendance à baisser en Allemagne d'ici 2030 et la fréquence des phénomènes de saturation de l'interconnexion, surtout dans le sens France-Allemagne, est atténuée. Si ce renforcement accroît légèrement la convergence des coûts marginaux entre la France et l'Allemagne, le résultat doit être évidemment relativisé au vu des investissements conséquents qui seraient nécessaires sur l'interconnexion et sur les réseaux nationaux. On

observe par ailleurs une convergence renforcée des prix finals de l'électricité entre la France et l'Allemagne.

Dans les **scénarios CO₂**, la variation du prix du carbone permet d'analyser la sensibilité à ce facteur, dont l'évolution est particulièrement incertaine. L'ampleur des variations étudiées permet d'observer un impact sur la production d'électricité (plus de nucléaire en France pour un prix élevé, plus de charbon et lignite en Allemagne pour un prix faible). Cet impact, qui est internalisé dans le coût marginal annuel moyen de long terme, est à l'évidence marqué en Allemagne qui dispose d'un parc thermique fossile conséquent. La France demeure cependant relativement épargnée en raison du maintien de la production nucléaire.

Les résultats obtenus dans le cadre de ce projet de recherche constituent pour chaque scénario *une* évolution possible des coûts de production et du prix final de l'électricité en France et en Allemagne, soumise à un très grand nombre d'incertitudes, lesquels n'ont été que partiellement traités via l'étude de différents scénarios et d'analyses de sensibilité.

En outre, dans cette étude n'a été pris en compte qu'une partie des aspects liés à l'intégration à grande échelle des renouvelables. En effet, si l'augmentation de la flexibilité du côté de l'offre est prise en compte au moins partiellement, ce n'est pas le cas d'une éventuelle extension des réseaux, de la mise en place de dispositifs de stockage (à grande échelle ou décentralisés) ou encore de mécanismes de demand-side-management. L'analyse portant sur le système électrique européen dans son ensemble, la méthodologie utilisée adopte donc une perspective macroéconomique qui n'est pas adéquate pour étudier en détail des aspects microéconomiques.

Les recommandations formulées au terme de cet exercice montrent notamment qu'une réforme du mécanisme de soutien aux énergies renouvelables pourrait en partie réduire certains effets indésirables sur les marchés de gros. Elles précisent également la nécessité d'une étude approfondie sur les conditions exactes, qu'elles soient liées à la sûreté ou de nature économique, technique, environnementale ou sociale, d'un maintien de la filière nucléaire française en vue d'accompagner le développement des énergies renouvelables. Ces aspects ne pouvaient pas être analysés dans cette étude.

ZUSAMMENFASSUNG

Die Integration der europäischen Elektrizitätsmärkte hat bis jetzt kaum zur Konvergenz der Endkundenpreise geführt. Außerdem verschärfen sich die Unterschiede bei Strompreisen für Haushalts- und Industriekunden aufgrund von länderspezifischen Besonderheiten, wie bspw. bei der Energiebesteuerung. Dieses Forschungsprojekt hat zum Ziel, die möglichen Entwicklungen des europäischen Strommixes sowie deren Einflüsse auf Produktionskosten und Elektrizitätspreise vor allem in Frankreich und Deutschland zu identifizieren, wobei bereits an dieser Stelle auf die damit verbundenen, vielfältigen Unsicherheiten hingewiesen werden soll. Von der Annahme einer bedeutenden Entwicklung erneuerbarer Energien in Europa bis 2030 ausgehend, zielt die Analyse darauf ab zu verdeutlichen, unter welchen Rahmenbedingungen eine solche Restrukturierung des europäischen Kraftwerkparks möglich ist.

In einem ersten Schritt wird eine sogenannte theoretische Analyse der gegenwärtigen Situation der französischen und deutschen Elektrizitätsmärkte durchgeführt. Als Ausgangspunkt wird für unterschiedliche Verbraucherklassen **die aktuelle Struktur der Elektrizitätspreise in Frankreich und Deutschland** betrachtet. Der Strompreis ist gegenwärtig für deutsche Haushalte ungefähr doppelt so hoch wie für französische Haushalte, hauptsächlich aufgrund der deutlich höheren Umlage für erneuerbare Energien und Steuern in Deutschland für diese Verbraucherklasse. Der Vergleich zeigt des Weiteren, dass der Unterschied im Endpreis für die meisten Industrieverbraucher etwas geringer ist, wobei vor allem die Preiskomponenten Beschaffung und Umlage für erneuerbare Energien in Deutschland höher sind. Für stromintensive Unternehmen hat die Analyse gezeigt, dass der deutsche Elektrizitätspreis im Jahr 2012 nur zwischen 8% und 14% höher lag als der französische. Einerseits könnten zunehmende Diskrepanzen auf den Spotmärkten diesen Unterschied weiter verringern, andererseits führen die 2013 und 2014 in Deutschland eingeleiteten Reformen zur Abschaffung der für diese Verbraucher existierenden stärksten Kostenbefreiungen, insbesondere bei Netznutzungsentgelten und der EEG-Umlage.

Eine **ökonometrische Modellierung zum Einfluss der erneuerbaren Energien** auf den Großhandelsmarkt für Strom wurde ebenfalls im Rahmen dieser theoretischen Analyse für die Periode 2009-2012 durchgeführt. Die Ergebnisse zeigen, dass die fluktuierende

Einspeisung von Elektrizität aus Wind, welche außerhalb des Marktes vergütet wird, eine leicht senkende Auswirkung auf den deutschen Großhandelspreis hat. Diese Einspeisung neigt auch dazu, die Volatilität des Spotpreises zu erhöhen.

Zusätzlich zur theoretischen Analyse der aktuellen deutsch-französischen Situation wurde eine **prospektive Modellierung bis zum Jahr 2030** durchgeführt, in welcher verschiedene Szenarien zur Entwicklung der französischen und deutschen Strommärkte mithilfe des langfristigen Energiemodells PERSEUS-CFE analysiert wurden. Der methodologische Analyserahmen basiert auf der Minimierung der gesamten Ausgaben zur Strombereitstellung des Systems - andere Zielkriterien werden nicht berücksichtigt -, welches 22 vernetzte Länder Westeuropas umfasst. Neben der erforderlichen Deckung der Elektrizitätsnachfrage in jedem Land sind eine Vielzahl technischer, ökonomischer und umweltbezogener Restriktionen integriert, um die Elektrizitätsmärkte, die Integration der erneuerbaren Energien, den europäischen Emissionshandel und den grenzüberschreitenden Stromaustausch abzubilden. Das Modell ermöglicht es somit, die Entwicklung der durchschnittlichen, langfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung in den jeweiligen Ländern zu bestimmen. Diese beinhalten Fixkosten sowie die Kapitalkosten, sobald Investitionen in neue Kapazitäten erforderlich sind. Diese Grenzkosten werden als Indikator für die Entwicklung der Bereitstellungskosten im Endkundenpreis genutzt. Die Strompreiskomponente aufgrund der Mehrkosten der erneuerbaren Energien wird ebenfalls mittels Modellergebnissen und einer Reihe von Annahmen, bspw. zur Entwicklung der Einspeisevergütungen für die unterschiedlichen Energieträger, geschätzt. **Die anderen Komponenten des Endpreises sowie deren jeweils mögliche Entwicklungen bis 2030 werden qualitativ analysiert**, wobei an dieser Stelle nochmals auf die zahlreichen Unsicherheiten in Bezug auf alle Komponenten des Endkundenpreises verwiesen werden soll.

Im **Basisszenario**, in dem zahlreiche Annahmen getroffen wurden, einschließlich der Möglichkeit, die Lebensdauer der Kernreaktoren in Frankreich um bis 20 Jahre zu verlängern, wird die Lebensdauer der Mehrzahl der französischen Kernkraftwerke insbesondere in den Jahren nach 2025 verlängert. Es muss an dieser Stelle betont werden, dass die Höhe der dafür notwendigen Investitionen mit großen Unsicherheiten verbunden ist und eine sehr sensitive Größe darstellt; so zeigen Sensitivitätsanalysen bspw., dass 20 % höhere Investitionen die Anzahl der Verlängerungen signifikant reduziert. In Deutschland wird der Atomausstieg bis 2022 umgesetzt. Ambitionierte Ziele werden für die Entwicklung von erneuerbaren Energien in Europa berücksichtigt, indem die für 2020 gemäß den Aktionsplänen angestrebten Ausbauziele bis 2030 fortgeführt werden. In Frankreich wird im Jahre 2030 mehr als ein Drittel der gesamten Stromerzeugung durch erneuerbare Energien erbracht. Vor dem Hintergrund relativ hoher CO₂-Preise wird die französische Stromproduktion aus Kernkraft beibehalten und begleitet den Ausbau der erneuerbaren Energien in Europa, was zu einem Anstieg der französischen Exporte führt. Erneuerbare

Energien sind 2030 in Deutschland für mehr als die Hälfte der Stromerzeugung verantwortlich, und infolge des unterstellten CO₂-Preises kommt es zu verstärkten Investitionen in gasbefeuerte Kraftwerke. In Frankreich und Deutschland steigen die verschiedenen Komponenten des Endkundenpreises bis 2030, mit Ausnahme der Komponente zur Finanzierung der erneuerbaren Energien, welche in Deutschland ab 2020 u. a. aufgrund eines verringerten Unterschieds zwischen den Einspeisevergütungen und dem Großhandelspreis leicht abnimmt. Die Kosten der Strombereitstellung steigen hauptsächlich wegen notwendiger Investitionen in neue Kapazitäten und steigender Brennstoff- und CO₂-Preise. Generell zeigen die Ergebnisse für Deutschland und Frankreich einen Anstieg der Endkundenpreise für alle Verbrauchergruppen. Eine Harmonisierung der Großhandelspreise scheint ab 2025 auf europäischer Ebene u. a. aufgrund der Erneuerung des Kraftwerksparks möglich, allerdings auf einem höheren Preisniveau und trotz einer eher größeren Divergenz der deutschen und französischen Großhandelspreise bei CO₂-Preisen von über 30€/t. Die Ergebnisse erlauben es nicht, auf eine Harmonisierung des Endkundenpreises in beiden Ländern zu schließen, auch wenn der Preisanstieg in Deutschland etwas moderater als in Frankreich ist.

Die **Szenarien eines Atomausstiegs** in Frankreich, entweder nach 40 Jahren Nutzungsdauer der Kernkraftwerke oder komplett bis 2030, zeigen eine umfassende Umstrukturierung des Kraftwerksparks ab 2020 zugunsten einer Stromproduktion auf Basis von Erdgas und erneuerbaren Energien. Dieser Umbau führt außerdem zu einer geringeren Gesamtproduktion und einem niedrigeren Exportsaldo, insbesondere durch eine Zunahme der Importe aus Deutschland, und zu einer stärkeren Erhöhung der Grenzkosten der Stromerzeugung. Schließlich steigen die CO₂-Emissionen in Frankreich und überschreiten 2030 in beiden Szenarien ihr Niveau von 2010. Die Endkundenpreise liegen für alle Verbraucherklassen höher als im Basisszenario, obwohl der Anstieg der Großhandelspreise teilweise durch den Rückgang der Mehrkosten für erneuerbare Energien kompensiert wird. Der Vergleich der Endkundenpreise ist allerdings mit zahlreichen Unsicherheiten verbunden, u. a. da lediglich die Stromgestehungskosten einer quantitativen Analyse unterliegen.

Das **Vernetzungsszenario** beruht auf einer schrittweisen Erhöhung der deutsch-französischen Stromaustauschkapazität bis zu einer Vervierfachung in 2030 im Kontext einer weiterhin möglichen Verlängerung der Nutzungsdauer der bestehenden Kernkraftwerke in Frankreich. Hier erhöht sich die Stromerzeugung aus Kernkraft sowie der Exportsaldo dadurch, dass, im Vergleich zum Basisszenario, die Nutzungsdauer einer größeren Anzahl von Atomkraftwerken verlängert wird. Im Gegenzug dazu tendiert die deutsche Stromerzeugung bis 2030 zu einer leichten Abnahme, und die Häufigkeit der vollständigen Ausnutzung der Austauschkapazität, vor allem in der Richtung Frankreich-Deutschland, verringert sich. Auch wenn dieser Netzausbau die Konvergenz der Grenzkosten zwischen Frankreich und Deutschland erhöht, muss dieses Ergebnis selbstver-

ständig in Anbetracht der erforderlichen erheblichen Investitionen, welche für die Vernetzung und die entsprechende Anpassung der nationalen Elektrizitätsnetze notwendig wären, relativiert werden. Schließlich lässt sich in diesem Szenario eine erhöhte Konvergenz der französischen und deutschen Strompreise beobachten.

In den **CO₂-Szenarien** ermöglicht es die Variation des CO₂-Preises, die Sensitivität dieses Faktors, dessen Entwicklung ebenfalls sehr unsicher ist, zu untersuchen. Im betrachteten Variationsbereich hat dieser einen Einfluss auf die Stromerzeugung (mehr Kernenergie in Frankreich bei hohem Preis und mehr Steinkohle und Braunkohle in Deutschland bei niedrigem Preis). Aufgrund der relativ großen Anzahl an fossil befeuerten Kraftwerken in Deutschland hat der CO₂-Preis einen großen Einfluss auf die durchschnittlichen jährlichen Grenzkosten. Frankreich wäre jedoch bei der Aufrechterhaltung der Stromerzeugung aus Kernkraft davon weniger betroffen.

Die im Rahmen dieses Forschungsprojektes erzielten Ergebnisse stellen für jedes Szenario *eine* mögliche Entwicklung der Produktionskosten und Endkundenpreise für Elektrizität in Frankreich und Deutschland dar, wobei versucht wurde der Vielzahl an Unsicherheiten durch Szenario- und Sensitivitätsanalysen Rechnung zu tragen.

Darüber hinaus wurden in dieser Studie nur einige der Aspekte der Integration der erneuerbaren Energien berücksichtigt. Während die Erhöhung der Flexibilität der Angebotsseite wenigstens teilweise berücksichtigt wurde, sind Entwicklungen hinsichtlich des Ausbaus der Netze, Speichervorrichtungen oder Demand-Side Management nicht betrachtet worden. Des Weiteren analysiert das genutzte Modell das europäische Stromsystem aus einer makroökonomischen Perspektive, was bedeutet, dass mikroökonomische Aspekte und Handlungsstrategien nicht betrachtet werden konnten.

Die Empfehlungen, die am Ende dieser Analyse aufgeführt werden, zeigen insbesondere, dass eine Reform des Fördermechanismus für erneuerbare Energien teilweise unerwünschte Auswirkungen auf den Großhandelsmärkten reduzieren könnte. Sie verweisen des Weiteren auf die Notwendigkeit einer umfassenden Studie über die genauen sicherheitstechnischen, wirtschaftlichen, technischen, umweltbezogenen und sozialen Fragestellungen hinsichtlich der Aufrechterhaltung der französischen Kernkraftbranche zur Begleitung des Ausbaus der erneuerbaren Energien, die im Rahmen dieser Studie nicht betrachtet werden konnten.

1 INTRODUCTION

Les niveaux des prix de l'électricité dans les pays de l'Union européenne sont aujourd'hui très hétérogènes. Ils dépendent en partie du mix électrique du pays considéré : ainsi, la forte part du nucléaire dans la production d'électricité en France tend à maintenir un prix de l'électricité en base relativement bas, en comparaison avec d'autres Etats membres de l'UE. Le processus d'intégration des marchés de l'électricité en Europe doit avoir pour conséquence une harmonisation des prix de l'électricité. Dans ce contexte, la question se pose de savoir quels sont le rôle et l'impact des mix énergétiques de chacun des pays. Dans un contexte d'interconnexions électriques sujettes à congestions et de parcs de production marqués par des différences importantes, il convient d'identifier les facteurs pouvant permettre d'améliorer la convergence des prix de l'électricité en Europe.

Une harmonisation des prix de l'électricité en Europe passe nécessairement par une connaissance pointue de la formation et de la composition du prix de l'électricité pour le consommateur final dans chacun des pays considérés. Or, ce prix final dépend de nombreux déterminants, comme le coût marginal du kWh, le financement des renouvelables, les coûts d'accès au réseau ou le niveau de taxes. La part et l'impact de chacun de ces facteurs sur le prix de l'électricité payé par le consommateur final sont variables selon le pays considéré, et il convient de les analyser en détail afin de mieux comprendre les mécanismes de formation des prix à l'échelle européenne.

Les différences structurelles liées à la production d'électricité sont notamment bien visibles si l'on compare les parcs français, fortement marqué par le nucléaire qui contribue pour trois quarts à la production de l'électricité, et allemand où la production est plus diversifiée (charbon, gaz, renouvelables). L'exemple de la France et de l'Allemagne constitue donc une comparaison pertinente en vue d'analyser les mécanismes de formation des prix de l'électricité dans des pays où les structures des parcs de production sont très différentes.

L'objectif de ce projet de recherche est d'analyser les facteurs qui déterminent la formation des prix de l'électricité dans les deux pays cités à titre d'exemple que sont la France et l'Allemagne, ainsi que les interactions entre les deux pays. En anticipant un développement massif des énergies renouvelables d'ici 2030 dans l'ensemble de l'Europe, cette analyse doit permettre de préciser les conditions les plus favorables destinées à accom-

pagner une telle transformation du parc européen vers un mix électrique soutenable. L'étude portera en particulier sur l'impact des évolutions potentielles de différentes variables (rôle du nucléaire français, prix du carbone, etc.) sur les coûts de production, la structure des parcs, les échanges et le prix final de l'électricité.

Le plan du présent rapport ainsi que les responsabilités des organismes de recherches sont présentés dans le Tableau 1. Une première analyse, menée par le CREDEN, permet de formuler la problématique de manière théorique (partie 2). Une modélisation à long terme, menée par le KIT/DFIU a pour objectif d'étudier l'évolution des systèmes énergétiques et du prix sur les marchés de gros à l'horizon 2030 dans les pays considérés sous des contraintes différentes (partie 3). La formation du prix final de l'électricité (partie 4) est ensuite étudiée et comparée entre la France et l'Allemagne. Ensuite, une analyse de la convergence des prix de l'électricité à l'échelle franco-allemande est détaillée dans la partie 5. Les conclusions générales de ce rapport, ainsi que les principales recommandations destinées à améliorer et accélérer le processus d'harmonisation des prix de l'électricité en Europe, sont détaillées dans la partie 6.

Tableau 1 : Plan du rapport

Axe de recherche	KIT/DFIU	CREDEN
Partie 2 : Analyse théorique de la formation des prix de l'électricité dans un système interconnecté : comparaison entre la France et l'Allemagne		X
Partie 3 : Modélisation prospective et analyse de scénarios	X	
Partie 4 : Analyse de la formation du prix final de l'électricité	X	
Partie 5 : Etude de la convergence des prix de l'électricité entre la France et l'Allemagne	X	X
Partie 6 : Conclusions générales	X	X

2 ANALYSE THEORIQUE DE LA FORMATION DES PRIX DE L'ELECTRICITE DANS UN SYSTEME INTERCONNECTE : COMPARAISON ENTRE LA FRANCE ET L'ALLEMAGNE

2.1 Le contexte énergétique européen

Lors de la signature des traités de Rome en 1957, la dimension énergétique n'a été prise en compte que dans le Traité EURATOM et ne concernait que l'énergie nucléaire. Le traité établissant la Communauté économique européenne ne prévoyait pas de chapitre consacré à l'énergie, domaine qui restait de la compétence des Etats membres. Les ressources énergétiques de l'Europe sont d'ailleurs toujours considérées comme des ressources nationales et pas du tout comme des ressources communautaires. Lors des révisions successives de ce traité, jusqu'au Traité de Lisbonne, la politique énergétique n'a jamais été reconnue comme « politique communautaire de l'Union ». A plusieurs reprises (Acte unique, Traité de Nice, projet de Constitution), la Commission européenne a fait des propositions pour inclure un chapitre consacré à la politique énergétique, mais chaque fois, certains Etats membres, notamment le Royaume-Uni, ont fait usage de leur droit de veto.

Dans ces conditions, le domaine énergétique reste théoriquement une compétence nationale, mais est soumis au droit communautaire commun et doit donc respecter toutes les règles et directives. Tel est le cas de la protection de l'environnement, mais surtout et avant tout des règles de la concurrence. Toutes les entreprises, y compris celles en charge d'un service public, sont soumises aux règles de la concurrence, dans la mesure du moins où l'application de ces règles ne fait pas obstacle en droit ou en fait aux missions particulières qui leur sont imparties. C'est donc la promotion de la concurrence qui doit caractériser le fonctionnement du secteur de l'énergie, ce qui n'exclut pas que des prérogatives nationales en limitent parfois la portée. Un Etat peut en effet toujours invoquer la « clause de sauvegarde » si ses intérêts vitaux sont en jeu. Il est alors délié de ses engagements, du moins provisoirement.

2.1.1 Structure du bilan énergétique au sein de l'Union européenne

La structure du bilan énergétique d'un pays est un bon révélateur des choix qui ont été faits dans le passé et des priorités qui sont retenues par chaque pays. Pendant longtemps, l'énergie consommée dans un pays était essentiellement celle que ce pays pouvait produire. Le développement des échanges transfrontaliers, grâce à la réduction des coûts de transport et à celle des droits de douane, a changé la donne mais les interconnexions électriques et gazières ne se sont réellement développées qu'après la Seconde Guerre Mondiale.

Le pétrole fournit environ 37% du bilan primaire de l'UE des 28 Etats membres et ce pétrole est importé à plus de 75% en moyenne. Cette dépendance devrait s'accroître dans le futur. La part du gaz est de 24% au niveau de l'Union mais cette part peut varier fortement d'un pays à l'autre selon que le pays dispose ou non de ressources nationales. A la différence du pétrole, le gaz n'a pas d'usages captifs et il est de plus coûteux à transporter, surtout lorsqu'il faut le liquéfier (GNL). Le degré de dépendance de l'Union à l'égard du gaz est un peu plus faible que celui du pétrole (60%) mais cette dépendance devrait elle aussi s'accroître dans le futur. En Europe, le gaz est encore essentiellement importé dans le cadre de contrats bilatéraux à long terme (généralement 20 ans) mais la part du GNL acheté sur le marché à court terme (spot) tend à s'accroître et dépasse maintenant 30% des importations. Cette part s'accroît parce que le prix spot du gaz est aujourd'hui sensiblement plus faible que le prix des contrats à long terme, qui reste en partie indexé sur le prix des produits pétroliers. Cette déconnexion tient à l'existence d'une « bulle de gaz » induite par l'apparition d'une offre abondante de gaz de schiste aux Etats-Unis.

Le charbon représente 18% du bilan primaire de l'Union mais sa part varie fortement selon les pays. Elle est très élevée en Pologne, qui reste encore un gros producteur, et faible en France (5%), où toutes les mines ont été fermées depuis 2004. Cette part est nettement plus élevée en Allemagne. Le charbon est importé à concurrence de 40% en Europe et le prix international du charbon est sensiblement le même pour tous les importateurs européens. Le reste du bilan énergétique primaire est fourni par le nucléaire (environ 14% du bilan européen), l'hydraulique, l'éolien, le solaire et la biomasse (environ 7% au total).

2.1.2 Structure de la production d'électricité au sein de l'Union européenne

C'est dans la production de l'électricité que se manifestent les principales divergences entre pays de l'Union. La structure de la production d'électricité, à l'échelle de l'UE, est

la suivante fin 2011 [EC, 2013] : le nucléaire contribue encore à 27,6% de la production, suivi du charbon (25,9%), du gaz naturel (22,2%), des énergies renouvelables (21,3%), du pétrole (2,2%) et de sources diverses pour 0,8%. La part du nucléaire est amenée à diminuer, celle du charbon comme celle des renouvelables ont tendance à croître. Il s'agit là de moyennes et les disparités sont toutefois très fortes lorsque l'on analyse la structure de cette production, pays par pays. En France, le nucléaire représente encore 75% de la production d'électricité. Cette proportion est nulle en Italie. La part du gaz naturel dans la production d'électricité dépasse les 60% aux Pays-Bas et 40% en Italie alors qu'elle atteint à peine 4% en France. La quasi-totalité de l'électricité produite en Pologne l'est avec du charbon (92%). Certains pays, suite à la catastrophe de Fukushima, ont décidé de sortir du nucléaire (Allemagne, Belgique) ou ont renoncé à y entrer (Italie) alors que d'autres (dont la France ou le Royaume-Uni) ont maintenu le cap en faveur de cette source d'énergie. C'est dire qu'on est loin du consensus entre pays et, dans ce domaine, la Commission européenne peut tout au plus faire des « recommandations » mais elle n'a pas à s'immiscer dans les choix nationaux. Les choix faits dans ce domaine par la France et l'Allemagne sont différents pour ne pas dire divergents, et si l'Allemagne mise à grande échelle sur le développement des énergies renouvelables (éolien et photovoltaïque), ce n'est pas le cas de la France qui maintient, tout en l'amendant, le choix nucléaire.

2.1.3 Processus de libéralisation des industries du gaz et de l'électricité

On a coutume de dire que s'il n'existe pas de politique commune de l'énergie en Europe, il existe en revanche une politique commune de promotion de la concurrence dans le secteur de l'énergie. La libéralisation de l'industrie du gaz et de l'électricité s'est souvent accompagnée d'un processus de privatisation des entreprises publiques en charge de ces activités. Cette promotion de la concurrence s'est faite en plusieurs étapes via plusieurs Directives. L'idée générale est que le consommateur doit pouvoir choisir son fournisseur et que tous les monopoles doivent disparaître sauf les monopoles « naturels », ceux qui gèrent les réseaux de transport et de distribution. Les grandes étapes ont été :

- la 1ère Directive « électricité » parue en 1996 et qui impose l'ouverture à la concurrence de la production et de la commercialisation de l'électricité ;
- la 2ème Directive, parue en 1998, qui impose le même processus à l'industrie du gaz naturel ;
- le 2ème « Paquet Energie », paru en 2003, qui approfondit la mise en place du marché intérieur du gaz et de l'électricité et impose la séparation juridique des activités de réseaux ;

- le 3ème « Paquet Energie », paru en 2009, qui impose la séparation patrimoniale des activités de réseaux et prévoit des dispositions accrues en faveur de l'environnement.

Cette ouverture progressive à la concurrence induit plusieurs effets :

1. La suppression des monopoles juridiques d'importation, exportation, production et commercialisation du gaz et de l'électricité ; ces activités font partie de ce qu'il est convenu d'appeler le secteur « dérégulé ».
2. L'éligibilité des consommateurs, ce qui signifie que le consommateur peut maintenant choisir son fournisseur. Cette éligibilité fut progressive, notamment en France depuis 2000, d'abord réservée aux industriels ; elle y est totale depuis le 1^{er} juillet 2007. Un ménage comme un industriel peut rester client de l'opérateur historique ou choisir un fournisseur alternatif. Dans certains pays, tous les tarifs du gaz et de l'électricité sont des prix en « offre de marché » (OM), ce qui signifie que le fournisseur négocie librement avec le client et propose des prix qui suivent généralement les prix constatés sur le marché spot. C'est le cas en Allemagne. Dans d'autres pays, peu nombreux (c'est le cas en France), le client a le choix entre deux solutions :
 - soit demeurer au tarif réglementé de vente (TRV) qui est fixé par le gouvernement ; ce tarif appliqué à l'électricité disparaîtra fin 2015 pour les industriels français mais devrait subsister pour les ménages. Pour le gaz, ces tarifs devraient également disparaître à terme ;
 - soit opter pour des tarifs en offre de marché librement négociés avec le fournisseur. La Commission européenne souhaite qu'à terme seuls subsistent des tarifs en offre de marché.
3. L'accès des tiers aux réseaux (ATR) de transport et de distribution de l'électricité et du gaz ; ces activités sont considérées comme des « infrastructures essentielles » ouvertes à tous les opérateurs. Ces activités de réseaux doivent donc être « régulées », ce qui signifie que les péages sont fixés par une commission de régulation indépendante qui vérifie en outre que les investissements nécessaires sont réalisés.
4. La mise en place d'un marché « spot » du gaz et de l'électricité pour permettre des échanges entre les producteurs et fournisseurs, qui pour certains cherchent à acheter du gaz et de l'électricité pour alimenter leurs clients, et qui pour d'autres cherchent à en céder du fait de la perte de clients.

2.1.4 Objectifs communs en dehors de la concurrence

Les énergies renouvelables (hydraulique, éolien, solaire, biomasse) doivent représenter 20% du mix électrique européen à l'horizon 2020 et tous les pays de l'Union européenne ont pris des mesures pour encourager le développement de ces énergies non carbonées ou peu carbonées. L'aide se fait la plupart du temps via des prix de rachat garantis (feed-in-tariffs), mais on trouve également d'autres systèmes de promotion (appels d'offre, certificats verts, etc.). Ces énergies sont, de par la loi, prioritaires sur le réseau (réseau de transport ou réseau de distribution) et elles sont rémunérées hors marché (en France via la CSPE – contribution au service public de l'électricité – dont le poids ne cesse de croître dans le prix final de l'électricité). Un mécanisme de feed-in-tariffs existe également en Allemagne et les subventions accordées aux renouvelables y sont encore plus fortes qu'en France.

Ces énergies sont pour certaines d'entre elles intermittentes (cas de l'éolien ou du solaire). Comme l'on ne sait pas stocker à grande échelle l'électricité, cela pose le problème des centrales de production qui doivent être prévues en complément (problème dit du « back-up »). Le coût du « back-up » n'est en général pas comptabilisé dans le coût de production des énergies intermittentes mais il constitue une externalité négative pour le système électrique dans son ensemble. Ce sont souvent des centrales à gaz qui sont les moyens de secours de ces énergies intermittentes et ces centrales sont aujourd'hui victimes d'un effet de ciseau : le prix du gaz demeure élevé en Europe puisque le gaz importé est largement indexé sur le prix du pétrole dans le cadre de contrats d'importation à long terme, tandis que dans le même temps le prix du charbon baisse sur le marché mondial en raison des excédents de charbon américain liés à l'abondance du gaz de schiste aux Etats-Unis. Le gaz de schiste américain chasse en quelque sorte le charbon américain du marché de la production d'électricité qui chasse le gaz européen de ce même marché. Comme le facteur de charge des cycles combinés à gaz est réduit du fait de la priorité donnée aux renouvelables, ces centrales à gaz, dites centrales de « back-up », voient leur rentabilité baisser fortement. De nombreux projets de CCCG (centrales à cycle combiné gaz) ont été abandonnés en Europe et certaines centrales ont même fermé.

Le coût de ce « back-up » est difficile à évaluer car il dépend aussi des coûts de réseaux et donc des endroits où sont implantés les équipements éoliens ou solaires. L'Agence Internationale de l'Energie (IEA) l'estime entre 5 et 25 US\$/MWh [IEA, 2011]. A défaut d'accroître l'offre, on peut réduire la demande d'électricité lorsque le vent ou le soleil ne sont pas au rendez-vous et que les moyens intermittents font défaut : c'est la technique de l'effacement. Chaque opérateur peut ainsi et doit d'ailleurs maintenant détenir un portefeuille de clients dits effaçables ou interruptibles, ce qui permet de passer la pointe

en cas de défaillance de l'offre. Les nouvelles technologies (compteurs et réseaux dits intelligents) devraient d'ailleurs permettre de mieux gérer en temps réel l'adéquation entre l'offre et la demande d'électricité, en arrêtant de façon automatique mais pour une faible durée un grand nombre d'équipements électriques chez les utilisateurs. Certains font observer que le « back-up » est un problème qui concerne tous les types de centrales, y compris le nucléaire, en cas d'arrêt inopiné d'un réacteur par exemple. C'est en partie vrai mais il y a une différence importante entre l'éolien et le nucléaire : le facteur de charge moyen du nucléaire est de l'ordre de 81% tandis que celui de l'éolien est en moyenne de 21% (chiffres moyens Eurostat sur la période 2003-2011 dans l'Europe des 15).

D'autres problèmes liés à l'intégration des renouvelables ont également été constatés sur le marché européen de l'électricité : c'est le cas du « switching » de la courbe du « merit order ». Les énergies renouvelables participent gratuitement aux enchères sur le marché spot, puisqu'elles sont rémunérées hors marché, et cela engendre des effets pervers sur le prix d'équilibre qui, du coup, est inférieur au « juste prix ». Dans certains cas, on assiste même à l'apparition de prix négatifs. Cela s'est produit souvent en Allemagne où la part de l'éolien est particulièrement élevée. En cas de forte production éolienne, comme il est coûteux d'arrêter pour quelques heures des centrales thermiques au gaz ou au fuel, on préfère payer un opérateur qui acceptera de prendre cette électricité éolienne trop abondante (en général aux heures creuses). Ce sera le cas des opérateurs suisses qui disposent de fortes capacités de stockage hydraulique (via des STEP, stations de transfert d'énergie par pompage) et qui du coup sont payés pour évacuer cette électricité excédentaire.

2.2 Structure des prix de l'électricité en France et en Allemagne selon les catégories de consommateurs

Avec son charbon et ses énergies renouvelables (lesquelles ont représenté 23,4% de l'électricité allemande en 2013), l'Allemagne devient le château d'eau électrique de l'Europe. Le solde net des échanges d'électricité de l'Allemagne s'est établi à 33 TWh en 2013, soit une hausse de 42% par rapport à 2012. La France est l'un des premiers bénéficiaires de cette énergie bon marché en provenance d'outre-Rhin, avec un solde importateur net de près de 10 TWh en 2013, alors qu'il y a dix ans le solde net était en faveur de la France. Ce constat peut sembler étonnant pour un pays comme la France dont l'essentiel de l'électricité est d'origine nucléaire et hydraulique, deux énergies réputées bon marché face à un pays qui a décidé de sortir du nucléaire et qui fait largement appel

aujourd'hui à de l'électricité thermique produite avec du charbon. Ce paradoxe tient largement à l'impact des énergies renouvelables sur le fonctionnement du marché spot de l'électricité, comme évoqué plus loin (cf. partie 2.3). En Allemagne comme en France, l'électricité produite par les éoliennes et les panneaux photovoltaïques est achetée hors marché à un prix garanti très rémunérateur et elle est ensuite revendue à prix réduit sur le marché spot, dans un contexte où la demande d'électricité est faible, voire en baisse, du fait notamment de la crise économique.

Comme la part des renouvelables est sensiblement plus forte en Allemagne qu'en France, le prix spot allemand est souvent plus faible que le prix spot français (Figure 1, Figure 2 et partie 2.3) et cela explique les arbitrages en faveur des importations d'électricité en provenance d'Allemagne. Il convient de rappeler au préalable que les prix payés par le consommateur allemand (ménages comme entreprises) sont largement indexés sur le spot alors qu'il existe encore une dominante de prix régulés (TRV) pour les consommateurs français, à l'exception des industriels qui ont opté pour des prix en offre de marché (ce qui est le cas des gros industriels).

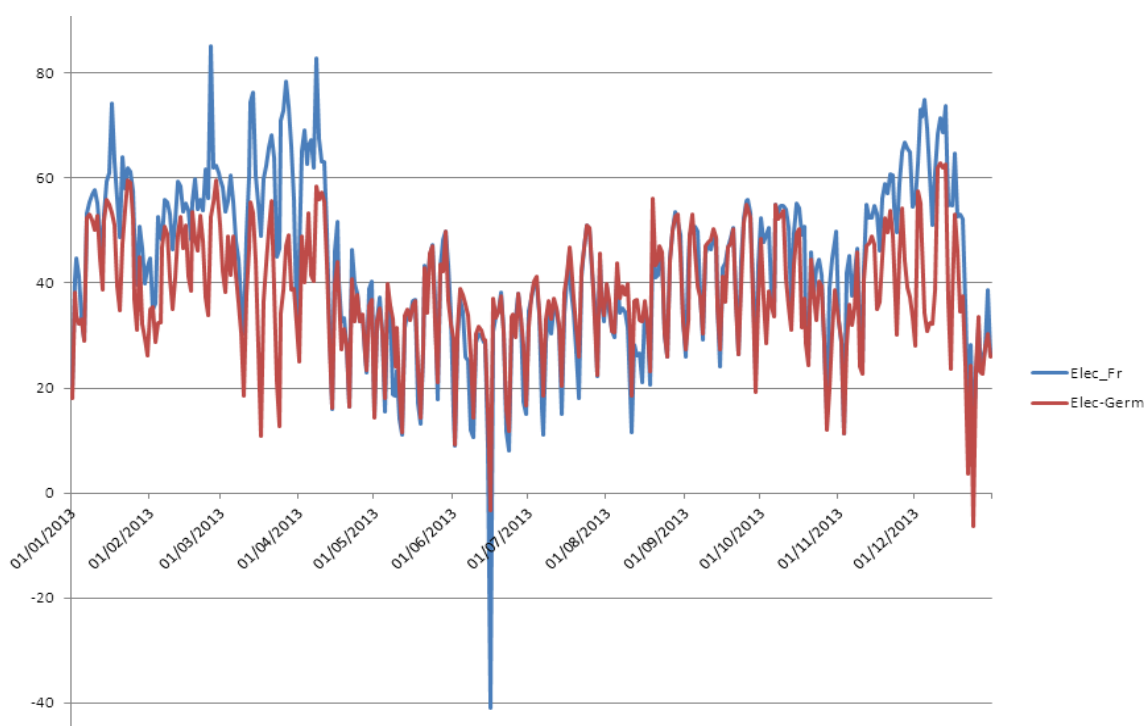


Figure 1 : Prix spot en base (€/MWh) en France et en Allemagne en 2013

Source : [EPEXSPOT, 2014]

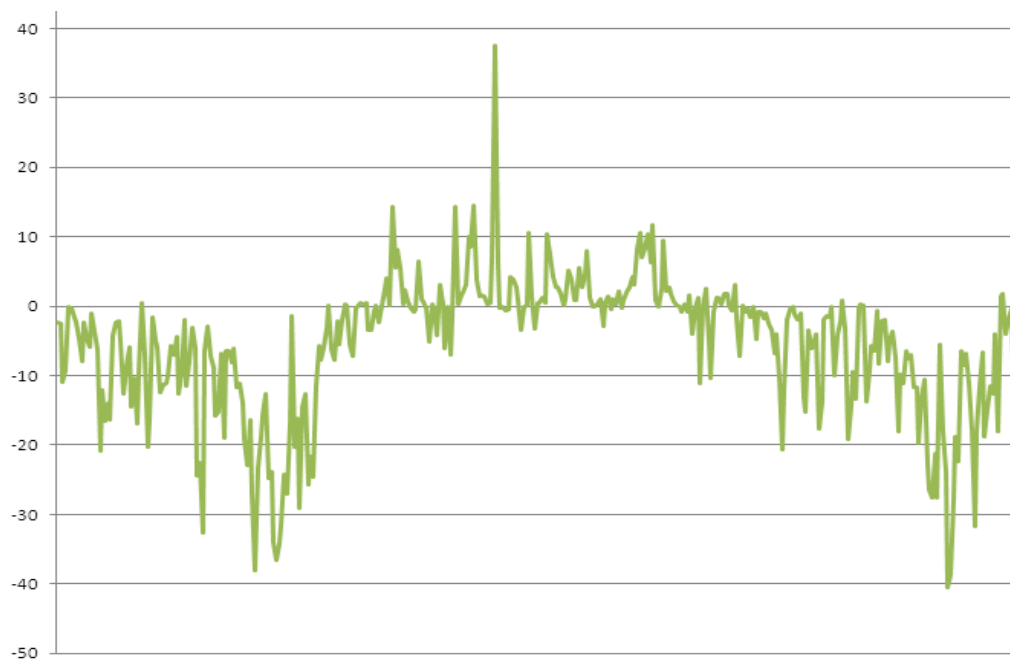


Figure 2 : Différentiel de prix (spread) en 2013 en €/MWh (un spread négatif signifie que le prix allemand est inférieur au prix français)

Source : [EPEXSPOT, 2014]

2.2.1 Structure de la production d'électricité en France et en Allemagne

La structure du mix électrique est différente en France et en Allemagne et les différences devraient aller en se renforçant, l'Allemagne ayant fait le choix d'une sortie du nucléaire et d'une marche forcée vers les renouvelables. Il n'en reste pas moins vrai que la part du thermique est encore forte en Allemagne, en particulier du thermique charbon (et lignite). Il est intéressant de comparer la structure du mix électrique des deux pays et de la rapprocher de celle des Etats-Unis (Tableau 2).

Selon les résultats d'un récent rapport de la Cour des comptes [Cour des comptes, 2012a], les coûts « sortie centrale » de l'électricité sont les suivants, pour la France et hors prix du CO₂ (Tableau 3).

Les statistiques d'Eurostat montrent qu'en 2010 le prix de l'électricité était très variable d'un pays à l'autre pour les consommateurs industriels au sein de l'Union européenne. La France était plutôt bien placée par rapport aux autres pays européens (Allemagne, Royaume-Uni, Italie), surtout pour les consommateurs de petite ou moyenne importance. C'était un peu moins vrai pour les très gros consommateurs industriels.

Tableau 2 : Structure de la production d'électricité en 2012 en France, en Allemagne et aux Etats-Unis

Sources : [RTE, 2012], [BMW, 2013a], [EIA, 2013]

Structure (%)	France	Allemagne	Etats-Unis
Charbon	4	47	42
Pétrole	2	1	1
Gaz naturel	4	13	26
Nucléaire	75	16	20
Hydraulique	12	4	7
Renouvelables (hors hydro)	3	19	4
Total	100	100	100

Tableau 3 : Coûts « sortie centrale » de l'électricité en France (hors prix du CO₂)

Source : [Cour des comptes, 2012a]

Origine de l'électricité	Coût sortie centrale (€/MWh)
Nucléaire 2 ^{ème} génération	49,5
Nucléaire 3 ^{ème} génération	70-90
Centrales à gaz (CCCG)	74
Centrales à charbon	44
Hydroélectricité	60
Eolien terrestre (onshore)	69
Eolien en mer (offshore)	220
Photovoltaïque	150
Biomasse	120

La situation s'est modifiée depuis 2010 et l'avantage comparatif de l'industrie manufacturière française en termes de coût d'accès à l'électricité s'est fortement dégradé en 2013. Cela tient au fait que le prix de gros de l'électricité a chuté en Allemagne, mais aussi dans le reste de l'Europe, et cette chute a davantage profité aux industriels allemands qu'à leurs homologues français, comme cela est expliqué plus loin. Les Européens paient en moyenne leur électricité à un prix sensiblement plus élevé que leurs concurrents américains. Une récente étude de Natixis donne les chiffres moyens suivants pour le prix de l'électricité en France, en Allemagne et aux Etats-Unis selon la nature du consommateur (industriels et ménages, cf. Tableau 4, [Natixis, 2013]).

Il s'agit là de prix moyens qui recouvrent de grandes disparités et il faut donc interpréter avec une grande prudence les chiffres mentionnés ci-après. Mais le tableau montre quand même que l'industrie américaine bénéficie d'un prix de l'électricité très sensiblement inférieur à ce que l'on observe en Europe. Cela est largement dû à l'existence d'un charbon bon marché mais aussi à l'exploitation massive du gaz de schiste depuis 2009 qui explique que le gaz tend maintenant à remplacer le charbon dans la production américaine d'électricité. Par ailleurs, le coût salarial, qui est inférieur en Allemagne à ce qu'il est en France, et inférieur aux Etats-Unis à ce qu'il est dans la zone euro (Tableau 5), permet d'expliquer en partie les difficultés de l'industrie française sur les marchés d'exportation.

Tableau 4 : Prix moyen de l'électricité (ct/kWh) en 2013

Sources : [EIA, 2013], [Natixis, 2013]

Note : données d'origine en US\$ct/kWh ; taux de conversion retenu 1 € = 1,3282 US\$

Industrie			Ménages		
France	Allemagne	Etats-Unis	France	Allemagne	Etats-Unis
7,5	8,3	5,3	15,1	29,4	9,0

Il faut certes tenir compte de la durée et de la productivité du travail ainsi que des coûts indirects qui ne sont pas comptabilisés ici (coûts d'assurance privée au Etats-Unis par exemple pour les indemnités chômage), mais la tendance moyenne est intéressante à observer. En dehors des industries électro-intensives, le coût de l'énergie reste modeste par rapport aux coûts salariaux. Le cumul de plusieurs handicaps est une clef pour expliquer la moindre compétitivité de certaines industries. La note de Natixis conclut que la

productivité horaire du travail est redevenue plus élevée aux Etats-Unis qu'en Allemagne ou en France [Natixis, 2013]. Ainsi, la France est plus chère que l'Allemagne de 7% et l'Allemagne est plus chère que les Etats-Unis de 52%, ce qui n'empêche d'ailleurs pas les produits manufacturiers allemands d'être compétitifs sur les marchés mondiaux. Il faut raisonner branche par branche, pour le coût salarial comme pour le prix de l'énergie, celui de l'électricité en particulier.

Tableau 5 : Salaire horaire (€/h) dans l'industrie y compris charges salariales

Source : [Natixis, 2013]

Pays	2009	2010	2011	2012
France	32,9	34,2	35,5	36,4
Allemagne	32,9	32,8	34,1	34,9
Etats-Unis	24,6	26,3	25,5	27,8

Une étude économétrique du Conseil d'Analyse Economique [CAE, 2013] montre qu'une augmentation des prix de l'électricité en France de 10% réduit la valeur des exportations de 1,9% en moyenne (ce serait 1,1% pour une augmentation de 10% du prix du gaz naturel). Cet effet est sensiblement plus fort pour les gros exportateurs électro-intensifs. Certaines de ces industries utilisent l'énergie non seulement à des fins énergétiques mais aussi comme matière première (raffinage du pétrole, cokéfaction du charbon, centrales thermiques, production d'aluminium, pétrochimie, cimenteries, etc.).

Une analyse plus fine doit donc être menée pour connaître la structure du prix de l'électricité payé par les divers consommateurs d'électricité en France et en Allemagne selon le volume acheté. Cette analyse fait l'objet des parties 2.2.2 à 2.2.5.

2.2.2 Structure des prix de l'électricité

Les prix de l'électricité, en France comme en Allemagne, comprennent trois composantes principales : une composante « fourniture » (coût du kWh à la sortie de la centrale auquel s'ajoute le coût de commercialisation), une composante « coût d'accès au réseau de transport et de distribution » (péages fixés par une commission de régulation indépendante) et une composante « taxes » (TVA, taxes diverses et contributions au financement de missions de service public, l'aide aux énergies renouvelables en particu-

lier). La part de chaque composante varie selon le type de consommateur : les professionnels sont en général exonérés de la TVA, ce qui n'est pas le cas des ménages. Il existe des exemptions au paiement de certaines taxes ou de certains coûts et c'était en particulier le cas en Allemagne pour certains industriels jusqu'en 2012 (voir Tableau 7 et Tableau 8 ci-dessous), bien qu'une partie de ces exonérations aient disparu depuis 2013.

Globalement, les ménages et une majorité des entreprises allemandes paient une électricité plus chère que leurs homologues français, mais ce n'est pas ou c'est moins le cas pour les gros industriels. En Allemagne, la part « énergie » (coût du kWh) du prix de l'électricité est fixée sur le marché de gros. En France, cette part « énergie » est largement régulée du fait du mécanisme de l'ARENH (accès régulé à l'électricité nucléaire historique) et du maintien de tarifs réglementés de vente (TRV) pour les ménages (tarif bleu) et de nombreux professionnels (tarifs verts et jaunes, mais ces tarifs devraient disparaître fin 2015). La différence de mix électrique entre la France et l'Allemagne a un impact relativement faible sur les prix de gros entre les deux marchés³. Cette différence de mix a en revanche un impact sur le prix final de l'électricité, notamment pour les consommateurs domestiques d'autant que le maintien en France de tarifs réglementés de vente comprend un coût « ARENH implicite » inférieur au coût ARENH retenu officiellement, ce qui permet au consommateur domestique de bénéficier largement de la rente nucléaire. A cela s'ajoute le fait que le surcoût lié au financement des renouvelables est sensiblement plus élevé en Allemagne qu'en France. Les coûts d'accès aux réseaux sont également plus élevés en Allemagne qu'en France. Cela s'explique, selon le Ministère français [DGT, 2013], par le fait que le taux d'enfouissement des réseaux est plus élevé en Allemagne (70% pour la basse tension et 62% pour la haute tension contre 29% et 39% respectivement en France) mais aussi en raison d'une gestion décentralisée du réseau de transport et de distribution.

Les textes prévoient qu'en cas d'atteinte du plafond légal de 100 TWh d'ARENH, la CRE (Commission de Régulation de l'Energie) corrige les volumes d'ARENH livrés aux fournisseurs au prorata de leurs consommations [CRE, 2013a], ce qui reviendra à réduire les prétentions de chacun. Les industriels devront alors se « sourcer » davantage sur le marché de gros. La fin des TRV jaunes et verts en 2016 aura les mêmes effets et les industriels français deviendront alors davantage sensibles au prix du marché. Le prix du marché de gros est, fin 2013, proche du niveau ARENH et cela n'aurait donc pas d'impact majeur si cette situation devenait pérenne. Mais la volatilité des prix sur le spot reste élevée ce qui implique la gestion d'un risque de couverture avec des produits dérivés, ce qui est coûteux. Rien ne garantit non plus que le prix de gros restera bas dans le futur,

³ Cela suppose, dans un contexte de couplage des deux marchés, une interconnexion rarement saturée, ce qui était le cas jusqu'en 2012 (saturation d'environ 35% du nombre d'heures en 2012 d'après [RTE, 2013b]).

mais il a aujourd'hui (fin 2013, début 2014) plutôt tendance à baisser encore. Ainsi, pour un prix de gros inférieur à 41 €/MWh, le prix payé par un gros industriel serait en 2014 plus élevé en France qu'en Allemagne, d'autant que le niveau de l'ARENH, fixé à 42 €/MWh depuis 2012, devrait sans doute s'accroître un peu courant 2014 dès que la CRE aura connaissance de la nouvelle règle du jeu permettant de fixer le « juste prix ARENH » (règle du jeu qui devra être précisée par un décret du gouvernement, toujours en attente).

2.2.3 Prix moyen de l'électricité pour les entreprises électro-intensives

En France comme en Allemagne, la part énergie correspondant au coût de production et de commercialisation de l'électricité représente de l'ordre de 87 à 98% de la facture pour un très gros industriel (cf. Tableau 7), les autres composantes du prix (coût des réseaux et taxes) ne jouant qu'un rôle marginal. C'est encore plus vrai en Allemagne qu'en France.

En France, les entreprises électro-intensives bénéficient de prix compétitifs par rapport à l'ensemble des entreprises du secteur manufacturier. Il y avait en 2010 en France 523 entreprises industrielles électro-intensives selon la DGCIS (Direction générale de la compétitivité, de l'industrie et des services) ; on qualifie une entreprise d'électro-intensive lorsque sa consommation d'électricité est supérieure à 2,5 kWh par € de valeur ajoutée contre 0,6 kWh en moyenne dans le reste de l'industrie [DGCIS, 2013]. Ces entreprises représentent 3% environ des entreprises et réalisent 7% du chiffre d'affaires et 5% de la valeur ajoutée de l'industrie française. Les branches concernées sont celles de la chimie, du papier-carton, des matières plastiques, de la sidérurgie, de la fonte, du ciment et du verre. Ces entreprises sont particulièrement sensibles au coût de l'énergie, comme le montre le Tableau 6. Elles consomment à elles seules environ 25% de l'électricité consommée par l'industrie manufacturière. Le coût de l'électricité représente 5% en moyenne de leur chiffre d'affaires mais peut aller jusqu'à 20%. Ce coût représente toute-fois plus du tiers des coûts salariaux.

La part énergie d'un gros et très gros industriel dépend pour une large part du niveau de l'ARENH (42 €/MWh en 2013) dont le prix est fixé par les pouvoirs publics (par la CRE en 2014). Certains très gros industriels bénéficient du mécanisme « Exeltium », qui n'est d'ailleurs pas nécessairement plus avantageux aujourd'hui (cela concerne 26 très gros électro-intensifs). Ce consortium, constitué en 2006 et qui a été opérationnel en 2010, est un contrat de partenariat entre EDF et quelques très gros industriels électro-intensifs, qui permet à ces industriels d'acheter environ 150 TWh d'électricité pour une durée de 24 ans à un prix bas, en contrepartie d'une prise de participation dans le finan-

cement d'investissements nucléaires [CRE, 2013a]. Les électro-intensifs ont généralement abandonné le tarif réglementé (TRV « vert »), lequel sera d'ailleurs supprimé fin 2015, au profit d'un prix en offre de marché qui comprend une part « ARENH » et une part « complément de marché » calée sur le prix spot. Les exonérations ou plafonnements de taxes permettent à un gros consommateur de ne payer qu'une partie de la CSPE et de certaines taxes (TCFE : taxe sur la consommation finale d'électricité et TICFE : taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité) : 1 à 1,5 €/MWh au lieu de 25 €/MWh. Rappelons que la CSPE s'élève à 16,5 €/MWh en 2014 et qu'elle est plafonnée pour les industriels (à 597.889 € par site de consommation pour 2014). Le gain est donc important pour les très gros consommateurs.

Tableau 6 : Part du coût de l'énergie (en %, électricité et autres énergies, usages énergétiques et non énergétiques) dans le coût de production de certaines filières industrielles

Source : [CI, 2013]

Secteur	Part du coût de l'énergie (%)
Aluminium	50
Ciment	40
Chimie	50
Gaz industriels	75
Raffinage	60

En Allemagne, les très gros consommateurs électro-intensifs s'approvisionnent à des prix calés sur le spot puisqu'il n'existe plus de tarifs réglementés, et ils bénéficiaient d'exonérations diverses, notamment, jusqu'à fin 2013, d'une exonération du tarif d'accès au réseau. Les exonérations de coût, qui tendent à disparaître depuis 2014, étaient alors plus importantes en Allemagne qu'en France, ce qui contribuait à rapprocher les prix de l'électricité entre les deux pays pour cette catégorie de consommateurs. Ces exonérations permettaient de faire baisser à 1,5 €/MWh le prix hors fourniture payé par les consommateurs électro-intensifs allemands (chiffres 2012) alors qu'il s'élève, à titre d'exemple, à 178,7 €/MWh pour les consommateurs résidentiels. Rappelons que l'EEG-Umlage (équivalent allemand de la part renouvelable de la CSPE) s'élève à

52,8 €/MWh en 2013 et 62,4 €/MWh en 2014, ce qui constitue donc un gain très important pour ces gros consommateurs qui en sont presque totalement exonérés.

Le Tableau 7 ci-après dresse un bilan du prix de l'électricité payé par un industriel électro-intensif allemand et français. On constate que l'avantage qui demeurerait encore pour l'industriel français en 2012 est modeste et il tend d'ailleurs à s'estomper. Les prix de marché en base pour un volume d'électricité livré en 2014 pour un industriel allemand sont très proches fin 2013 du niveau « ARENH » et ils lui sont parfois inférieurs, ce qui n'était pas vrai fin 2012 pour un volume livré en 2013 (le prix spot allemand était encore supérieur au prix « ARENH »). Le différentiel de prix en faveur des industriels électro-intensifs français varie entre 8 et 14% seulement.

Tableau 7 : Prix de l'électricité (€/MWh) pour un consommateur électro-intensif en 2012

Sources : [CRE, 2013a], [DGT, 2013]

Composantes du prix	France	Allemagne
Fourniture	45*	54,7
Tarif d'accès au réseau	2,8 à 5	0**
Contribution EnR (CSPE et EEG-Umlage)	0,5 à 1	0,5
Taxes diverses	0,7	1
TVA	0	0
Total	49 à 52	56
Ecart Allemagne/France	+ 8% à + 14%	

* ARENH 42 €/MWh + 3 €/MWh de complément marché et coût commercial

** Consommateurs bénéficiant en 2012 d'une durée d'utilisation supérieure à 7.000 h/a

La baisse du prix de gros sur le marché spot allemand rend les prix allemands plus compétitifs que les prix français pour ces gros industriels, surtout en cas de congestions⁴. Les prix calendaires se sont établis fin 2013 entre 47 et 49,7 €/MWh en Allemagne, soit plus

⁴ Depuis 2014, une compensation carbone a été mise en place au profit des industriels allemands [BMW, 2013b]. Dans le même temps, les récentes réformes en Allemagne conduisent à une réduction des exonérations existant sur les coûts d'accès au réseau et sur le paiement de l'EEG-Umlage.

de 5 €/MWh en deçà du niveau observé en 2012. En France, la baisse du prix sur le marché de gros n'a d'impact que sur le « complément marché » puisque le niveau ARENH reste fixé par l'Etat et devrait s'accroître en 2014.

2.2.4 Prix moyen de l'électricité pour les industriels (hors électro-intensifs)

Les exonérations allemandes relatives aux tarifs d'accès au réseau, qui suscitent d'ailleurs des interrogations quant à leur légitimité au vu des critères de distorsions de concurrence, s'appliquent également à de nombreux industriels, mais avec un système qui décroît lorsque le volume de la consommation d'électricité diminue depuis fin août 2013 : les entreprises soutirant plus de 8.000 heures paieront 10% du tarif d'accès, celles soutirant entre 7.500 et 8.000 heures 15%, celles soutirant entre 7.000 et 7.500 heures 20%, et en deçà de 7.000 heures les exonérations seront plus faibles à compter de 2014. En revanche, ces entreprises paient des taxes et une part du soutien aux renouvelables (EEG-Umlage), mais là encore le pourcentage varie avec la consommation annuelle d'électricité.

En France, les industriels profitent également du mécanisme de l'ARENH et achètent le complément au prix du spot lorsqu'ils sont en offre de marché ; ceux qui sont restés chez l'opérateur historique au tarif régulé TRV (tarif vert ou exceptionnellement tarif jaune) ont un prix fixé par les pouvoirs publics mais ils doivent actuellement se préoccuper de signer des contrats en offre de marché, soit avec l'opérateur historique, soit avec un fournisseur alternatif puisque les tarifs verts et jaunes sont appelés à disparaître au 31 décembre 2015. Ils paient l'accès au réseau (de transport et de distribution), les taxes et la CSPE (plafonnée au-delà d'un certain montant). En France, la taxe sur la consommation finale d'électricité (TCFE) est fixée par les communes et les départements. Elle est plafonnée à 9,32 €/MWh pour les petits professionnels, et à 3,11 €/MWh pour les industriels dont la puissance souscrite est comprise entre 36 et 250 kVA. Pour les industriels ayant souscrit une puissance supérieure à 250 kVA, la TCFE est remplacée par la TICFE (taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité) fixée à 0,5 €/MWh. Notons que certains secteurs (la chimie et la métallurgie) sont exonérés de cette taxe. Tous les gros et très gros consommateurs industriels sont également exonérés de cette taxe.

On constate dès lors que les sites industriels français consommant moins de 150 GWh/a, qui représentent les deux tiers de la consommation industrielle d'électricité, bénéficient de prix plus compétitifs que leurs homologues allemands (Tableau 8). Au-delà de 150 GWh/a, le différentiel au profit des industriels français n'est plus que de 11% et, pour les très gros industriels donc les électro-intensifs, on a vu précédemment que ce différentiel varie de 8 à 14%.

Mais il s'agit là de moyennes sur l'année 2012 et il existe de fait une grande hétérogénéité des situations. Là encore, la baisse du prix de l'électricité observée en 2013 sur le marché spot allemand (et par ricochet également sur le marché français) est de nature à réduire fortement cet avantage puisque le prix spot est parfois inférieur au niveau de l'ARENH et devient même, dans des circonstances particulières, négatif (voir partie 2.3). Du fait des exonérations dont ils bénéficient en partie, les industriels allemands, surtout les gros consommateurs, ne sont donc pas vraiment pénalisés par rapport à leurs concurrents français. L'avantage que donne le nucléaire à l'industrie française est, jusqu'en 2012-2013, compensé par les effets indésirables des renouvelables sur le fonctionnement du spot d'une part, surtout en cas de congestion, et par les systèmes d'exonération accordées jusqu'alors en particulier aux très gros industriels allemands. Cet effet est cependant susceptible de se réduire au vu de la suppression progressive, à compter de 2014, des exonérations de coûts d'accès au réseau accordées aux électro-intensifs allemands.

Tableau 8 : Prix de l'électricité (€/MWh) pour un consommateur industriel en 2012

Source : [DGT, 2013]

Composantes du prix	2 à 20 GWh/a		20 à 70 GWh/a		70 à 150 GWh/a		> 150 GWh/a	
	FRA	ALL	FRA	ALL	FRA	ALL	FRA	ALL
Fourniture*	47	57	50	57	47	55	46	56
Tarif d'accès au réseau	23	22	13	15	10	10	10	0
Taxes (dont CSPE et EEG-Umlage)	12	36	9	32	8	28	4,7	11,6
TVA	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	82	115	72	104	65	93	61	68
Ecart Allemagne/France	+ 40%		+ 44%		+ 43%		+ 11%	

* ARENH + complément marché en France et spot en Allemagne

2.2.5 Prix moyen de l'électricité pour les ménages

Les ménages français paient leur électricité beaucoup moins chère que les ménages allemands en moyenne, mais cela ne signifie pas que la facture moyenne soit sensible-

ment plus faible. Les ménages allemands consomment moins d'électricité que les ménages français (141 TWh en Allemagne contre 167 TWh en France en 2010 [RTE, 2011], [BMW, 2013a]) car le chauffage électrique est moins développé en Allemagne qu'en France et l'isolation des bâtiments y est souvent meilleure, pour des raisons géographiques et historiques (on isole davantage dans les pays froids).

Le consommateur domestique français profite indiscutablement du bas coût du nucléaire et le Tableau 9 ci-après montre que le prix moyen du kWh était, fin 2012, de l'ordre de 14 ct TTC contre 26 ct TTC en Allemagne (soit 140 €/MWh contre 261 €/MWh).

**Tableau 9 : Prix de l'électricité (€/MWh) pour un consommateur particulier
(3.500 kWh/a) fin 2012**

Source : [DGT, 2013]

Composantes du prix	France	Allemagne
Fourniture	53,8	82,2
Tarif d'accès au réseau	42,3	60,4
Contribution EnR (CSPE et EEG-Umlage)	10,5	36,5
Taxes diverses	11,7	40,5
TVA	20,6	41,3
Total	138,9	260,9
Ecart Allemagne/France	+ 87%	

La structure du prix est elle aussi différente : la fourniture représente 38% du prix TTC en France contre un peu moins de 32% en Allemagne ; le coût d'accès au réseau est de l'ordre de 30% en France contre 23% en Allemagne ; mais c'est surtout la contribution au soutien des renouvelables et les taxes écologiques associées qui font la différence : la CSPE représentait un peu plus de 7% du prix TTC en France fin 2012 (contre 10% fin 2013) alors que son équivalent, l'EEG-Umlage, se montait à près de 30% du prix TTC en Allemagne.

L'avantage prix dont devrait profiter l'industriel français grâce au nucléaire, par rapport à son concurrent allemand, est donc réduit car c'est le consommateur domestique allemand qui supporte pour l'essentiel le choix fait en Allemagne de sortir du nucléaire et de subventionner fortement les énergies renouvelables. Les exonérations dont profite l'industriel allemand sont particulièrement élevées lorsque cet industriel est un gros consommateur d'électricité. On assiste de plus à une convergence des prix français et allemands depuis 2013 pour les industriels dans la mesure où le prix observé sur le marché de gros de l'électricité en Allemagne (et par ricochet sur le marché de gros français) a tendance à baisser, ce qui le rapproche du niveau ARENH dont bénéficie l'industriel français (ce prix de gros est d'ailleurs parfois inférieur au niveau ARENH).

Cette baisse de prix sur le marché de gros allemand n'a pas que des inconvénients pour le consommateur français puisque cela permet d'importer de l'électricité thermique ou renouvelable allemande au lieu de mettre en marche des centrales thermiques en France, mais l'avantage n'est qu'apparent : on arrête des centrales à gaz en France pour laisser passer de l'électricité allemande renouvelable ou produite avec du charbon plus émetteur de CO₂. Certes, c'est le consommateur domestique allemand qui subventionne cette électricité renouvelable mais le bilan est mitigé puisque la baisse du prix spot a tendance à renchérir, ceteris paribus, le montant de la CSPE française. Certains industriels français (ceux qui s'approvisionnent sur le spot ou à un prix calé sur le spot) sont gagnants, mais les autres consommateurs (les consommateurs domestiques notamment) qui achètent leur électricité à un prix régulé, le TRV (tarif bleu ou tarif jaune), ne bénéficient pas de cette baisse.

La raison principale de cette baisse des prix sur le spot a deux causes : une cause économique et une cause institutionnelle. La crise économique tend à réduire la demande d'électricité et le système électrique européen se retrouve en situation de relative surcapacité (mais cette surcapacité ne durera sans doute pas au-delà de 2016 en France et de 2020 en Allemagne). Une des causes est à chercher du côté du mécanisme de soutien aux énergies renouvelables (le mécanisme des feed-in-tariffs) qui fait baisser le prix spot de façon artificielle tout en accroissant mécaniquement le prix TTC payé par le consommateur final. Subventionner des énergies renouvelables intermittentes engendre beaucoup d'effets pervers, ce qui justifie qu'une réflexion soit aujourd'hui conduite en Europe pour réfléchir à des systèmes incitatifs générateurs de distorsions moindres.

2.3 Modélisation économétrique des contraintes imposées au système électrique par l'intermittence des renouvelables

Dans la nuit du 24 au 25 décembre 2012, à la bourse européenne de l'électricité, EPEX Spot, le prix de l'électricité était au plus bas : -50,06 €/MWh en France et -221,99 €/MWh en Allemagne. Ce phénomène de prix négatifs s'est produit 25 fois en 2009 en Allemagne, 17 fois en 2010 et 15 fois en 2011 [Beeker, 2012]. Il s'est produit plusieurs fois en 2012 et en 2013. La France n'est pas épargnée et le dimanche 16 juin 2013 le prix spot s'est négocié à -40 €/MWh, avec une pointe à -200 €/MWh. Il s'explique en Allemagne par la coïncidence de deux phénomènes: une faible demande et des vents forts qui font tourner les éoliennes offshore de Baltique à plein régime.

En Allemagne, en 2012, les renouvelables ont produit 156 TWh soit 25% de la production d'électricité [BMW, 2013a] et cette part devrait croître sensiblement dans le futur. L'Allemagne vise même un taux de 80% de renouvelables en 2050. Avec la loi allemande de 2012 sur les énergies renouvelables (EEG), les gestionnaires de réseaux de transport d'électricité ont l'obligation d'absorber la production d'électricité d'origine renouvelable sous contrat d'achat, et à un prix garanti payé hors marché même lorsqu'ils n'en ont pas besoin. A noter également que l'EEG 2012 a instauré la mise en place d'un système de vente directe assortie au paiement d'une prime correspondant à la différence entre le tarif d'achat et le prix de marché estimé ex ante.

Le prix négatif représente le coût supporté par un producteur d'électricité thermique en cas de refus de l'arrêt de sa centrale. Vaut-il mieux arrêter la centrale ou vaut-il mieux payer pour continuer à fonctionner tout en laissant la priorité aux renouvelables ? Le principe est de décourager, par le prix, la production thermique pour laisser la priorité à l'éolien.

Lors de périodes de surproduction d'électricité éolienne, on demande aux centrales thermiques d'arrêter leur production. Si un producteur préfère continuer à produire, parce que l'arrêt de sa centrale lui coûterait trop cher sachant qu'il devra la remettre en marche quelques heures après (ce qui techniquement n'est pas simple), il paie pour injecter sa production dans le réseau. Autrement dit, le producteur doit payer pour se débarrasser d'une marchandise encombrante car non stockable.

En Écosse, il est arrivé que l'on paie les propriétaires d'éoliennes pour qu'ils ne produisent pas, c'est-à-dire qu'on paie plus cher le courant qu'ils ne produisent pas que celui qu'ils produiraient. On peut aboutir ainsi à des systèmes qui encourageraient le chantage : le gouvernement du Pérou avait envisagé de renoncer à défricher certaines zones forestières pour procéder à l'exploitation pétrolière, au motif que cela éviterait des émissions de CO₂ et préserverait un bien commun mondial, à condition que la collectivité

té internationale finance le manque à gagner pour le pétrole non produit. On arrive ainsi à un certain nombre de dé-optimisations tellement fortes que certains se demandent si le schéma de soutien aux énergies renouvelables ne devrait pas être amendé. Les énergies renouvelables, à cause des prix négatifs, risquent de constituer une contrainte de plus en plus forte, tant que des solutions de stockage économiques et à grande échelle ne sont pas disponibles du moins.

Il faut également noter que cette production d'électricité éolienne constitue une contrainte pour les pays limitrophes du pays où se fait la production. Ainsi, lorsque pour des raisons techniques l'électricité éolienne offshore de la Baltique ne peut pas être évacuée vers le sud de l'Allemagne faute de lignes à haute tension suffisantes, elle est évacuée via la Pologne et la République Tchèque pour alimenter les industriels de Bavière. Du fait des interconnexions électriques en Europe, le problème est donc mutualisé, ce qui génère des externalités négatives pour tous. Ce sont les consommateurs de ces pays qui s'acquittent de l'essentiel des péages sur les réseaux et ils paient pour renforcer le réseau de transport afin que des producteurs étrangers puissent livrer leur électricité éolienne excédentaire.

La vraie question est : pourquoi les producteurs d'électricité n'arrêtent-ils pas leurs éoliennes lorsqu'elles surproduisent ? Techniquement, l'arrêt de la production est possible et elle est d'ailleurs parfois nécessaire lorsque pour des raisons techniques le réseau de transport ne peut absorber toute l'électricité produite. Mais ce sont des raisons économiques de rémunération qui font que les producteurs de cette électricité éolienne tiennent à mettre leur électricité sur le réseau. Comme les opérateurs en énergies renouvelables sont rémunérés par subvention en fonction de leur production, ils font alors le choix de continuer à produire. Ceci conduit à faire baisser artificiellement les prix de l'électricité qui peuvent même devenir négatifs en cas de surproduction d'électricité.

Le phénomène de prix négatifs constitue un véritable effet d'aubaine pour les propriétaires de barrages, notamment de STEP (stations de pompage) : ils se font « payer » pour acquérir l'électricité excédentaire les jours de très forte production renouvelable, ce qui leur permet d'actionner les pompes à moindre frais et de remplir les réservoirs. Les jours de faible production, par contre, ils ouvrent les vannes et produisent à leur tour du courant qu'ils revendent au prix fort. Les barrages suisses sont particulièrement concernés car le potentiel de STEP y est très important.

Ce n'est évidemment pas le consommateur final qui achète sur le marché de l'électricité à un prix négatif, sauf quelques rares industriels électro-intensifs. Ce sont essentiellement les opérateurs professionnels. Certaines sociétés allemandes ont d'ailleurs préempté beaucoup de STEP dans les pays nordiques pour cette raison [Percebois et Mandil, 2012].

Une solution crédible pour « gérer le risque » de prix négatifs consiste donc à disposer d'un moyen de stockage prêt à accumuler l'énergie produite pour la restituer plus tard. Mais il n'y a pas aujourd'hui de technologie disponible en dehors des STEP ; on peut envisager demain de produire de l'hydrogène voire du méthane avec cette électricité excédentaire mais la rentabilité de tels systèmes n'est pas aujourd'hui établie. Les prix négatifs correspondent à un dysfonctionnement qui profite plus aux traders qu'aux particuliers qui achètent l'électricité. En effet, les ménages allemands payent leur électricité au prix fort puisque le distributeur répercute sur le consommateur final le surcoût engendré par ces prix négatifs en plus du surcoût lié aux feed-in-tariffs.

Ce constat est relaté par la réaction du ministre de l'économie allemand Rainer Brüderle lorsque les prix négatifs ont atteint -500 €/MWh le 4 octobre 2009 : « Les prix extrêmes du 4 octobre sont un avertissement sans frais. (...) Le marché allemand de l'électricité peut être confronté dans certaines situations à des dysfonctionnements massifs, et la principale victime en est le consommateur. (...) Avec le développement des énergies renouvelables, ce genre de situation va se multiplier. ».

Rappelons qu'en France le prix de l'électricité pour le consommateur final domestique se décompose ainsi : 40% pour le coût de production du kilowattheure, 35% pour les péages d'accès aux réseaux de transport et de distribution et 25% restants pour les taxes, dont la CSPE. La CSPE est une contribution dont 60% sert à financer le surcoût des renouvelables, le solde correspondant pour une large partie au financement de la péréquation spatiale pour les zones non interconnectées (DOM-TOM, Corse). Cette CSPE représente près de 10% du prix TTC du kWh pour le consommateur domestique. En Allemagne où ce prix est plus de deux fois plus élevé, l'EEG-Umlage (équivalent de la partie renouvelable de la CSPE) représente 30% du prix TTC. Le surcoût des énergies renouvelables correspond à la différence entre le prix d'achat garanti (feed-in-tariff) fixé de façon réglementaire par les pouvoirs publics et le prix du kWh constaté sur le marché spot (en général fixé par le coût marginal d'une centrale thermique). Ce surcoût va donc suivre les fluctuations du marché spot et dépendra du prix observé sur le marché international du charbon, sur celui du gaz et sur celui du pétrole, donc du prix directeur des énergies fossiles (y compris le prix du CO₂). La CSPE est passée de 4,5 €/MWh en 2010 à 9 €/MWh en 2011, puis à 10,5 €/MWh en 2012, 13 €/MWh en 2013 et 16,5 €/MWh selon la CRE. Notons que cette CSPE doit comprendre l'intégralité du surcoût supporté par EDF, qui a l'obligation d'acheter cette énergie renouvelable mais qui, selon la loi, peut la répercuter sur le consommateur final. C'est le principe de la translation progressive d'une taxe ou contribution assimilée. Comme l'Etat n'autorise pas EDF à répercuter l'intégralité de cette contribution dans le prix des tarifs réglementés de l'électricité, pour des raisons principalement sociales, l'opérateur historique a accumulé une créance de l'ordre de 5 Mrd €. L'Etat s'est engagé à honorer cette créance et la question est alors de savoir qui

du consommateur ou du contribuable va supporter cette dette publique. En principe ce devrait être le consommateur final d'électricité. Certains voudraient élargir l'assiette de la CSPE et en faire une contribution assise sur l'ensemble des consommations finales d'énergie – électricité mais aussi gaz et produits pétroliers –, ceci au motif que le développement des renouvelables est une cause d'intérêt national qui concerne tous les consommateurs. Mais ces renouvelables sont dans une large mesure destinées à produire de l'électricité (à l'exception du biogaz ou de la chaleur géothermique) et cet élargissement de la base de la CSPE conduirait à des subventions croisées accrues entre catégories de clients. Chaque forme d'énergie finale a sa fiscalité spécifique et il faudrait dès lors repenser l'ensemble de la fiscalité énergétique.

En définitive, les consommateurs n'ont pas toujours conscience du fait que ce sont eux qui paient les aides aux énergies renouvelables, puisqu'elles sont répercutées dans la CSPE. Dans un contexte où la précarité énergétique tend à s'accroître, cela constitue une contrainte sociale forte. Rappelons que près de 4 millions de ménages sont concernés par la précarité énergétique, soit plus de 8 millions de Français. Est considéré comme étant en situation de précarité énergétique un ménage qui consacre plus de 10% de son revenu au chauffage et à l'éclairage de son logement. A cela s'ajoutent les dépenses de carburant.

Les problèmes inhérents à l'introduction de l'éolien dans le mix énergétique peuvent être résolus grâce à un moyen de stockage-production flexible tel que les barrages et leurs installations de pompage-turbinage ; des centrales thermiques « flexibles », c'est-à-dire pouvant être rapidement arrêtées et remises en marche pour produire de l'électricité sont nécessaires pour satisfaire la demande quand les renouvelables produisent moins ou trop, c'est-à-dire pour gérer leur intermittence. Mais ces centrales de pointe nécessitent des prix de marché plus élevés que ceux observés actuellement. On se heurte au problème du « missing money » mis en évidence par Stoft [Stoft, 2002] : le « spread » observé sur le marché spot de l'électricité entre les heures pleines et les heures creuses n'est pas aujourd'hui suffisant pour justifier la rentabilité de ces moyens de stockage.

Sur les 8.760 heures que compte une année, les éoliennes allemandes ne peuvent produire que 17% à 20% de leur puissance installée en moyenne. Autrement dit, dans le scénario le plus optimiste, l'éolien ne serait disponible en moyenne que 20% du temps. De même, un panneau solaire produit sa pleine capacité en moyenne seulement un jour sur huit.

Certes, la loi NOME (Nouvelle Organisation du Marché de l'Électricité) du 7 décembre 2010 prévoit qu'il faut mettre en place un marché de capacité : la puissance installée sera rémunérée et pas seulement la production de kWh. Les promoteurs des renouvelables seront sans doute incités demain à proposer un bundle « EnR/fossiles » prévoyant

à la fois la production d'électricité intermittente et son complément en cas de défaillance. Il s'agira là d'une forme d'assurance et la question est de savoir si les pouvoirs publics peuvent imposer un tel système. Le mécanisme du marché de capacité est toujours en discussion en France.

D'un autre côté, il faut reconnaître que les interconnexions européennes peuvent permettre de gérer d'importantes capacités intermittentes de production d'électricité, à l'instar de ce qui se produit entre les pays nordiques et le Danemark. Celui-ci importe de ses voisins l'électricité dont il a besoin lorsque ses éoliennes ne produisent pas, et exporte son électricité excédentaire lorsque les consommateurs danois ne consomment pas toute la production éolienne locale. Les interconnexions constituent donc une solution partielle au problème de l'intermittence mais les observations météorologiques montrent que le foisonnement des productions issues des énergies renouvelables reste assez limité. A certaines périodes, il n'y a de vent nulle part sur la plaque électrique européenne. Au demeurant, ces interconnexions nécessitent de coûteux investissements qui représentent de l'ordre de 16 €/MWh pour l'éolien terrestre [OCDE, 2012], qu'il conviendrait théoriquement d'ajouter à tous les autres coûts des énergies intermittentes. Il faut aussi savoir qui doit supporter ce surcoût lié aux réseaux. On peut certes observer que le problème s'est lui aussi posé dans le passé pour les autres formes d'électricité, le nucléaire notamment, car il a bien fallu construire des lignes à haute tension pour évacuer cette électricité. Le problème se pose d'ailleurs aujourd'hui pour l'EPR de Flamanville. Il est de moins en moins facile de construire des lignes à haute ou basse tension du fait des réactions des populations. D'après le plan allemand de développement des réseaux [Feix et al., 2013], l'Allemagne devrait construire près de 5.000 km de lignes à haute tension pour évacuer l'électricité éolienne produite dans la Baltique vers les grandes zones de consommation du sud, en Bavière notamment. Elle en construit actuellement 500 km par an et il n'est pas certain que le législateur parvienne à imposer de tels investissements notamment en raison de problèmes liés à l'acceptabilité sociale.

2.3.1 L'électricité renouvelable tire les prix à la baisse sur le marché spot (effet à court terme sur le merit order)

Pour un parc électrique donné, l'appel des centrales se fait sur la base des coûts marginaux croissants, c'est-à-dire pour l'essentiel en fonction des coûts variables. Ainsi, traditionnellement, ce sont les centrales hydrauliques dites « au fil de l'eau » qui sont appelées en premier sur le réseau, suivies des centrales nucléaires, puis des centrales à charbon et/ou des centrales à gaz à cycle combiné. Les prix du charbon importé étant actuellement bas en Europe en raison des excédents américains, les centrales à charbon sont généralement appelées avant les centrales à gaz, d'autant que le prix du CO₂ est très

faible sur le marché européen du carbone (5 à 7 €/tCO₂), tandis que le prix du gaz importé suit le prix du pétrole qui demeure élevé. Les clauses d'indexation des prix du gaz sur les prix du pétrole ou des produits pétroliers n'ont pas disparu dans les contrats d'approvisionnement, bien qu'une partie de l'indexation se fasse maintenant sur la base des prix spot du gaz, plus faibles. Les prix de l'électricité sur le marché spot sont donc, par nature, volatils : ils sont plus élevés aux heures de pointe lorsque la demande est forte et que le parc risque d'être saturé. Il faut à ce moment-là faire appel à des équipements dits de pointe (TAG, turbines à gaz ou TAC, turbines à combustion fonctionnant avec du diesel) dont le coût est élevé ne serait-ce que parce que ces équipements ne fonctionnent qu'un faible nombre d'heures par an. Rappelons qu'en France la pointe concerne 1.000 heures sur les 8.760 de l'année et, au sein de cette période de pointe, c'est une période de 400 heures qui pose vraiment problème. Cela correspond approximativement aux 22 jours dits rouges des tarifs EJP (Effacement Jour de Pointe) ou Tempo (18 heures par jour sur 22 jours). Cette pointe se produit en France durant l'hiver quand les températures sont basses, du fait notamment du chauffage électrique mais aussi largement en raison de l'éclairage et de la connexion au réseau des appareils électroménagers le soir.

Le principe d'un bon fonctionnement du marché spot est que les producteurs récupèrent les coûts fixes des équipements de base (hydraulique et nucléaire par exemple) durant les heures pleines et les heures de pointe lorsque le kWh nucléaire (ou hydraulique) est vendu sur le marché au prix du kWh thermique. La rente différentielle ainsi récupérée (mark-up) permet de couvrir les coûts d'investissement.

En concurrence, lorsque le parc électrique est optimal, le prix de vente permet de récupérer les coûts complets (fixes et variables) si la tarification se fait à chaque période sur la base des coûts marginaux comme suit:

- coût variable de l'équipement de base,
- coût variable de l'équipement de semi-base,
- coût variable + coût fixe (péage) de l'équipement de pointe.

Il faut dans ce cas que le coût fixe de l'équipement marginal soit pris en compte sinon on ne couvre pas tous les coûts. C'est le problème du « missing money » évoqué ci-dessus dû au fait que le prix du marché est souvent insuffisant aux heures de pointe pour couvrir les coûts fixes de l'équipement de pointe, ce qui n'incite pas les opérateurs à investir dans de tels équipements dont l'appel sur le réseau est au demeurant aléatoire. Cela justifie la mise en place d'un marché de capacité afin de rémunérer non seulement l'énergie mais également la puissance.

Les producteurs à faible coût variable (nucléaire ou hydraulique) récupèrent leurs coûts fixes durant la période de pointe, lorsque le prix est aligné sur le coût variable et le coût

fixe de l'équipement de pointe (TAG). Prenons un exemple et raisonnons hors coûts de transport et de distribution (et hors taxes). Supposons que le parc de production soit composé de deux types de centrales exclusivement : des centrales nucléaires pour la base et des turbines à gaz (TAG) pour la pointe. Soit $(0, H)$ la période de pointe et (H, T) la période de base (T vaut 8760 heures). Soit a le coût fixe unitaire du kW nucléaire, b le coût fixe unitaire du kW « TAG » ; soit f le coût variable par heure de fonctionnement du kW nucléaire et g le coût variable par heure de fonctionnement du kW TAG. Le prix de revient du kWh nucléaire est de la forme $y = a + fh$ et celui du kWh TAG de la forme $z = b + gh$, où h est le nombre d'heures d'utilisation. On démontre que $y = z$ pour $h = H = (a - b)/(g - f)$: différence entre coûts fixes sur différence entre coûts variables. La période $(0, H)$ correspond ici à la pointe. Le nucléaire est l'équipement marginal aux heures creuses (H, T) et la TAG l'équipement qui fait le prix aux heures de pointe $(0, H)$ puisqu'elle est alors l'équipement marginal. Le système optimal de tarification consiste à récupérer une recette égale à $f(T-H)$ par kW appelé aux heures creuses et à $b + gH$ par kW appelé aux heures de pointe. On voit facilement dans ce cas que la recette totale récupérée pour 1 kW nucléaire appelé toute l'année $(0, T)$ est égale à $f(T-H) + b + gH$ soit, en remplaçant H par sa valeur donnée ci-dessus, $a + fT$ ce qui couvre tout à la fois les coûts fixes et les coûts variables de la centrale nucléaire. Si, aux heures de pointe, le prix était fixé de telle sorte que la recette ne couvre que le coût variable de la TAG soit gH , on ne récupérerait pas l'intégralité des coûts fixes. Le fait de vendre le kWh nucléaire à un prix qui permet de récupérer $b + gH$ par kW nucléaire appelé sur la période $(0, H)$ ne constitue pas une rente indue, c'est le moyen de couvrir les coûts fixes du nucléaire. En revanche si, pour une raison quelconque, le prix du marché conduit à une recette supérieure à $b + gH$ aux heures de pointe, il y a rente qui peut être soit une rente de rareté si la capacité disponible est insuffisante pour satisfaire toute la demande, soit une rente de monopole ou d'oligopole si le prix est manipulé et résulte d'un « pouvoir de marché » des opérateurs présents sur le marché. C'est au régulateur de vérifier qu'un tel pouvoir de marché n'existe pas et à l'Autorité de la concurrence de prendre les sanctions nécessaires. En France, il existe ou a existé une rente de rareté du nucléaire au profit d'EDF dont le parc nucléaire est aujourd'hui largement amorti, du moins tant que le prix du kWh sur le marché spot européen est élevé car assis sur le prix de revient du thermique « gaz ». L'opérateur historique peut dans ce cas récupérer plus que ce qui est nécessaire pour couvrir les coûts fixes du nucléaire amorti, et les entrants, qui ont un « sourcing » via le thermique et ne bénéficient pas d'un parc nucléaire conséquent, ont alors du mal à pénétrer sur le marché français. D'où l'introduction du mécanisme de l'ARENH qui permet à ces entrants d'acquérir 25% de la production nucléaire française à prix coûtant. La rente nucléaire de rareté est ainsi partagée entre l'opérateur historique et ses concurrents, pour autant que ceux-ci puissent justifier d'un portefeuille de clients en France. En Belgique, le gouvernement a préféré récupérer cette rente de rareté au lieu de la parta-

ger. A noter qu'avec la baisse du prix spot de l'électricité, cette rente de rareté tend aujourd'hui à baisser sensiblement, voire à disparaître. La surcapacité électrique incite certains opérateurs à mettre les centrales thermiques fonctionnant au gaz ou au fioul sous cocon.

Mais, pour l'éolien et le solaire, cette tarification fondée sur les coûts marginaux ne permettrait pas de récupérer l'intégralité des coûts fixes car leur coût moyen est trop élevé et leur durée d'appel sur le réseau (facteur de charge) trop faible. D'où le mécanisme des feed-in-tariffs qui correspond à une rémunération hors marché. On aurait pu concevoir une aide qui ne soit pas accompagnée d'une priorité d'accès au réseau mais les pouvoirs publics ont préféré le « learning by doing » au « learning by research-subsiding ». Financer la recherche sur les énergies renouvelables pour les amener au seuil de compétitivité était une solution et l'effet pervers dû à la gratuité-réseau n'aurait pas joué. On aurait également pu envisager une taxe carbone qui pénalise les énergies fossiles et favorise par contrecoup la rentabilité des renouvelables. En subventionnant ces énergies via un accès prioritaire et à prix nul sur le marché, on distord le fonctionnement du marché. En effet, la présence de cette électricité à coût marginal nul tire les prix d'équilibre à la baisse sur le marché spot. Aux heures pleines, c'est logiquement une centrale à gaz à cycle combiné qui est l'équipement marginal ; mais du fait de la présence de cette électricité éolienne à coût nul, c'est la centrale à charbon, dont le coût marginal est aujourd'hui plus faible, qui devient l'équipement marginal. Le prix du marché est alors plus faible que ce qui serait la norme si cette électricité éolienne n'était pas injectée. La centrale à gaz n'est donc pas suffisamment appelée, ce qui compromet sa rentabilité et le prix d'équilibre sur le marché est plus faible que l'optimum. On objectera qu'une part de la baisse des prix de l'électricité sur le marché spot est imputable à la faiblesse de la demande d'électricité, et ceci en raison de la crise économique mais cette faiblesse n'explique pas tout. Si les centrales éoliennes n'étaient pas rémunérées hors marché à des tarifs élevés permettant de couvrir le coût moyen, et donc si elles respectaient le « droit commun », elles ne seraient pas rentables car le prix du marché aux heures pleines et aux heures de pointe ne permettrait pas de récupérer leurs coûts fixes. Ce sont des équipements à coût moyen élevé mais à coût marginal nul et cela crée des distorsions sur le marché dès lors qu'elles participent aux enchères sans tenir compte du prix de marché.

La Figure 3 ci-après explicite la différence entre une logique de « merit order » fondée sur les coûts moyens (se reporter au tableau qui reprend les chiffres des coûts moyens validés par le rapport de la Cour des comptes [Cour des comptes, 2012a] et repris dans le rapport « Energies 2050 » [Percebois et Mandil, 2012]) et une logique de « merit order » fondée sur les coûts marginaux.

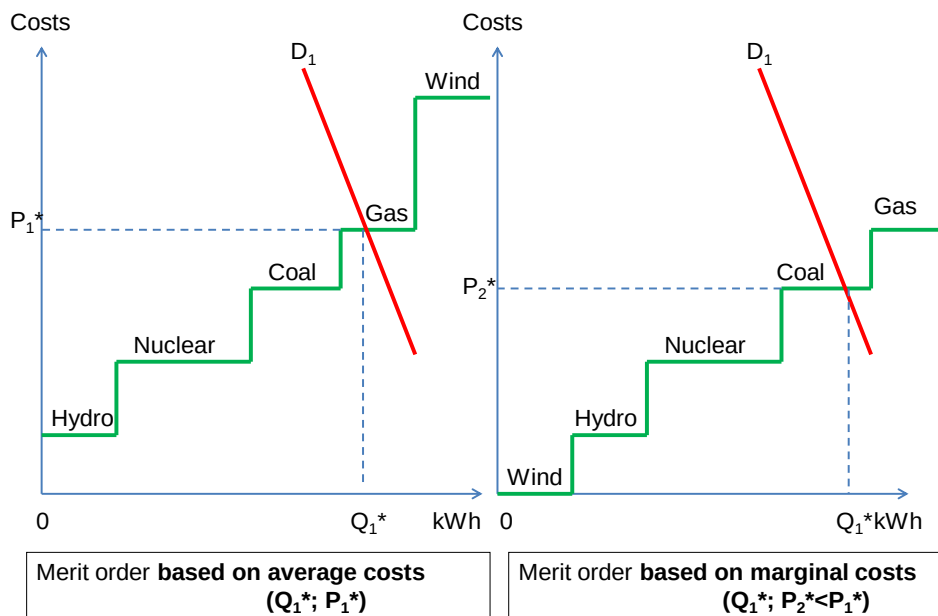


Figure 3 : Différence entre une logique de « merit order » fondée sur les coûts moyens et une logique de « merit order » fondée sur les coûts marginaux

L'ordre de préséance n'est évidemment pas le même et du coup les subventions accordées aux renouvelables soulèvent la question du seuil au-delà duquel la part des renouvelables mettrait en cause la rentabilité des équipements thermiques. On objectera que les feed-in-tariffs ont fortement baissé depuis 2011 pour le solaire photovoltaïque du fait de la baisse des coûts de production des cellules. Il faut dire que ces tarifs d'achat, qui étaient particulièrement élevés dans le passé (jusqu'à 630 €/MWh pour le photovoltaïque, soit 63 ct/kWh), avaient engendré des effets d'aubaine pour certains particuliers ou producteurs institutionnels. Les tarifs d'achat de l'éolien onshore restent de l'ordre de 82 €/MWh et depuis début 2013 les tarifs d'achat du photovoltaïque sont échelonnés entre 316 €/MWh pour des installations de faible dimension dans le bâti résidentiel et 173 €/MWh pour les autres bâtiments. Pour les centrales solaires, le prix d'achat a même chuté à 82 €/MWh, qui est le niveau auquel l'éolien terrestre est rémunéré. A noter qu'une bonification de 5 à 10% est accordée lorsque les composants du système photovoltaïque sont d'origine européenne. Malgré tout, ce prix d'achat demeure supérieur au coût « sortie centrale » du MWh thermique et a fortiori du MWh nucléaire (pour des centrales de seconde génération). La puissance photovoltaïque installée en France fin 2012 était de 3.126 MW et la puissance éolienne de 7.182 MW. Rappelons que la puissance nucléaire installée est de 63.130 MW mais, comme les facteurs de charge sont très différents d'un type d'équipement à l'autre, la quantité d'électricité produite avec les renouvelables demeure modeste en France comparativement à celle du nucléaire.

Notons que ce système de promotion hors marché génère également un « cercle vicieux de surcoûts ». La baisse du prix d'équilibre sur le marché spot accroît le surcoût de l'éolien et du photovoltaïque puisque le niveau du tarif d'achat garanti est donné, ce qui augmente le niveau de la CSPE et par ricochet accroît le prix TTC payé par le consommateur final. Le consommateur final ne profite pas vraiment de cette baisse du prix spot puisque le prix TTC augmente du fait de la hausse du niveau de la CSPE : ce qu'il gagne d'un côté, il le perd de l'autre. Et le prix du marché perçu par les producteurs étant moins rémunérateur, cela ne les incite pas à investir dans des équipements thermiques. Ce système envoie donc un mauvais signal aux investisseurs.

Les défenseurs des renouvelables font observer que, loin de constituer un inconvénient, ce « switching » de la courbe de merit order présente des avantages : ces énergies économisent les coûts de combustible de centrales thermiques polluantes et acquièrent ainsi une « valeur de substitution énergie » [E-CUBE, 2013]. De plus, la baisse du prix de marché représente un gain pour le consommateur final. Il faut dès lors comparer la somme de cette « valeur de substitution énergie » (ou « marginal cost effect ») et de cette « valeur d'effet-prix » (ou « merit order effect ») au prix de rachat hors marché des renouvelables pour se prononcer sur le coût réel des renouvelables. A ce prix de rachat s'ajoutent évidemment les coûts de « back-up » en termes de production et de réseaux. Si le bilan est aujourd'hui négatif (les renouvelables coûtent plus qu'elles ne rapportent), les choses pourraient s'inverser dans un futur proche avec la baisse des coûts de production des renouvelables, d'une part, et la hausse du coût des combustibles fossiles et de celle du prix du CO₂, d'autre part. On aurait ainsi à se prononcer sur l'inégalité suivante :

Coûts réels des renouvelables

feed-in-tariff + back-up

> ou <

marginal cost effect (OPEX) + merit order effect (price cut) ?

C'est oublier que la baisse du prix spot engendre aussi des « sunk costs » ou « coûts échoués » concernant les équipements thermiques en fonctionnement. Certaines centrales à cycle combiné à gaz et les turbines à combustion (TAC ou TAG) ont été construites sur la base des signaux-prix envoyés par le marché avant l'introduction massive de ces renouvelables, et la priorité légale de cette électricité fatale, qui ne serait pas apparue en l'absence d'une aide hors marché, est de nature à compromettre ex post une rentabilité largement garantie ex ante. Cela est en outre de nature à empêcher des investissements de pointe, ce qui peut accroître la probabilité de défaillance du système. La question doit donc être posée comme suit :

Coûts réels des renouvelables avec prise en compte des coûts échoués

feed-in-tariff + back-up + sunk cost effect (CAPEX)

> ou <

marginal cost effect (OPEX) + merit order effect (price cut) ?

Le caractère aléatoire de la production éolienne (mais aussi solaire, qui reste encore marginale en France pour cette dernière aujourd'hui) soulève une autre question : celle de la volatilité accrue des prix du marché de l'électricité.

2.3.2 La présence des renouvelables accentue la volatilité des prix de l'électricité sur le marché spot : mise en évidence économétrique

En s'appuyant sur le cas allemand, on peut montrer, via une approche économétrique [Benhmad et Percebois, 2013], que l'éolien a engendré une baisse tendancielle du prix spot et a accentué la volatilité des prix spot sur la période 2009-2012. Rappelons qu'en Allemagne, l'éolien représentait environ 17% de la capacité installée fin 2011 (29.071 MW sur 174.383 MW), mais n'a produit qu'un peu plus de 8% de l'électricité consommée [BMW, 2013a]. Le solaire, avec 25.039 MW, n'a quant à lui produit que 3% de cette électricité, contre 3% pour l'hydraulique, 14% pour le gaz naturel, 18% pour le nucléaire et 44% pour le charbon. Le reste provenait de la biomasse ou des importations.

2.3.2.1 Les données statistiques

Les injections d'électricité éolienne

Les données sont collectées à partir des sites web des TSO (Transmission System Operators) en Allemagne et en Autriche (i.e. TenneT TSO GmbH, 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, EnBW Transportnetze AG et Austrian Power Grid AG) et via ENTSO-E pour validation. Cette étude se limite au cas de l'éolien ; on peut envisager de traiter simultanément l'éolien et le photovoltaïque mais les causes d'intermittence sont différentes et il est préférable d'isoler ici l'impact de l'éolien seul. La Figure 4 ci-après donne la production d'électricité éolienne injectée sur le réseau allemand entre début 2009 et fin 2012. La quantité injectée dans le réseau est approximée par les valeurs journalières enregistrées tous les jours à 6 heures du matin.

On peut voir, en s'appuyant sur la Figure 5 suivante, que la distribution des injections d'électricité est loin d'obéir à une loi normale. De 2009 à 2012, l'électricité d'origine éo-

lienne (en MWh) injectée dans le réseau présente une moyenne largement plus basse que la valeur maximale. Quant à la médiane, elle est inférieure à la moyenne, ce qui débouche sur un coefficient d'asymétrie (skewness) positif qui met en évidence que les valeurs extrêmes sont localisées dans la partie droite de la distribution. L'écart-type (qui mesure la volatilité) est extrêmement élevé. Le coefficient d'aplatissement (kurtosis), qui est largement supérieur à 3, met en évidence la forte probabilité d'occurrence de valeurs extrêmes. L'hypothèse de normalité de la distribution ne peut donc qu'être rejetée, ce qui est corroboré par le test Jarque-Bera, dont la valeur dépasse largement la valeur critique de la loi normale qui s'élève à 5,99.

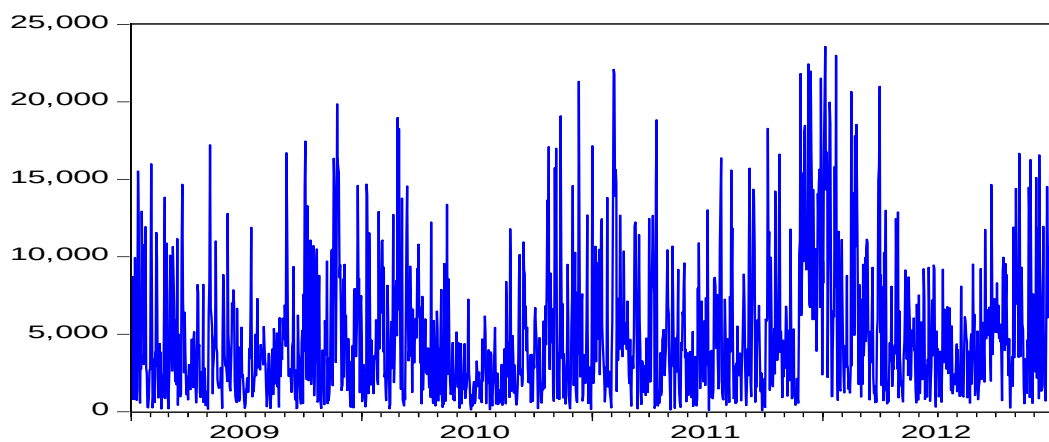


Figure 4 : Production d'électricité éolienne (MWh) injectée sur le réseau allemand entre début 2009 et fin 2012

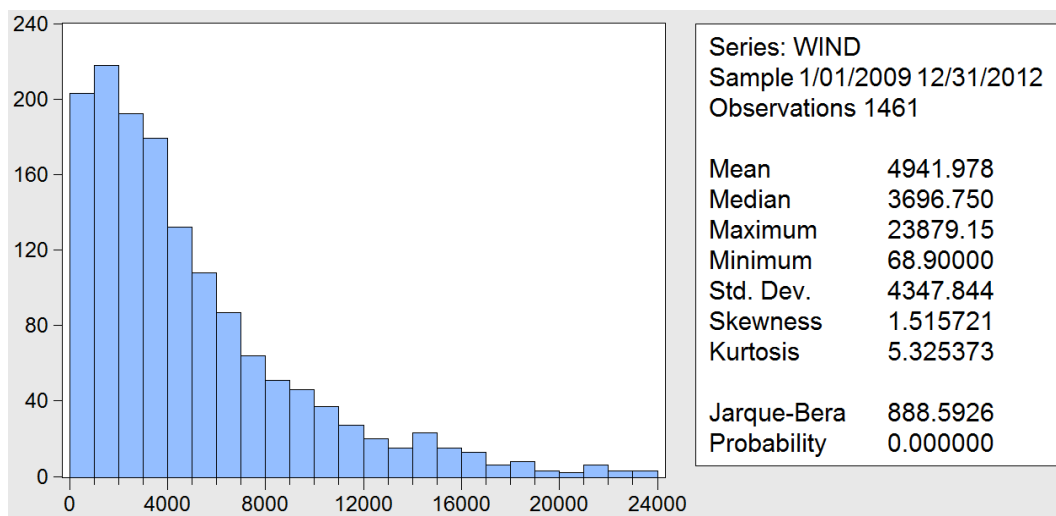


Figure 5 : Statistiques descriptives des injections d'électricité éolienne en Allemagne entre début 2009 et fin 2012

L'évolution des prix spot de l'électricité

La Figure 6 ci-après donne les prix de l'électricité en base sur le marché allemand (en €/MWh) sur la période allant du 01/01/2009 au 31/12/2012. Il s'agit d'une moyenne des prix spot (baseload) de 24 contrats horaires négociés sur la bourse EEX (European Energy Exchange) soit 1.461 données.

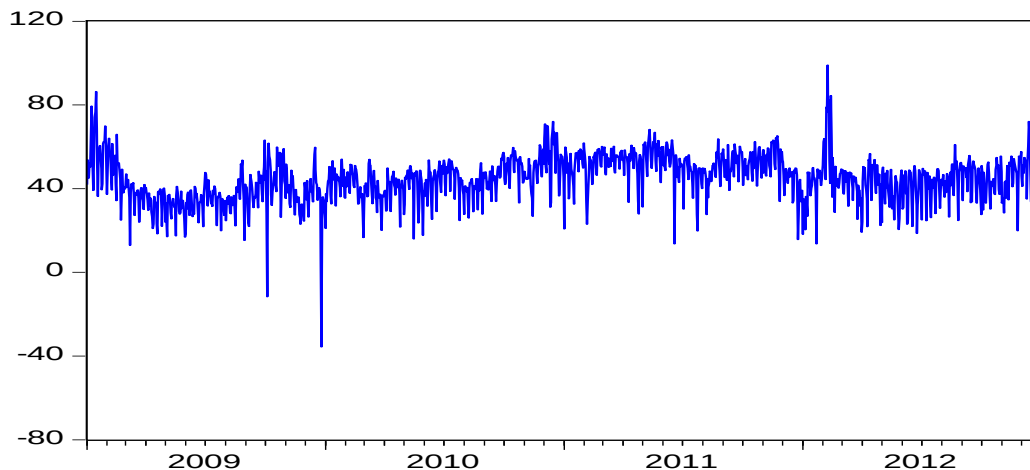


Figure 6 : Prix spot de l'électricité (€/MWh) en base sur le marché allemand entre début 2009 et fin 2012

On constate que sur cette période, le prix spot baseload de l'électricité en Allemagne présente une moyenne largement plus basse que la valeur maximale (Figure 7). Quant à la médiane, elle est supérieure à la moyenne, ce qui débouche sur un coefficient d'asymétrie (skewness) négatif qui met en évidence que les valeurs extrêmes sont localisées dans la partie gauche de la distribution.

Une nouvelle fois, l'écart-type est extrêmement élevé et le coefficient d'aplatissement, qui est très largement supérieur à 3, met en évidence la forte probabilité d'occurrence de valeurs extrêmes. La valeur de la statistique Jarque-Bera, dépassant largement la valeur critique de la loi normale de 5,99, permet donc de rejeter l'hypothèse de normalité de la distribution.

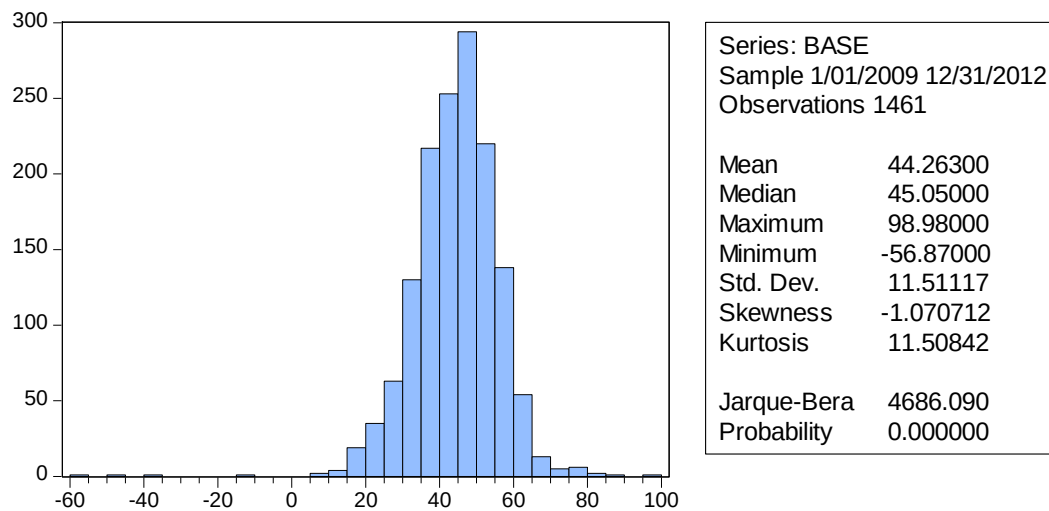


Figure 7 : Statistiques descriptives des prix spots de l'électricité en base en Allemagne entre début 2009 et fin 2012

2.3.2.2 Le traitement des données

Pour mener à bien les investigations statistiques, il faut à la fois procéder à la correction des outliers, tester la stationnarité des deux séries temporelles (injections et prix) puis utiliser la méthode des moindres carrés ordinaires.

Correction des outliers

La série du prix spot baseload de l'électricité en Allemagne contient des points aberrants ou valeurs extrêmes appelés communément outliers. Leur élimination est nécessaire si l'on désire avoir une inférence statistique correcte, et éviter d'obtenir des résultats d'estimation erronés. On retient la définition d'un outlier comme toute donnée dont la valeur dépasse trois fois l'écart-type des données à partir de la moyenne, ce qui est l'approche standard. Sa correction consiste à la remplacer par 3 fois la valeur de l'écart type par rapport à la moyenne. Mais, comme le prix de l'électricité varie en fonction des jours de la semaine (saisonnalité hebdomadaire), l'écart-type est calculé individuellement pour chaque jour de la semaine de sorte que le prix réalisé chaque jour est comparé à la moyenne et à l'écart-type du prix de tous les mêmes jours dans l'échantillon des données (lundi avec tous les lundis, mardi avec tous les mardis, etc.). La Figure 8 met en évidence la série temporelle des prix de l'électricité corrigée des outliers.

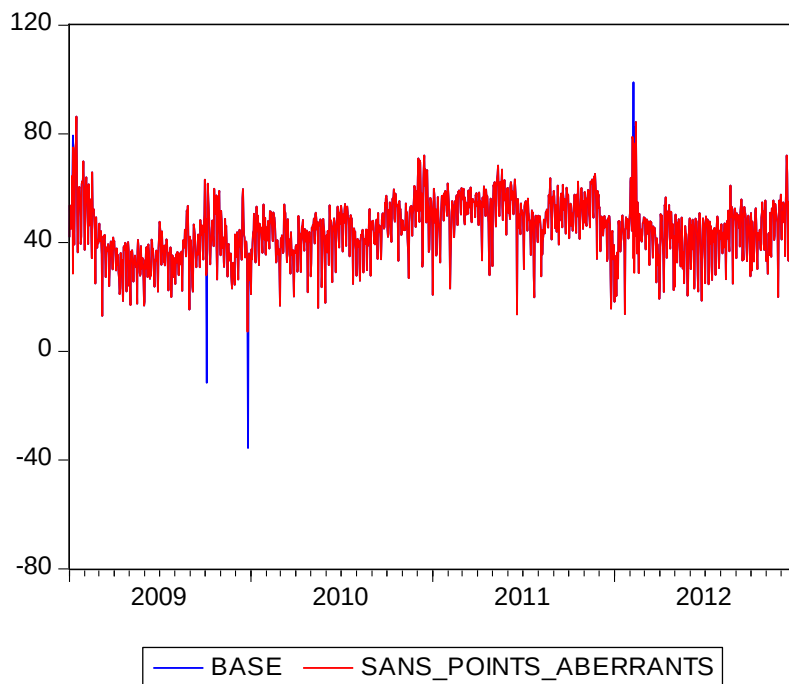


Figure 8 : Série temporelle des prix de l'électricité (€/MWh) en base sur le marché allemand et corrigée des outliers

Test de stationnarité

Afin de tester la stationnarité des deux séries temporelles, le test de racine unitaire de Dickey-Fuller augmenté est utilisé après avoir corrigé les séries des variations saisonnières. Ceci est permis par la transformation logarithmique des données afin d'en stabiliser la variance et de réduire ainsi leur volatilité excessive [Keles et al., 2012].

Les prix spot de l'électricité sont caractérisés par des comportements saisonniers qui résultent de la nature elle-même saisonnière de la demande et de l'offre de l'électricité. Ainsi, des différences de prix peuvent être observées selon les saisons (été/hiver) ou entre les jours de la semaine (jours travaillés, jours de vacances et de week-end).

L'analyse du corrélogramme des prix de l'électricité met en évidence une forte autocorrélation notamment aux retards 7, 14, 21, 28, etc., multiples de 7 qui correspond à une saisonnalité hebdomadaire (voir Figure 9). En plus de la saisonnalité hebdomadaire, il y a également présence d'une saisonnalité mensuelle dans la mesure où le prix spot varie en fonction des mois de l'année.

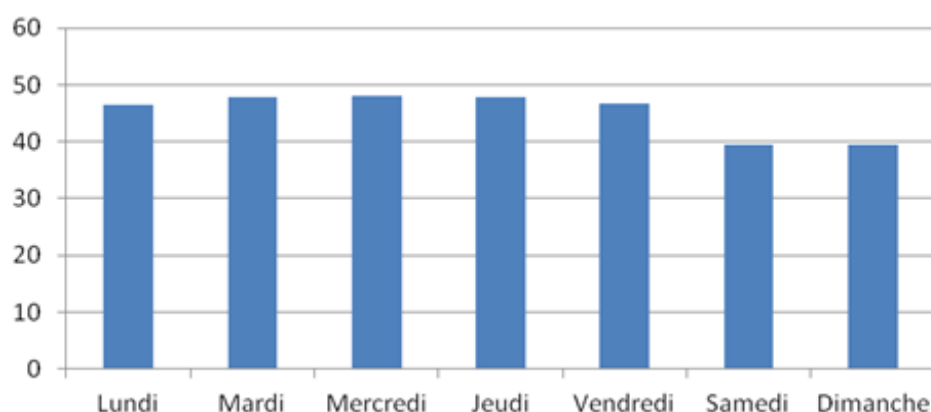


Figure 9 : Moyenne des prix de l'électricité (€/MWh) en base sur le marché allemand pour les différents jours de la semaine

La série des prix spot baseload est alors désaisonnalisée en faisant appel à des variables indicatrices, qui représentent les jours de la semaine et les mois de l'année. Comme l'équation est estimée par la méthode des moindres carrés ordinaires (MCO), il est nécessaire d'éviter le problème de la multicollinéarité. A cet effet, deux variables dichotomiques de la régression (respectivement le lundi et le mois de janvier) sont isolées pour être utilisées comme des variables de référence. Les résultats de l'estimation sont présentés dans le Tableau 10.

Tableau 10 : Désaisonnalisation du prix spot de l'électricité

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	3.868535	0.025057	154.3867	0.0000
@WEEKDAY=2	0.054308	0.022268	2.438819	0.0149
@WEEKDAY=3	0.050395	0.022270	2.262911	0.0238
@WEEKDAY=4	0.036798	0.022244	1.654310	0.0983
@WEEKDAY=5	0.003626	0.022243	0.163008	0.8705
@WEEKDAY=6	-0.145082	0.022243	-6.522647	0.0000
@WEEKDAY=7	-0.340916	0.022242	-15.32786	0.0000
@MONTH=2	0.018661	0.029571	0.631070	0.5281
@MONTH=3	-0.088671	0.028878	-3.070525	0.0022
@MONTH=4	-0.112473	0.029115	-3.863011	0.0001
@MONTH=5	-0.126770	0.028874	-4.390409	0.0000
@MONTH=6	-0.124462	0.029118	-4.274422	0.0000
@MONTH=7	-0.098560	0.028875	-3.413341	0.0007
@MONTH=8	-0.097820	0.028876	-3.387548	0.0007
@MONTH=9	-0.016904	0.029117	-0.580542	0.5616
@MONTH=10	0.038568	0.028874	1.335757	0.1818
@MONTH=11	-0.018498	0.029117	-0.635310	0.5253
@MONTH=12	-0.092591	0.028877	-3.206405	0.0014

Les coefficients des variables dichotomiques journalières mettent en évidence une baisse progressive des prix spot de l'électricité du début de la semaine à sa fin. La valeur la plus basse étant réalisée le dimanche. Quant aux variables dichotomiques mensuelles, bien que certains coefficients ne sont pas significatifs, on observe une baisse des prix de l'électricité durant les mois de mars, avril, mai, juin, juillet et août. Une baisse est également enregistrée durant le mois de décembre.

Maintenant que les prix sont désaisonnalisés, leur stationnarité est testée (Tableau 11) au moyen du test de racine unitaire de Dickey-Fuller augmenté (ADF) [Dickey et Fuller, 1981]. Le nombre de retards est sélectionné sur la base de la minimisation du critère d'information d'Akaike.

Tableau 11 : Test de Dickey-Fuller augmenté appliqué au prix spot de l'électricité

Null Hypothesis: LBASE_SA has a unit root			
Exogenous: None			
Lag Length: 5 (Automatic based on AIC, MAXLAG=35)			
		t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic		-10,22303	0,0000
Test critical values	1% level	-2,566552	
	5% level	-1,941041	
	10% level	-1,616553	

* MacKinnon (1996) one-sided p-values

On peut donc en conclure que les prix spot de l'électricité sont stationnaires. L'hypothèse de stationnarité étant vérifiée, la méthode des moindres carrés ordinaires est appliquée pour effectuer la régression des prix spot de l'électricité sur l'électricité d'origine éolienne afin de confirmer ou d'infirmer l'hypothèse de leur relation inverse.

2.3.2.3 Estimation de la relation entre le prix de l'électricité et l'injection d'électricité d'origine éolienne

La modélisation de la composante déterministe (la saisonnalité) de la série temporelle des prix spot de l'électricité et son élimination donnent naissance à une série résiduelle qui constitue la composante stochastique de la série. L'électricité d'origine éolienne, étant tributaire du vent, est par essence aléatoire. On peut donc analyser la corrélation

entre les composantes stochastiques des deux séries, c'est-à-dire entre le prix désaisonnalisé et l'électricité éolienne injectée, par une régression simple faisant appel à l'estimateur MCO. Les résultats de l'estimation sont reportés sur le Tableau 12 ci-après.

Tableau 12 : Estimation de la relation entre prix spot et électricité éolienne

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.778536	0.061838	12.59000	0.0000
LWFI	-0.074394	0.005885	-12.64224	0.0000
R-squared	0.098730	Mean dependent var	-3.30E-16	
Adjusted R-squared	0.098112	S.D. dependent var	0.226020	
S.E. of regression	0.214646	Akaike info criterion	-0.238285	
Sum squared resid	67.22035	Schwarz criterion	-0.231048	
Log likelihood	176.0675	Hannan-Quinn criter.	-0.235586	
F-statistic	159.8262	Durbin-Watson stat	0.671004	
Prob(F-statistic)	0.000000			

Les résultats confirment que l'électricité d'origine éolienne a un effet négatif sur le prix spot de l'électricité. Toute augmentation de l'injection dans les réseaux de l'électricité d'origine éolienne se traduira par une baisse des prix spot de l'électricité.

En particulier, pour notre étude s'étalant de 2009 à 2012, lorsque l'électricité éolienne injectée augmente de 1% en quantité, le prix spot de l'électricité enregistre une baisse d'environ 0,07%.

La statistique de Durbin-Watson a une valeur inférieure à 2, ce qui montre qu'il y a à la fois une très forte autocorrélation dans les résidus et de l'hétéroscédasticité. Ceci incite à prendre ces résultats avec beaucoup de précaution. L'autocorrélation et l'hétéroscédasticité du terme d'erreur remettent en question la nature BLUE (Best Linear Unbiased Estimator, meilleur estimateur linéaire sans biais) de l'estimateur MCO, d'où la nécessité de recourir à une analyse en séries temporelles en faisant appel à la modélisation ARMA-GARCH tout en utilisant l'énergie éolienne comme variable exogène. Plusieurs auteurs ont utilisé cette modélisation pour effectuer des prévisions des prix de l'électricité [Mugele et al., 2005], [Keles et al., 2012], [Contreras et al., 2003].

La modélisation ARMA introduite par Box et Jenkins [Box et Jenkins, 1976] postule que la valeur actuelle d'une série temporelle est une fonction linéaire de ses valeurs passées et des valeurs actuelles et passées de termes d'erreur (innovations) supposés être un bruit blanc (cf. Equation 1). Le choix des retards p et q est indispensable pour l'estimation de tout modèle ARMA(p,q). Leur sélection se base sur la minimisation du critère d'information d'Akaike (AIC).

Equation 1 : Modélisation ARMA des séries temporelles

$$\log(base_sa)_t = \alpha_0 + \sum_{i=1}^p \alpha_i \log(base_sa)_{t-i} + \varepsilon_t + \sum_{j=1}^q \beta_j \varepsilon_{t-j} + \delta_i \log(wind)_t$$

Tableau 13 : Estimation d'un modèle AR(7)-X pour le prix spot de l'électricité

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.745458	0.062062	12.01143	0.0000
LWFI	-0.073331	0.004445	-16.49784	0.0000
AR(1)	0.372473	0.026710	13.94513	0.0000
AR(2)	0.143130	0.028062	5.100451	0.0000
AR(3)	0.079138	0.028297	2.796662	0.0052
AR(4)	0.073711	0.028313	2.603411	0.0093
AR(5)	0.025703	0.028306	0.908022	0.3640
AR(6)	0.085980	0.028144	3.054964	0.0023
AR(7)	0.124342	0.026622	4.670686	0.0000
R-squared	0.572559	Mean dependent var	-0.000445	
Adjusted R-squared	0.570192	S.D. dependent var	0.226262	
S.E. of regression	0.148337	Akaike info criterion	-0.972496	
Sum squared resid	31.79538	Schwarz criterion	-0.939801	
Log likelihood	716.0045	Hannan-Quinn criter.	-0.960297	
F-statistic	241.9478	Durbin-Watson stat	1.952147	
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted AR Roots	.97	.48-.58i	.48+.58i	-.17-.70i
	-.17+.70i	-.61+.26i	-.61-.26i	

Au vu des résultats, seule la partie autorégressive est modélisée afin de corriger la très forte corrélation mise en évidence par le test de Ljung-Box⁵. Le Tableau 13 montre que le meilleur retard est $p = 7$, qui correspond à une fréquence hebdomadaire de 7 jours.

Une nette amélioration de la statistique de Durbin-Watson est observée (le chiffre obtenu tend vers 2), ainsi qu'une significativité globale des coefficients de la partie autorégressive de la série des prix spot de l'électricité. Le coefficient de l'électricité éolienne injectée n'enregistre aucune variation (il reste stable à -0,07) malgré la correction de la forte autocorrélation des prix spot de l'électricité.

Il n'en reste pas moins que l'hypothèse d'homoscédasticité du résidu de ce modèle n'est pas encore vérifiée comme le confirme le test ARCH présenté dans le Tableau 14.

⁵ Ce test permet de vérifier l'autocorrélation entre valeurs actuelles et valeurs passées et d'identifier des « structures » dans la série de données. On peut ainsi déceler une saisonnalité, ce qui est le cas ici avec la mise en évidence d'une saisonnalité hebdomadaire.

Tableau 14 : Test ARCH d'hétéroscédasticité des résidus de l'estimation

Heteroskedasticity Test: ARCH			
F-statistic	43,14457	Prob. F(1,1452)	0,0000
Obs*R-squared	41,95728	Prob. Chi-Square(1)	0,0000

Ce résultat justifie le recours à une modélisation ARCH afin de prendre en compte l'hétéroscédasticité. Mais, comme l'énergie éolienne injectée est une variable explicative de la dynamique des prix spot de l'électricité, celle-ci sera également utilisée comme variable explicative de la dynamique de la volatilité de ces prix. L'hypothèse sous-jacente que l'on désire tester est en effet relative à l'impact de l'énergie éolienne injectée sur la volatilité des prix spot de l'électricité. Il est dès lors possible de recourir à la modélisation par les processus stochastiques ARMA-GARCH, avec la possibilité d'inclure l'électricité éolienne injectée comme variable exogène (modélisation ARMA-GARCH). Les résultats de l'estimation d'un modèle AR(7)-GARCH(1,1)-X sont synthétisés dans le Tableau 15 ci-dessous.

Tableau 15 : Estimation d'un modèle AR(7)-GARCH(1,1)-X

Variable	Coefficient	Std. Error	z-Statistic	Prob.
C	0.618854	0.042363	14.60826	0.0000
LWFI	-0.059804	0.003164	-18.90087	0.0000
AR(1)	0.514070	0.032960	15.59656	0.0000
AR(2)	0.080013	0.033346	2.399461	0.0164
AR(3)	0.050072	0.031241	1.602781	0.1090
AR(4)	0.070053	0.026982	2.596349	0.0094
AR(5)	0.024599	0.025052	0.981929	0.3261
AR(6)	0.051843	0.020897	2.480876	0.0131
AR(7)	0.092366	0.016402	5.631532	0.0000
Variance Equation				
C	-0.023015	0.002010	-11.45204	0.0000
RESID(-1)^2	0.290553	0.032604	8.911626	0.0000
GARCH(-1)	0.218075	0.052157	4.181104	0.0000
LWFI	0.003219	0.000213	15.14023	0.0000
R-squared	0.561807	Mean dependent var	-0.000445	
Adjusted R-squared	0.558158	S.D. dependent var	0.226262	
S.E. of regression	0.150399	Akaike info criterion	-1.167536	
Sum squared resid	32.59513	Schwarz criterion	-1.120310	
Log likelihood	861.7987	Hannan-Quinn criter.	-1.149915	
F-statistic	153.9590	Durbin-Watson stat	2.199847	
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted AR Roots	.95	.48-.55i	.48+.55i	-.12-.67i
	-.12+.67i	-.57+.26i	-.57-.26i	

Pour rappel, les coefficients de l'équation de la variance conditionnelle d'un modèle GARCH doivent avoir une somme inférieure à 1. Lorsqu'un coefficient de cette équation est négatif, l'examen du graphique de la variance conditionnelle (Figure 10) permet de s'assurer de sa positivité. Ce caractère positif est le gage de la stabilité du modèle GARCH estimé.

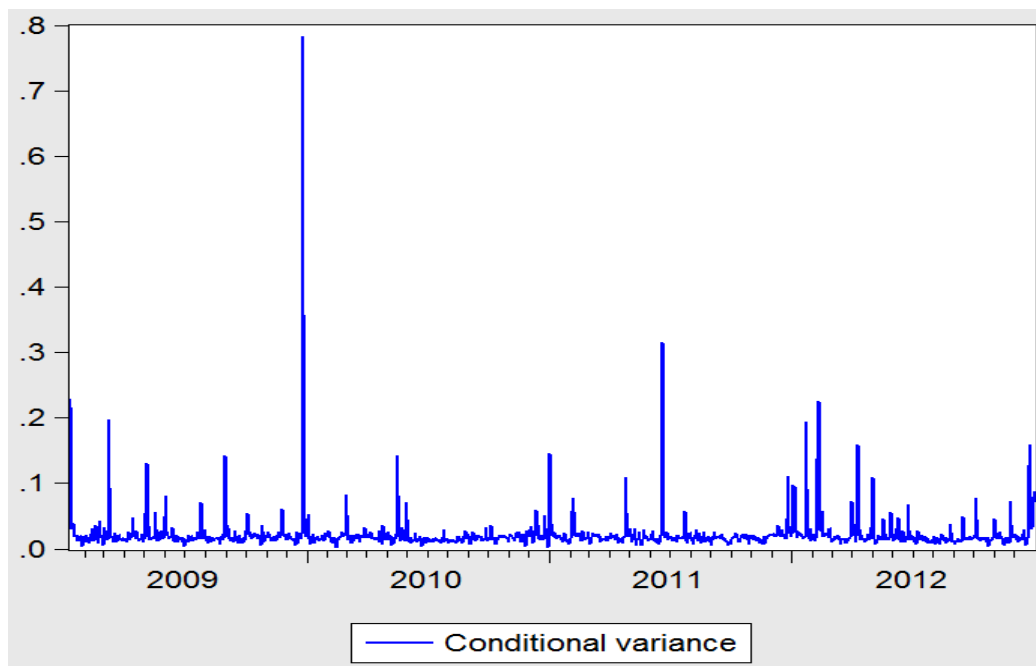


Figure 10 : Dynamique de la volatilité du prix spot de l'électricité

On observe que la prise en compte de l'électricité éolienne injectée dans la modélisation de la volatilité des prix spot de l'électricité révèle que la baisse des prix de l'électricité sous l'impact de l'éolien est marginalement plus faible (-0,059 au lieu de -0,073). En outre, l'introduction de l'électricité d'origine éolienne dans le mix énergétique allemand s'est traduite par une augmentation de la volatilité mise en évidence par le coefficient positif (+0,003) de la variable électricité éolienne dans l'équation de la variance conditionnelle des prix spot de l'électricité.

2.3.2.4 Synthèse

On peut donc conclure que l'électricité d'origine éolienne injectée dans le réseau électrique allemand s'est traduite par une baisse des prix spot de l'électricité et s'est de plus accompagnée d'une hausse de leur volatilité. L'impact n'est certes pas considérable mais il est établi de façon fiable par l'économétrie. Cet impact baissier est en partie contreba-

lancé par la fermeture de certains réacteurs nucléaires, qui a pour effet de modifier le « merit order » à court terme en faveur d'électricité thermique plus coûteuse que le nucléaire. Il est également limité par la possibilité d'exporter une partie de cette électricité éolienne excédentaire vers les pays limitrophes de l'Allemagne (y compris en France). On peut penser aussi qu'au fil du temps les gestionnaires de réseaux seront en mesure de mieux anticiper les aléas climatiques et, par un effet d'apprentissage, de mieux contrôler les injections d'électricité éolienne et solaire. La saturation des réseaux est également un facteur limitatif de cette baisse potentielle des prix spot, dans la mesure où une partie de l'électricité éolienne (notamment offshore) ne peut pas être injectée sur le réseau pour des raisons techniques. Il n'en reste pas moins vrai que cette électricité verte a des effets pervers puisque le prix spot du marché n'envoie pas les bons signaux aux investisseurs, surtout lorsqu'ils sont négatifs.

2.4 Perspectives : des prix plus bas en Allemagne qu'en France pour les plus gros industriels ?

Les choix énergétiques de la France et de l'Allemagne sont aujourd'hui fort différents. L'Allemagne veut sortir du nucléaire et donne la priorité aux énergies renouvelables qui représentent déjà 22% du mix électrique en 2012 et devraient atteindre 80% de la production d'électricité en 2050. La France a fait le choix du nucléaire et maintient le cap tout en cherchant à réduire la part du nucléaire et à conforter celle des renouvelables. Le coût du kWh nucléaire français est bas car le parc est aujourd'hui largement amorti. Le coût des renouvelables intermittentes (éolien et solaire) est relativement élevé mais ces énergies sont achetées hors marché⁶ en France comme en Allemagne à un prix garanti rémunérateur (un feed-in-tariff plus élevé en Allemagne qu'en France), ce qui n'a pas d'impact à la hausse sur le prix du marché de gros, au contraire. C'est là le paradoxe : ces énergies renouvelables intermittentes font baisser le prix de gros sur le marché spot puisqu'elles participent aux enchères à un prix nul (voir également [EWEA, 2010] et [Matthes, 2013] sur l'impact des renouvelables sur le prix spot). Ce prix de gros baisse aussi parce que la demande d'électricité est aujourd'hui atone. Ainsi, en cas de vent fort, l'offre d'électricité s'accroît, ceteris paribus, et le prix spot chute et devient parfois négatif. La volatilité du prix spot s'accroît du fait de ces injections intermittentes, comme le montre l'étude économétrique qui a été menée. Cela est coûteux pour les producteurs

⁶ Depuis 2012, une part croissante de l'électricité d'origine renouvelable est vendue en Allemagne directement sur le marché assortie d'une prime additionnelle.

comme pour les fournisseurs qui doivent procéder à des opérations de couverture via des produits dérivés.

Le couplage des marchés conduit, en théorie et en pratique lorsque l'interconnexion franco-allemande n'est pas saturée, à un prix spot unique pour la France et l'Allemagne : le prix français a tendance à suivre le prix de gros allemand. Sur ces marchés, l'étude économétrique a mis en évidence l'effet à court terme des renouvelables sur le merit order, qui conduit à faire baisser modérément le prix spot. C'est plus particulièrement le cas du prix spot allemand en raison du poids élevé des renouvelables dans le mix électrique. [Matthes, 2013] confirme cette tendance sur le spot allemand en évoquant à la fois l'impact des renouvelables et les bas prix du charbon et du carbone. Dans un premier temps, cette baisse est censée bénéficier à tous les consommateurs, surtout en Allemagne où le prix spot est le prix de référence depuis la disparition des tarifs réglementés. Ce n'est pas ce qu'on observe actuellement, surtout pour les consommateurs résidentiels pour lesquels l'impact baissier des renouvelables ne semble pas entièrement répercuté dans le prix final.

En période de saturation de l'interconnexion, des écarts de prix apparaissent sur les marchés de gros et le prix de gros allemand a de plus en plus tendance à être inférieur au prix de gros français du fait de la part plus importante des renouvelables dans la production d'électricité en Allemagne. Dès lors, ce sont les consommateurs allemands qui bénéficient de ce différentiel. Les industriels français, qui s'approvisionnent largement sur la base d'un prix calé sur le coût du nucléaire (ARENH) et pour partie sur le marché de gros, bénéficient d'un prix relativement bas, mais n'ont plus de réel avantage comparatif en termes de prix par rapport à leurs homologues allemands qui s'approvisionnent en quasi-totalité sur le marché spot. L'avantage qui existait encore en 2011 tend à disparaître puisque le prix de gros est souvent au niveau de l'ARENH voire au-dessous.

D'un autre côté, les consommateurs allemands sont soumis à des coûts additionnels destinés à financer la transition énergétique (Energiewende) : la surcharge renouvelable, qui est mutualisée sur le consommateur final via une taxe (une partie de la CSPE en France, l'EEG-Umlage en Allemagne), est en particulier bien plus élevée outre-Rhin qu'en France. Ces coûts supplémentaires sont très élevés pour les clients résidentiels : ce sont les ménages allemands, qui paient leur électricité environ deux fois plus chère qu'en France, et les petits industriels, qui supportent l'essentiel des surcoûts liés à la pénétration des renouvelables, contrairement aux industriels électro-intensifs qui bénéficiaient jusqu'en 2013 d'exonérations importantes sur l'EEG-Umlage et même sur les coûts d'accès au réseau. Les industriels gros consommateurs et électro-intensifs français supportent les coûts de réseau, qui sont inférieurs à ceux de l'Allemagne. Ainsi, les dérogations accordées aux électro-intensifs allemands peuvent conduire à un prix final plus faible en Allemagne qu'en France pour cette catégorie de clients. Avec un prix de gros

plus bas que le prix français une grande partie du temps, des exonérations de coûts de réseau et une faible contribution à l'EEG-Umlage, les électro-intensifs allemands sont en mesure d'obtenir en 2013 des prix de l'électricité souvent plus faibles que les prix payés par leurs homologues français (voir parties 2.2.3, 2.2.4 ainsi que [CRE, 2013a], [Confais et al., 2014], [EC, 2014]). Depuis début 2014, les exonérations de coûts d'accès au réseau ont disparu pour les électro-intensifs allemands. Les exonérations des plus gros consommateurs sur l'EEG-Umlage vont également très probablement être revues à la baisse [BMW, 2014], si bien que les phénomènes décrits et observés jusqu'en 2013 pourraient s'estomper.

Les injections massives d'électricité renouvelable en Allemagne ont également des effets indésirables sur les réseaux limitrophes de l'Allemagne puisqu'il faut parfois passer par la Pologne ou le Benelux pour évacuer une partie du trop-plein injecté en mer Baltique.

3 MODELISATION PROSPECTIVE ET ANALYSE DE SCENARIOS

Les différences constatées aujourd’hui entre les marchés français et allemand de l’électricité ont été décrites dans la partie précédente, ainsi que leurs conséquences sur le prix de l’électricité payé par les consommateurs finals. Afin d’étudier l’évolution de ce prix final en France et en Allemagne à l’horizon 2030, les possibles développements de ces deux marchés doivent être analysés. L’objectif de cette partie est donc triple :

- développer un modèle énergétique permettant de répondre à cette question en tenant compte des spécificités des deux pays dans un contexte européen (parties 3.1 et 3.2),
- intégrer au modèle les données les plus récentes sur les deux marchés et les contraintes qui leur sont imposées (partie 3.3),
- effectuer au moyen de ce modèle une analyse de différents scénarios afin de déterminer sur le long terme les évolutions possibles des parcs de production d’électricité et les coûts marginaux moyen de long terme dans les deux pays (parties 3.4 et 3.5).

3.1 Le modèle d’optimisation à long terme PERSEUS

3.1.1 Revue des modèles existants

Les modèles mis en œuvre pour l’analyse des systèmes énergétiques sont généralement regroupés en deux grandes classes : ceux de type « top-down » et ceux de type « bottom-up ». Cette distinction fait référence à deux approches différentes : les modèles de type « top-down » partent d’un équilibre macroéconomique qui est progressivement désagrégé, alors que les modèles de type « bottom-up » contiennent une représentation détaillée du système énergétique et des technologies le représentant. On parle également d’approches respectivement descendante et ascendante.

3.1.1.1 Les modèles de type « top-down »

Les modèles de type « top-down » sont construits sur une approche macroéconomique descendante. Ils fonctionnent à partir de fonctions de production, où l'énergie figure de façon plus ou moins détaillée comme un facteur de production substituable ou complémentaire [Zagamé, 2008]. Les principales sous-familles de modèle sont les modèles d'équilibre général calculable et les modèles économétriques.

Les modèles d'équilibre général structurent l'économie en un ensemble de marchés partiels. Pour chaque période, l'équilibre est établi par le modèle sur l'ensemble des marchés simultanément, via un ajustement par les prix. Les agents sont considérés comme rationnels et maximisent ou minimisent leurs fonctions objectif.

Pour les modèles économétriques, l'horizon se limite généralement à dix ou quinze ans, car on considère que les structures économiques se modifient trop pour que les estimations économétriques conservent leur validité au-delà. Ces relations sont estimées à partir de séries temporelles ou de données de panel [Hansen et Percebois, 2010].

3.1.1.2 Les modèles de type « bottom-up »

Les modèles de type « bottom-up » correspondent à une approche ascendante, le système énergétique y étant particulièrement détaillé. Ils contiennent en effet une paramétrisation technico-économique détaillée des procédés de production. Ainsi, la fonction de production est construite implicitement plutôt que définie explicitement [Rentz et al., 2005]. Un des avantages de ces modèles est qu'ils permettent, contrairement aux modèles de type « top-down », de prendre en compte les ruptures technologiques.

On distingue deux grandes sous-familles de modèles « bottom-up » : les modèles de simulation dans lesquels on envisage plusieurs scénarios pour la croissance économique et le prix des énergies notamment, et les modèles d'optimisation, qui supposent que les agents cherchent à maximiser ou minimiser leur fonction objectif dans un environnement économique exogène donné.

Parmi les modèles de simulation, les modèles de dynamique des systèmes permettent d'analyser le comportement d'un agent isolé réagissant aux évolutions du marché. On peut ainsi intégrer les imperfections du marché, contrairement aux modèles d'optimisation. Les systèmes multi-agents permettent eux une analyse, sur le court à moyen terme, des comportements stratégiques des agents sur les marchés. Chaque agent dispose d'un parc de production, dont les caractéristiques détaillées sont représentées dans le modèle et agit en fonction du marché et du comportement des autres agents.

Les modèles d'optimisation supposent des agents rationnels et offrent une caractérisation très détaillée de l'ensemble du secteur. Ils peuvent généralement être représentés sous la forme d'un graphe, chaque nœud représentant une installation de conversion de l'énergie et tous les nœuds étant reliés par des flux d'énergie. Toutes les unités de conversion contiennent des paramètres technico-économiques, ce qui permet une adaptation souple à l'évolution du cadre (politiques environnementales, augmentation du prix des combustibles, etc.). Le modèle PERSEUS⁷ fait partie de cette catégorie au même titre notamment que les modèles MARKAL⁸, EFOM⁹ ou encore le modèle TIMES¹⁰.

3.1.2 Le modèle PERSEUS et ses applications

Le modèle PERSEUS est un modèle d'optimisation de systèmes énergétiques à long terme, basé sur le modèle EFOM. Il appartient à la classe des modèles de type « bottom-up ». L'objectif du modèle consiste en la minimisation des dépenses totales du système (fonction objectif), sous un certain nombre de contraintes techniques, économiques et environnementales, parmi lesquelles la satisfaction d'une demande d'électricité définie de manière exogène. Pour ce faire, les variables sur lesquels agir comprennent les flux d'énergies et de matière ainsi que les capacités de production. Sur ce dernier point, les choix du modèle peuvent porter sur l'utilisation de la capacité existante, mais aussi sur la déconstruction de centrales et la construction de nouveaux moyens de production.

3.1.2.1 Hiérarchisation des données

Les données sont hiérarchisées de la manière suivante : pour une région donnée (dans le cas des modèles multi-régions), chaque secteur contient plusieurs producteurs, qui détiennent un ensemble d'unités de production, et enfin chaque unité peut fonctionner selon différents procédés. Le terme de producteur ne signifie pas qu'il s'agit nécessairement d'un producteur d'énergie : dans le secteur de la demande par exemple, les producteurs sont les consommateurs d'électricité.

En France, dans le secteur de la fourniture d'électricité, on distingue notamment les producteurs utilisant des combustibles fossiles, les producteurs d'électricité d'origine nucléaire et ceux produisant à partir de centrales hydroélectriques (les sources renouvelables sont traitées à part). Ces producteurs détiennent chacun plusieurs unités, par exemple pour les énergies fossiles, des centrales au charbon. Celles-ci peuvent fonction-

⁷ Program Package for Emission Reduction Strategies in Energy Use and Supply

⁸ MARKet ALlocation

⁹ Energy Flow Optimization Model

¹⁰ The Integrated MARKAL-EFOM System

ner selon différents procédés, soit pour produire de l'électricité, soit pour produire de la chaleur soit les deux par le biais de la cogénération. Chaque procédé contient donc des caractéristiques technico-économiques telles que les rendements, la disponibilité, la durée de vie, les coûts liés à l'investissement et les coûts d'exploitation.

3.1.2.2 Flux d'énergie

On distingue trois types de flux : les flux d'importation, les flux d'exportation et les flux intermédiaires. Les deux premiers permettent de fixer le cadre exogène du modèle, que ce soit les prix ou le potentiel d'exploitation des combustibles pour les flux d'importation, ou la demande finale pour les flux d'exportation. Les flux intermédiaires constituent les flux d'énergies qui relient les producteurs entre eux. Ces flux peuvent être assortis de caractéristiques comme des valeurs maximales ou minimales, des coûts variables et des pertes. Par exemple, les procédés de production d'électricité sont reliés aux producteurs de demande par des flux représentant les réseaux de transport et de distribution.

Les combustibles sont importés dans le modèle à la fois par l'intermédiaire d'un marché mondial et sous la forme de ressources locales pour chaque pays. Des coûts sont associés aux flux reliant les marchés locaux ou mondiaux aux producteurs, reflétant ainsi les prix des combustibles en Europe.

3.1.2.3 Fonction objectif : minimisation des dépenses totales

La fonction objectif, qui minimise les dépenses totales du système, est représentée par l'Equation 2. Les deux premiers termes correspondent aux coûts liés aux flux d'énergie : le terme (1) concerne les coûts d'importation des combustibles, le terme (2) correspond aux coûts de transport liés aux flux intermédiaires. Les quatre termes suivants représentent les coûts liés à la production d'énergie. Le terme (3) correspond aux coûts variables d'exploitation (hors combustible), le terme (4) aux coûts fixes d'exploitation et le terme (5) aux coûts liés à l'investissement dans de nouvelles capacités de production. Le terme (6) représente lui les coûts liés à la variation de la charge. Enfin, le terme (7) permet de prendre en compte les coûts liés aux émissions de gaz à effet de serre : le niveau d'activité d'un procédé, qui est une variable du modèle, est multiplié par le facteur d'émission dudit procédé et par le prix du certificat de CO₂ qui est défini dans ce modèle de manière exogène. L'ensemble de ces termes, sommés et actualisés avec le facteur d'actualisation α_t , constituent la fonction objectif à minimiser. Pour le facteur d'actualisation, un taux de 10%, prenant en compte notamment un facteur de risque élevé, est retenu.

Equation 2 : Fonction objectif du modèle PERSEUS de l'étude

$$\begin{aligned}
\min \sum_{t \in T} \alpha_t \cdot & \left(\sum_{imp \in IMP} \sum_{ec \in EC} \sum_{prod' \in PROD'_{imp,ec}} (FL_{imp,prod',ec,t} \cdot C_{fuel_{imp,prod',ec,t}}) \right) & (1) \\
& + \sum_{prod \in PROD} \sum_{ec \in EC} \sum_{prod' \in PROD'_{prod,ec}} (FL_{prod,prod',ec,t} \cdot (Cvar_{prod,prod',ec,t} + C_{fee_{prod,prod',ec,t}})) & (2) \\
& + \sum_{proc \in GENPROC} (PL_{proc,t} \cdot Cvar_{proc,t}) & (3) \\
& + \sum_{unit \in UNIT} \left(\begin{aligned} & (Cap_{unit,t} \cdot Cfix_{proc,t}) & (4) \\ & + (NewCap_{unit,t} \cdot Cinv_{unit,t}) & (5) \\ & + \sum_{ts \in SEAS} (LVup_{unit,ts-1,ts,t} + LVdown_{unit,ts-1,ts,t}) \cdot Cload_{unit,t} \end{aligned} \right) & (6) \\
& + \sum_{proc \in GENPROC} (PL_{proc,t} \cdot EF_{proc} \cdot P_{CO_2,t}) & (7)
\end{aligned}$$

3.1.2.4 Contraintes du modèle

Comme évoqué précédemment, la fonction objectif est minimisée sous un certain nombre de contraintes techniques, économiques et environnementales.

A titre d'exemple, l'Equation 3 illustre l'équation-bilan implémentée dans le modèle afin de s'assurer de l'égalité, pour toute période t et pour tout intervalle temporel ts^{11} , entre les flux entrant dans un producteur et les flux sortant de ce producteur.

Equation 3 : Equation-bilan des flux en tout nœud du modèle

$$\begin{aligned}
& \sum_{imp \in IMP} FL_{imp,prod,ec,t,ts} + \sum_{prod' \in PROD_{prod,ec}} FL_{prod',prod,ec,t,ts} + \sum_{proc \in GENPROC_{prod,ec}} PL_{proc,t,ts} \cdot \lambda_{proc,ec} \\
& = \sum_{exp \in EXP} FL_{prod,exp,ec,t,ts} + \sum_{prod' \in PROD'_{prod,ec}} FL_{prod,prod',ec,t,ts} + \sum_{proc \in DEMPROC_{prod,ec}} PL_{proc,t} \cdot \frac{\lambda_{proc,ec}}{\eta_{proc,ec}} \cdot f_{proc,t,ts} \\
& \forall t \in T; \quad \forall ts \in SEAS; \quad \forall prod \in PROD; \quad \forall ec \in EC
\end{aligned}$$

¹¹ La modélisation prend en compte non seulement les périodes, c'est-à-dire, les années de références considérées, mais également des intervalles temporels représentant la saisonnalité via des jours types (ouvré, week-end) et des heures types. Ces aspects sont développés plus en détail dans la partie 3.2.1.

Par ailleurs, l'Equation 4 représente un autre exemple de contrainte technique garantissant que la capacité installée d'une unité de production constitue une limite supérieure pour l'utilisation des procédés qu'elle contient.

Equation 4 : Limitation de l'activité des procédés par la capacité installée

$$Cap_{unit,t} \cdot Avai_{unit,t} \cdot h_{ts} \geq \sum_{proc \in PROC_{unit}} PL_{proc,t,ts} \quad \forall t \in T; \quad \forall unit \in UNIT; \quad \forall ts \in SEAS$$

Enfin, la satisfaction de la demande est illustrée par l'Equation 5 : la demande D , qui est définie de manière exogène sur l'ensemble de l'horizon temporel pour chaque pays ou région r , doit être satisfaite par la somme des flux d'énergie, et ce pour toute période t et tout intervalle temporel ts .

Equation 5 : Satisfaction de la demande

$$\sum_{prod \in PROD} \sum_{exp \in EXP} FL_{prod,exp,t,ts} = D_{r,t,ts} \quad \forall r \in REG; \quad \forall t \in T; \quad \forall ts \in SEAS$$

De nombreuses autres contraintes sont implémentées dans le modèle. Elles sont d'ordre technique (par ex. heures de pleine charge), économique (par ex. prise en compte des coûts liés aux variations de charge) ou environnemental (objectifs renouvelables, calcul des émissions de chaque procédé de production, qui interviennent elles-mêmes dans la fonction objectif).

3.1.2.5 Applications de la modélisation PERSEUS

Les modèles de la famille PERSEUS trouvent diverses applications répondant aux diverses problématiques posées dans les mondes politiques et industriels. On s'intéressera ici aux modèles multi-régions, notamment les modèles PERSEUS-CERT (marché européen des permis d'émission) et PERSEUS-RES-E (intégration des énergies renouvelables), sur lesquels est basé le modèle PERSEUS-CFE.

Marché des permis d'émission : PERSEUS-CERT

Le modèle PERSEUS-CERT, développé par [Enzensberger, 2003], permet la prise en compte du système européen d'échanges de permis d'émission de manière intégrée afin d'en analyser les impacts technologiques et économiques sur le secteur électrique. A chaque pays modélisé est allouée une quantité de permis évoluant sur l'ensemble de l'horizon temporel du modèle. Le processus d'optimisation permet de déterminer les choix technologiques en fonction de cette contrainte, à savoir s'il est plus économique

pour un pays d'investir dans une technologie peu émettrice en gaz à effet de serre ou bien d'acquérir les permis nécessaires directement sur le marché, voire même d'utiliser l'option de paiement d'une pénalité libératoire. Dans un mécanisme de marché comme l'EU-ETS (European Emissions Trading System), la minimisation des coûts est garantie par le mécanisme suivant : les producteurs ou les secteurs pour lesquels les coûts de dépollution sont inférieurs au prix de marché des permis vont diminuer leurs émissions et vendre leurs permis sur le marché jusqu'à ce que le coût d'une unité supplémentaire de dépollution soit égal au prix de marché des permis. Réciproquement, les producteurs ou les secteurs pour lesquels les coûts de dépollution sont supérieurs au prix de marché vont acquérir des permis jusqu'à ce que le coût marginal de dépollution soit égal au prix de marché des permis. A l'équilibre, le prix des permis est donc égal au coût marginal de dépollution de l'ensemble des acteurs.

Grâce à une fonction objectif adaptée intégrant les coûts liés à ce mécanisme, le modèle livre en sortie un prix du certificat de CO₂.

Intégration des énergies renouvelables : PERSEUS-RES-E

Le modèle PERSEUS-RES-E [Rosen, 2008] permet une modélisation détaillée de la production d'électricité d'origine renouvelable dans l'Union européenne. Il s'agit d'un modèle multi-régions, basé sur PERSEUS-CERT, contenant pour chaque région des informations détaillées sur les coûts et les potentiels de développement des énergies renouvelables.

La production d'électricité d'origine renouvelable est traitée séparément de la production conventionnelle, chaque région possédant un secteur renouvelable, dans lequel les producteurs disposent de centrales constituant le parc existant ainsi que de potentiels de développement pour chaque porteur d'énergie. L'apport principal est justement constitué par la prise en compte de ces potentiels. Pour chacun de ces potentiels, les coûts associés ont été évalués en se basant sur l'étude de [Klobasa et Ragwitz, 2004]. Au final, on obtient pour chaque pays et pour chaque porteur d'énergie une courbe de coûts-potentiels. Pour des besoins pratiques, les potentiels présentant des coûts semblables sont regroupés pour former une fonction en escalier. La Figure 11 illustre l'exemple de la France pour certains porteurs d'énergie.

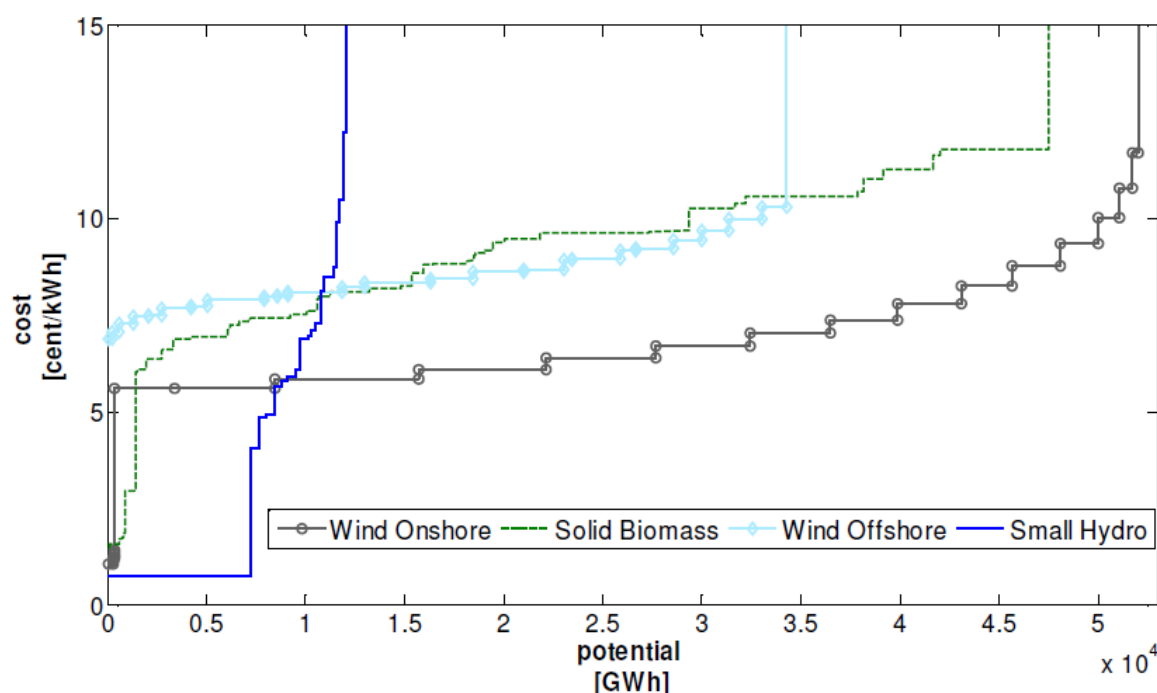


Figure 11 : Courbes de coûts-potentiels des énergies renouvelables pour la production d'électricité en France

Source : [Rosen, 2008]

Les potentiels présentent donc des caractéristiques technico-économiques différentes, comme des coûts de production et des facteurs de charge, qui sont pris en compte dans les choix du modèle.

Dans le modèle, les coûts liés à l'investissement et les coûts d'exploitation sont agrégés et considérés comme des coûts variables en fonction d'une durée annuelle d'utilisation en pleine charge et d'une durée de vie définies pour chaque potentiel.

En parallèle de ces courbes de coûts-potentiels de développement des énergies renouvelables pour la production d'électricité dans chaque pays, il est possible de fixer des objectifs de développement contraignants, qui seront alors atteints obligatoirement, quel que soit l'impact sur les coûts de production. Il peut s'agir d'objectifs de production ou de capacité installée, globaux ou régionaux, et ces objectifs peuvent concerner l'ensemble des sources renouvelables ou bien être segmentés par technologie ou par porteur d'énergie. Cette méthode est ainsi parfaitement adaptée à la prise en compte des objectifs contenus dans les plans d'actions nationaux (NREAP, National Renewable Energy Action Plans).

Modélisation détaillée des marchés français et allemand : PERSEUS-CFE

Dans le cadre de la présente étude, le modèle PERSEUS-CFE a été développé, sur la base des modèles PERSEUS-CERT et PERSEUS-RES-E précédemment évoqués¹². La version du modèle qui a servi à cette recherche contient donc les derniers développements méthodologiques intégrés à la famille des modèles PERSEUS, auxquels il convient d'ajouter :

- les développements méthodologiques entrepris dans le cadre de cette étude, principalement sur la structure temporelle, qui sont présentés dans la partie 3.2,
- la mise à jour détaillée de la base de données sur les marchés français et allemand de l'électricité, présentée dans la partie 3.3.

En revanche, le modèle PERSEUS-CFE ne considère pas de marché des émissions tel qu'il est décrit précédemment pour le modèle PERSEUS-CERT. En raison notamment de problèmes liées au temps de calcul mais également à l'état actuel du marché européen des permis d'émissions, il a été choisi de considérer un prix exogène du carbone sur l'ensemble de la période (voir 3.3.6.2). En outre, le fait de limiter l'analyse au secteur de l'électricité rend difficile la prise en compte du marché des permis et exige donc un certain nombre de simplifications qui en réduit la pertinence dans le cadre de cette étude.

3.2 Développements méthodologiques

Sur la base du modèle PERSEUS détaillé précédemment et de ses applications, le modèle PERSEUS-CFE a été mis en œuvre à travers plusieurs développements méthodologiques. Le développement le plus important consiste en une modification en profondeur de la structure temporelle du modèle (partie 3.2.1) pour une meilleure prise en compte des phénomènes de pointe liés à la demande d'électricité, phénomènes particulièrement marqués en France. Cette adaptation du modèle permettra notamment de gagner en précision sur les coûts marginaux de long terme de production d'électricité (partie 3.2.2).

3.2.1 Modification de la structure temporelle

Pour des raisons liées à une mémoire système limitée et au temps de calcul, il n'est pas possible de modéliser chaque heure ou même chaque année de l'horizon temporel considéré. L'optimisation porte donc sur des années représentatives des différentes pé-

¹² A la différence du modèle PERSEUS-CERT, le modèle PERSEUS-CFE considère un prix du permis de CO₂ défini de manière exogène en entrée de modèle, tel que décrit dans la fonction objectif (cf. partie 3.1.2.3).

riodes de l’horizon temporel étudié. Dans le cadre du modèle PERSEUS-CFE, l’horizon temporel est de 25 ans, entre 2010 et 2034, ce dernier étant subdivisé en périodes de cinq ans. L’optimisation porte donc sur les « années de base » 2010, 2015, 2020, 2025 et 2030, l’ensemble des paramètres du modèle étant supposés constants entre deux « années de base » successives.

Par ailleurs, toute année est subdivisée en un ensemble d’intervalles de temps représentatifs. Chaque intervalle dispose d’un poids normé, représentant la part de la consommation annuelle dans cet intervalle, permettant ainsi de modéliser la courbe de charge pour chaque pays. Dans le modèle qui a servi de point de départ à cette étude, 126 intervalles de temps sont considérés, correspondant à 21 intervalles pour chacun des 6 jours-types (1 jour ouvré et 1 jour de week-end pour chacun des trois saisons « été », « hiver » et une saison « transitoire » regroupant l’automne et le printemps). Les données fournies par les gestionnaires de réseau et les producteurs permettent de modéliser ainsi une courbe de charge électrique pour chaque pays considéré.

Afin de mieux représenter les fluctuations de la demande d’électricité, qui sont par ailleurs particulièrement importantes en France, il a été décidé de répartir la consommation en un plus grand nombre d’intervalles de temps. Le modèle PERSEUS-CFE considère ainsi 150 intervalles de temps, dont la répartition n’est pas basée sur les données calendaires, mais sur les niveaux de demande constatés. Dans cette nouvelle structure temporelle, les saisons sont fictives, i.e. elles ne représentent pas l’évolution calendaire de la demande. Les poids des 150 intervalles correspondent à la répartition des niveaux de demande dans l’année. Ceux-ci sont définis à partir des données d’ENTSO-E [ENTSOE, 2013] de l’année 2010 concernant la demande horaire d’électricité pour l’ensemble des pays du modèle à l’exception de la France pour laquelle les données proviennent de RTE [RTE, 2013a]. Les jours ont été répartis dans un premier temps en deux catégories selon qu’il s’agit de jours ouvrés ou de jours de week-end. Les 5 jours de week-end présentant la demande moyenne la plus faible et les 5 jours ouvrés présentant la demande moyenne la plus élevée ont été isolés pour représenter respectivement les saisons « low » et « peak ». Ensuite, pour chaque catégorie, les jours restants ont été classés en quartiles, en fonction de la demande moyenne journalière, que l’on assimilera à des fins pratiques à des saisons : le premier quartile correspond à l’été, le second au printemps, le troisième à l’automne et le quatrième à l’hiver. Chaque saison est alors représentée par un jour type comportant 24 niveaux de demande correspondants aux moyennes saisonnières pour chaque heure des journées concernées. Pour les jours de week-end, qui présentent une moindre volatilité, les intervalles sont regroupés en 6 créneaux de 4 heures. Il en résulte alors :

- quatre saisons comportant chacune 1 jour ouvré de 24 intervalles (horaires) et 1 jour de week-end de 6 intervalles,

- deux saisons supplémentaires correspondant aux extrema de demande :
 - la saison « low » contenant 6 intervalles, et
 - la saison « peak » contenant 24 intervalles.

La répartition temporelle retenue est supposée constante sur l'ensemble de l'horizon considéré.

La Figure 12 témoigne de l'apport de cette nouvelle répartition temporelle de la consommation électrique. Non seulement la méthodologie est plus fine puisque chaque année est subdivisée en 150 intervalles contre 126 auparavant, mais elle permet surtout une meilleure prise en compte des variations de la consommation et bénéficie de données plus récentes sur la répartition de la charge. On observe ainsi la prise en compte d'une demande plus élevée en hiver et plus faible en été, en grande partie due à la répartition de l'ancienne saison « transitoire » en « printemps » et « automne », mais surtout une meilleure considération des phénomènes de pointe via la nouvelle saison « peak » introduite. Les tests conduits pour valider cette modification de la structure temporelle montrent en particulier une meilleure prise en compte des besoins en moyens flexibles de production thermique fossile hors nucléaire. Celle-ci demeure néanmoins limitée. C'est pour cette raison que le modèle dispose de restrictions supplémentaires ayant pour but d'assurer l'existence d'une capacité installée suffisante pouvant adapter sa production de manière rapide et ainsi compenser des fluctuations de court terme, celles-ci ne pouvant pas être considérées dans un modèle de long terme. Il y a par conséquent une obligation de construire une capacité de réserve qui croît de manière graduelle. En réalité, ces installations ne seront que partiellement opérées en fonction des signaux du marché.

En outre, une équation supplémentaire garantit que la capacité installée garantie dans tout pays et pour tout time slot doit couvrir la puissance maximale requise dans cette région en période de pointe, augmentée d'une puissance additionnelle de réserve.

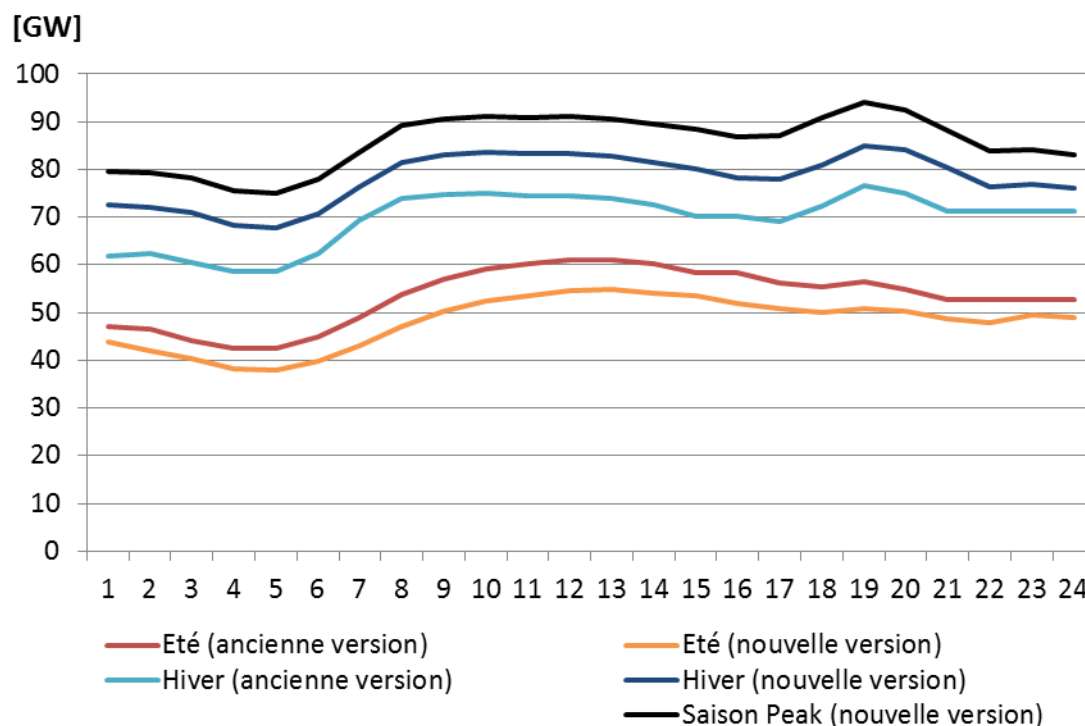


Figure 12 : Comparaison de la demande en jours-types ouvrés (été, hiver) en France en 2010 selon la structure temporelle retenue

Sources : [RTE, 2013a], [ENTSOE, 2013]

3.2.2 Coûts marginaux de long terme

Une fois résolu le problème linéaire, c'est-à-dire lorsque la solution optimale a été trouvée et que les dépenses totales du système sont minimisées, il est possible de calculer le coût marginal de long terme lié à la production d'électricité (cf. Equation 6).

$SEAS_ELEC_BAL_{r,ts,t}$ est l'équation bilan saisonnière des flux du modèle (cf. Equation 3). Appliquée ici aux procédés de demande p_{dem} , elle permet de respecter la contrainte selon laquelle, pour tous les intervalles de temps ts , la somme des flux entrants (production d'électricité) doit être égale au niveau de demande requis. Le coût marginal dans un intervalle ts correspond ainsi au coût lié à l'augmentation de la demande d'une unité supplémentaire (notée $SEAS_ELEC_BAL_{r,ts,t} \cdot m$ dans l'Equation 6). Il en résulte, dans une perspective de long terme, que ce coût marginal comprend également les coûts fixes (d'exploitation) ainsi que les coûts du capital liés à un éventuel investissement si ce dernier est nécessaire pour produire l'unité supplémentaire. Par conséquent, aucun mécanisme de capacité n'est pris en compte.

La moyenne établie dans l'Equation 6 permet ainsi de déterminer le coût marginal moyen annuel, c'est-à-dire la moyenne pondérée des coûts marginaux sur tous les inter-

valles de temps ts de l'année t . Le taux d'actualisation retenu de 10% est évoqué dans la partie 3.1.2.3.

Equation 6 : Calcul du coût marginal annuel moyen de la production d'électricité

$$C_{r,t} = \frac{1}{\alpha_t} \cdot \sum_{ts=1}^n \omega_{ts,p_{dem}} \cdot SEAS_ELEC_BAL_{r,ts,t} \cdot m \quad \forall r \in R, \forall t \in T$$

r : pays

t : année

ts : intervalle temporel (timeslot)

p_{dem} : procédé de demande

α_t : facteur d'actualisation pour l'année t (taux retenu 10%)

$\omega_{ts,p_{dem}}$: poids normé de ts dans l'année pour le procédé de demande p_{dem}

n : nombre de timeslots dans une année

$C_{r,t}$: coût marginal annuel moyen de la région r dans l'année t

Le gain en précision dans la structure temporelle du modèle, tel que décrit dans la partie 3.2.1, permet ainsi un gain direct en précision sur les coûts marginaux de long terme via la prise en compte améliorée des phénomènes de pointe.

3.2.3 Indicateur de convergence des coûts marginaux en Europe

Afin d'évaluer le degré de convergence des coûts marginaux en Europe, un indicateur de convergence est calculé pour chaque année t : il s'agit d'un écart-type pondéré des coûts marginaux en pourcentage de la moyenne pondérée.

En conséquence, une valeur élevée de l'indicateur montrera une forte dispersion des coûts marginaux de production en Europe, tandis qu'une valeur faible va dans le sens d'une harmonisation de ces coûts marginaux.

Equation 7 : Indicateur de convergence des coûts marginaux en Europe

$$SD_t = \frac{1}{\sum_{r \in R} \sum_{ts \in TS} D_{r,ts,t}} \cdot \sum_{ts \in TS} \frac{1}{WA_{ts,t}} \cdot \sum_{r \in R} \left(\sqrt{(C_{r,ts,t} - WA_{ts,t})^2} \cdot D_{r,ts,t} \right) \quad \forall t \in T$$

$$WA_{ts,t} = \frac{1}{\sum_{r \in R} D_{r,ts,t}} \cdot \sum_{r \in R} C_{r,ts,t} \cdot D_{r,ts,t} \quad \forall ts \in TS, \quad \forall t \in T$$

r : pays

ts : time slot

t : année

$C_{r,ts,t}$: coût marginal moyen de la région r dans l'année t et le timeslot ts

$D_{r,ts,t}$: demande d'électricité de la région r dans l'année t et le timeslot ts

$WA_{ts,t}$: moyenne européenne des coûts marginaux pondérée par la production

3.3 Base de données

Le modèle PERSEUS-CFE ainsi développé est paramétré via un grand nombre de données exogènes constituant un modèle européen dans lequel chaque pays dispose de ses propres caractéristiques (parc de production existant, options d'investissement futures, technologies renouvelables, ressources locales, etc.). Les pays considérés dans le modèle sont au nombre de 22 : Allemagne, Autriche, Belgique, Danemark, Espagne, France, Finlande, Grèce, Hongrie, Irlande, Italie, Luxembourg, Pays-Bas, Pologne, Portugal, République Tchèque, Royaume-Uni, Slovaquie, Slovénie, Suède, ainsi que deux pays non membres de l'Union européenne que sont la Norvège et la Suisse.

Dans les parties suivantes, les données d'entrée du modèle sont spécifiées en portant une attention particulière sur la France et l'Allemagne.

3.3.1 Evolution de la demande d'électricité

La demande finale d'électricité est une donnée d'entrée exogène du modèle : elle représente la consommation intérieure nette et est fixée sur la période 2010-2030. Les possibilités de réduction de la demande liées aux différents instruments d'efficacité énergétique et de maîtrise de la demande sont donc prises en compte de manière ex ante.

La Figure 13 présente l'évolution de la consommation intérieure nette d'électricité en France et en Allemagne jusqu'en 2030. En France, une augmentation modérée de la de-

mande est anticipée, en accord avec les prévisions de croissance sous-jacentes au scénario « base » à court et moyen terme (2018) et au scénario « médian » de long terme (2030) de RTE [RTE, 2012]. Ceux-ci contiennent des hypothèses centrales sur l'ensemble des variables qui déterminent la demande ainsi que sur les efforts en termes d'efficacité énergétique. La consommation nette atteint ainsi 501,4 TWh en 2030¹³, soit une croissance de 11,6% par rapport à 2013.

En Allemagne, la tendance révèle une certaine stabilité dans l'évolution de la consommation d'électricité (+1,3% en 2030 par rapport à 2013, soit 535,5 TWh, correspondant à l'ensemble des scénarios du plan allemand de développement des réseaux de transport [Feix et al., 2013].

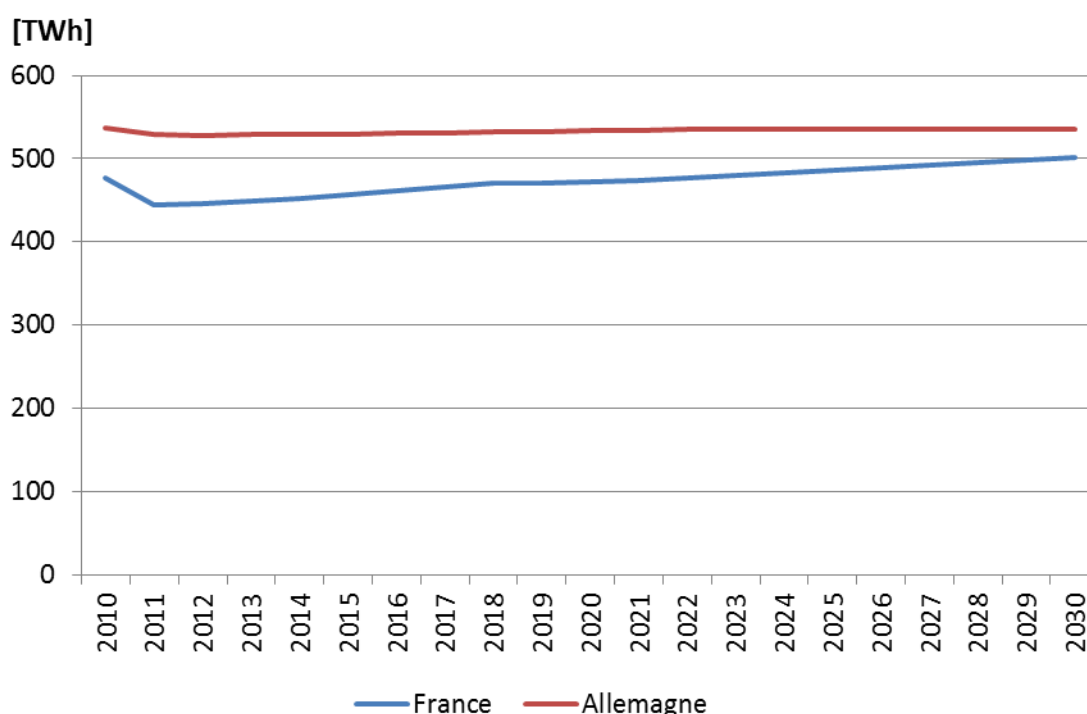


Figure 13 : Consommation intérieure nette d'électricité en France et en Allemagne

Sources : [RTE, 2012], [Feix et al., 2013]

3.3.2 Courbe de fin de vie du parc de production existant

Pour tout pays du modèle, la demande finale exogène d'électricité doit être satisfaite par un ensemble de flux liés soit au parc de production existant, soit aux options

¹³ Cette consommation nette est calculée en fonction des estimations de [RTE, 2012] concernant la consommation brute et auxquelles ont été retirées des pertes supposées constantes en pourcentage de la consommation brute. Celles-ci sont en effet déjà prises en compte dans le modèle.

d'investissement choisies durant le processus d'optimisation. Le parc de production existant dans chaque pays est modélisé par des processus de transformation de l'énergie, comprenant donc un certain nombre de paramètres technico-économiques dont la capacité installée et son évolution jusqu'en 2030 suite aux différentes fermetures de centrales prévues. Ces données constituent ainsi une sorte de « courbe de fin de vie » pour la puissance installée dans chaque pays du modèle. A titre d'exemple, ces courbes de fin de vie sont présentées ci-après pour la France et l'Allemagne.

France

La courbe de fin de vie de la puissance installée en France, c'est-à-dire l'évolution du parc existant en 2012 entre 2012 et 2030, est présentée sur la Figure 14. Avec une puissance totale installée de 128,7 GW en 2012, la France dispose d'un parc où la technologie nucléaire est largement prédominante (63,1 GW soit 49% de la puissance totale). Le reste est en grande partie couvert par la puissance thermique classique (22% pour le gaz, le charbon et le fioul), la capacité hydroélectrique (20%), éolienne (6%) et les autres porteurs d'énergie renouvelables.

La courbe de fin de vie du parc existant est largement dépendante des hypothèses formulées sur les dates de fermeture des centrales. Dans le cadre de cette étude, les hypothèses sur le parc nucléaire français sont les suivantes (voir également la définition des scénarios dans la partie 3.4) :

- la capacité nucléaire installée décroît avec l'arrivée à 40 ans des centrales existantes (fermeture à la date de la visite décennale, à l'exception de la centrale de Fessenheim, dont la fermeture est prévue courant 2016),
- l'allongement de la durée d'utilisation du parc actuel est considéré comme un investissement nouveau. Lors du processus d'optimisation, le modèle peut donc choisir de prolonger ou non, pour chaque année de base modélisée, la capacité nucléaire arrivée à 40 ans moyennant l'investissement de jouvence¹⁴ nécessaire (dans les scénarios de sortie du nucléaire, cette option est désactivée, cf. partie 3.4).

L'évolution de la puissance installée des centrales thermiques à combustible fossile est basée sur les fermetures prévues d'une grande partie d'entre elles en raison de la non-conformité avec les normes européennes d'émission de polluants atmosphériques [RTE, 2012]. Pour d'autres centrales thermiques, mais également pour les installations éo-

¹⁴ L'investissement de jouvence total, estimé initialement à 55 Mrd € pour la période 2011-2025 d'après [Cour des comptes, 2012a], a été réévalué à 62,5 Mrd € d'après [Cour des comptes, 2014]. Une partie des investissements de jouvence doit être réalisée, même si les centrales sont arrêtées lorsqu'elles atteignent 40 ans, en partie pour des raisons de sûreté. On suppose, dans le cadre de cet investissement, que l'ensemble des questions de sûreté sont réglées et qu'aucun investissement supplémentaire n'est nécessaire.

liennes et photovoltaïques, les dates de fermeture ont été estimées en fonction des dates de mise en service et de durées de vie moyennes. Pour les centrales hydroélectriques, le parc a été supposé constant en l'absence d'éléments permettant d'estimer l'évolution de la capacité existante.

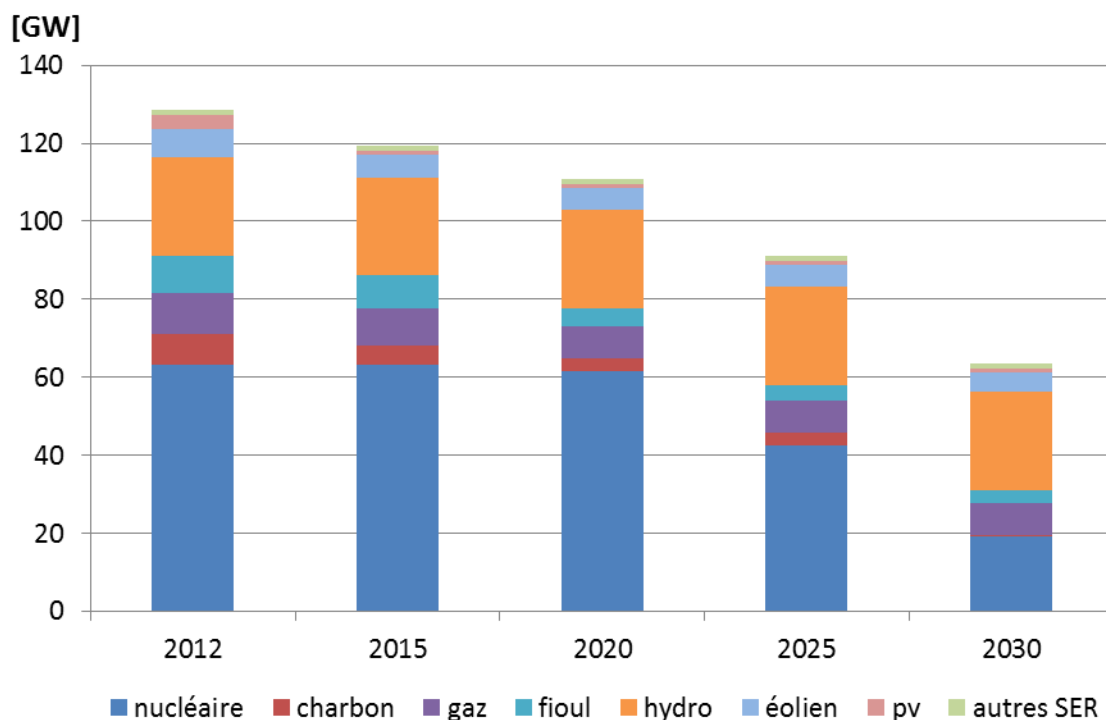


Figure 14 : Courbe de fin de vie du parc de production d'électricité existant en France

Sources : [RTE, 2012], [DFIU, 2014]

A l'horizon 2030, la puissance nucléaire installée restante est de 19,2 GW, ce qui correspond à une perte d'environ 70% par rapport à 2012. La perte relative est encore plus forte pour les centrales fonctionnant au charbon (-96%) et est importante également pour les centrales au fioul (-65%). Les centrales au gaz sont supposées subir une perte de capacité plus faible, de l'ordre de 21%, la plupart des centrales au gaz étant des cycles combinés construits récemment. Aucune hypothèse n'a par ailleurs été faite concernant l'évolution des centrales hydroélectrique historiques. Au total, la puissance installée des centrales actuellement en service en France chute de 128,7 GW en 2012 à 63,5 GW en 2030, soit une baisse de 51%. Cette capacité devra donc être compensée par de nouveaux investissements. La liberté est également laissée au modèle de déconstruire des centrales avant la fin de vie considérée.

Allemagne

En Allemagne, la puissance installée en 2012 est de 177,5 GW avec un mix beaucoup plus diversifié qu'en France (éolien 18%, photovoltaïque 18%, charbon 17%, lignite 14%, gaz 14%, nucléaire 7%, hydroélectricité 6%, fioul 4%, le reste étant couvert en partie par des porteurs d'énergie renouvelable comme la biomasse et le biogaz).

De même qu'en France, la courbe de fin de vie du parc est construite sur la base d'hypothèses liées aux prévisions de fermeture des centrales, avec notamment la sortie du nucléaire en 2022. L'évolution de la puissance installée en Allemagne, présentée sur la Figure 15, montre une perte totale de capacité de l'ordre de 53% (83,6 GW en 2030). Au-delà de la sortie anticipée du nucléaire, cette perte repose essentiellement sur la puissance thermique (fioul -82%, lignite -58%, charbon -48%, gaz -50%) et éolienne (-71%).

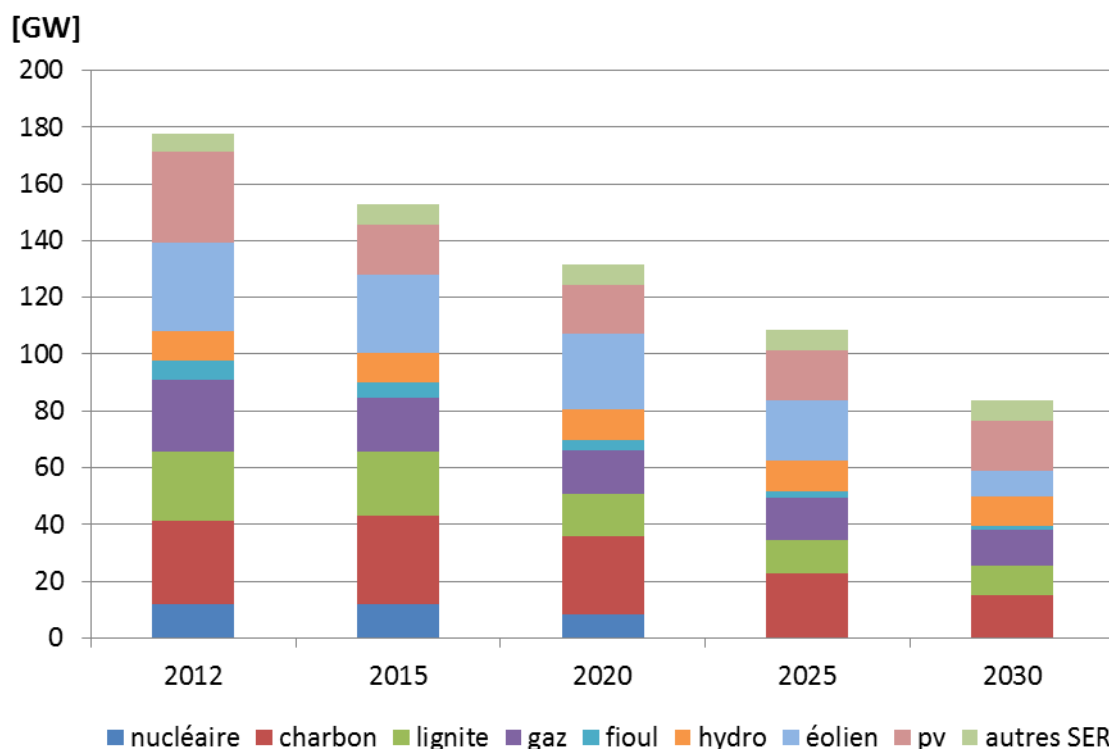


Figure 15 : Courbe de fin de vie du parc de production d'électricité existant en Allemagne

Source : [BDEW, 2013a], [DFIU, 2014]

Selon les hypothèses retenues, la France et l'Allemagne subissent une perte de capacité de production d'électricité, respectivement de 51% et 53%, en dépit d'une demande relativement stable en Allemagne et même modérément croissante en France à l'horizon

2030. Dans ce contexte, un plan d'investissement est nécessaire pour assurer l'équilibre offre-demande à long terme.

3.3.3 Les coûts du nucléaire français

Il a été choisi dans cette étude d'intégrer les valeurs présentées dans le rapport de la Cour des comptes ([Cour des comptes, 2014]) sur les coûts de la filière électronucléaire française aux caractéristiques économiques des réacteurs nucléaires français. Pour cela et afin que l'ensemble des dépenses liées au maintien de la production nucléaire française à l'horizon 2030 soient prises en compte, il a fallu recourir à un ensemble de simplifications.

Selon ce rapport, l'investissement total d'EDF pour la période 2011-2025 doit s'élever à 62,5 Mrd €, soit une moyenne annuelle de 4,2 Mrd €. Si une partie de cet investissement pourrait permettre le maintien en activité des réacteurs existants après 40 ans sous réserve de l'accord de l'ASN, une part importante devra être réalisée quelle que soit la durée de vie des réacteurs. Le Tableau 16 illustre la répartition estimée des investissements pour la période 2014-2025.

Tableau 16 : Répartition des investissements d'EDF entre 2014 et 2025 [Cour des comptes, 2014]

Source : [Cour des comptes, 2014]

Type d'investissement	%
Suite Fukushima Daiichi	16%
Prolongation de la durée d'exploitation	34%
Maintenance et rénovation	29%
Exploitation (maintenance courante)	15%
Autres projets patrimoniaux	6%

On suppose ici qu'il est possible de séparer les investissements opérés avant l'arrivée à 40 ans des réacteurs et indépendants de la prolongation ou non de la durée de vie et les investissements qui ont pour but de permettre cette prolongation. Ces derniers viendront donc s'ajouter aux autres investissements uniquement dans le cas où la durée de vie des réacteurs est prolongée.

Ces dépenses, malgré leur comptabilisation en charges de capital, sont intégrées au modèle sous la forme de dépenses fixes d'exploitation. Il s'agit de séparer ces investissements des coûts de construction du parc qui, eux, sont supposés amortis. De par cette simplification, l'ensemble des dépenses relatives au maintien de la production nucléaire en France sera prise en compte dans les décisions conduisant à l'équilibre optimal. Les dépenses annuelles moyennes sont présentées dans le Tableau 17. Elles sont calculées à partir des pourcentages du Tableau 16 et s'ajoutent aux coûts d'exploitation également fournis dans le rapport (Tableau 18). On suppose néanmoins que ces investissements seront répartis sur la période 2011-2033, et cela pour permettre la prise en compte d'un coût du capital pour l'option de prolongation.

Tableau 17 : Répartition des investissements de jouvence non liés à la durée de vie des centrales

Type d'investissement	Total (2011-2033) Mrd € ₂₀₁₀	Annuités	
		Mio € ₂₀₁₀ /a	€ ₂₀₁₀ /kW/a
Suite Fukushima-Daiichi	11	478	7,6
Maintenance et rénovation	18	788	12,5
Exploitation	9	407	6,5
Autres	4	163	2,6
TOTAL	42	1836	29,1

Enfin, dans le but d'intégrer les dépenses liées à la prolongation de la durée de vie, une nouvelle option d'investissement a été créée. Celle-ci présente les mêmes caractéristiques techniques ainsi que les mêmes coûts d'exploitation que les réacteurs existants, mais la mise en service exige un nouvel investissement en capital. Celui-ci est calculé sur la base des estimations de la Cour des comptes sur l'investissement total d'ici à 2033 permettant de couvrir la totalité du parc électronucléaire, à savoir 90 Mrd €, l'hypothèse simplificatrice étant que cet investissement supplémentaire par rapport aux 62,5 Mrd € d'ici 2025 serait uniquement consacré à l'extension de la durée de vie¹⁵ : soit 27 Mrd € qui s'ajoutent à l'investissement de 21 Mrd € calculé pour la période 2011-2025. Cela correspond à une moyenne de 757 €/kW¹⁶ pour des 63 GW concernés.

¹⁵ A l'exception d' 1 Mrd € qui serait consacré aux investissements post-Fukushima afin de prendre en compte l'estimation d'un total de 11 Mrd € d'ici à 2033 pour ce poste

¹⁶ L'intégration des coûts de capital dans le modèle nécessite une valeur moyenne en euros par unité de puissance. En réalité, cet investissement est susceptible de varier grandement entre les différents réacteurs. Par conséquent, la trajectoire d'investissement obtenue peut différer de celle qui sera réellement

Tableau 18 : Coûts d'exploitation et de maintenance des réacteurs nucléaires français

Source : [Cour des comptes, 2014]

Coûts d'exploitation	Mio €₂₀₁₀/a	€₂₀₁₀/kW/a
Impôts et taxes	1379	21,8
Consommations externes	2268	35,9
Personnel	2959	46,9
Fonctions centrales	959	15,2
Provisions démantèlement	425	6,7
Combustible	2287	36,2
Provisions déchets	1485	23,5
<i>Investissements comptabilisés en coûts d'exploitation</i>	<i>1836</i>	<i>29,1</i>
Total	13598	215,3
Total hors combustible	9826	155,6

Tableau 19 : Caractéristiques technico-économiques des réacteurs nucléaires français de seconde génération et de l'option d'investissement permettant la prolongation de leur durée de vie

Classe de technologie	Coût du capital [€ ₂₀₁₀ /kW]	Coûts O&M fixes [€ ₂₀₁₀ /kW]	Coûts O&M variables [ct/kWh _e]	Rendement net [%]	Durée de vie tech. [a]	Durée de vie éco. [a]
PWR français de seconde génération	0	129	0,41	30,5%	40	-
Option de prolongation de la durée de vie	757	129	0,41	30,5%	20	10

En l'absence d'éléments permettant d'estimer la proportion des réacteurs pour lesquelles l'ASN autorisera effectivement la poursuite de l'activité, on suppose que les in-

observée. D'une manière générale, une analyse plus détaillée est nécessaire pour considérer les caractéristiques spécifiques des différentes centrales.

vestissements de jeunesse pris en compte permettent de régler l'ensemble des questions de sûreté. La Figure 16 montre la trajectoire retenue pour l'arrivée en fin de vie des réacteurs nucléaires (basée sur le calendrier des visites décennales de l'ASN) et leur possible extension.

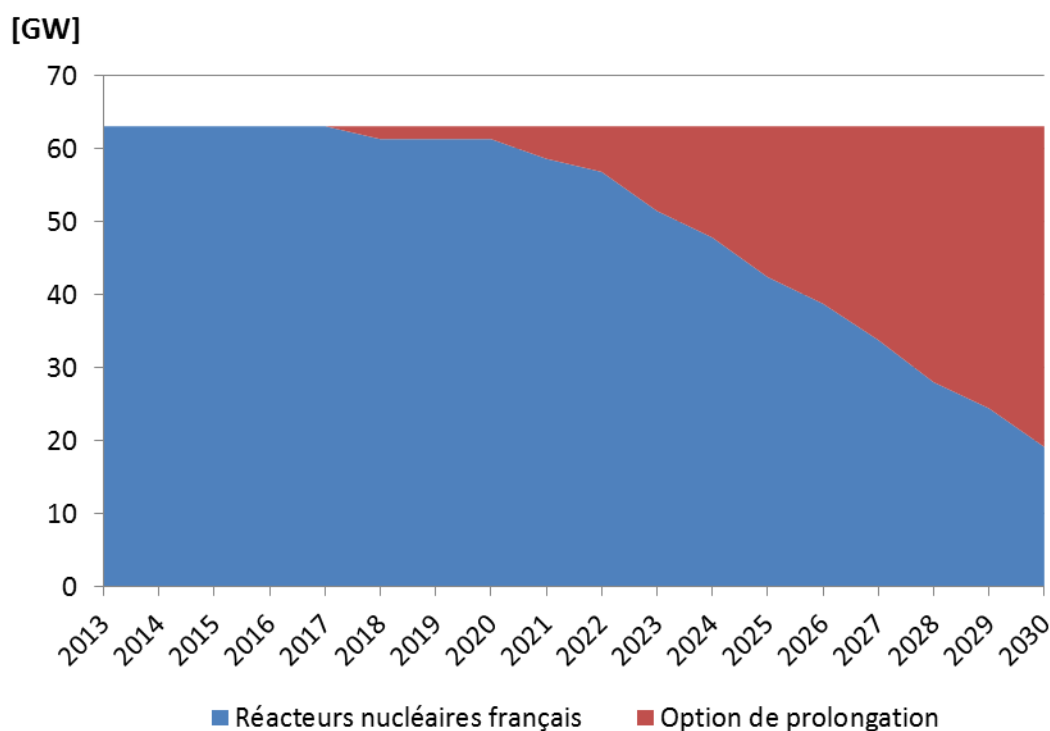


Figure 16: Courbe de fin de vie des réacteurs nucléaires français de seconde génération et évolution de la capacité maximale de l'option de prolongation

Sources : [ASN, 2014], [RTE, 2013c]

3.3.4 Options d'investissement

Différentes options d'investissement dans de nouvelles technologies sont implémentées dans le modèle pour chaque pays. Les capacités de production liées à ces technologies ainsi que leur mode d'opération représentent des variables du modèle qui sont donc optimisées et correspondent à un minimum économique du point de vue du système global (cf. fonction objectif, partie 3.1.2.3). Le Tableau 20 illustre à titre d'exemple les caractéristiques technico-économiques des différentes options d'investissement disponibles pour la France à partir des années 2020 et 2030.

Tableau 20 : Caractéristiques technico-économiques des options d'investissement pour la production d'électricité en France

Sources : [IEA, 2012a], [Cour des comptes, 2014], [EWI, 2012], [DFIU, 2014]

Classe de technologie	Coût du capital [€/kW]	Coûts O&M fixes [€/kW]	Coûts O&M variables [ct/kWh _{el}]	Facteur d'émission de CO ₂ [kt/PJ]	Rendement net ¹⁷ [%]	Durée de vie tech. [a]	Durée de vie éco. ¹⁸ [a]
Charbon 2020	1509,3	40,5	0,2	95,0	50%	40	20
Charbon 2030	1509,3	40,5	0,2	95,0	50%	40	20
TAC ¹⁹ gaz 2020	353,1	13,9	0,1	56,1	40%	30	15
TAC gaz 2030	353,1	13,9	0,1	56,1	40%	30	15
Cycle combiné gaz 2020	700,0	14,0	0,3	56,1	60%	35	18
Cycle combiné gaz 2030	700,0	14,0	0,3	56,1	65%	35	18
Petit cycle combiné gaz 2020	900,0	20,0	0,3	56,1	60%	30	15
Petit cycle combiné gaz 2030	900,0	20,0	0,3	56,1	60%	30	15
IGCC charbon avec CCS 2020	2416,7	124,0	1,1	9,5	50%	30	15
IGCC charbon avec CCS 2030	2115,0	124,0	1,1	9,5	50%	30	15
IGCC charbon 2020	2000,0	95,0	0,2	95,0	60%	30	15

¹⁷ Les rendements présentés ici sont des rendements nets, incluant l'autoconsommation des différents équipements.

¹⁸ Lorsque la durée technique d'une option d'investissement dépasse l'horizon de planification considéré (ici 2035), seule une part des coûts d'investissements sont considérés, celle-ci correspond au ratio du temps restant jusqu'à la fin de l'horizon de planification sur la durée de vie économique de l'option d'investissement. Si la durée de vie économique est contenue dans l'horizon temporel, alors la totalité des investissements est prise en compte.

¹⁹ Les turbines à combustion sont supposées ici ne fonctionner qu'au gaz malgré l'importance historique du diesel en France pour des raisons de stockage du combustible dans le cas d'une utilisation en extrême pointe.

IGCC charbon 2030	1715,0	95,0	0,2	95,0	60%	30	15
EPR Flamanville	4800,7	99,5	0,4	0,0	40%	60	30
EPR 2020	3157,0	99,5	0,4	0,0	40%	60	30
EPR 2030	3157,0	99,5	0,4	0,0	40%	60	30

Chaque nouvelle technologie, dans chaque pays, est ainsi modélisée par un procédé de production affecté d'un certain nombre de paramètres :

- économiques : investissement spécifique (coût du capital) en €/kW, coûts d'exploitation et de maintenance fixes (€/kW) et variables (ct/kWh_{elec}) ;
- techniques : rendement, disponibilité, durées de vie technique et économique ;
- environnementaux : facteur d'émission de CO₂.

En dehors de ces paramètres dont les valeurs pour la France sont présentées pour chaque technologie dans le Tableau 20, il est possible d'affiner la modélisation grâce à une paramétrisation plus poussée incluant la définition d'heures minimales et maximales de pleine charge ou encore les facteurs d'émissions pour d'autres polluants (par ex. NO_x et SO_x).

3.3.5 Interconnexions et échanges transfrontaliers

Les différents pays du modèle sont reliés entre eux par des flux intermédiaires destinés à représenter les interconnexions transfrontalières, soit au moyen de lignes à haute tension comme entre la France et l'Allemagne, soit via des liaisons à courant continu comme entre la France et le Royaume-Uni. La modélisation de ces interconnexions joue un rôle prépondérant puisque ces dernières constituent une capacité d'échange transfrontalière qui est prise en compte lors de l'optimisation. Le Tableau 21 indique les valeurs retenues pour les capacités de transfert nettes (NTC moyennes), supposées constantes au sein d'une même année, à titre d'exemple entre la France et ses pays voisins.

Si la France dispose d'une capacité d'exportation théorique de 12 GW et d'importation de 8,6 GW en 2013, les plans de développement prévus par ENTSO-E sont pris en compte dans le modèle²⁰. Il en résulte une augmentation progressive de la capacité d'exportation jusqu'à 15,1 GW en 2030 (liaisons France-Italie et France-Espagne) et de la

²⁰ Certains travaux de lignes transfrontalières, dont la réalisation n'est pas encore certaine et qui interviendraient à l'horizon 2020, n'ont pas été pris en compte.

capacité d'importation jusqu'à 9,9 GW (liaison Espagne-France). En revanche, aucune construction de ligne supplémentaire n'est prévue sur l'axe physique franco-allemand à ce jour.

Tableau 21 : Capacités de transfert nettes (NTC) moyennes aux frontières françaises

Sources : [ENTSOE, 2012], [ENTSOE, 2014]

NTC moyennes [GW]		2013	2015	2020	2025	2030
France	Belgique	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
France	Allemagne	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
France	Suisse	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
France	Italie	2,0	2,6	3,8	3,8	3,8
France	Espagne	1,0	2,3	2,3	2,3	2,3
France	UK	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Belgique	France	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Allemagne	France	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
Suisse	France	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Italie	France	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Espagne	France	0,9	2,2	2,2	2,2	2,2
UK	France	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Total	Export	12,0	13,9	15,1	15,1	15,1
Total	Import	8,6	9,9	9,9	9,9	9,9

3.3.6 Autres caractéristiques

En dehors des caractéristiques nationales présentées précédemment, un certain nombre de paramètres doivent être fixés en entrée de modèle avant de pouvoir calculer les différents scénarios. Ceux-ci sont présentés dans les sections suivantes.

3.3.6.1 Prix des combustibles

Les prix des combustibles constituent une part importante du coût de revient de l'électricité. Il est donc crucial d'estimer leur évolution probable sur le long terme car ils représentent une donnée d'entrée du modèle qui a un impact direct sur les choix technologiques futurs. De nombreuses études proposent des scénarios d'évolution des prix des combustibles sur le marché mondial. Les valeurs retenues ici, présentées sur la Figure 17, sont tirées du rapport du Department of Energy and Climate Change du Royaume-Uni [DECC, 2013] pour le pétrole (Brent), le charbon (CIF-ARA) et le gaz (NBP). Entre 2010 et 2013, les valeurs considérées correspondent aux valeurs historiques observées pour le Brent, le CIF-ARA et le gaz importé allemand [BAFA, 2013].

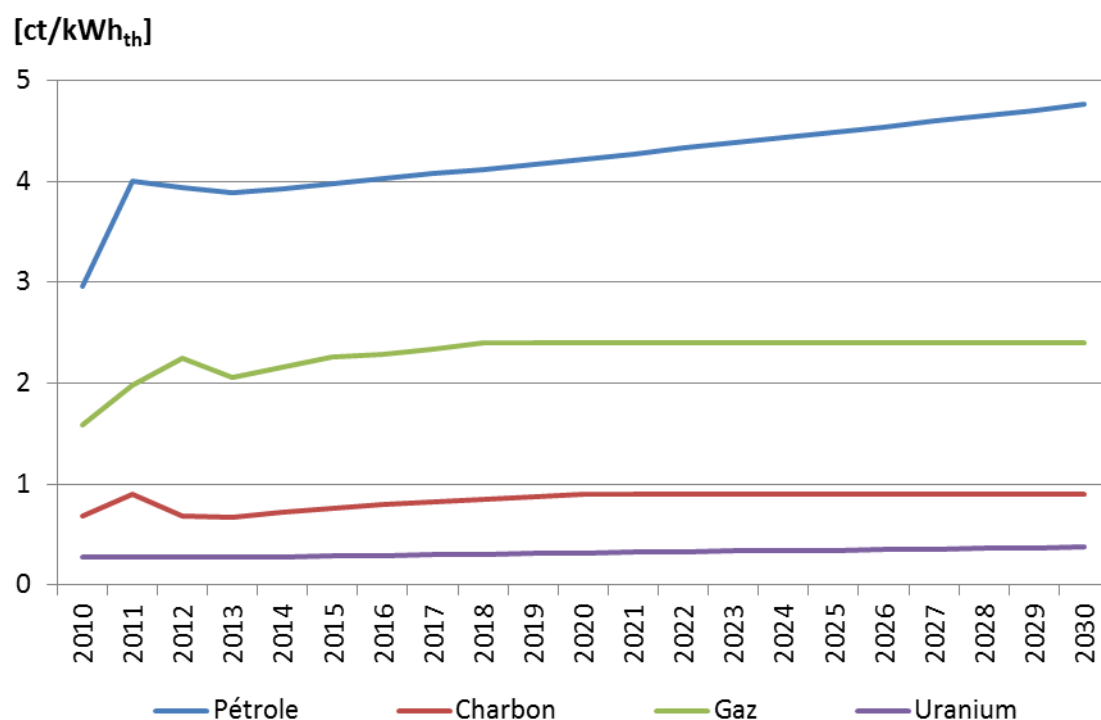


Figure 17 : Evolution du prix des combustibles sur les marchés européens

Sources : historique [BP, 2013], [BAFA, 2013] ; projections pétrole, charbon et gaz [DECC, 2013] ; uranium [DFIU, 2014]

Le scénario central de la DECC table sur une évolution relativement modérée des prix du pétrole (+23%), du charbon (+34%) et du gaz (+16%). Il est à noter que ces paramètres sont fixés de manière exogène et donc indépendants des résultats des différents scénarios.

3.3.6.2 Prix du carbone

Comme évoqué dans la partie 3.1.2.5, le modèle PERSEUS-CFE ne considère pas un marché intégré des permis d'émissions, mais un prix exogène du carbone intégré à la fonction objectif. La minimisation des dépenses totales prend donc également en compte au moins en partie le coût environnemental des émissions de CO₂ en admettant que les valeurs choisies pour le prix du CO₂ reflètent effectivement ce coût.

La Figure 18 représente l'historique du prix moyen annuel du carbone constaté sur l'EEX Spot (EUA uniquement) entre 2010 et 2013 ainsi que l'hypothèse d'évolution retenue ici. Alors qu'il a chuté depuis 2010, le chiffre relativement élevé de 38 €/tCO₂ est retenu pour l'année 2030, estimation confirmée par plusieurs scénarios de long terme, notamment [Prognos, 2011a]. Cette forte augmentation d'ici 2030 sous-entend une nouvelle législation sur le marché européen des permis d'émissions, incluant notamment, comme évoqué par l'Union européenne, une accélération de la diminution annuelle des permis accordés aux Etats membres. On peut également envisager l'instauration d'un prix plancher ou d'une taxe sur le CO₂.

Entre 2014 et 2018, l'évolution retenue suit les anticipations de [PointCarbon, 2013], seule analyse incluant l'impact du gel des enchères prévu par la Commission européenne (900 millions de certificats entre 2014 et 2016). On supposera ensuite d'importantes réductions des quotas alloués qui viendront progressivement réduire le nombre de permis en circulation et ainsi atteindre des niveaux de prix tels que ceux considérés en 2030. De telles mesures seront difficilement mises en place avant le début de la phase IV en 2021. Il est probable que le prix, après la réinjection des certificats retirés entre 2014 et 2016, retrouve en 2020 un niveau assez faible. Cependant, en raison de la considération d'années de base (2015, 2020, 2025, etc.) dans le modèle, on considèrera ici un prix pour 2020 plus élevé, reflétant déjà l'augmentation anticipée par la suite. Cette hypothèse constitue par ailleurs un compromis, pour la période 2020-2030, entre les deux sources évoquées, à savoir [Prognos, 2011a] et [PointCarbon, 2013].

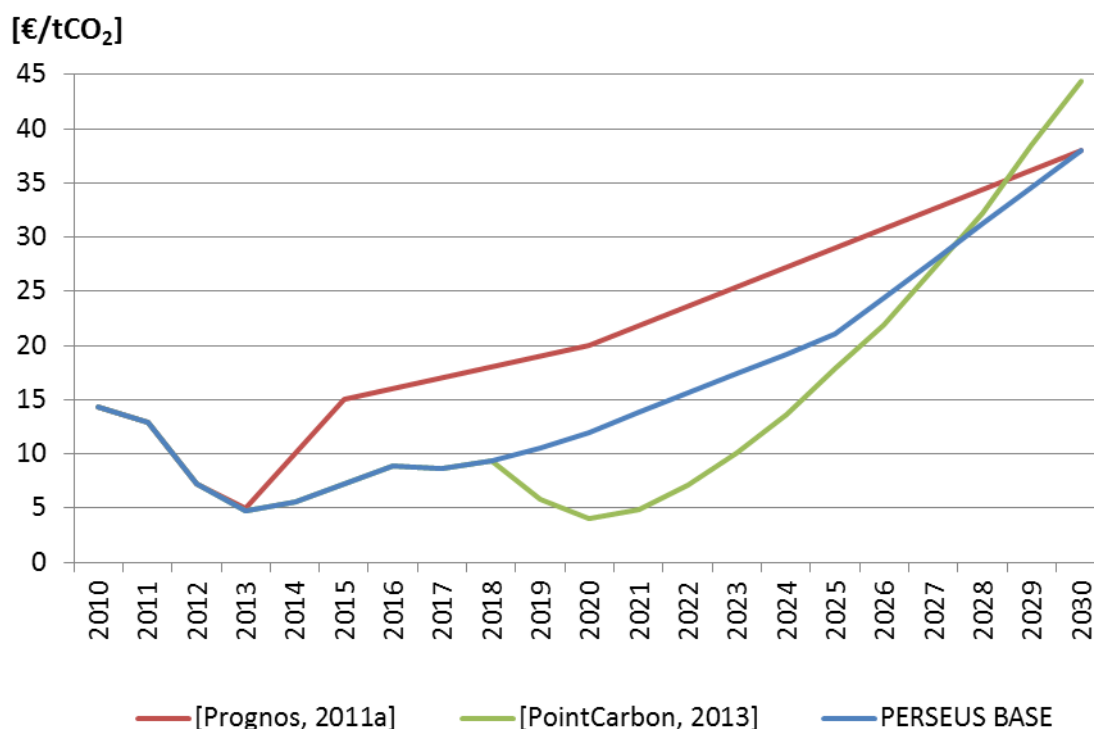


Figure 18 : Historique et évolution du prix du carbone sur le marché européen

Source : historique [EEX, 2014] ; 2014-2030 [Prognos, 2011a], [PointCarbon, 2013]²¹

3.3.6.3 Objectifs en termes d'énergies renouvelables

Des objectifs de développement des énergies renouvelables ont été formulés dans le cadre du paquet climat-énergie adopté en 2008 par la Commission européenne. A l'échelle de l'Union, l'objectif est de porter à 20% la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie d'ici 2020. Cet objectif commun a donné lieu à des plans d'actions (NREAP, National Renewable Energy Action Plans) de la part des Etats membres, précisant les trajectoires prévues pour atteindre ces objectifs, en fonction des particularités et du potentiel de chacun. Ces plans d'actions [EC, 2010] donnent en particulier des objectifs chiffrés en termes de capacité de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables. Les objectifs des plans d'actions s'arrêtant en 2020, d'autres sources ont été utilisées afin d'estimer une trajectoire possible pour la France et l'Allemagne. Pour la France, celles-ci reposent en grande partie sur les estimations de l'ADEME [ADEME, 2013] et du bilan prévisionnel de RTE [RTE, 2013a]. Pour l'Allemagne, l'hypothèse retenue fait référence à la dernière étude de l'agence allemande de l'énergie [DENA, 2013]. Les trajectoires envisagées pour la France et pour l'Allemagne sont représentées ci-après (Figure 19 et Figure 20).

²¹ Données en prix courants actualisés avec un taux de 2%.

Les objectifs de capacité ont été légèrement réévalués pour la France au regard de la trajectoire actuelle de développement de certaines filières comme l'éolien offshore ou le photovoltaïque. En effet, avec plus de 3,5 GW installés fin 2012, contre 1 GW prévu initialement par le plan d'action [EC, 2010], le développement des installations photovoltaïques a été largement supérieur à celui anticipé. [RTE, 2013a] prévoit une puissance installée de 8 GW en 2018 et on suppose, en extrapolant cette trajectoire, une capacité d'environ 10 GW en 2020. A l'inverse, l'objectif de développement de l'éolien offshore de 6 GW en 2020 sera difficilement atteint. En l'absence de développement via le mécanisme de tarifs d'achat, deux appels d'offres ont été lancés respectivement en 2011 et 2013, portant sur une capacité totale maximale d'environ 3 GW. Selon le cahier des charges du premier appel d'offre, la totalité des 1.928 MW prévus seront mis en service avant avril 2020. Le second appel d'offre prévoit quant à lui la mise en service de 992 MW supplémentaires à partir de 2023, portant le total à 2.920 MW.

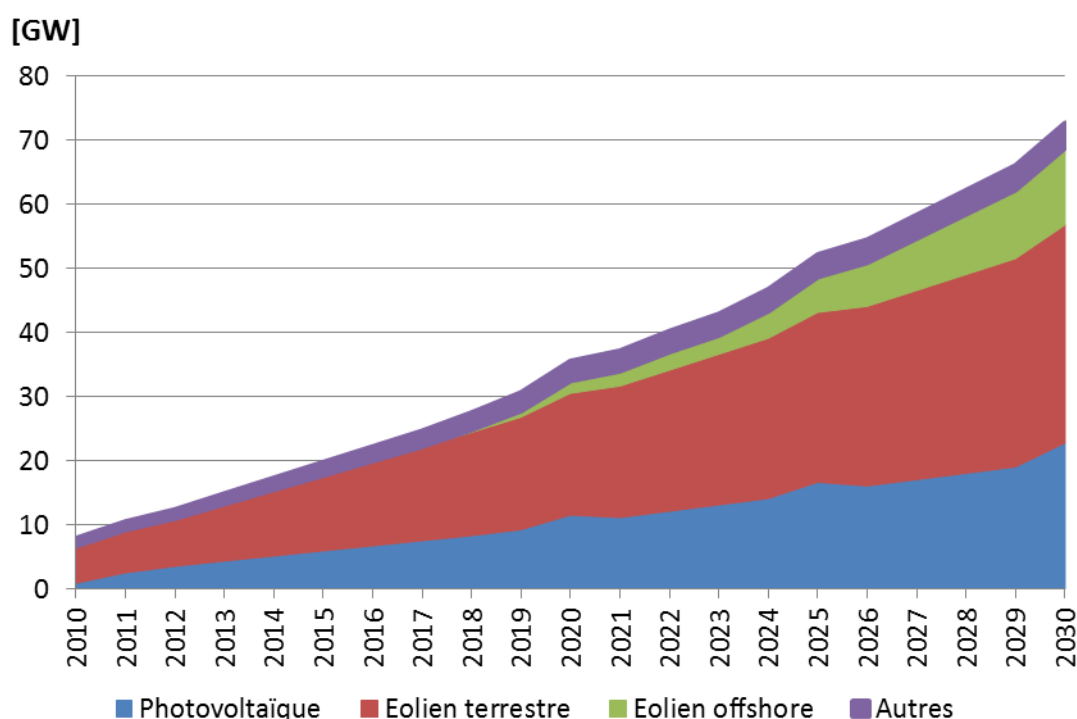


Figure 19 : Objectifs de capacités renouvelables en France

Sources : [EC, 2010], [RTE, 2013a], [ADEME, 2013]

Les objectifs pour l'Allemagne correspondent à ceux du plan d'action jusqu'en 2020 [EC, 2010]. Pour 2030, les objectifs sont tirés du scénario bas de la DENA [DENA, 2012a] pour le photovoltaïque, l'éolien terrestre et la biomasse. Pour l'éolien offshore, le chiffre de 15 GW est retenu conformément aux ambitions du contrat de coalition allemand [Koalitionsvertrag, 2013].

Au-delà des objectifs de développement des capacités renouvelables, les objectifs en termes de production tirés des plans d’actions nationaux ont été retenus pour 2020 (Figure 21). Ceux-ci n’ont en revanche pas été répartis pour les différentes filières renouvelables ; c’est uniquement le cas pour les capacités présentées plus haut. Après 2020, le mix renouvelable sera conditionné par les hypothèses retenues sur les capacités, spécifiques à chaque source d’énergie renouvelable. En dehors de ces objectifs de capacité, des contraintes supplémentaires ont été ajoutées au modèle, pour la France et l’Allemagne uniquement. En effet, des objectifs de production totale pour les sources d’énergie renouvelable ont été intégrés :

- pour l’Allemagne, celui-ci est de 303 TWh en 2030. Cela correspond à 50% de la consommation brute d’électricité observée en 2012 ;
- pour la France, l’objectif est fixé à 220 TWh en 2030, ce qui correspond à 40% du niveau de production observé en 2013. En outre, des objectifs de production spécifiques pour l’éolien terrestre, l’éolien en mer et le photovoltaïque, calculés à partir des objectifs de capacité et de facteurs de charge moyens.

Le développement des énergies renouvelables demeure très incertain mais celui-ci sera susceptible d’influencer l’évolution des coûts marginaux (voir 2.3.1).

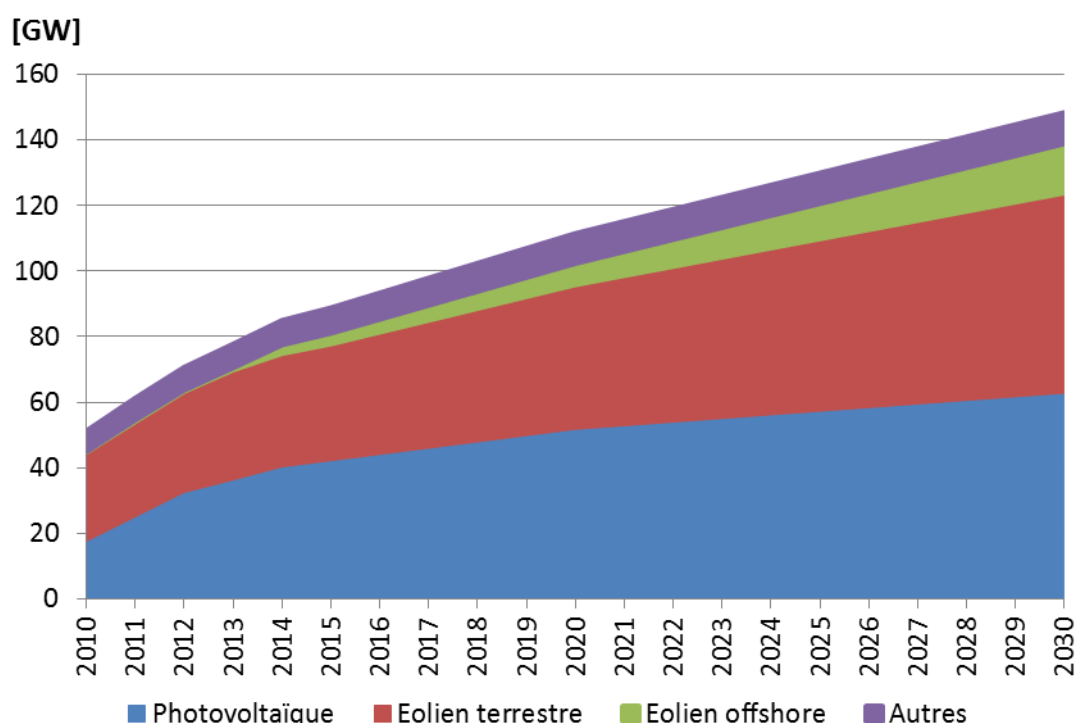


Figure 20 : Objectifs de capacités renouvelables en Allemagne

Sources : [EC, 2010], [DENA, 2012a], [BMWi, 2013a], [Koalitionsvertrag, 2013]

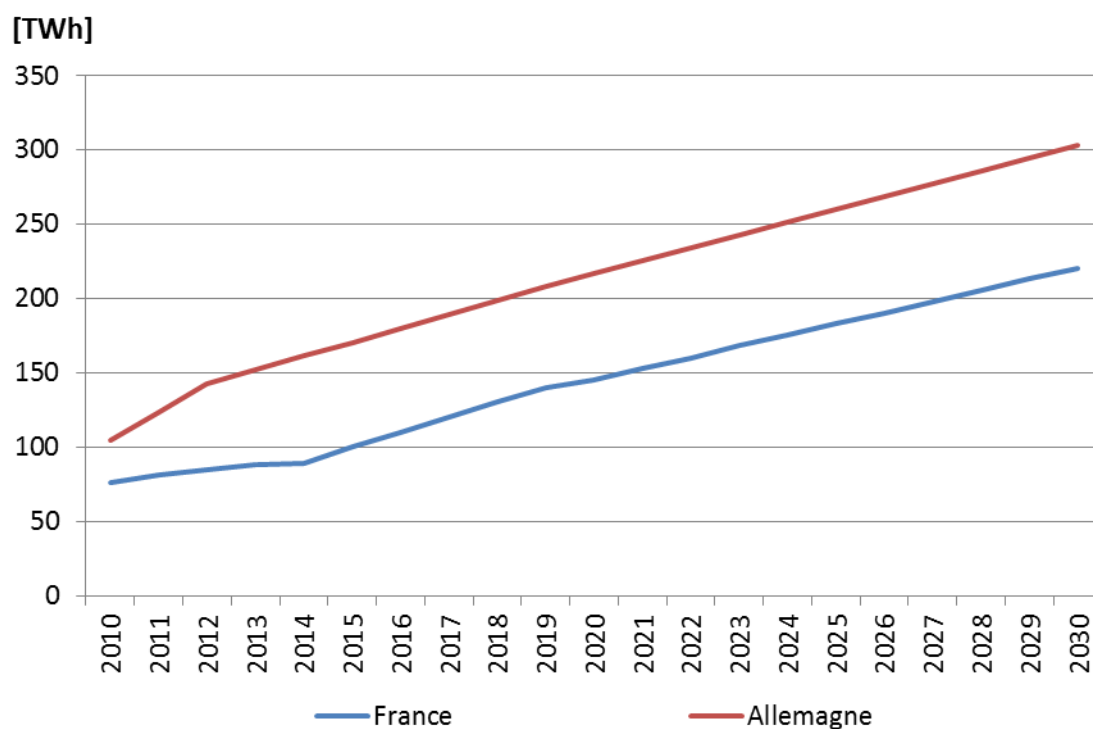


Figure 21 : Objectifs de production renouvelable en France et en Allemagne

Sources : [EC, 2010], [RTE, 2012], [BMW, 2013a], [Koalitionsvertrag, 2013]

3.4 Scénarios retenus et hypothèses

Au moyen du modèle PERSEUS-CFE développé dans le cadre de ce projet de recherche, un certain nombre de scénarios sont analysés afin d'étudier les évolutions possibles des parcs de production des différents pays, en particulier de la France et de l'Allemagne, ainsi que l'évolution des coûts marginaux de long terme liés à la production d'électricité dans les deux pays.

Scénario de base

Le scénario « Base » (BASE) comporte notamment une hypothèse forte, qui est la possibilité de prolonger la durée de vie des centrales nucléaires françaises en contrepartie d'un investissement de jeunesse. Les principales hypothèses du scénario de base sont ainsi :

- Possibilité de prolonger jusqu'à 60 ans la durée de vie du parc nucléaire en France, avec investissement de jeunesse (voir 3.3.3). On suppose que cet investis-

sement permet de régler l'ensemble des questions de sûreté et qu'aucun investissement supplémentaire n'est nécessaire.

- Sortie anticipée du nucléaire en Allemagne d'ici 2022 ;
- Objectifs en termes d'énergies renouvelables pour les capacités et la production d'électricité en Europe à l'horizon 2030.

Ce scénario sert de base à l'analyse du présent rapport dans le sens où tous les autres scénarios suivants seront analysés de manière comparative avec celui-ci. Ainsi, pour les autres scénarios, l'étude se concentrera sur les différences observées, par exemple en termes de capacités, de production ou de coûts marginaux, par rapport à ce scénario de base. Il n'a pas vocation à représenter une prévision de l'évolution du mix énergétique européen et ne constitue pas un scénario dit « business as usual » en raison des hypothèses importantes retenues en matière de développement des renouvelables ou encore concernant le prix du CO₂.

Scénarios nucléaires

Deux scénarios complémentaires sont étudiés afin d'évaluer l'impact de la part du nucléaire dans le mix électrique français :

- Scénario « 40 ans nucléaire » (40 ANS) : arrêt des centrales nucléaires françaises après 40 ans d'exploitation, plus précisément à la date de la visite décennale ;
- Scénario « Sortie nucléaire » (SORTIE) : sortie complète du nucléaire entre 2020 et 2030. L'étude de ce scénario a pour objectif d'analyser la contrainte que représenterait la sortie du nucléaire en France ainsi que son impact pour l'Allemagne et pour les coûts marginaux de production d'électricité dans les deux pays.

Scénario d'interconnexion

Le scénario « Augmentation progressive de l'interconnexion France-Allemagne » (INT) considère une capacité d'échanges accrue entre la France et l'Allemagne : dans les deux sens, la capacité est doublée en 2020, triplée en 2025 et quadruplée en 2030 (cf. Tableau 21 sur les capacités d'interconnexion aux frontières françaises).

Scénarios CO₂

Deux scénarios complémentaires sont analysés au regard de la contrainte carbone :

- Scénario « Prix élevé du CO₂ » (CO₂+)
- Scénario « Prix faible du CO₂ » (CO₂-)

L'objectif de ces scénarios est d'évaluer l'impact de cette contrainte sur la structure des mix électriques et des coûts marginaux de long terme dans les deux pays.

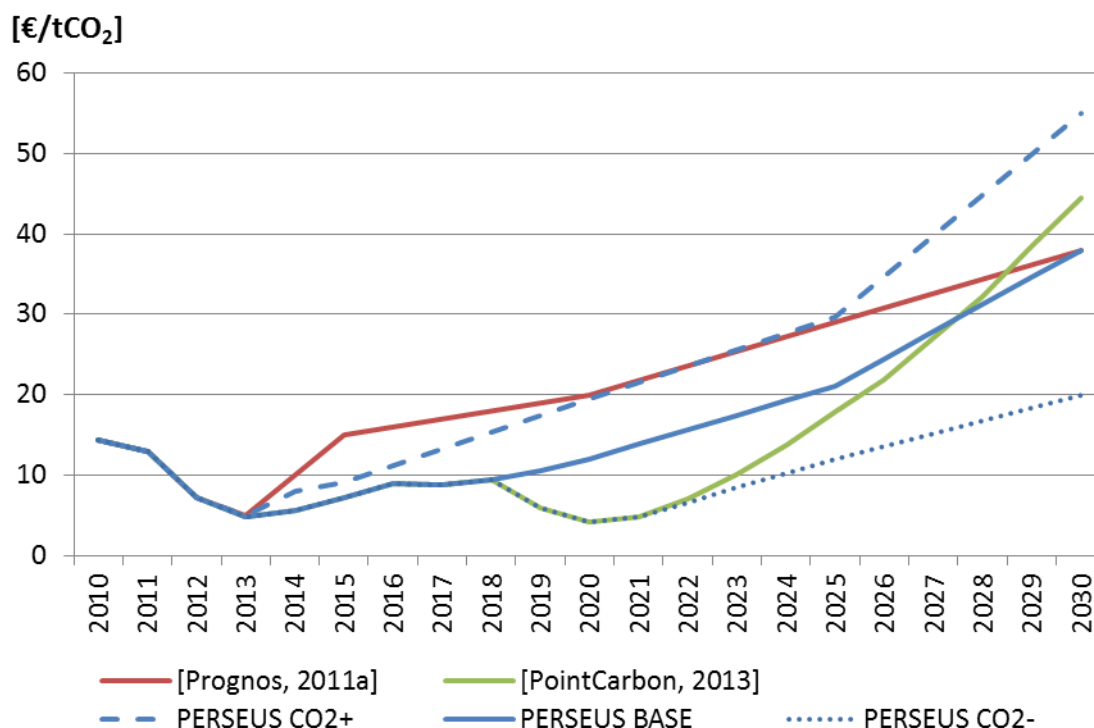


Figure 22 : Scénarios CO₂ : évolution du prix du carbone sur le marché européen

Source : historique [EEX, 2014] ; 2014-2030 [Prognos, 2011a], [PointCarbon, 2013]

La Figure 22 présente les sources et les hypothèses retenues pour le scénario de base et les deux scénarios alternatifs. Le scénario CO₂- suit jusqu'en 2021 l'évolution anticipée par [PointCarbon, 2013] puis n'augmente que modérément jusqu'à 20 €/tCO₂ en 2030. Pour le scénario CO₂+, le prix du carbone est supposé supérieur à celui du scénario de base et ce sur toute la période, pour finalement atteindre 55 €/tCO₂ en 2030.

Un aperçu synthétique des hypothèses principales retenues dans le cadre des différents scénarios est présenté dans le Tableau 22.

Tableau 22 : Aperçu des scénarios et des hypothèses retenues

		BASE	40 ANS	SORTIE	INT	CO ₂ ⁺	CO ₂ ⁻
Nucléaire	ALL : sortie en 2022	x	x	x	x	x	x
	FRA : prolongation après 40 ans possible	x			x	x	x
	FRA : arrêt forcé à 40 ans		x				
	FRA : sortie totale en 2030			x			
Renouvelables	Objectifs jusqu'en 2030	x	x	x	x	x	x
Interconnexion	Renforcement FRA/ALL				x		
Prix du carbone	Elevé					x	
	Modéré	x	x	x	x		
	Faible						x

3.5 Résultats

3.5.1 Scénario de base

Le scénario de base étudie l'évolution des parcs de production d'électricité en Europe à l'horizon 2030, avec pour la France la possibilité, pour faire face à la baisse de capacité nucléaire suite aux fermetures supposées des centrales arrivées à 40 ans, de réaliser les investissements de jeunesse nécessaires à une prolongation de leur durée de vie (voir également partie 3.3.2 sur la base de données du parc existant).

3.5.1.1 Parc de production français

Capacités

Une augmentation importante de la puissance installée est observée sur toute la période (Figure 23), en raison principalement des objectifs de capacité renouvelable. Le parc de production français passe ainsi de 129 GW en 2012 [RTE, 2013b] à 188 GW en 2030²².

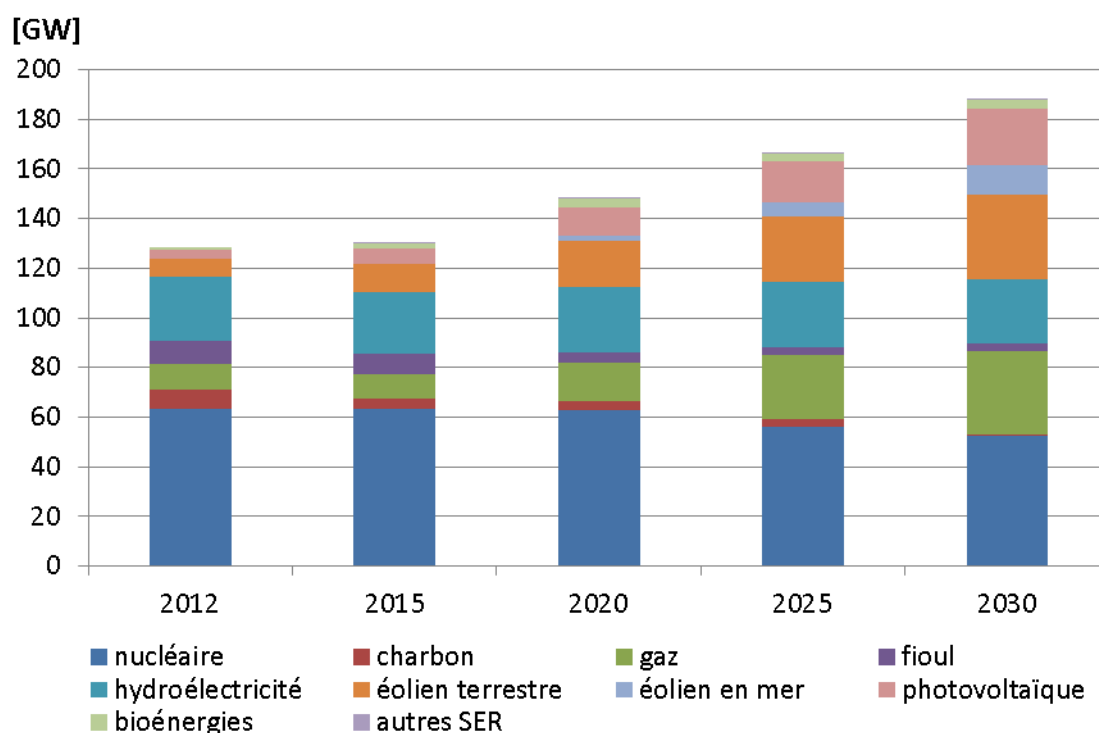


Figure 23 : Scénario BASE : évolution de la capacité en France

Source : données 2012 [RTE, 2013b]

Comme expliqué précédemment, la prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires constitue ici, non pas une obligation, mais une option d'investissement. Celle-ci est exercée en majeure partie, avec 32 GW prolongés sur les 44 GW concernés jusqu'à 2030, soit 72% de ces réacteurs. En 2025, seuls 58% des réacteurs arrivés à 40 ans ont été prolongés (12 GW sur les 21 GW concernés). Cette perte de capacité en 2020 et 2025 est en partie compensée par la mise en service de l'EPR de Flamanville, qui a été imposée au modèle au vu de l'état d'avancement de sa construction. Aucun nouveau réacteur nucléaire n'est construit par ailleurs. Les réacteurs de troisième génération ne sont donc pas choisis de manière endogène.

²² Les capacités présentées ici incluent les capacités de réserve nécessaires du fait des contraintes fixées en ce sens dans le modèle et en lien avec le développement des renouvelables (voir 3.2.1).

Après 2025, l'augmentation importante du prix du CO₂ va donc renforcer la compétitivité du nucléaire vis-à-vis des centrales thermiques conventionnelles, et l'option de prolongation de la durée de vie du parc nucléaire arrivant à 40 ans sera choisie de manière quasi-systématique.

Sur l'ensemble de la période, la capacité de production à partir de combustibles fossiles augmente modérément et principalement en raison de l'augmentation de la capacité renouvelable. En effet, ces centrales, plus flexibles que les centrales nucléaires, sont mieux adaptées pour fonctionner en back-up des renouvelables, i.e. compenser rapidement leur intermittence en produisant dans les périodes de faible production renouvelable et à l'inverse être mises à l'arrêt quand la production d'origine renouvelable est importante. La diminution de la capacité thermique fossile (hors nucléaire) entre 2012 et 2015 est due aux fermetures prévues des groupes thermiques fonctionnant au charbon et au fioul. On suppose donc que la capacité restante est suffisante pour assurer l'équilibre offre-demande sur le réseau français.

On notera également l'existence d'une capacité importante de turbines à combustion, avec environ 28 GW en 2030 (voir note 22). De nouvelles turbines (supposées fonctionnant uniquement au gaz) sont construites à partir de 2020 pour répondre ainsi au besoin de capacité de réserve imposé au modèle notamment en raison de la forte hausse de la part de l'électricité d'origine renouvelable (voir la description de l'obligation de réserve en 3.2.1).

Production

Dans ce scénario de base, la structure de la production d'électricité en France évolue peu à l'exception du développement des renouvelables (Figure 24).

La production nucléaire diminue, avec 344 TWh en 2030 contre 405 TWh en 2012. La part du nucléaire diminue donc sensiblement, de 75% en 2012 à 56% en 2030. La production totale augmente de 13%. La production d'électricité d'origine renouvelable augmente fortement en raison des objectifs fixés en ce sens²³. Jusqu'en 2020, cette hausse ne vient pas se substituer aux moyens conventionnels de production mais va surtout augmenter la production totale en France, et par conséquent le solde exportateur. En effet, ce surplus de production vient certes compenser une partie de la production thermique de la France mais surtout celle des pays frontaliers. La production d'électricité étant globalement plafonnée par la demande européenne, il est plus intéressant de produire du nucléaire français que de l'électricité à partir de combustibles fossiles en Belgique, en Italie ou encore en Allemagne pour accompagner cette forte hausse de la pro-

²³ Pour rappel, les objectifs fixés après 2020 sont des objectifs de puissance installée (voir 3.3.6.3). Une marge de manœuvre est laissée au modèle dans le choix des potentiels en fonction des différentes caractéristiques technico-économiques.

duction d'origine renouvelable. La France devient donc en quelque sorte le « château d'eau » électrique de l'Europe de l'ouest. Par la suite, cet effet est plus nuancé en raison des investissements de jouvence nécessaires pour prolonger les réacteurs nucléaires français. On observe néanmoins un maintien important de la production nucléaire accompagnant donc le développement des renouvelables. Il faut mentionner ici que la moindre flexibilité des centrales nucléaires par rapport aux centrales thermiques fossiles est prise en compte dans la modélisation via la définition de coûts de variation de charge beaucoup plus élevés pour les centrales nucléaires. Cette prise en compte, bien que demeurant simplifiée, permet au nucléaire français de ne pas être nécessairement utilisé en base et de contribuer au back-up des renouvelables, ce qui a d'ailleurs été démontré par [Hundt et al., 2009].

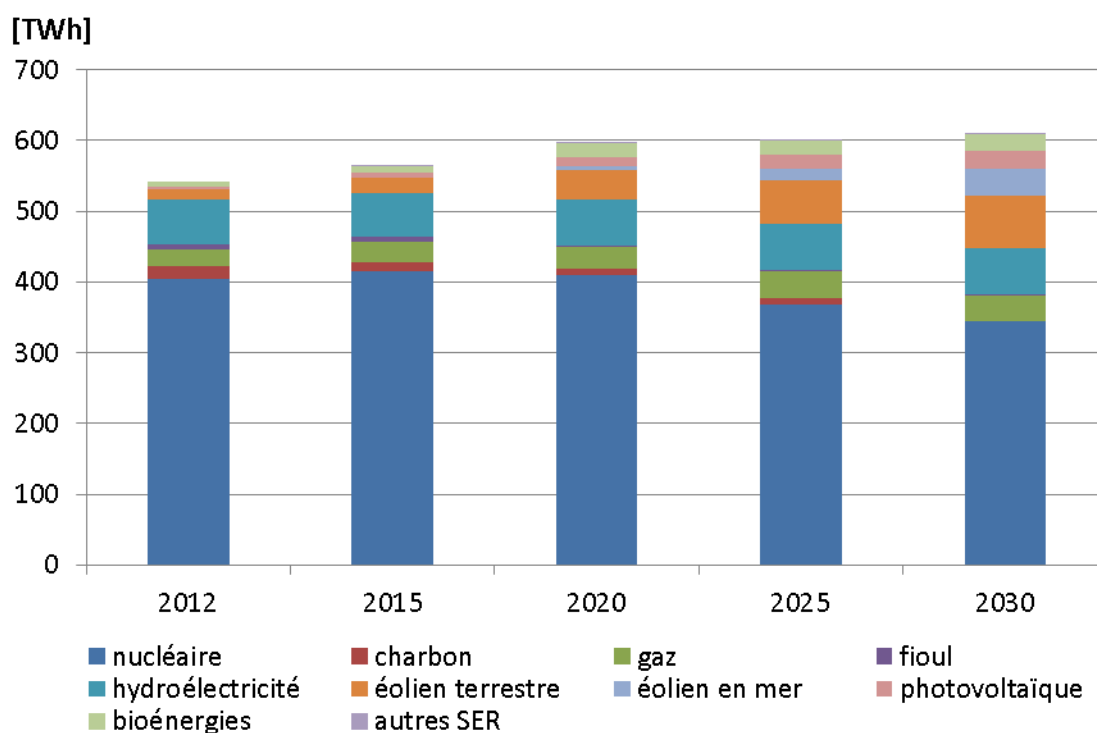


Figure 24 : Scénario BASE : évolution de la production d'électricité en France

Source : données 2012 [RTE, 2013b]

On note également que le taux de charge moyen des centrales thermiques classiques a diminué, passant de 20% en moyenne en 2012 à 12% seulement en 2030, confirmant ainsi le fait qu'il s'agit globalement de centrales utilisées en période de pointe ou pour compenser l'intermittence des renouvelables. Cela justifie par ailleurs que les centrales à cycle combiné au gaz aient été privilégiées. En effet, elles constituent des moyens de production peu capitalistiques donc adaptés à un faible facteur de charge. De plus, les hypothèses optimistes concernant l'évolution du prix du CO₂ après 2020 donnent un

avantage à ces centrales à haut rendement au détriment des centrales fonctionnant au charbon, dont le facteur d'émission est en outre plus élevé que celui du gaz naturel. On notera également que l'évolution retenue des prix des combustibles fossiles considère une augmentation très modérée du prix du gaz. Dès lors, la production à partir de charbon, très modérée initialement, va progressivement décroître jusqu'à être marginale en 2030 (0,5 TWh). C'est d'autant plus le cas que les hypothèses retenues sur l'évolution du parc existant supposent une arrivée en fin de vie de la grande majorité des centrales du parc actuel français fonctionnant au charbon (3.3.2). Pour les raisons expliquées précédemment, les incitations à construire de nouvelles centrales au charbon sont faibles.

3.5.1.2 Parc de production allemand

Capacités

La puissance installée augmente de manière très importante en Allemagne avec 233,5 GW en 2030 (Figure 25) contre 177 GW en 2012 (chiffres [BDEW, 2013a]), malgré notamment la fermeture des centrales nucléaires représentant une puissance de 12 GW.

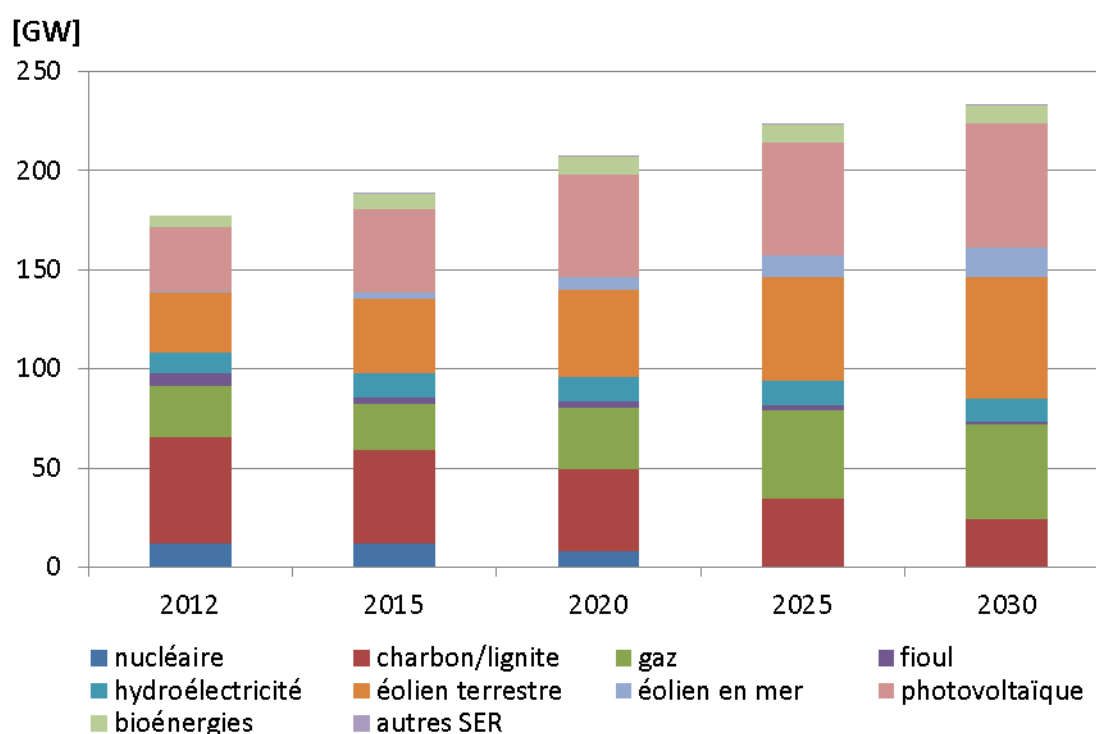


Figure 25 : Scénario BASE : évolution de la capacité en Allemagne

Source : données 2012 [BDEW, 2013a]

Production

La production d'électricité allemande reste ici relativement stable jusqu'en 2020, puis diminue jusqu'en 2030 où elle se porte à 561 TWh (Figure 26). Il faut rappeler que la demande d'électricité allemande est supposée constante sur la période, et que des hypothèses ont été faites sur l'arrivée en fin de vie du parc existant.

Entre 2012 et 2020, la perte de production liée à l'arrêt de centrales nucléaires et de centrales fonctionnant au charbon est largement compensée par l'essor des renouvelables. En revanche, après 2020, la chute de la production à partir de charbon et de lignite, liée en grande partie à l'augmentation du prix du CO₂, ainsi que la mise à l'arrêt de l'ensemble du parc nucléaire, entraînent une baisse de la production et ce malgré le niveau très élevé de la production d'origine renouvelable (279 TWh hors hydroélectricité en 2030).

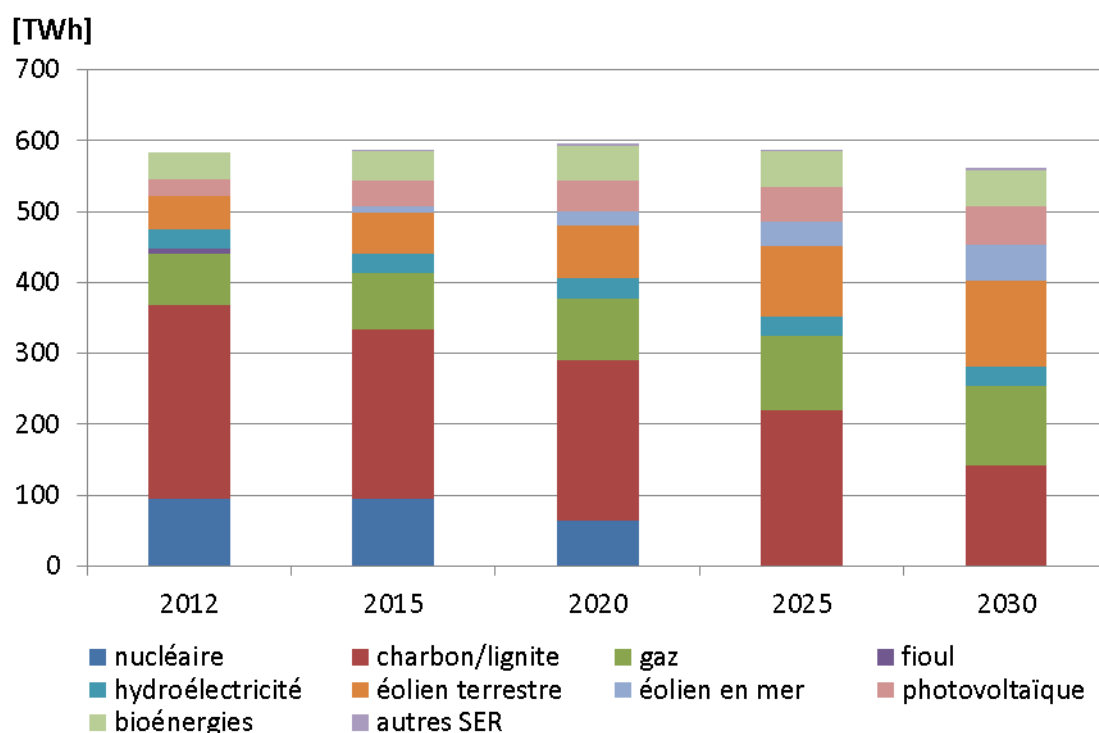


Figure 26 : Scénario BASE : évolution de la production d'électricité en Allemagne

Source : données 2012 [BDEW, 2013c]

3.5.1.3 Solde exportateur

La Figure 27 montre l'évolution des soldes exportateurs de l'Allemagne et de la France jusqu'en 2030. On observe une augmentation du solde exportateur français dans des

proportions importantes et à des niveaux jamais observés. Cela s'explique par le maintien d'une production nucléaire importante auquel s'ajoute une production renouvelable en forte hausse ainsi que par la hausse considérée des capacités d'échange en particulier vers l'Espagne et l'Italie²⁴. En Allemagne, la tendance à la hausse des exportations se confirme jusqu'en 2020. Au-delà et pour les raisons évoquées pour la baisse de la production, le solde décroît jusqu'à 1,3 TWh en 2030.

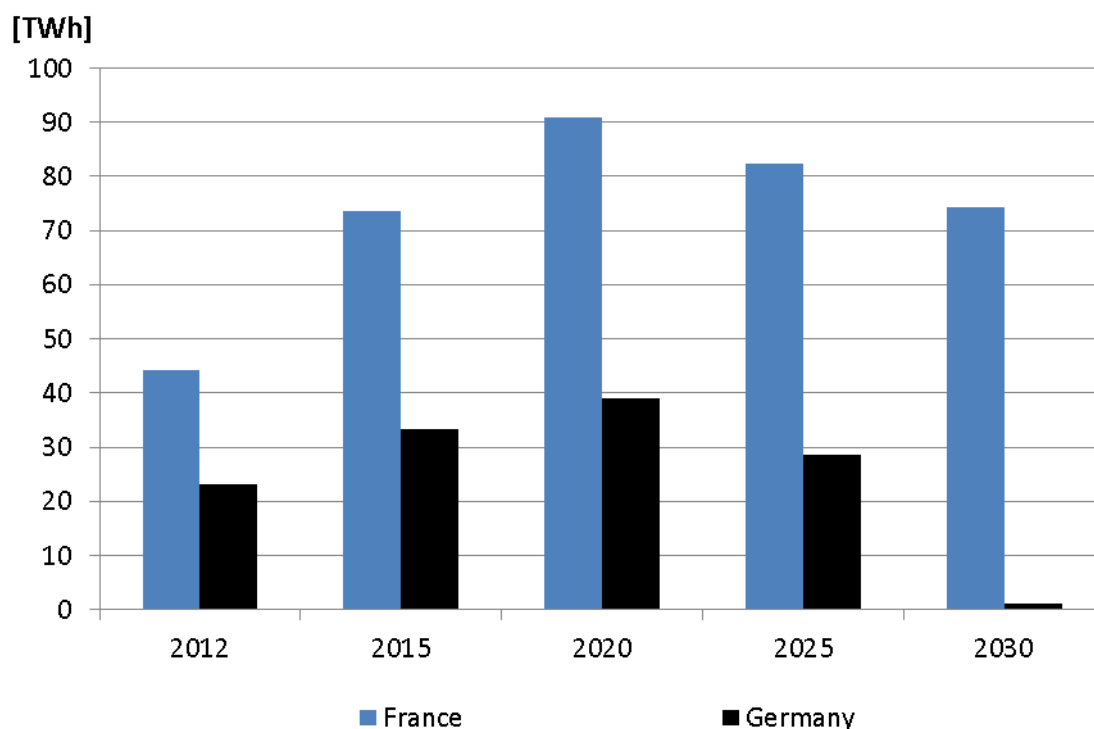


Figure 27 : Scénario BASE : évolution du solde exportateur en France et en Allemagne

Sources : données 2012 [RTE, 2013], [BMWi, 2013a]

3.5.1.4 Coût marginal de production d'électricité

L'évolution du coût marginal de long terme²⁵ lié à la production d'électricité en France et en Allemagne est représentée par la Figure 28. Celui-ci est donc amené à augmenter dans les deux pays, atteignant 6,53 ct/kWh en France et 7,21 ct/kWh en Allemagne en 2030. Cette augmentation est due à plusieurs facteurs : le renouvellement du parc de

²⁴ La faisabilité d'une telle augmentation du solde exportateur reste néanmoins à démontrer. Les réseaux électriques et les interconnexions sont modélisés de manière simplifiée. La structure temporelle du modèle et la prise en compte peu détaillée de l'intermittence des renouvelables peut également impacter le niveau et la structure des échanges.

²⁵ Coût marginal annuel moyen pondéré de long terme, voir partie 3.2.2.

production (y compris la prolongation de la durée de vie des réacteurs nucléaires), l'augmentation du prix du CO₂, et la hausse (bien que modérée) du prix des combustibles.

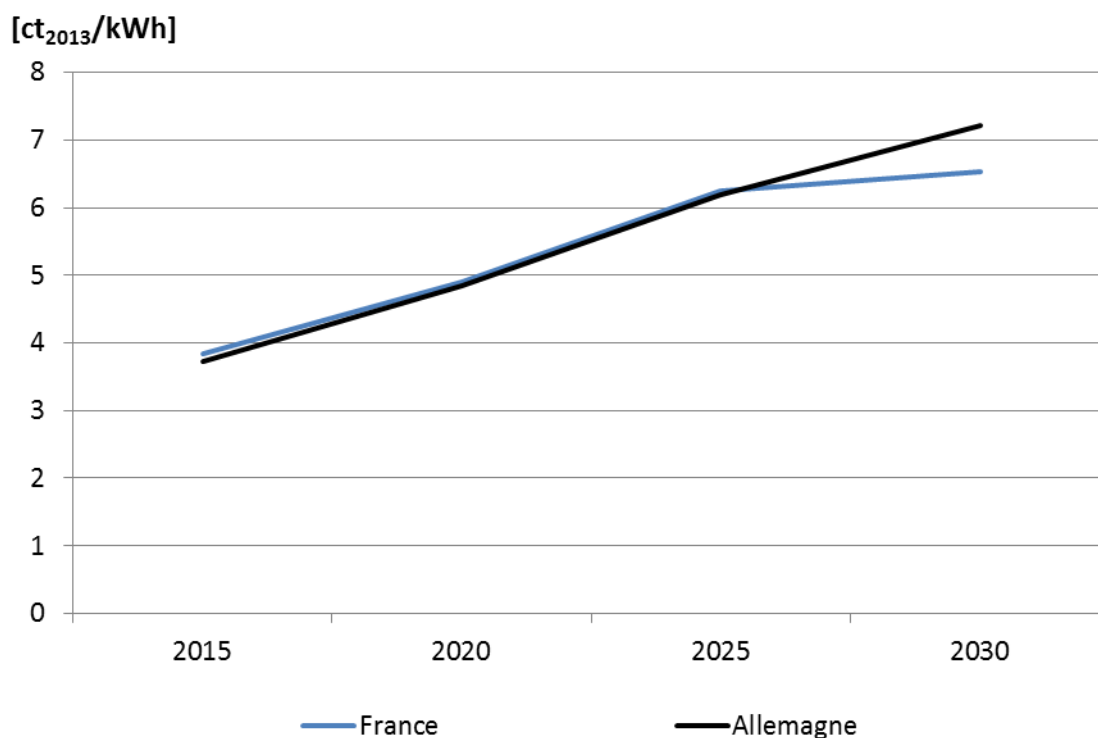


Figure 28 : Scénario BASE : évolution des coûts marginaux de production d'électricité en France et en Allemagne

En dehors de la forte augmentation des coûts marginaux dans les deux pays, l'élément marquant est la divergence constatée entre la France et l'Allemagne en 2030, due essentiellement au prix élevé du CO₂ (38 €/t en 2030) qui impacte les 253 TWh produits cette année-là en Allemagne via des centrales thermiques classiques contre 40 TWh en France. Les capacités d'interconnexion ne permettent pas dans ce cas de modifier suffisamment la structure des échanges pour observer une convergence ; le rôle de la capacité d'échange franco-allemande et son impact sur les coûts marginaux est étudié dans la partie 3.5.3. Un calcul supplémentaire, qui n'est pas détaillé ici, permet de confirmer l'importance du prix du carbone sur la convergence : si l'on suppose celui-ci constant entre 2025 et 2030, la convergence des coûts marginaux français et allemand se poursuit jusqu'en 2030.

Afin d'évaluer le degré de convergence en Europe des coûts marginaux de production de l'électricité, l'indicateur de convergence, tel que décrit dans la partie 3.2.3, est calculé pour chaque année t . Cet indicateur diminue globalement au cours du temps (cf. Tableau 23), passant de 32% en 2015 à 16% en 2030 à l'échelle européenne. En effet, si les

différents pays modélisés présentent encore aujourd'hui des différences majeures en termes de moyens de production, les restructurations nécessaires afin de renouveler les parcs ont tendance à harmoniser de fait, à la hausse, les coûts marginaux de production. Et ce malgré une légère hausse entre 2025 et 2030, reflétant notamment l'écart croissant observé entre la France et l'Allemagne.

Tableau 23 : Scénario BASE : indicateur de convergence de coûts marginaux de production de l'électricité en Europe (%)

2015	2020	2025	2030
31,9%	28,0%	15,9%	16,2%

3.5.1.5 Emissions de CO₂

Pour rappel, dans la modélisation entreprise, seul un prix exogène du carbone est défini (voir Figure 18) contrairement à d'autres versions du modèle PERSEUS où le marché européen des permis d'émission est représenté de manière plus détaillée. Les émissions de CO₂ liées à la production d'électricité diminuent en Allemagne et en France comme dans toute l'Europe, comme le montre la Figure 29. Ceci est dû largement à la part croissante des renouvelables dans la production d'électricité, mais également au remplacement de centrales thermiques existantes par de nouvelles installations à plus haut rendement et par conséquent moins polluantes, ainsi qu'à une augmentation de la part du gaz naturel. La production thermique a d'ailleurs augmenté en Europe de 5% entre 2010 et 2030 (valeur 2010 [ENTSOE, 2014]), alors qu'on observe bien une baisse des émissions de 43%.

Si la baisse de la production allemande accentue évidemment la baisse des émissions du secteur électrique, la Figure 30 montre que l'intensité carbone de la production allemande (ratio des émissions totales sur la production totale) a également diminué dans des proportions non négligeables. C'est d'ailleurs le cas pour l'ensemble de l'Europe, y compris en France. On constate néanmoins une stabilisation de l'intensité carbone en Allemagne et un léger rebond en France entre 2020 et 2025, ce qui correspond à une légère augmentation de la production thermique classique dans les deux pays, malgré l'augmentation du prix du CO₂.

L'assainissement de la production thermique fossile est particulièrement illustré par un « switching » du charbon vers le gaz, et plus particulièrement vers des cycles combinés au gaz à haut rendement. La part du gaz augmente légèrement dans les deux pays, de 4% en 2012 à 6% en 2030 en France et de 12% à 20% en Allemagne. Surtout, la part du gaz dans la production à partir de combustibles fossiles est de 93% en 2030 en France et 44% en Allemagne, contre respectivement 49% et 21% en 2012. Ce « switching » est dû

principalement aux hypothèses fortes retenues sur le prix du CO₂ (38 €/t en 2030, cf. partie 3.3.6.2) mais également, on l'a évoqué, au prix relativement bas du gaz naturel.

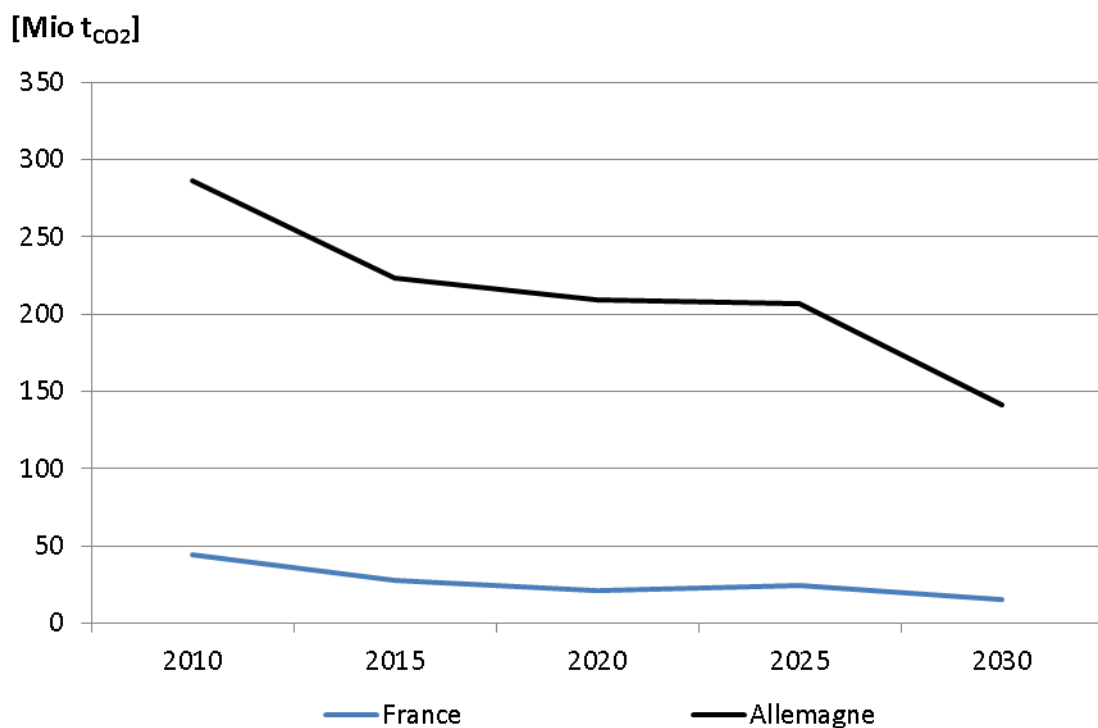


Figure 29 : Scénario BASE : évolution des émissions (Mio t_{CO2}) liées à la production d'électricité en France et en Allemagne

Source : données 2010 [IEA, 2012b]

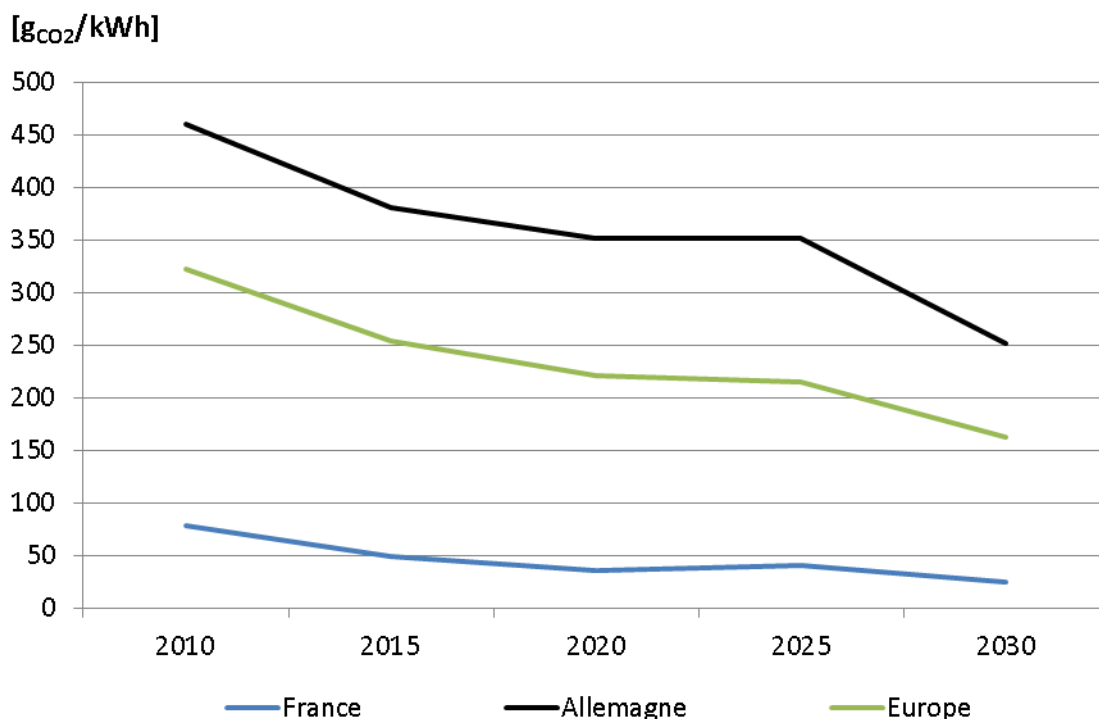


Figure 30 : Scénario BASE : évolution de l'intensité carbone (g_{CO_2}/kWh) liée à la production d'électricité en France, en Allemagne et en Europe

Source : données 2010 [IEA, 2012b]

3.5.2 Scénarios nucléaires

Deux scénarios sont étudiés ici, en complément et en comparaison au scénario de base, afin d'évaluer l'impact de la part du nucléaire dans le mix électrique français :

- le scénario « 40 ans nucléaire » (40 ANS) considère une fermeture des réacteurs nucléaires français après 40 ans d'exploitation ;
- le scénario « Sortie nucléaire » (SORTIE) est un scénario de sortie complète du nucléaire en France entre 2020 et 2030.

Si dans le scénario SORTIE, aucune construction nouvelle d'EPR n'est possible pour remplacer les anciens réacteurs, ce n'est pas le cas dans le scénario 40 ANS.

La fermeture anticipée des réacteurs ou la sortie du nucléaire pourraient être accompagnées par des objectifs de capacité et de production renouvelable accrus mais ceux-ci n'ont pas été augmentés par rapport au scénario de base afin de ne pas rajouter des contraintes au processus d'optimisation (voir partie 3.3.6.3) et d'assurer la comparabilité des résultats. Les résultats de ces deux scénarios sont présentés ici en comparaison avec le scénario de base.

3.5.2.1 Parc de production français

Capacités

Au total, la puissance installée du parc de production augmente, passant de 129 GW en 2012 à 182 GW en 2030 pour le scénario 40 ANS et 180 GW pour le scénario SORTIE. Elle est donc légèrement inférieure à celle du scénario de base (188 GW).

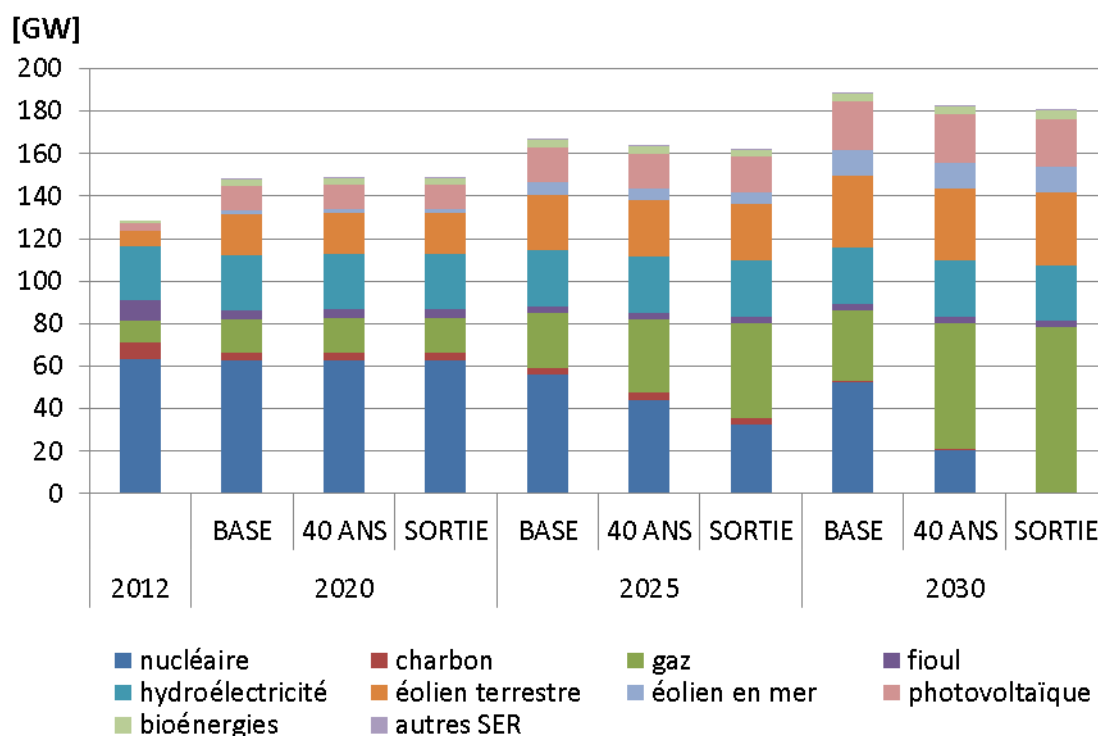


Figure 31 : Scénarios nucléaires : évolution de la capacité en France

Source : données 2012 [RTE, 2013b]

Dans les deux cas, la capacité nucléaire perdue entre 2020 et 2030 a été remplacée par des centrales à combustibles fossiles (essentiellement au gaz naturel). La capacité supplémentaire de centrales au gaz est à peu près équivalente à la puissance nucléaire mise à l'arrêt. Sur la période 2020-2030, la capacité de production au moyen de centrales au gaz augmente de 43 GW en France selon le scénario 40 ANS et de 62 GW selon le scénario SORTIE, alors que l'on constate une baisse de la capacité nucléaire de respectivement 42 GW et 63 GW. Il faut cependant noter qu'une part importante de cette nouvelle capacité, environ 22 GW dans les deux scénarios, correspond à des turbines à gaz fonctionnant en extrême pointe uniquement (taux de charge moyen de 2,6% dans les deux scénarios). La différence correspond à un besoin accru de capacités de pointe ; en 2025 notamment, les marges à l'importation diminuent de manière considérable (voir 3.5.2.3).

On note également l'absence de nouveaux réacteurs nucléaires dans le scénario 40 ANS pour remplacer les réacteurs arrivés en fin de vie. L'avantage compétitif du nucléaire observé après 2020 dans le scénario BASE, vis-à-vis des autres centrales thermiques notamment, n'est valable que dans le cas d'une prolongation de la durée de vie des réacteurs existants.

Production

Si l'augmentation de la puissance installée au gaz naturel est assez linéaire entre 2020 et 2030, on observe une augmentation de la production au gaz dans des proportions considérables entre 2025 et 2030 pour les deux scénarios (Figure 32).

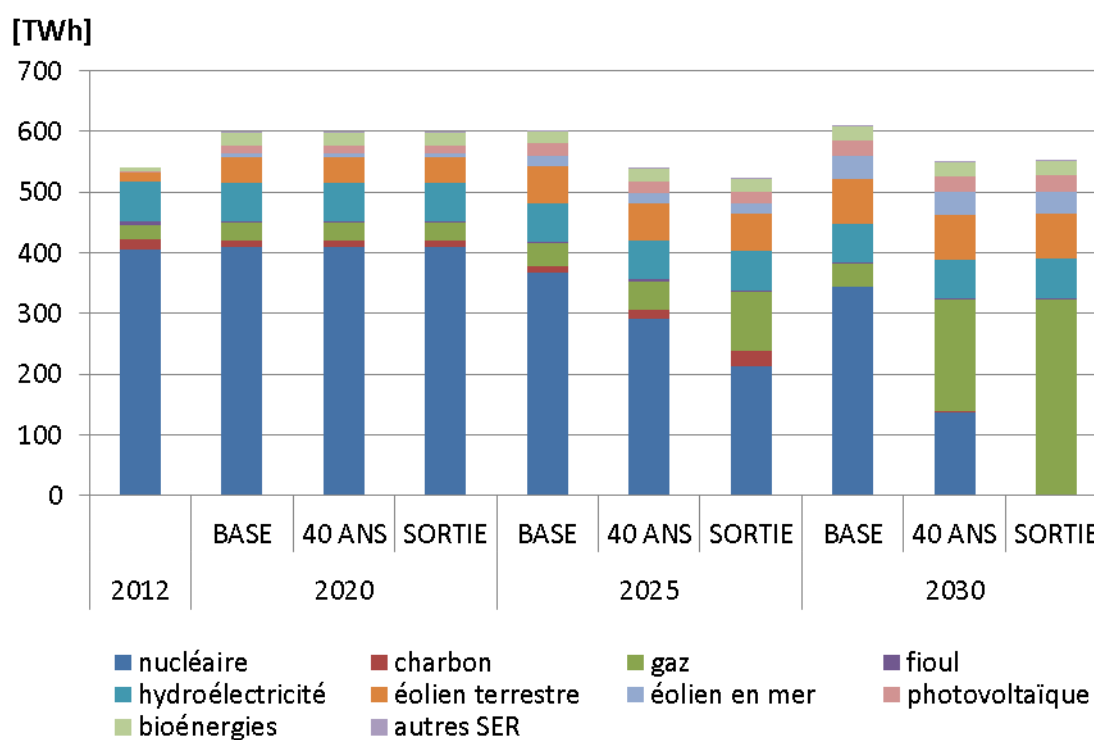


Figure 32 : Scénarios nucléaires : évolution de la production d'électricité en France

Source : données 2012 [RTE, 2013b]

Ceci s'explique par le fait que la majorité des nouvelles constructions en 2025 sont en fait des turbines à combustion fonctionnant très peu dans l'année et liées en grande partie aux contraintes de réserve. En 2030, les nouvelles constructions sont principalement des cycles combinés fonctionnant alors en base, ce qui explique la trajectoire de la production à partir de gaz naturel. Avec 184 TWh produits en 2030 dans le scénario 40 ANS, soit un tiers de la production française, le gaz naturel prend donc une importance considérable. Ce résultat est renforcé dans le scénario SORTIE avec 322 TWh de production et

une part de 58% dans la production totale, alors qu'en 2020, le gaz ne représente que 5% de la production.

Pour expliquer de tels chiffres, il faut s'intéresser en détail à la structure de la production et des échanges entre la France et ses pays frontaliers. Entre 2020 et 2025, la production nucléaire française diminue de 120 TWh dans le scénario 40 ANS et 197 TWh dans le scénario SORTIE, soit une baisse inférieure à celle observée entre 2025 et 2030 (respectivement 153 TWh et 214 TWh).

Dans un premier temps, cette perte va être compensée en grande partie par une diminution importante des exportations et une hausse des importations (le solde exportateur passe de 91 TWh à 21 TWh dans 40 ANS et 4 TWh dans SORTIE entre 2020 et 2025), ainsi que par une augmentation de la production thermique (+24 TWh pour 40 ANS et +84 TWh pour SORTIE), principalement du gaz comme on l'a évoqué. Le reste est en fait compensé par une production accrue à partir de combustibles fossiles dans le reste de l'Europe. Ce surplus de production en Europe est surtout dû à une augmentation des heures d'utilisation de ces centrales (de 43% de charge en moyenne dans le scénario de base à 44% et 45% dans les scénarios nucléaires, ce qui équivaut respectivement à environ 54 TWh et 69 TWh pour une capacité constante entre les scénarios) ainsi qu'à une très légère augmentation de la capacité. Au total, la production thermique classique en Europe est plus élevée de 55 TWh dans le scénario 40 ANS et de 72 TWh dans le scénario SORTIE. Le parc européen dispose donc d'une certaine marge permettant de compenser une baisse de la production nucléaire sans pour autant construire plus de nouvelles centrales. C'est cette solution qui est privilégiée en 2025 pour minimiser l'impact de l'arrêt des réacteurs français sur les coûts de production de l'électricité en Europe.

En revanche, la perte supplémentaire de capacité nucléaire en France entre 2025 et 2030 va être remplacée, comme évoqué plus haut, par une augmentation des moyens de production au gaz naturel de 25 GW dans le scénario 40 ANS et 34 GW dans le scénario SORTIE (8,2 GW dans le scénario de base). Ces nouvelles centrales supplémentaires sont principalement des cycles combinés et fonctionnent en base (79% de charge en moyenne pour ces nouvelles centrales en 2030, et 84% dans le scénario SORTIE).

À la différence de 2025, le parc européen n'était pas en mesure de combler la baisse de la production nucléaire sans augmenter significativement la puissance installée. L'utilisation des centrales fonctionnant au charbon et au lignite, par exemple, est déjà quasi-maximale depuis 2025 (environ 76% de charge en moyenne). De plus, environ 60 GW de puissance installée thermique fossile (hors nucléaire) arrivent en fin de vie en 2030 en Europe. Il fallait donc compenser cette perte, en plus de celle liée à l'arrêt des réacteurs nucléaires, en France, ce qui explique l'ampleur des nouvelles constructions. Le prix de 38 €/tCO₂ donnant un avantage aux cycles combinés au gaz par rapport aux

nouvelles centrales fonctionnant au charbon, on constate donc que les nouvelles centrales sont en très grande majorité des cycles combinés.

3.5.2.2 Parc de production allemand

D'une manière générale, l'Allemagne produit plus (+9 TWh dans 40 ANS et +10 TWh dans SORTIE en 2025, +13 TWh dans les deux scénarios en 2030 par rapport au scénario de base) afin de s'adapter à la baisse de la production française. Cet ajustement se fait par le biais d'une augmentation globale de la charge des centrales thermiques classiques au charbon et au lignite. La capacité varie peu, elle est même légèrement inférieure en 2030 dans les scénarios nucléaires, par rapport au scénario de base (Figure 33).

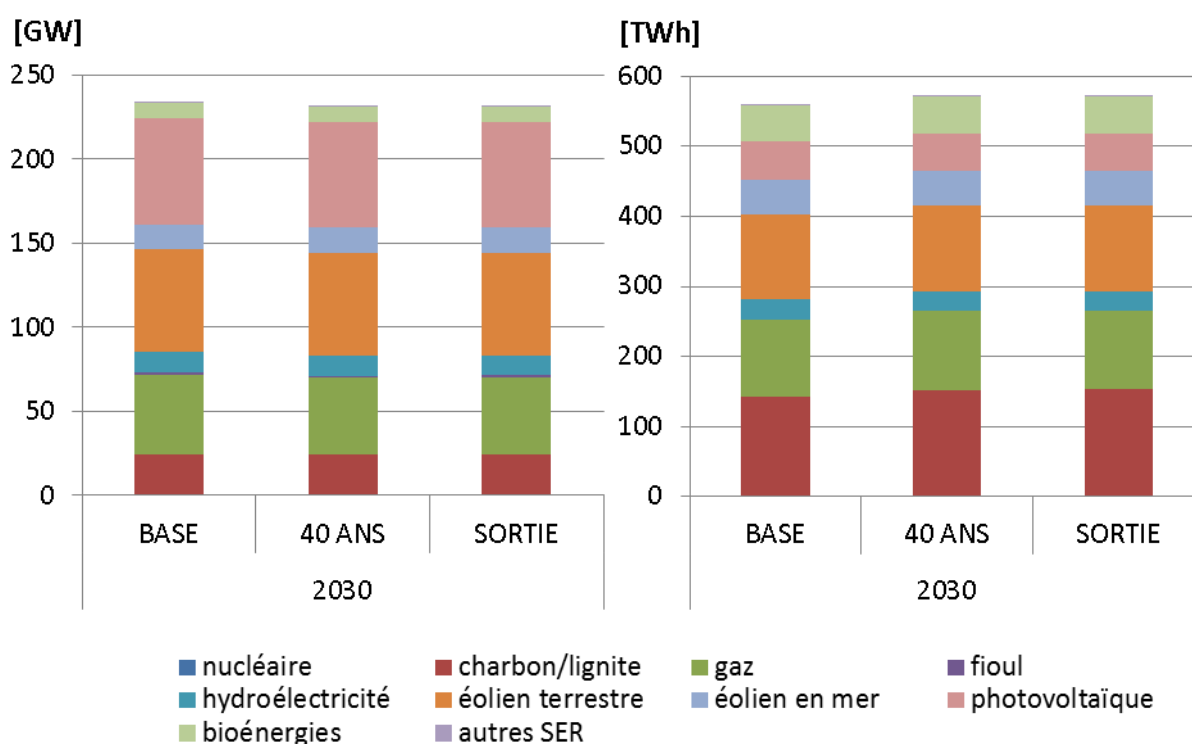


Figure 33 : Scénarios nucléaires : capacités et production d'électricité en Allemagne en 2030

Cette différence s'explique entièrement par une moindre puissance installée au gaz. Un moindre besoin de capacités de pointe sur l'axe franco-allemand, du fait de l'augmentation de la flexibilité globale du parc de production en France dans les scénarios 40 ANS et SORTIE, permet d'expliquer cela.

3.5.2.3 Solde exportateur

L'arrêt des réacteurs nucléaires français induit clairement une profonde transformation de la structure des échanges. Le solde de la France chute à 4 TWh en 2025 et le solde exportateur de l'Allemagne est revu à la hausse (Figure 34).

Alors que, dans le scénario de base, les capacités françaises à l'importation sont rarement utilisées à leur maximum, l'interconnexion avec l'Allemagne en 2025 par exemple est saturée²⁶ pendant 7.547 heures dans le scénario 40 ANS et 8.216 heures dans le scénario SORTIE, soit 86% et 94% de l'année, contre 31% dans le scénario BASE. Cette saturation explique notamment les écarts de coûts marginaux entre les deux pays dès 2025. On constate aussi une utilisation largement accrue des capacités d'importation avec l'ensemble des pays frontaliers, ce qui justifie notamment la construction d'une capacité supplémentaire de centrales utilisées uniquement en pointe.

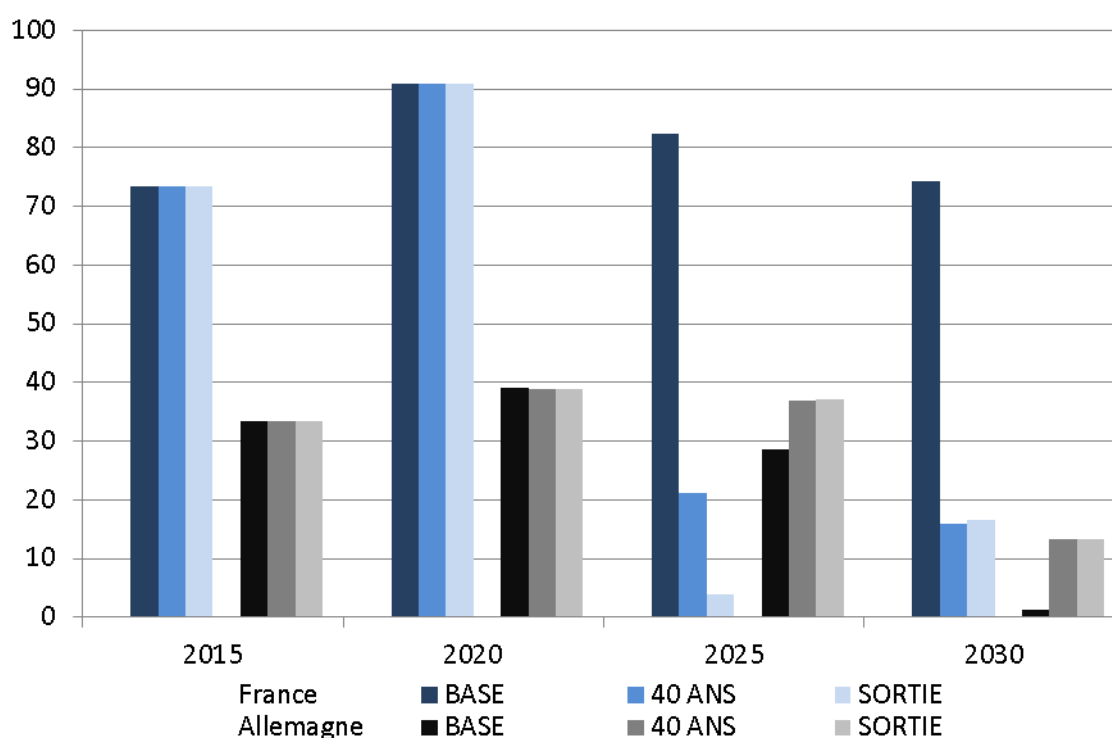


Figure 34 : Scénarios nucléaires : évolution du solde exportateur en France et en Allemagne

Sources : données 2012 [RTE, 2013], [BMW, 2013a]

²⁶ Dans l'ensemble de cette étude, le terme de « saturation » est utilisé pour exprimer les situations pour lesquelles la capacité d'échange entre deux pays est utilisée à hauteur de sa valeur maximale, fixée de manière exogène.

3.5.2.4 Coût marginal de production d'électricité

La sortie du nucléaire en France a un impact important sur les coûts de production. Le coût marginal de long terme augmente dans tous les scénarios pour les raisons décrites plus haut (cf. scénario de base, partie 3.5.1.4), mais l'arrêt des réacteurs nucléaires français entraîne une augmentation plus marquée. Le coût marginal atteint en 2025 7,2 ct/kWh dans le scénario 40 ANS et 7,5 ct/kWh dans le scénario SORTIE (Figure 35), contre respectivement 6,2 ct/kWh dans le scénario de base. Entre 2025 et 2030, le coût marginal augmente également mais dans des proportions plus faibles que précédemment et les deux scénarios convergent en ce sens. D'une manière générale, le processus de minimisation des dépenses totales en Europe entraîne une adaptation optimale permettant de limiter la hausse des coûts, par le biais d'un « switching » du charbon vers le gaz qui permet de contenir partiellement l'augmentation des coûts liés aux combustibles fossiles, ou encore via une modification profonde de la structure des échanges.

L'impact de la sortie du nucléaire en France s'observe donc également, dans une moindre mesure, sur les coûts marginaux en Allemagne, principalement en 2025. L'importance des nouvelles constructions ainsi que le prix en hausse du CO₂ dans un contexte où la production à partir de thermique classique augmente fortement entraîne une hausse de 0,25 ct/kWh entre le scénario SORTIE et le scénario de base pour le coût marginal allemand. L'écart de coût marginal en Allemagne se resserre ensuite dans tous les scénarios en 2030, les différences en termes de production entre les scénarios, déjà assez modérées en 2025, se réduisant en 2030.

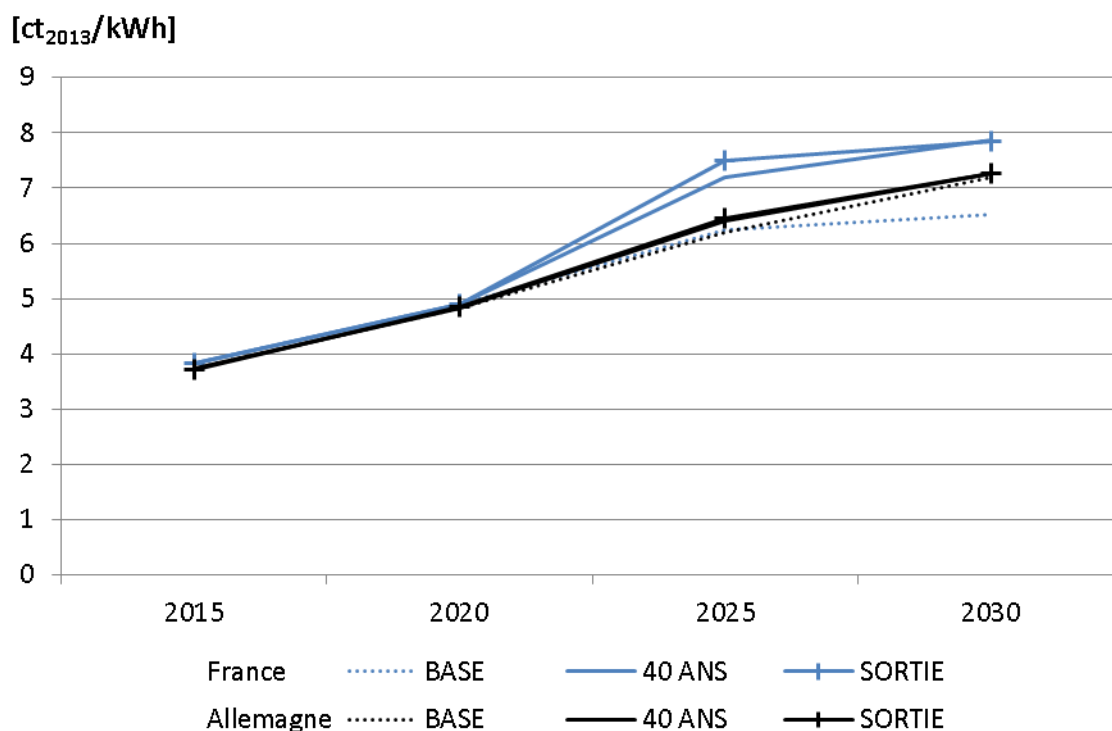


Figure 35 : Scénarios nucléaires : évolution des coûts marginaux de production d'électricité en France et en Allemagne

La moyenne européenne des coûts marginaux pondérée par la production de chaque pays est également plus élevée d'environ 3% en 2025 et 2030 dans les scénarios 40 ANS et SORTIE (10% pour la moyenne franco-allemande pondérée).

Enfin, la Figure 36 illustre l'évolution de la convergence des coûts marginaux de production d'électricité à l'échelle européenne (voir partie 3.2.3 pour la définition de cet indicateur). Si la convergence s'améliore dans l'ensemble des scénarios présentés, elle est encore plus marquée dans les deux scénarios 40 ANS et SORTIE. Ceci s'explique par la hausse marquée des coûts marginaux en France liée à la restructuration du parc de production consécutive à la fermeture des réacteurs nucléaires. Il s'agit donc là d'une convergence par le haut pour la France qui conduit, à l'échelle européenne, à une amélioration de l'indice de l'ordre de 6 points de pourcentage en 2030 par rapport au scénario de base.

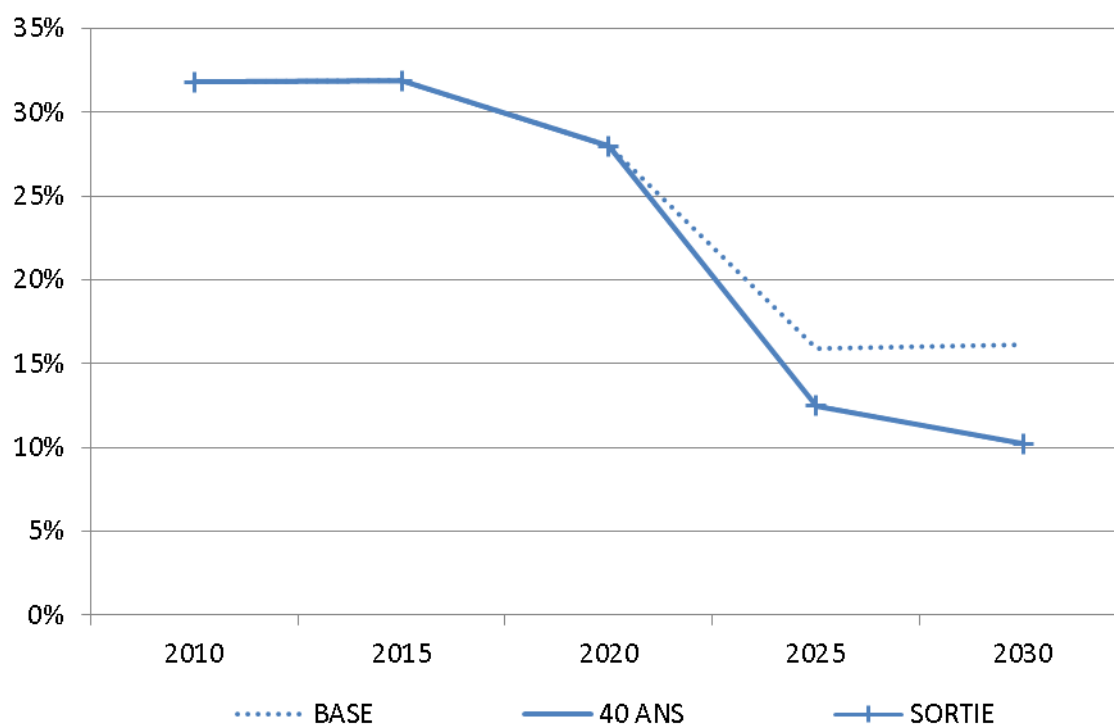


Figure 36 : Scénarios nucléaires : évolution de la convergence des coûts marginaux de production d'électricité en Europe

3.5.2.5 Emissions de CO₂

Dans un système de cap-and-trade, l'atteinte de l'objectif en termes d'émissions totales est garantie. Or, dans le cadre de cette étude, seul un prix exogène du carbone a été considéré.

En l'absence de plafond pour les émissions totales de CO₂, celles-ci sont donc susceptibles de varier en fonction des scénarios. Elles constituent dès lors un indicateur pertinent dans la comparaison des scénarios en termes d'impacts environnementaux pour l'ensemble des pays considérés.

Comme on peut s'y attendre en raison de l'augmentation de la production à partir de combustibles fossiles au détriment du nucléaire, les émissions de CO₂ augmentent de manière importante à partir de 2020 en France (Figure 37), et cela malgré la hausse considérable du prix du CO₂, ce qui explique notamment l'impact observé sur les coûts marginaux.

Si les émissions diminuent, sur la période 2010-2030, de 48% en Allemagne et de 33% à 37% dans l'ensemble de l'Europe selon le scénario, cette baisse demeure inférieure à celle observée dans le scénario de base, notamment en raison d'un rebond entre 2020 et 2025. Ceci s'explique par une intensité carbone supérieure en Allemagne et dans le reste

de l'Europe dans les scénarios de sortie du nucléaire français, résultat logique au vu de l'utilisation accrue des centrales thermiques évoquée précédemment.

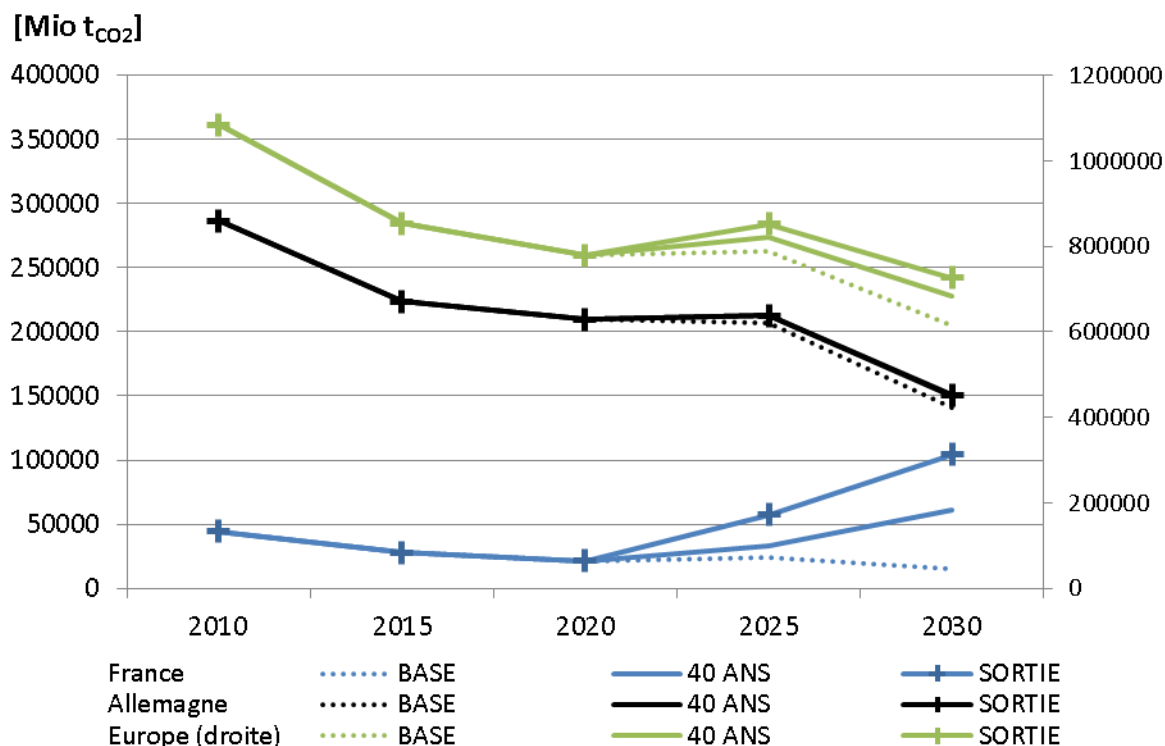


Figure 37 : Scénarios nucléaires : évolution des émissions (Mio t_{CO2}) liées à la production d'électricité en France, en Allemagne et en Europe

Source : données 2010 [IEA, 2012b]

3.5.3 Scénario d'interconnexion

Le scénario « Augmentation progressive de l'interconnexion France-Allemagne » (INT) analysé ici a pour objectif d'étudier l'impact du niveau de l'interconnexion franco-allemande. La capacité d'échanges à la frontière est progressivement accrue dans les deux sens : multipliée par deux en 2020, par trois en 2025 et par quatre en 2030.

3.5.3.1 Parc de production français

Comme le montre la Figure 38, il n'y a pas de différences majeures en termes de puissance totale installée et de structure du parc dans le scénario d'augmentation progressive de l'interconnexion France-Allemagne (INT) par rapport au scénario de base. On ob-

serve néanmoins que, dans le scénario INT, 6,4 GW supplémentaires de capacité nucléaire sont prolongés au détriment de moyens de production au gaz.

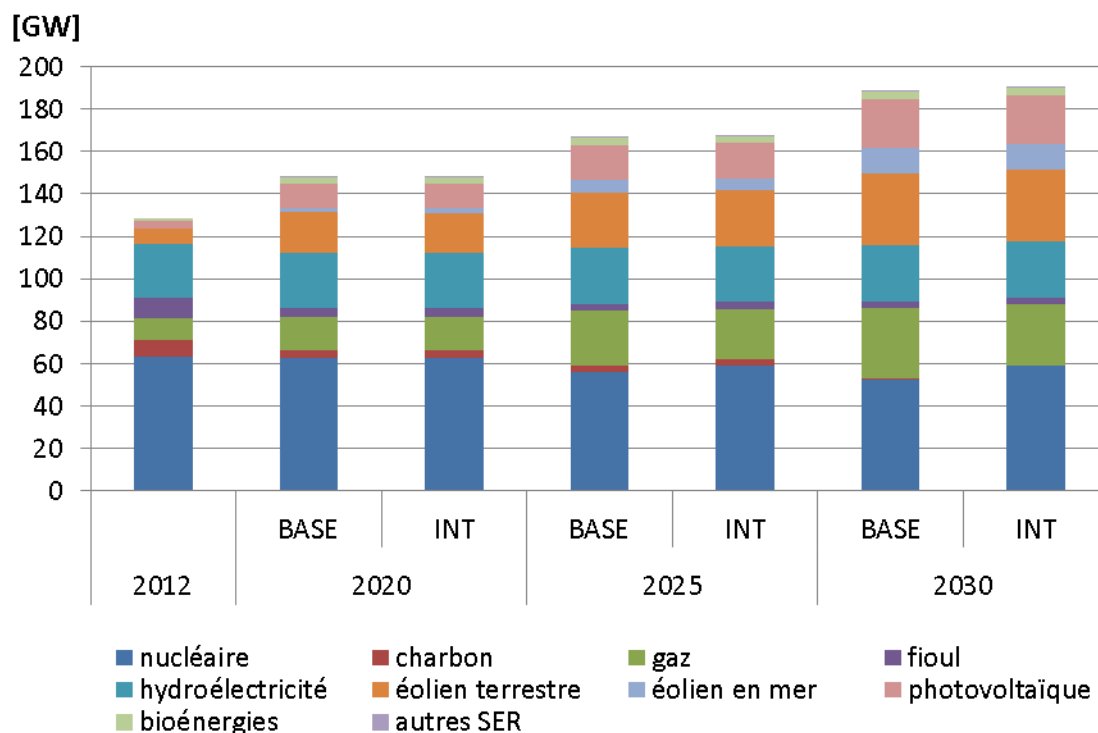


Figure 38 : Scénario d'interconnexion INT : évolution de la capacité en France

Source : données 2012 [RTE, 2013b]

Le niveau de production est sensiblement supérieur dans le scénario INT avec 14 TWh supplémentaires en 2025 et 40 TWh supplémentaires en 2030 (Figure 39), essentiellement d'origine nucléaire, ce qui va se traduire par une augmentation du même ordre de grandeur du solde exportateur. Evidemment, cette augmentation est entièrement imputable à l'augmentation de la capacité d'interconnexion qui autorise une hausse des échanges. On s'attend donc à retrouver, en termes de production, des résultats inverses en Allemagne.

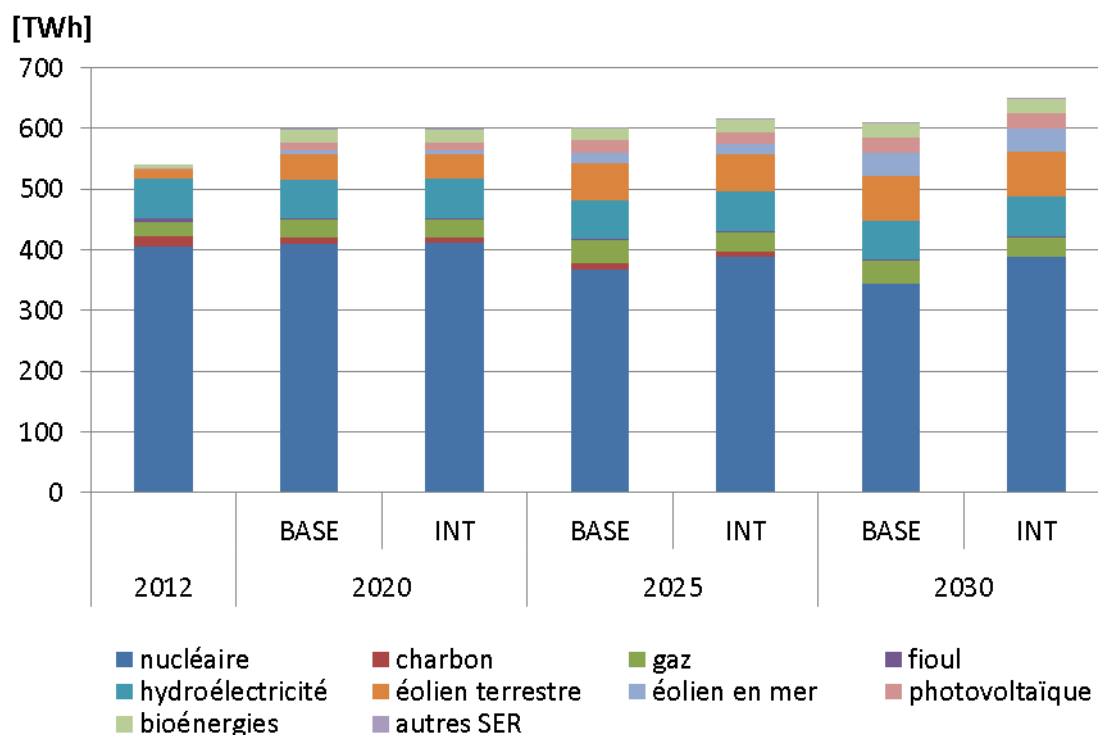


Figure 39 : Scénario d'interconnexion INT : évolution de la production d'électricité en France

Source : données 2012 [RTE, 2013b]

3.5.3.2 Parc de production allemand

Comme en France, les capacités n'évoluent que peu entre les deux scénarios (Figure 40). La production, quant à elle, diminue bien en Allemagne (Figure 41) dans le scénario INT; elle est compensée par une hausse des importations venant de France. L'augmentation des capacités d'échange a donc un impact sur la répartition de la production des deux pays. La France, qui bénéficie alors en moyenne, notamment en raison de la hausse du prix du CO₂, de coûts de production moins élevés, produit une plus grande quantité d'électricité.

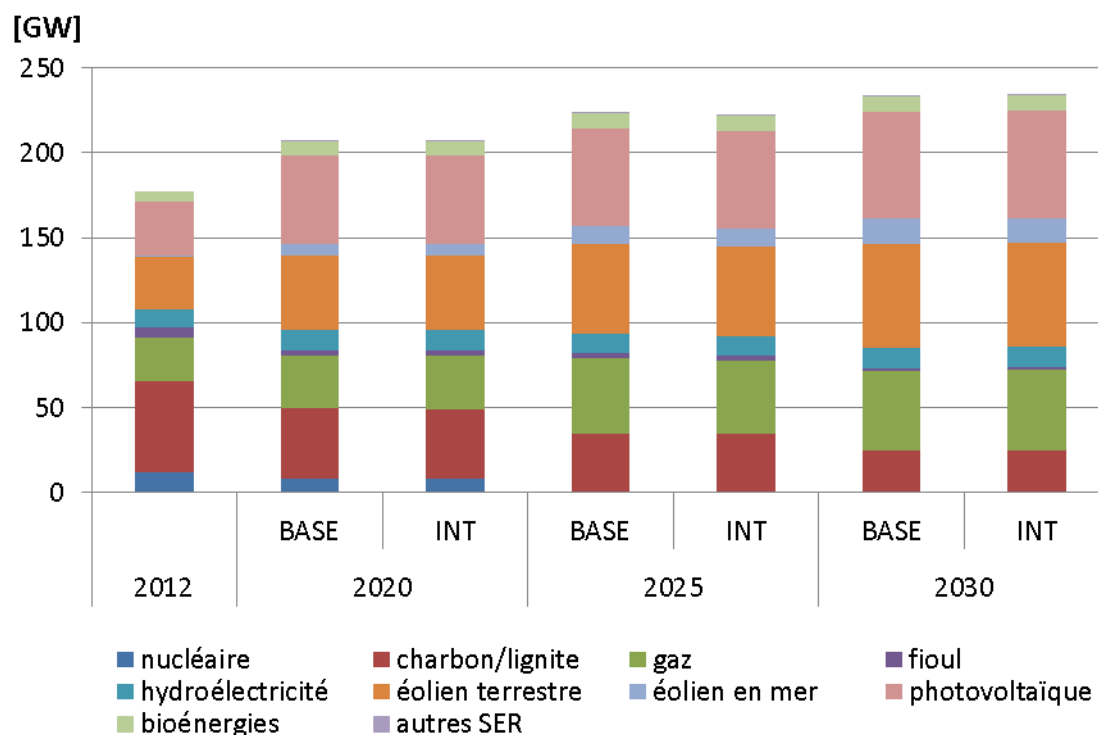


Figure 40 : Scénario d'interconnexion INT : évolution de la capacité en Allemagne

Source : données 2012 [BDEW, 2013a]

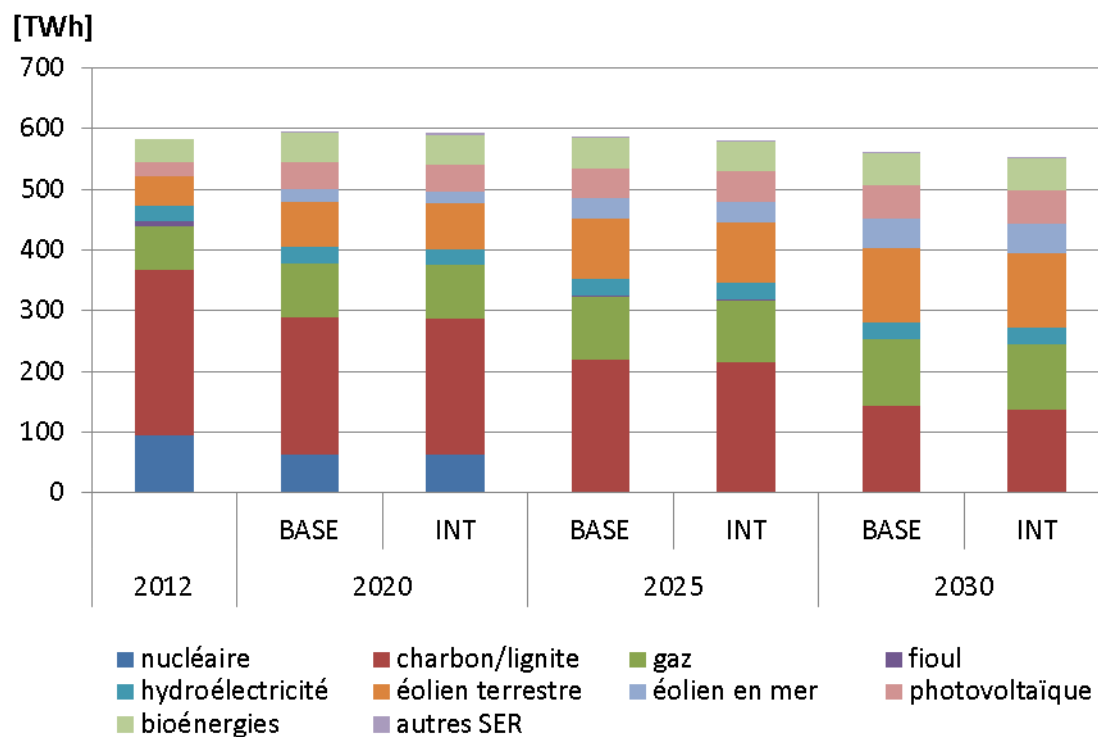


Figure 41 : Scénario d'interconnexion INT : évolution de la production en Allemagne

Source : données 2012 [BDEW, 2013c]

3.5.3.3 Solde exportateur

En 2015, les exportations françaises vers l'Allemagne s'élèvent à 6,2 TWh, et les importations en provenance d'Allemagne à 9,2 TWh. L'axe franco-allemand ne semble donc pas particulièrement important, mais l'intérêt d'une extension des capacités d'échange réside surtout dans la possibilité d'éliminer les phénomènes ponctuels de saturation et ainsi permettre d'échanger dans des situations critiques pour l'équilibre sur le réseau par exemple ou permettre une meilleure répartition de la production en Europe en fonction des coûts de production des différents pays. En 2015, dans le scénario de base, la valeur d'échange maximale est atteinte sur 39 time slots, soit 2.760 heures, dans le sens France-Allemagne et 2.904 heures dans le sens Allemagne-France. Dès lors, une augmentation de la capacité physique entre les deux pays peut avoir un impact sur les échanges et par conséquent la production.

C'est d'autant plus vrai que ces phénomènes de saturation vont se renforcer dans le sens France-Allemagne. En 2020, la valeur maximale dans le scénario de base est atteinte pendant 3.928 heures, cette valeur diminue ensuite avec 2.792 heures en 2025 avant d'augmenter à nouveau jusqu'à 4.191 heures en 2030. En revanche, dans le sens Allemagne-France, les heures de saturation sont relativement stables avec notamment 2.375 heures en 2030.

L'augmentation des capacités d'échange va donc permettre de limiter la fréquence de saturation de l'interconnexion franco-allemande. En 2020, la capacité d'échange de la France vers l'Allemagne dans le scénario interconnexion est de 3,6 GW, le double de celle retenue dans le scénario de base. Cette valeur est atteinte pendant 3.147 heures, un nombre en augmentation par rapport à 2015 et à peine inférieur aux heures observées dans le scénario de base. En 2025, le triplement de la capacité par rapport à 2015 ne permet de réduire que faiblement les heures de saturation par rapport au scénario de base, avec 2.098 heures dans le sens France-Allemagne.

Enfin, en 2030, les capacités d'échange, quatre fois supérieures aux valeurs de 2015, permettent de diminuer fortement les heures pendant lesquelles la valeur est maximale avec 1.200 heures dans le sens France-Allemagne. On note en revanche une absence quasi-totale de saturation dans le sens Allemagne-France avec seulement 200 heures pendant lesquelles l'interconnexion est totalement utilisée.

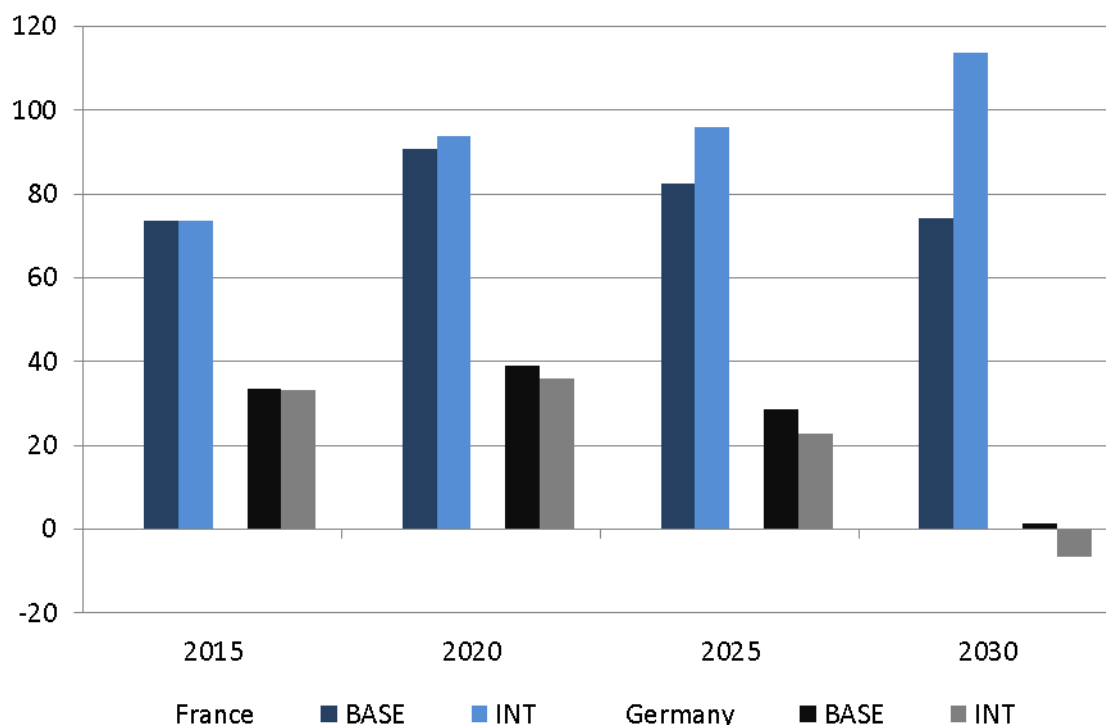


Figure 42 : Scénario d’interconnexion INT : évolution du solde exportateur en France et en Allemagne

Sources : données 2012 [RTE, 2013b], [BMWi, 2013a]

On note globalement un besoin de renforcement des interconnexions entre la France et l’Allemagne, particulièrement dans le sens France-Allemagne en raison des hypothèses retenues dans le cadre du scénario de base qui renforcent considérablement le rôle de la France en tant qu’exportateur majeur en Europe (Figure 42). Le relâchement de la contrainte sur les échanges franco-allemands entraîne effectivement une augmentation importante des exportations françaises vers l’Allemagne mais également une augmentation des volumes dans le sens inverse, comme le montre la figure 44. L’augmentation de l’interconnexion permet globalement une diminution des contraintes liées à la disponibilité des centrales nucléaires dans des situations de déséquilibres potentiels entre l’offre et la demande en France. La possibilité d’exporter plus vers l’Allemagne permet une utilisation accrue des centrales nucléaires en base et la demande de pointe est comblée par la production des centrales thermiques classiques allemandes.

Un tel renforcement demanderait cependant d’importants investissements, il convient donc d’en analyser les gains potentiels. L’impact de ce renforcement des capacités d’échange franco-allemandes sur les coûts marginaux de production des deux pays sera d’ailleurs analysé plus loin.

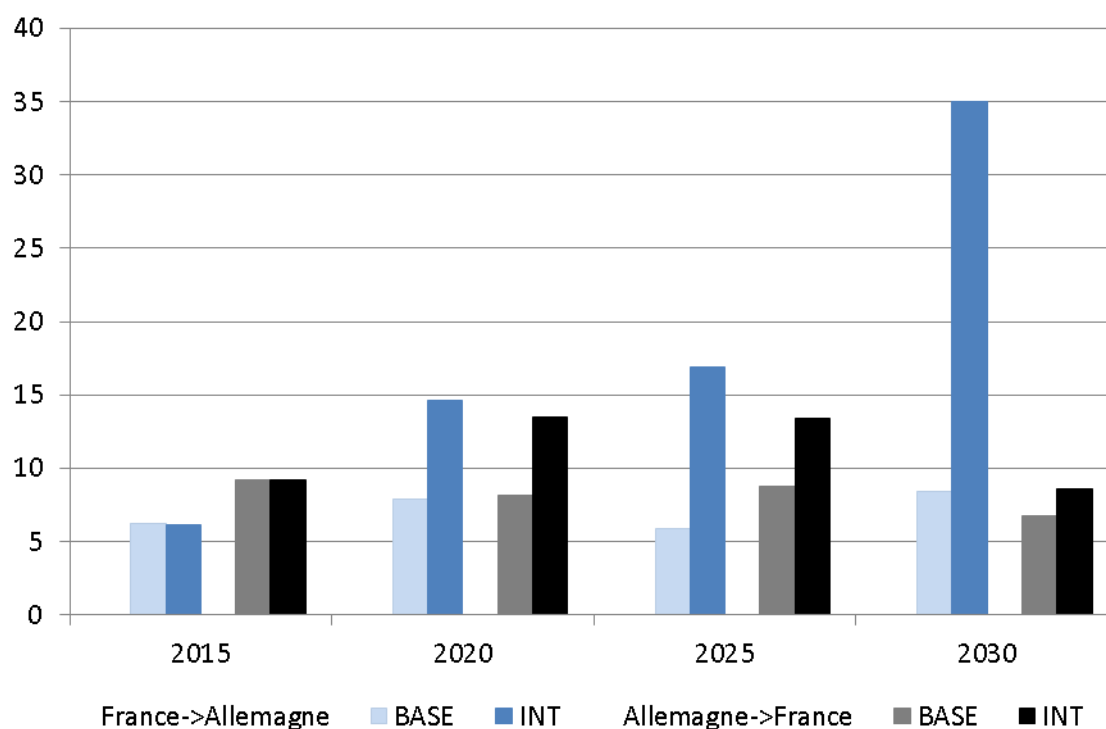


Figure 43 : Scénario d’interconnexion INT : évolution des échanges franco-allemands

3.5.3.4 Coût marginal de production d’électricité

On observe évidemment une convergence renforcée des coûts marginaux de production français et allemand en 2030 (Figure 44). La nouvelle répartition de la production dans les deux pays permise par l’extension de l’interconnexion entraîne globalement des gains en termes de coûts marginaux. Si cette valeur est assez semblable dans les deux scénarios, elle est surtout plus faible en Allemagne en 2030, ainsi qu’en France dans une moindre mesure en 2020 et 2025. Dès lors, on observe donc une moyenne pondérée des coûts marginaux dans les deux pays plus faible dans le scénario INT, bien que la différence soit assez modérée.

D’une manière générale, le relâchement des contraintes sur les échanges franco-allemands permet une meilleure répartition de la production d’électricité afin de satisfaire la demande globale à moindre coût, même si cette baisse des coûts totaux dans le modèle ne se reflète que faiblement au niveau des coûts marginaux de long terme.

Sur le plan européen, l’augmentation de la capacité d’échange entre la France et l’Allemagne n’a que peu d’impact sur la convergence des coûts marginaux pour l’ensemble des pays du modèle. Ainsi, le quadruplement de la capacité d’échanges entre la France et l’Allemagne en 2030 ne conduit qu’à une amélioration de 2,2 points de pourcentage de l’indicateur (voir partie 3.2.3 pour la définition de cet indicateur).

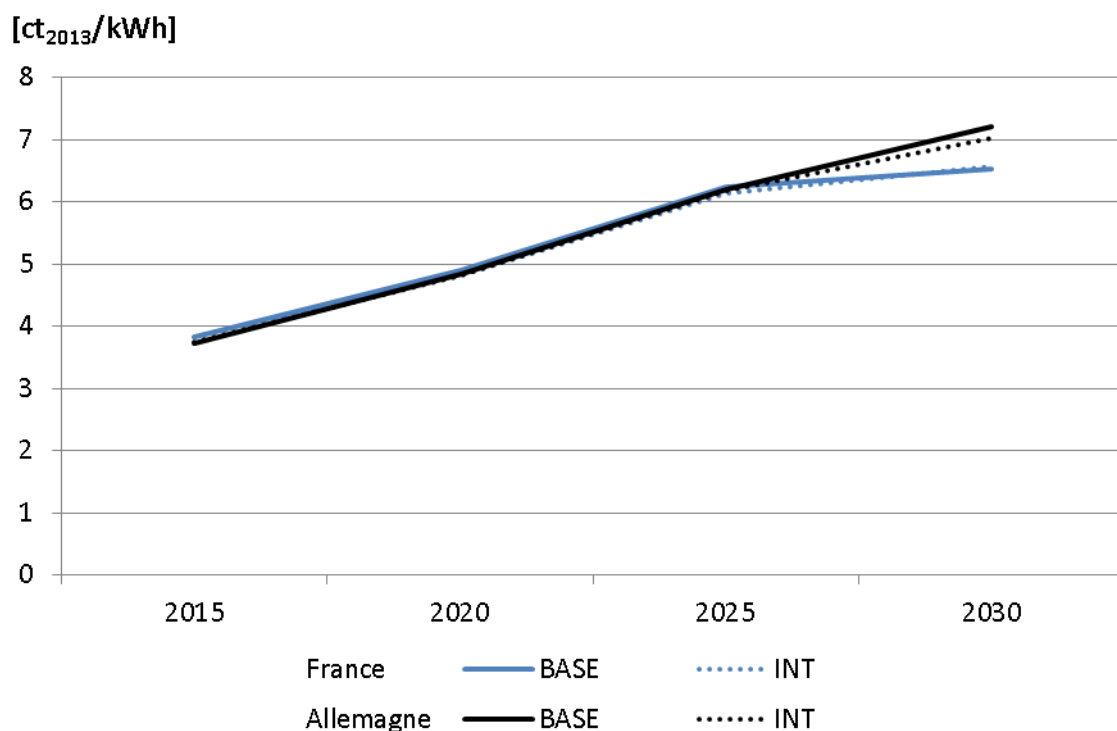


Figure 44 : Scénario d'interconnexion INT : évolution des coûts marginaux de production d'électricité en France et en Allemagne

3.5.3.5 Emissions de CO₂

La différence entre les scénarios est très marginale mais on note cependant une très légère baisse des émissions en France à partir de 2025 par rapport au scénario de base en raison de la part du nucléaire plus importante dans le scénario d'interconnexion. En Allemagne, du fait notamment de la diminution de la production, la différence est d'environ 4% en 2030.

3.5.4 Scénarios CO₂

Dans cette partie, deux derniers scénarios sont analysés afin d'évaluer la sensibilité des résultats au prix du CO₂. Le scénario CO₂+ considère un prix plus élevé que dans le scénario de base et le scénario CO₂- un prix plus faible.

L'objectif est, en comparant les résultats de ces deux scénarios à ceux du scénario de base, d'évaluer la sensibilité des mix électriques et des coûts marginaux en France et en Allemagne à la contrainte carbone, dont l'avenir est particulièrement incertain. Les hypothèses retenues pour les trajectoires de prix sont décrites dans la partie 3.4.

3.5.4.1 Parcs de production

En France, les différentes trajectoires de prix du carbone considérées n'ont qu'un faible impact sur la capacité totale installée. Le changement le plus important concerne la capacité nucléaire installée, qui varie de 50,3 GW dans le scénario CO₂- à 55,2 GW dans le scénario CO₂+ contre 52,6 GW dans le scénario de base, le prix du CO₂ ayant un impact sur la compétitivité relative de l'option de prolongation des réacteurs vis-à-vis des moyens de production au gaz.

En Allemagne, l'impact le plus marqué est observé en 2030 avec, dans le scénario CO₂+, une capacité totale installée inférieure de 3% à celle du scénario de base. Elle concerne alors essentiellement des moyens de production au gaz, au charbon et au lignite.

Le prix du CO₂ a davantage de conséquences sur la production d'électricité elle-même, particulièrement en Allemagne. Dans le scénario CO₂+, on observe, en France, une production nucléaire plus importante, compensée, par rapport au scénario de base, par une plus faible production des centrales au gaz ainsi qu'une hausse des exportations. Dans le scénario CO₂-, le différentiel de production nucléaire par rapport au scénario de base est évidemment inverse et, là encore, compensé à la fois par un ajustement de la production au gaz naturel et du solde des échanges.

En Allemagne, l'impact est plus marqué, particulièrement en 2030. Comme le montre la Figure 45, le prix très élevé du carbone dans le scénario CO₂+ fait chuter la production totale. Elle est inférieure de 40 TWh par rapport au scénario de base. Cette baisse de production s'explique par une diminution très importante de la production via le charbon et le lignite à partir de 2020. Elle est compensée par une inversion marquée du solde exportateur de l'Allemagne : dans un contexte de prix fort du carbone en 2030, l'Allemagne est importatrice nette d'électricité avec un solde exportateur de -39 TWh contre 1 TWh dans le scénario de base. A l'inverse, un faible prix du CO₂ a pour conséquence une production allemande beaucoup plus importante (+30 TWh dans le scénario CO₂- par rapport au scénario de base en 2030) et solde exportateur largement positif (+30 TWh).

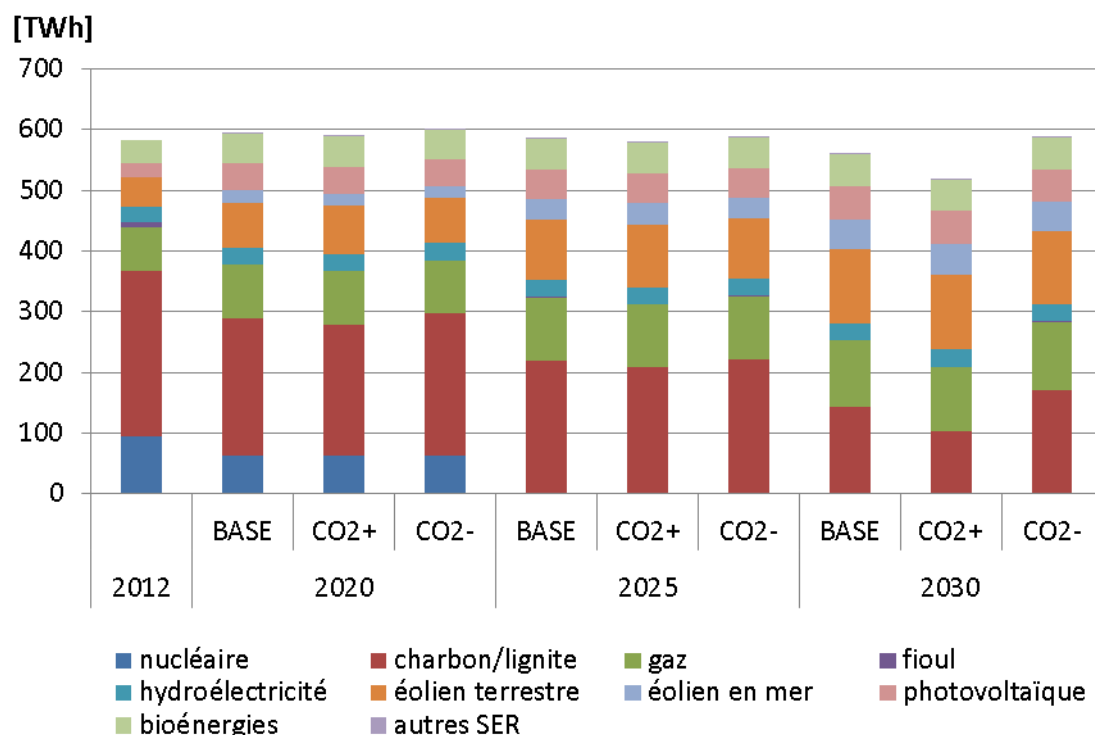


Figure 45 : Scénarios CO₂ : évolution de la production d'électricité en Allemagne

Source : données 2012 [BDEW, 2013c]

3.5.4.2 Coût marginal de production d'électricité

Le coût marginal lié à la production d'électricité, représenté sur la Figure 46, montre une sensibilité marquée au prix du CO₂. En France, l'effet est relativement faible au vu de la part du thermique classique dans la production totale. Il est surtout observable en 2020, où la capacité installée ainsi que la production sont invariées entre les scénarios, expliquant l'effet sur le coût marginal cette année-là.

En Allemagne en 2020, un prix du carbone plus élevé de 62% dans le scénario CO₂+ induit un coût marginal supérieur de l'ordre de 11%. A l'inverse lorsque le prix du carbone est revu à la baisse dans le scénario CO₂-, il en résulte un coût marginal annuel moyen inférieur de 14% en Allemagne. Dans un contexte de prix faible du carbone, le coût marginal de production allemand devient même inférieur au coût marginal français sur l'ensemble de la période 2015-2030, à l'exception de 2020.

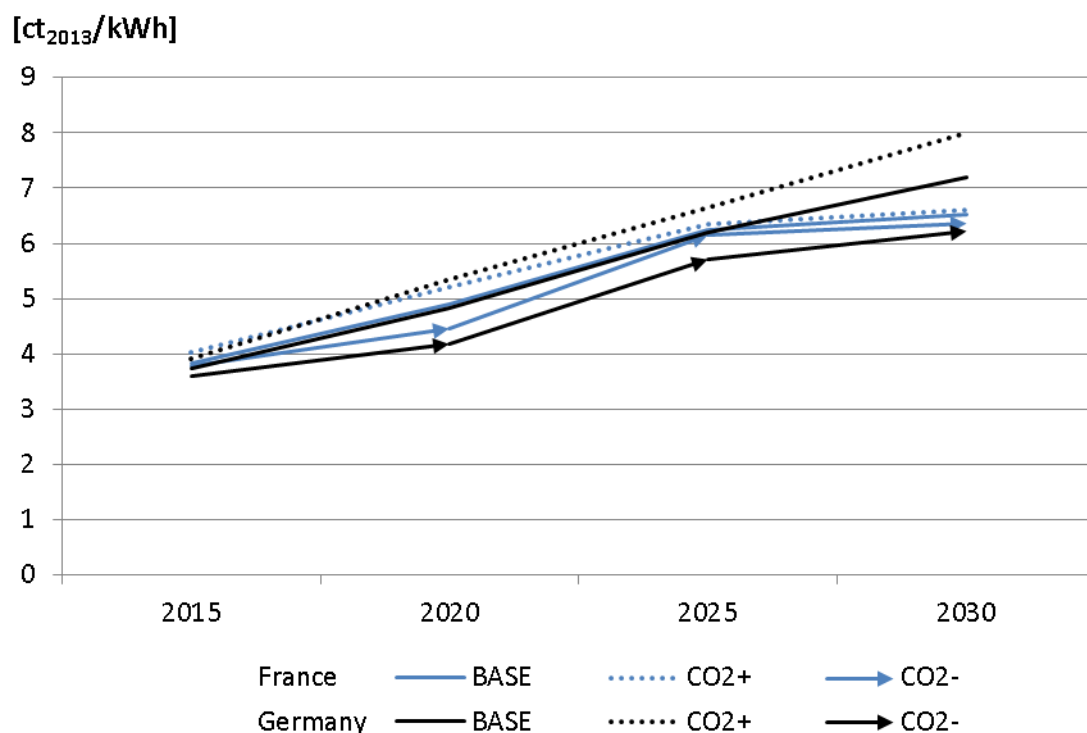


Figure 46 : Scénarios CO₂ : évolution des coûts marginaux de production d'électricité en France et en Allemagne

3.5.4.3 Emissions de CO₂

Les moyens de production d'électricité réagissent à un contexte de prix du carbone plus ou moins élevé, comme le montre la Figure 47 qui compare les émissions totales de CO₂ en France, en Allemagne et en Europe (axe de droite) liées à la production d'électricité. Si l'impact est faible en France en valeur absolue, une variation du prix du CO₂ entraîne tout de même différence relativement importante : les émissions totales sont notamment plus élevées de 19% en 2025 dans le scénario CO₂- par rapport au scénario de base.

En Allemagne et même dans l'ensemble des pays analysés, l'impact est évidemment plus marqué du fait de la part plus importante de moyens de production émetteurs de dioxyde de carbone. Le prix du CO₂ a ainsi un rôle beaucoup plus incitatif dans ces pays : la baisse des émissions entre 2010 et 2030 est de 51% en Allemagne et de 43% en Europe dans le scénario de base. Dans le scénario CO₂+, celle-ci se porte à 64% en Allemagne et 57% en Europe, tandis que dans le scénario CO₂- les émissions sont réduites de 41% en Allemagne et de seulement 24% dans l'ensemble des pays considérés.

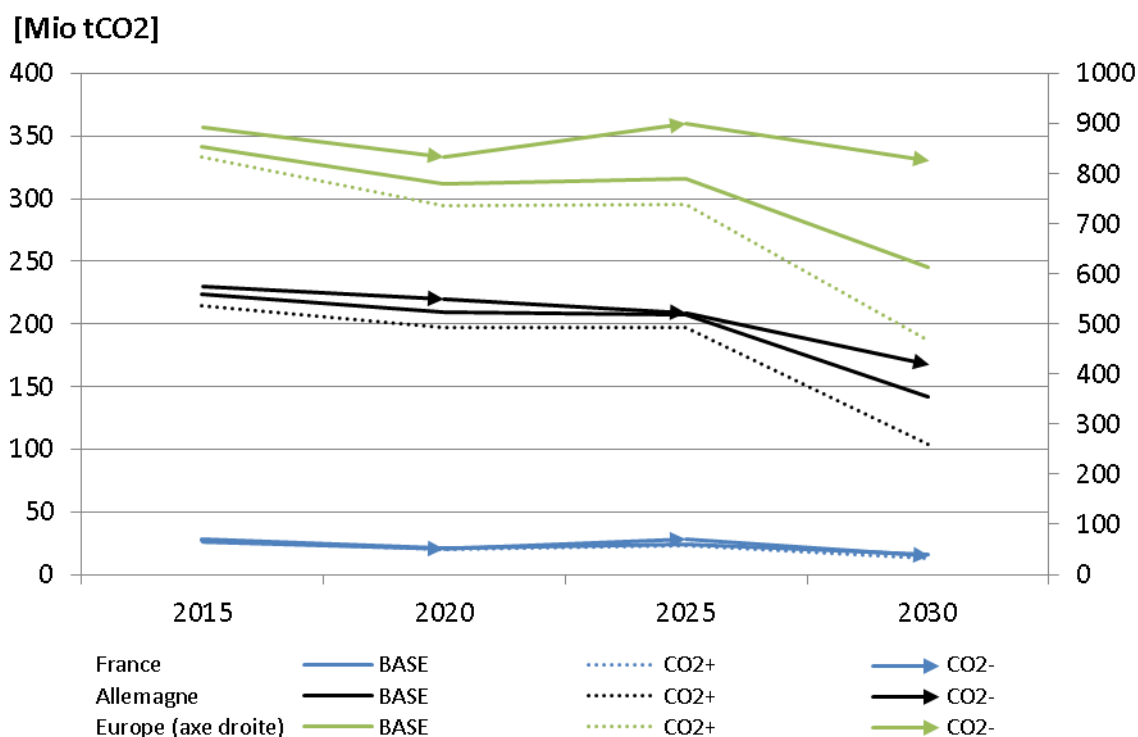


Figure 47 : Scénarios CO₂ : évolution des émissions (Mio tCO₂) liées à la production d'électricité en France, en Allemagne et en Europe

Source : données 2010 [IEA, 2012b]

3.6 Analyse de sensibilité

Comme il a été expliqué précédemment, de nombreuses incertitudes demeurent sur certains d'aspects, notamment technico-économiques. En outre, la modélisation entreprise nécessite un grand nombre de simplifications qui peuvent avoir des conséquences sur la validité des résultats.

Une analyse de sensibilité à certains paramètres, qui n'ont pas été d'ores et déjà traités par les différents scénarios présentés précédemment, a par conséquent été menée à partir du scénario de base afin de quantifier l'impact potentiel d'une variation de ceux-ci sur les résultats du modèle. On se limitera dans le cadre de cette analyse aux paramètres suivants :

- Les coûts du capital et les coûts fixes d'exploitation de l'option de prolongation des réacteurs nucléaires français au-delà de 40 ans :
 - INV+ : coûts supérieurs de 20% par rapport au scénario de base
 - INV- : coûts inférieurs de 20% par rapport au scénario de base

- Les objectifs de production renouvelable en France :
 - RES+ : objectifs de 20% supérieurs par rapport au scénario de base
 - RES- : objectifs de 20% inférieurs par rapport au scénario de base

La Figure 48 compare les résultats des différents tests en termes de production en 2025 et 2030 :

- **Les coûts de l’option de prolongation des réacteurs nucléaires** français sont empreints d’une forte incertitude. De plus, leur prise en compte, décrite en 3.3.3, est très simplifiée, ce qui accroît d’autant plus la marge d’erreur existante. Si l’on considère des coûts du capital et des coûts fixes d’exploitation plus élevés de 20% (INV+), on s’aperçoit qu’en 2025, seuls 25% des réacteurs arrivés à 40 ans sont prolongés au-delà de 40 ans contre 58% dans le scénario de base. En revanche, entre 2025 et 2030, tous les réacteurs concernés sont prolongés. Au total, les prolongations concernent 67% des réacteurs contre 72% dans le scénario de base. Dès lors, la production d’origine nucléaire en France est inférieure d’environ 38 TWh en 2025, puis de 14 TWh seulement en 2030 par rapport au scénario de base. Ce différentiel est compensé principalement par une baisse de la production totale et donc du solde exportateur. A l’inverse, lorsque l’on considère des coûts plus faibles de 20% (INV-), on observe une capacité prolongée accrue par rapport au scénario de base : 87% des réacteurs concernés sont prolongés et le nucléaire produit alors 30 TWh de plus que dans le scénario de base. La différence est compensée, là encore, par un ajustement à la hausse cette fois du solde exportateur, mais également par une moindre production à partir de gaz naturel.
- En augmentant **les objectifs de production d’électricité d’origine renouvelable**, on observe une réduction significative de la capacité prolongée après 40 ans, à savoir seulement 57% des réacteurs concernés (29% en 2025). A l’inverse, en diminuant les objectifs de développement des renouvelables, un plus grand nombre de réacteurs est prolongé (70% en 2025 et 84% en 2030). Dans les deux cas, la production totale est équivalente à celle observée dans le scénario de référence. Le relâchement ou l’augmentation de cette contrainte liée au développement des renouvelables a donc un impact direct sur le maintien ou non du nucléaire.

Les coûts de l’option de prolongation ont naturellement un impact direct sur le coût marginal de production. On observe un coût plus élevé de 12% dans le scénario INV+ par rapport au scénario de base en 2030, à un niveau très proche de celui observé dans les scénarios nucléaires. Le coût marginal est moins élevé de 12% dans le scénario INV- par rapport au scénario de base en 2030. L’augmentation de la production renouvelable a en revanche très peu d’incidences sur le coût marginal.

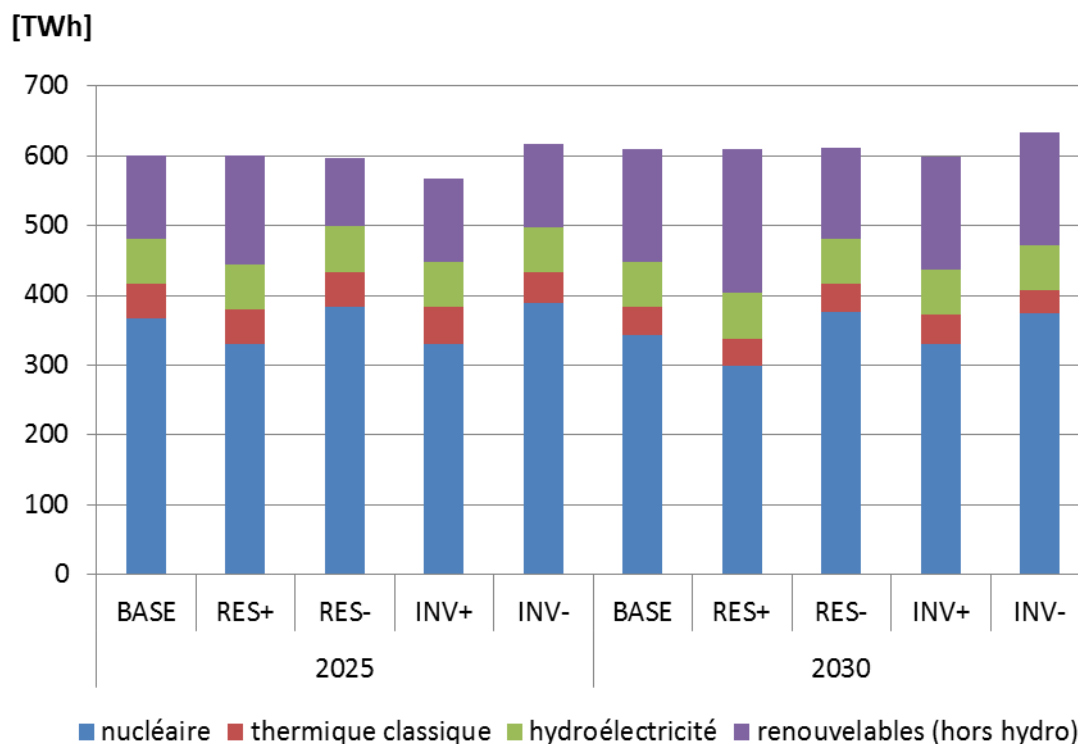


Figure 48 : Analyse de sensibilité : Production en France pour les différents tests

Un ensemble de paramètres peuvent aussi influencer l'évolution du parc de production français. C'est le cas par exemple des **performances futures des réacteurs nucléaires français**. En effet, l'intégration à grande échelle des renouvelables pourrait sensiblement impacter les conditions d'utilisation des centrales nucléaires qui ne disposent pas de suffisamment de flexibilité pour fonctionner en back-up des renouvelables. Les travaux nécessaires à la prolongation des réacteurs devraient également affecter la disponibilité moyenne. Des calculs supplémentaires ont été réalisés en ce sens et indiquent en effet que ces facteurs influencent la décision de prolongation des réacteurs et/ou le coût marginal en France.

L'**évolution des injections de renouvelables** est évidemment un paramètre important, notamment au vu de son influence sur les coûts marginaux. Bien que les scénarios RES+ et RES- aient analysés une variation des objectifs de développement des renouvelables, la trajectoire du scénario de base a été conservée jusqu'en 2020. L'analyse d'un scénario supplémentaire incluant un développement plus soutenu de l'éolien terrestre en France en 2020 a montré notamment un coût marginal français plus faible que celui observé dans le scénario de base.

Un autre paramètre important et très sensible, particulièrement pour le parc de production allemand, est la relation entre les **coûts des centrales fonctionnant au gaz** et celles fonctionnant au **lignite**. Dans des scénarios considérant des prix du gaz plus élevés ou

des prix du CO₂ moins élevés que ceux retenus dans cette étude, on observe des investissements dans de nouvelles capacités de production au lignite.

La variation de certains paramètres, bien que dans des proportions modérées au vu du fort niveau d'incertitudes les concernant, entraîne donc des résultats différents qui permettent de nuancer légèrement les résultats obtenus dans le scénario de base. Par ailleurs, ces différences sont observées alors que les autres conditions cadres du scénario de base ont été conservées ; l'impact cumulé des variations de plusieurs paramètres par rapport au scénario de base pourraient naturellement entraîner des écarts plus grands.

3.7 Evaluation critique

Les résultats présentés dans cette partie ont été obtenu avec le modèle d'optimisation PERSEUS-CFE, qui s'attache à satisfaire une demande d'électricité exogène à moindre coût. Ces résultats permettent ainsi à l'utilisateur d'obtenir toute une série d'indications pertinentes notamment sur l'évolution du mix électrique et des coûts marginaux de production en fonction des scénarios calculés.

3.7.1 Choix des hypothèses

Un des avantages d'une modélisation de type « bottom-up » comme celle utilisée dans cette étude réside dans la transparence des hypothèses, qu'il est donc possible de vérifier et de discuter. Il est évident que les hypothèses formulées sur l'ensemble des données d'entrée du modèle sont sujettes à incertitudes, en particulier l'évolution de la demande d'électricité dans chaque pays, ou encore les paramètres technico-économiques des moyens de production ainsi que les prix des combustibles et leur évolution à long terme. Sur ce dernier point, les résultats du modèle ont montré, en particulier dans les scénarios de sortie du nucléaire français, une propension à construire des moyens de production fonctionnant au gaz naturel.

Les hypothèses sur les coûts supplémentaires liés à la prolongation de la durée d'utilisation des centrales nucléaires françaises présentent également un certain nombre d'incertitudes. De plus, la modélisation entreprise nécessite de traduire cet investissement en un coût spécifique par unité de puissance, de sorte que la part des réacteurs qui seront prolongés relève elle aussi du processus d'optimisation. Cette valeur unitaire est alors interprétée pour partie comme le coût du capital d'une nouvelle technologie d'une durée de vie de 20 ans, alors que l'autre partie des investissements, considérée comme n'étant pas liée à la prolongation, est intégrée dans les coûts d'exploitation et de main-

tenance (voir 3.3.3). Une telle simplification conduit par conséquent à une divergence entre les valeurs qui seront observées et celles retenues ici. De plus, seule une partie des aspects économiques ont été considérés dans cette étude, plusieurs paramètres particulièrement incertains étant modélisés de manière simplifiée, comme les coûts liés au démantèlement des réacteurs ou encore ceux liés à la flexibilité des unités de production et à la gestion des déchets. On suppose par ailleurs que l'investissement considéré couvre l'ensemble des questions de sûreté.

Les résultats du modèle, qui correspondent à un optimum économique en réponse à ces hypothèses d'évolution, sont clairement sensibles à toute modification de l'un ou l'autre de ces paramètres d'entrée et sont du coup empreints des incertitudes pesant sur ces paramètres. Bien que ces incertitudes ne puissent être qu'en partie traitées via une analyse de sensibilité ou le calcul de variantes de scénario, l'avantage des modèles d'optimisation de type « bottom-up » réside dans le fait que tout utilisateur peut trancher sur la pertinence de ces hypothèses et définir un nouveau cadre de scénarios ou d'analyses de sensibilité à certains paramètres.

3.7.2 Intégration des renouvelables

La variabilité et l'imprévisibilité des sources d'énergies renouvelables rendent nécessaires certaines mesures afin de prendre en compte de manière adéquate ces technologies au sein des systèmes énergétiques et des marchés de l'énergie. En ce qui concerne leur intégration physique, puisque leur intégration au marché est assurée, au moins en partie, par un certain nombre d'instruments comme les tarifs d'achat par exemple, plusieurs mesures sont nécessaires. On en présentera ici quelques-unes parmi celles existantes (voir notamment [Krzikalla et al., 2013]) :

- **Assurer la disponibilité d'une capacité additionnelle de centrales fonctionnant en back-up et opérées de manières flexible** (vis-à-vis de la demande) afin de répondre aux fluctuations de charge des technologies renouvelables. Cet aspect n'est pris en compte que de manière très simplifiée dans cette étude, la structure temporelle simplifiée ne permettant pas de déterminer de manière détaillée les besoins en capacité de réserve. La production d'électricité via des sources d'énergie d'origine renouvelable est modélisée au moyen d'une importante série de coûts et potentiels pour chaque porteur d'énergie et pour chaque pays. Dans un pays donné et pour une source renouvelable donnée, chaque couple « coût/potentiel » représente ainsi un point d'une fonction en escalier, laquelle permet de décrire à quel coût est accessible un potentiel donné. Chacun de ces couples « coût/potentiel » est par ailleurs modélisé au moyen d'un procédé de production, ce qui permet de préciser au mieux ses caractéristiques technico-

économiques comme son rendement ou ses heures de fonctionnement. Malgré cette représentation relativement détaillée, l'intermittence des énergies renouvelables ne peut être que partiellement prise en compte au vu de la limite que constitue la résolution temporelle du modèle, bien que cette dernière ait été largement améliorée dans le cadre de ce projet de recherche (passage à 150 intervalles temporels avec création de deux saisons fictives pour les extrema de puissance). Par ailleurs, la série de coûts et potentiels pour les différentes technologies et les différents pays retenus constitue une quantité de données volumineuse. Ces dernières datent de 2008 et ne reflètent ainsi pas parfaitement l'état actuel des technologies renouvelables.

- **Accroître la capacité des réseaux électriques de transport et de distribution.** Cette possibilité n'est pas complètement prise en compte dans cette étude.
- **Développer une capacité de stockage de l'électricité,** i.e. des installations de stockage à court et moyen termes afin de pallier aux déséquilibres entre l'offre et la demande d'électricité. Celles-ci ne sont pas prises en compte dans cette étude.
- **Mettre en place une gestion flexible de la demande (demand-side management) via notamment les réseaux intelligents.** L'emploi des technologies de l'information et de la communication sous la forme d'équipements et de logiciels permettrait de connecter tous les éléments du système énergétique de manière intelligente. La communication intelligente entre producteurs et consommateurs (mais aussi les « prosommateurs », à la fois producteurs et consommateurs) permet une allocation efficace des ressources et par conséquent une minimisation des coûts et des impacts environnementaux. La prise en compte d'un grand nombre de « prosommateurs », incluant celle d'un grand nombre d'installations décentralisées de photovoltaïque associées à des dispositifs de stockage, n'était pas possible dans le cas présent mais devrait néanmoins avoir un impact significatif sur le système énergétique futur. Le « demand-side management » (DSM) (cf. [Kostková et al., 2013]) est un terme générique regroupant des mesures visant à adapter la demande à l'offre, par exemple pour des raisons de réduction des coûts ou de sécurité de l'approvisionnement.

3.7.3 Demande d'électricité

La demande d'électricité, dont la modélisation a été détaillée dans la partie 3.1.2.4, est définie de manière exogène sur l'ensemble de l'horizon temporel et de manière totalement inélastique, c'est-à-dire que les évolutions de prix n'ont aucun impact sur le niveau de la demande. Or, si cet effet peut être négligé à court terme, une élasticité prix négative est généralement observée à long terme [Wietschel et al., 1997].

Si l'élasticité prix peut être partiellement prise en compte dans les modèles d'optimisation, par exemple via l'intégration de mesures d'économies d'énergie ou plus simplement via une analyse de sensibilité au niveau de la demande, celle-ci ne fait pas l'objet de la présente étude. Les évolutions de demande retenues dans le cadre de ce projet de recherche prennent cependant en compte un effort moyen d'efficacité énergétique sur le long terme. C'est en particulier le cas pour l'Allemagne et la France où les hypothèses retenues à l'horizon 2030 sont basées sur des scénarios dit centraux.

Le niveau de granularité de la demande finale d'électricité est relativement faible dans l'approche retenue, puisque cette dernière est agrégée au niveau national et ne contient ainsi ni de différenciation sectorielle (industrie, ménages, tertiaire, etc.) ni de différenciation par usages (appareils électriques, chaleur). Cependant, au vu de l'objectif qui est d'analyser l'évolution de l'offre et de l'impact sur les prix dans un contexte européen, l'hypothèse retenue n'introduit qu'un biais négligeable sur les résultats de la modélisation.

Enfin, la modélisation menée ne permet pas de prendre directement en compte une possible évolution de la courbe de charge de la demande finale d'électricité. Les incitations au lissage de la consommation, qui pourraient avoir un impact sur le coût marginal, surtout en France où la volatilité de la demande est particulièrement forte, ne sont ainsi pas considérées de manière dynamique : c'est la répartition de la demande de l'année de référence 2010 qui est supposée constante sur l'ensemble de la période.

Toutes ces approches sont associées à des contraintes techniques, des coûts économiques et environnementaux (dont certains ne sont pas internalisés), de même que des implications sociales comme l'acceptabilité vis-à-vis des lignes à haute tension ou l'augmentation des prix de l'électricité. Afin d'évaluer ces mesures et leurs interactions dans le contexte du système énergétique dans son ensemble, des modèles de systèmes énergétiques sont requis et ont été développés et employés dans ce but (cf. [Fichtner et al., 2013]). Du fait de la complexité associée à la modélisation de larges systèmes énergétiques, il est souvent nécessaire de limiter l'étude à certains aspects spécifiques, comme c'est le cas ici.

3.7.4 Modélisation des marchés de l'électricité

Coût marginal de long terme en tant qu'indicateur du prix de l'électricité sur les marchés de gros

L'un des apports majeur de l'approche développée dans le cadre de cette étude, outre la détermination des mix électriques des différents pays considérés, est l'estimation à long terme de l'évolution d'indications sur les prix de l'électricité. Ces indications proviennent directement des résultats du modèle, qui fournissent entre autres un coût marginal annuel moyen de long terme basé sur les prix dits fictifs liés à la satisfaction de la demande. Le coût marginal moyen de long terme, présenté en détail dans la partie 3.2.2, est la moyenne pondérée sur tous les intervalles temporels du coût lié à la production d'une unité supplémentaire d'électricité. Dans ce sens, le coût marginal de long terme intègre également les coûts fixes ainsi que les coûts du capital si un investissement dans une unité supplémentaire est nécessaire.

Le coût marginal ainsi calculé prend en compte comme seule externalité négative celle liée aux émissions de CO₂, puisque ces dernières sont monétisées via un prix exogène du certificat de CO₂ et constituent ainsi une partie de la fonction objectif qui minimise les dépenses totales du système. Enfin, le coût marginal intègre également implicitement les coûts liés aux capacités mises en réserve. Dans la réalité, ces coûts n'impactent pas directement les coûts marginaux de production mais sont intégrés aux coûts d'accès au réseau. Par ailleurs, le coût marginal calculé n'intègre pas les coûts de raccordement au réseau des nouvelles unités de production. C'est en particulier le cas dans les scénarios de sortie, partielle ou complète, du nucléaire français, où une capacité au gaz considérable est construite à l'horizon 2030. Enfin, comme dans le cas d'un mécanisme de capacité, l'obligation de satisfaire la demande entraîne la construction de la capacité nécessaire en toute circonstance. Néanmoins les surcoûts éventuels induits sont alors répercutés dans le coût marginal de production et non dans les charges de réseaux.

Dans cette approche, un point de vue normatif est adopté excluant toute considération spéculative ainsi que tout comportement stratégique, si bien que, en conservant cette hypothèse d'un marché parfait, l'estimation du coût marginal constitue une indication économique plausible à long terme.

Imperfections de marché

Le processus d'optimisation sous-jacent aux modèles de la famille PERSEUS consiste, d'une manière générale, et c'est le cas pour le modèle PERSEUS-CFE de la présente étude, en une minimisation des dépenses totales du système. Au regard d'éventuelles stratégies d'acteurs sur les marchés de l'énergie, ce processus constitue donc une simplification dans le sens où la même stratégie s'applique à tous les acteurs, à savoir la satis-

faction de la demande globale – donc à l'échelle européenne – au moindre coût. L'approche retenue ici correspond donc à celle d'un marché concurrentiel organisé de manière anonyme et non discriminatoire [Möst, 2006]. Par ailleurs, les interconnexions transfrontalières sont modélisées de manière relativement simplifiée puisqu'elles ne consistent qu'en la définition d'un flux maximum d'électricité pouvant circuler d'un pays à l'autre. De ce fait, les pertes réseaux et le maximum autorisé constituent les seules contraintes pesant sur les interconnexions aux frontières.

D'autres types de modèles existent, susceptibles de répondre à des problématiques faisant intervenir les comportements stratégiques des acteurs sur les marchés de l'électricité, comme par exemple les modèles multi-agents ou les modèles de dynamique des systèmes. Les principales différences existant entre ces types de modèles et les modèles d'optimisation ont par ailleurs été présentées dans la partie 3.1.1.

Malgré l'absence de prise en compte des comportements stratégiques des acteurs, l'approche d'optimisation retenue ici reste appropriée dans le cadre d'une analyse de long terme.

Décisions d'investissement

Dans le modèle utilisé, les décisions d'investissement et de démantèlement sont prises dans une perspective purement macro-économique : elles sont prises dans le seul objectif de minimiser les dépenses totales du système nécessaires à la satisfaction de la demande. Ce n'est pas complètement le cas en pratique puisque d'autres paramètres entrent en jeu, à la fois d'un point de vue stratégique puisque les investisseurs cherchent à maximiser leurs profits, technique et politique (systèmes de subventions). Certaines de ces contraintes peuvent cependant être intégrées à la modélisation. Ainsi, il est par exemple possible de considérer des subventions pour certaines technologies en les intégrant aux coûts liés à l'investissement dans de nouvelles capacités, voire des taxes supplémentaires en les intégrant dans les coûts variables des procédés de production.

Enfin, en raison d'un horizon temporel borné à 2030, les investissements effectués après 2020 ne prennent pas en compte l'état du système électrique au-delà de 2030. Même si le choix d'investissement tient compte de la durée de vie des procédés, celui-ci ne peut pas prendre en compte certains éléments comme la très probable extension des objectifs renouvelables après 2030. Ainsi, par exemple, le choix de prolonger en 2030 un réacteur nucléaire pour 20 années supplémentaires ne tient pas compte de l'éventuelle surcapacité qu'une telle décision entraînerait dans les années suivantes.

3.8 Synthèse

Les différents scénarios étudiés dans cette partie ont été calculés au moyen du modèle d'optimisation à long terme PERSEUS-CFE (partie 3.1). Le critère d'optimisation est la minimisation des dépenses totales du système, dont l'étendue géographique porte sur 22 pays interconnectés de l'Europe de l'Ouest. En réponse à une demande finale d'électricité spécifiée de manière exogène à l'horizon 2030 et sous diverses contraintes techniques, économiques et environnementales, les résultats des différents scénarios présentés ici constituent donc tous un optimum économique à l'échelle de l'Europe. Outre une mise à jour conséquente sur les données technico-économiques des parcs de production (partie 3.3), notamment en France et en Allemagne, la modélisation a bénéficié de développements méthodologiques pour mener à bien cette étude (partie 3.2). Ceux-ci comprennent en particulier :

- une prise en compte améliorée des phénomènes de pointe extrême via une modification en profondeur de la structure temporelle du modèle,
- le calcul en sortie de modèle des coûts marginaux de production d'électricité par pays et par saison, et
- le calcul d'un indicateur de convergence des coûts marginaux de production d'électricité en Europe.

Six scénarios ont été analysés au moyen du modèle ainsi développé (partie 3.4) :

1. scénario « Base » (BASE) : il considère la possibilité de prolonger au-delà de 40 ans la durée de vie du parc nucléaire en France avec l'investissement de jeunesse correspondant ; une sortie du nucléaire en Allemagne d'ici 2022 ; des objectifs en termes d'énergies renouvelables pour les capacités et la production d'électricité en Europe à l'horizon 2030 ;
2. scénario « 40 ans nucléaire » (40 ANS) : arrêt des centrales nucléaires françaises après 40 ans d'exploitation à la date de la visite décennale ;
3. scénario « Sortie nucléaire » (SORTIE) : sortie complète du nucléaire en France entre 2020 et 2030 ;
4. scénario « Augmentation progressive de l'interconnexion France-Allemagne » (INT) : capacité d'échanges accrus entre la France et Allemagne dans les deux sens (doublée en 2020, triplée en 2025 et quadruplée en 2030) ;
5. scénario « Prix élevé du CO₂ » (CO₂+) ;
6. scénario « Prix faible du CO₂ » (CO₂-).

Les principaux résultats des scénarios, présentés en détail dans la partie 3.5, sont résumés ci-après :

Scénario « Base »

Le scénario de base considère donc la possibilité de prolonger la durée de vie des centrales nucléaires françaises. Une large majorité des centrales, soit 83% de la puissance concernée, est prolongée en contrepartie de l'investissement de jeunesse associé, qui est en outre supposé couvrir l'ensemble des investissements liés à la sûreté. Les objectifs de développement de l'électricité d'origine renouvelable sont élevés mais conformes au plan d'action national jusqu'à l'horizon 2020. En 2030, les renouvelables, hydroélectricité comprise, fournissent 37% de la production totale d'électricité. La capacité renouvelable croissante, entraînant par ailleurs une baisse de la charge moyenne des centrales thermiques, conduit à une augmentation continue de la puissance installée. Le maintien d'une forte production d'origine nucléaire, dans un contexte de prix relativement élevé du CO₂ entre 2020 et 2030, conduit à une augmentation marquée du solde exportateur de la France. Une hausse importante du coût marginal de production de l'électricité est observée, en raison à la fois de la restructuration nécessaire du parc et de la hausse du prix des combustibles et du carbone.

En Allemagne, la sortie du nucléaire est complète à compter de 2022. Le parc de production poursuit sa mutation vers les renouvelables qui produisent 55% de l'électricité allemande en 2030 en réponse aux objectifs élevés fixés en ce sens. D'un autre côté, le prix élevé du CO₂ entraîne une substitution progressive des moyens de production au charbon et au lignite vers des technologies moins émettrices, principalement au gaz naturel. En terme de coût marginal de production, une forte convergence est observée entre l'Allemagne et la France jusqu'en 2025. En 2030 cependant, le niveau de prix du carbone atteint 38 €/tCO₂ et l'Allemagne, en raison de l'ampleur de son parc thermique classique, voit son coût marginal croître de manière plus marquée qu'en France, les capacités d'échange considérées ne permettant plus une convergence des coûts.

A l'échelle européenne, la convergence des coûts marginaux de production s'accroît, à la hausse en raison du renouvellement inévitable du parc de production à terme, permettant de conclure qu'une harmonisation accrue des prix de gros sur les marchés européens, particulièrement à partir de 2025.

Scénarios nucléaires

Une sortie du nucléaire en France entraînera inévitablement des investissements très élevés à partir de 2020 et surtout à partir de 2025. Cependant, ces investissements, en

très grande partie dans des moyens de production au gaz qui ne fonctionneront plus uniquement en pointe mais davantage en base ou en semi-base, sont inférieurs aux investissements de jouvence permettant la prolongation des réacteurs nucléaires après 40 ans. En revanche, si l'on considère des centrales à cycle combiné d'une puissance de 800 MW en moyenne, les résultats des deux scénarios analysés (scénario d'arrêt à 40 ans et scénario sortie du nucléaire) impliquent la construction et le raccordement au réseau de respectivement 26 et 49 centrales à cycle combiné entre 2020 et 2030, problème qui ne se pose pas en ce qui concerne le renouvellement des centrales nucléaires existantes. La faisabilité d'un tel développement mérite d'être analysée plus en détail mais n'est pas l'objet de cette étude. Ces scénarios de sortie partielle ou totale du nucléaire conduisent à une augmentation sensiblement plus modérée de la puissance totale installée jusqu'en 2030 et surtout à une baisse de la production totale et des échanges avec l'étranger après 2020. Comme il a été évoqué pour le scénario de base, le prix du CO₂ donne un avantage compétitif significatif aux cycles combinés au gaz par rapport aux autres moyens de production thermiques classiques.

Cet impact sur les échanges transfrontaliers est perceptible notamment sur l'interconnexion franco-allemande avec une hausse des importations en provenance d'Allemagne où la sortie du nucléaire français conduit à une production totale plus élevée que dans le scénario de base. On observe notamment une augmentation du coût marginal en Allemagne bien que modérée.

En réponse à la baisse importante du solde exportateur français, la sortie du nucléaire en France a un impact sur l'ensemble du parc de production européen, où l'on observe une utilisation accrue des centrales thermiques existantes jusqu'en 2025 avant d'engager de nouveaux investissements en 2030, principalement dans des cycles combinés au gaz au vu du prix élevé du carbone (38 €/t).

Les deux scénarios, l'un de sortie partielle (arrêt des centrales à 40 ans) et l'autre de sortie complète en 2030, ont donc deux conséquences majeures sur le marché français de l'électricité :

- une augmentation marquée du coût marginal de production entre 2020 et 2025, dépassant alors largement le coût marginal allemand,
- une hausse importante des émissions de CO₂ en France, qui dépassent en 2030 leur niveau de 2010 dans les deux scénarios et sont même plus que doublées dans le cadre d'une sortie complète du nucléaire.

Scénario d'interconnexion

Le renforcement de la seule interconnexion franco-allemande conduit en France à une hausse de la production d'origine nucléaire et du solde exportateur, permise par la pro-

longation de la durée d'utilisation d'environ 6,4 GW supplémentaires dès 2025. Mécaniquement, une baisse de la production est observée à l'horizon 2030 en Allemagne, où les moyens de production sont d'une manière générale plus coûteux.

L'augmentation progressive de la capacité d'échanges sur l'axe franco-allemand permet d'éliminer une partie des phénomènes de saturation observés dans les situations de pointe extrême. Les résultats du scénario traduisent ainsi un besoin de renforcement de la capacité d'interconnexion, en particulier dans le sens France-Allemagne si l'option de prolongation de la durée d'utilisation des centrales nucléaires est confirmée, accentuant ainsi le rôle de la France en tant qu'exportateur majeur et permettant ainsi une meilleure répartition de la production en Europe.

Dans ces conditions, la convergence des coûts marginaux de production est légèrement plus marquée en 2030 entre la France et l'Allemagne et on observe dans l'ensemble une légère baisse du prix de gros sur l'axe franco-allemand. Sur l'ensemble des 22 pays considérés, l'impact sur le coût marginal moyen européen est mineur, à la baisse, et la convergence à peine améliorée. Ainsi, une telle extension, qui nécessiterait des investissements importants dans les interconnexions comme dans les réseaux nationaux, n'apporte a priori des gains que relativement peu évidents en termes de coût marginal.

Scénarios CO₂

Dans les scénarios CO₂, le prix du carbone est varié à la hausse et à la baisse par rapport au scénario de base. Cette variation a évidemment des conséquences sur la production à partir de centrales thermiques classiques. Cette adaptation se fait selon les pays et les périodes, soit par une variation de la charge des centrales à capacité équivalente, soit par une variation de la puissance installée. En Allemagne, on constate une nette hausse de la production via les technologies les plus émettrices en réponse à un prix faible du carbone en 2030. Un prix élevé entraîne en revanche une capacité installée et une production plus faible.

En France, les variations du prix du carbone modifient légèrement la puissance installée nucléaire en 2025 et 2030 car celui-ci impacte l'avantage comparatif de ces centrales vis-à-vis des autres installations thermiques, à la hausse ou à la baisse.

Les externalités négatives liées aux émissions de CO₂ sont prises en compte dans l'approche méthodologique adoptée avec un résultat visible sur l'évolution du coût marginal de production de l'électricité. Cet effet est à l'évidence plus marqué en Allemagne qui dispose d'importants moyens de production d'origine fossile, mais s'observe également en France, et ce même si le thermique classique ne représente qu'entre 5% et 6% de la production dans ces scénarios. A l'échelle européenne, l'évolution du prix du carbone a un impact conséquent sur la baisse des émissions et les résultats de la modélisa-

tion permettent ainsi de tirer des conséquences sur les moyens d'atteindre les objectifs de réduction des émissions en fonction d'un prix plus ou moins élevé du CO₂.

Un récapitulatif des principaux résultats de la modélisation en 2030 est donné pour la France et l'Allemagne, à titre indicatif dans le Tableau 24, permettant une mesure de l'impact des hypothèses retenues dans les différents scénarios.

Tableau 24 : Résultats comparés des différents scénarios en 2030 en France et en Allemagne

		2030					
		BASE	40 ANS	SORTIE	INT	CO ₂ +	CO ₂ -
France							
Production totale	TWh	609,5	550,7	551,4	649,1	616,1	599,6
Part nucléaire	%	56%	25%	0%	60%	58%	55%
Part thermique classique	%	6%	34%	59%	5%	5%	7%
Part EnR (dont hydro)	%	37%	41%	41%	35%	37%	38%
Coût marginal moyen	ct ₂₀₁₃ /kWh	6,5	7,9	7,9	6,6	6,6	6,4
Emissions de CO ₂	Mrd tCO ₂	15,5	61,0	104,3	14,0	12,7	16,1
Allemagne							
Production totale	TWh	560,9	572,9	573,0	552,8	520,0	589,5
Part nucléaire	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Part thermique classique	%	45%	46%	46%	44%	40%	48%
Part EnR (dont hydro)	%	55%	54%	54%	56%	60%	52%
Coût marginal moyen	ct ₂₀₁₃ /kWh	7,2	7,3	7,3	7,0	8,0	6,2
Emissions de CO ₂	Mrd tCO ₂	141,4	150,5	150,6	136,1	104,2	168,0

Le niveau élevé d'incertitudes après 2020, en grande partie notamment sur le prix du CO₂, fait que ces valeurs ne constituent pas réellement des valeurs de référence, mais ont plutôt vocation à être interprétées de manière comparative entre les différents scénarios.

Les leçons tirées de cet exercice de modélisation sur la convergence des coûts marginaux de production de l'électricité à la fois entre la France et l'Allemagne, mais aussi à l'échelle européenne, sont abordées de manière plus détaillée dans la partie 5.

4 ANALYSE DE LA FORMATION DU PRIX FINAL DE L'ELECTRICITE

L'objet de ce chapitre est de déterminer l'évolution du prix final de l'électricité pour différents types de clients en France et en Allemagne jusqu'en 2030. Après une présentation de la situation actuelle dans la partie 4.1, la méthodologie utilisée et les résultats ainsi que les incertitudes pesant sur les différentes composantes du prix final et dans les différents scénarios sont décrits dans la partie 4.2.

4.1 Analyse du prix final actuel en France et en Allemagne

Dans un premier temps, un état des lieux est dressé sur les niveaux de prix de l'électricité en France et en Allemagne pour l'année 2013 et pour les types de consommateurs suivants, correspondant à la classification Eurostat :

- **résidentiels Dc** : consommation entre 2,5 et 5 MWh
- **industriels Ib** : consommation entre 20 et 500 MWh
- **industriels Ie** : consommation entre 20.000 et 70.000 MWh

4.1.1 Les composantes du prix final

Le prix final de l'électricité, c'est-à-dire le prix payé par un consommateur final donné, est constitué de plusieurs parts :

- **part « énergie »** : elle correspond aux coûts liés à la production de l'électricité ainsi qu'à sa commercialisation ;
- **part « réseaux »** : elle correspond aux coûts d'accès et d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de l'électricité ; et

- **part « taxes »** : elle regroupe les différentes taxes et contributions payées par le consommateur final.

Ces trois postes de coût existent quel que soit le pays considéré, mais leurs proportions respectives dans le prix final varient d'un pays à l'autre, comme le montre la Figure 49 avec l'exemple de la France et de l'Allemagne.

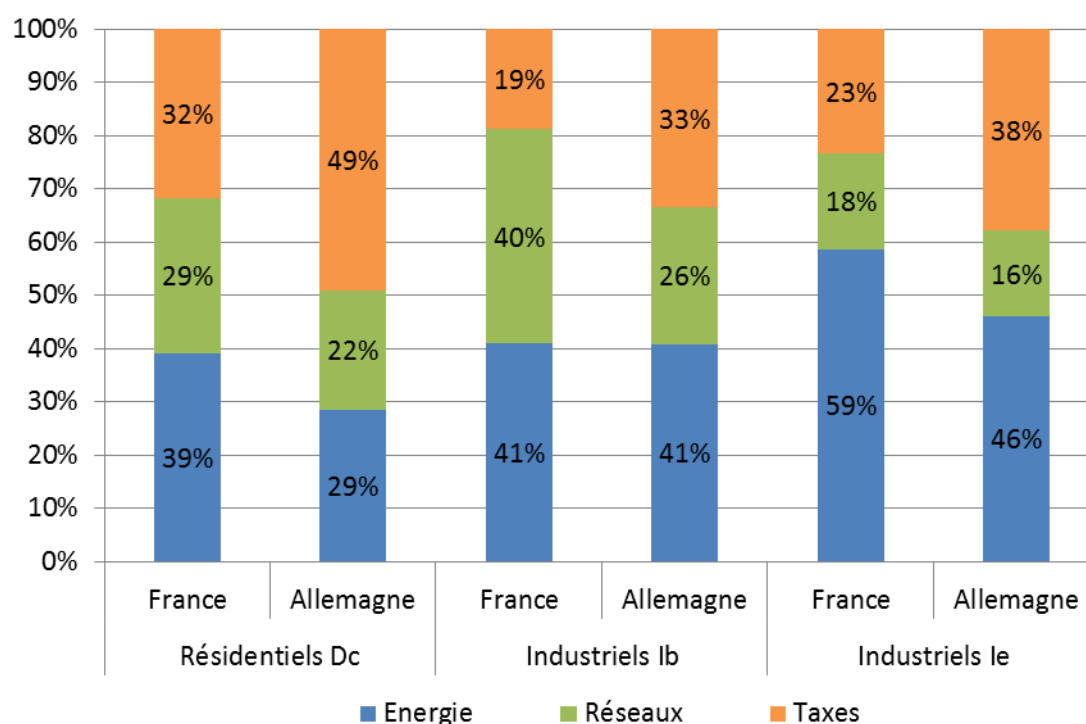


Figure 49 : Répartition des parts « énergie », « réseaux » et « taxes » dans le prix final de l'électricité en France et en Allemagne en 2013 selon les types de consommateurs

Sources : [CRE, 2013b], [BDEW, 2013b], [Eurostat, 2014], [BNetzA, 2013]

Afin de comprendre les différences entre les deux pays, il est nécessaire d'entrer dans le détail des sous-composantes de ces trois parts. Celles-ci sont résumées dans le Tableau 25. La structure des prix de l'électricité, composante par composante, semble donc difficile à comparer entre la France et l'Allemagne au regard du nombre de taxes plus important en Allemagne. En particulier, la CSPE française ne peut pas être directement comparée à l'EEG-Umlage allemande car cette dernière ne comprend ni la taxe sur la cogénération (qui existe mais est payée séparément), ni les parts « péréquation » et « tarif social » qui n'existent pas en Allemagne. La part « réseaux » est en revanche comparable entre les deux pays et comprend les coûts d'accès aux réseaux de transport et de distribution payés par les différents types de consommateurs. Il en est de même pour la part

« énergie », à la différence près que les tarifs réglementés de vente sont encore en vigueur en France, ce qui n'est plus le cas en Allemagne.

Tableau 25 : Composantes du prix final en 2014 en France et en Allemagne

Composante		France	Allemagne
Energie	Fourniture	- Tarif réglementé : ARENH (accès régulé à l'électricité nucléaire historique) + de complément marché, ou - Tarif de marché	Tarif de marché
	Commercialisation	Coûts commerciaux	Coûts commerciaux
Réseau	Utilisation	TURPE (tarif d'utilisation du réseau public d'électricité)	« Regulierte Netzentgelte »
Taxes	Renouvelables	CSPE (contribution au service public de l'électricité) part renouvelables	« EEG-Umlage » (contribution aux énergies renouvelables)
		CSPE part cogénération	« KWK-Aufschlag » (contribution à la cogénération, depuis 2000)
		CSPE part péréquation (surcoût de production dans les zones hors métropole)	(sans objet)
		CSPE part tarif social	(sans objet)
	Réseau	CTA (contribution tarifaire d'acheminement)	« Konzessionsabgabe » (redevance de concession)
			« §19-Umlage » (contribution pour l'industrie (exonération des coûts d'accès au réseau, depuis 2012))
			« Offshore-Haftungsumlage » (contribution assurance offshore, depuis 2013)
	Consommation	TCFE (taxes sur la consommation finale d'électricité, anciennement TLE i.e. taxes locales sur l'électricité)	« Stromsteuer » (taxe sur l'électricité, depuis 1999)
			« Umlage für abschaltbare Lasten » (contribution à l'interruptibilité, depuis 2014)
	Valeur ajoutée	TVA (taxe sur la valeur ajoutée)	« Mehrwertsteuer »

4.1.2 Prix de l'électricité pour les résidentiels

La structuration adoptée permet ainsi de comparer les différents postes de coûts ainsi que le niveau absolu du prix final de l'électricité, dans un premier temps pour les clients de type résidentiel Dc, c'est-à-dire ceux dont la consommation est située entre 2.500 et 5.000 kWh par an, selon la classification d'Eurostat.

Les résultats de cette comparaison sont illustrés pour l'année 2013 sur la Figure 50.

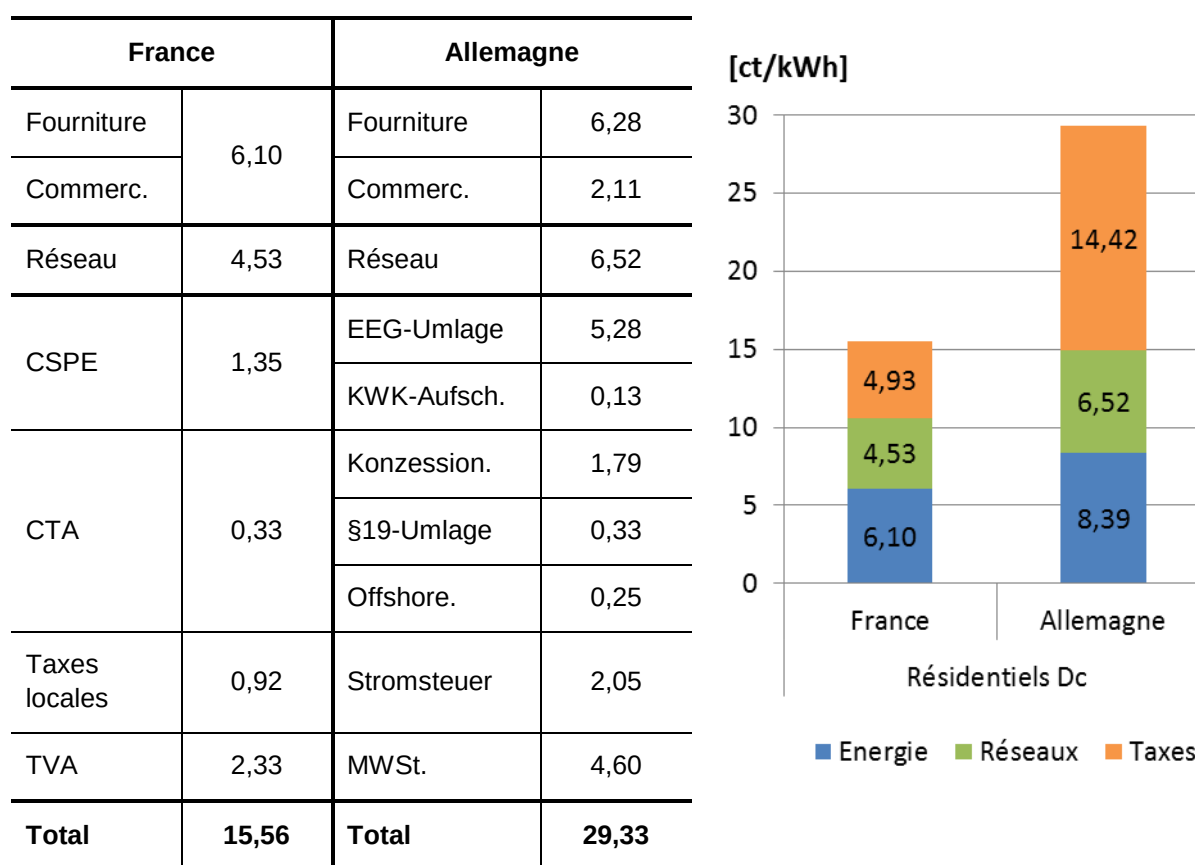


Figure 50 : Composantes du prix final de l'électricité en France et en Allemagne en 2013 pour les consommateurs de type « résidentiels Dc »

Sources : [CRE, 2013b], [BDEW, 2013b], [Eurostat, 2014], [BNetzA, 2013]

Les consommateurs résidentiels payent donc en moyenne l'électricité presque deux fois plus cher qu'en France, précisément 29,33 ct/kWh contre 15,56 ct/kWh en 2013. Si la part « énergie » ainsi que les coûts d'accès au réseau sont sensiblement plus élevés en Allemagne qu'en France, la différence dans le prix final est en majeure partie imputable au niveau de taxes et autres contributions payé en Allemagne, qui à lui seul (14,42 ct/kWh) est très proche du prix total français. Ce niveau de taxe est en très grande partie du au financement des énergies renouvelables dont la contribution uni-

taire se porte à 5,28 ct/kWh en 2013 en Allemagne contre 1,35 ct/kWh en France, ainsi que, mécaniquement, à une taxe sur la valeur ajoutée plus élevée, malgré des taux très proches (19% en Allemagne contre 19,6% en France jusqu'à fin 2013, 20% depuis 2014). En réalité, si le taux de TVA s'applique à l'ensemble des autres composantes du prix en Allemagne, ce n'est pas le cas en France. Le taux de 20% (19,6% avant 2014) s'applique sur la CSPE, les taxes locales ainsi que sur la partie variable de l'abonnement. Pour les autres composantes, le taux réduit de 5,5% est appliqué.

On ajoutera également que la part correspondant à l'énergie est beaucoup plus élevée en Allemagne qu'en France, et ce malgré des prix assez proches sur les marchés de gros. En France, où les tarifs réglementés concernent encore la majorité des consommateurs, cette part n'est pas indexée sur le prix de marché. Elle est fixée par le gouvernement sur avis de la CRE. En Allemagne, en revanche, il n'existe plus de tarifs réglementés mais la part énergie, sans même prendre en compte les coûts de commercialisation, excède sensiblement le prix spot. Ceci est dû à plusieurs raisons qui ne seront pas analysées ici de manière détaillée, comme l'importance de la couverture des acteurs sur les marchés dérivés. Cette différence de coût de l'énergie est en outre accentuée mécaniquement par la TVA.

4.1.3 Prix de l'électricité pour les industriels

Pour les industriels, deux types de consommateurs sont considérés. Les premiers sont ceux de type Ib consommant entre 20 et 500 MWh par an. Les résultats, représentés sur la Figure 51, montrent une diminution du différentiel existant chez les clients résidentiels : le prix final est de 16,82 ct/kWh en Allemagne contre 10,59 ct/kWh en France. Les statistiques disponibles ainsi que les résultats présentés ci-dessous sont à considérer avec précaution car, contrairement aux clients résidentiels, les niveaux de consommation sont très hétérogènes pour les industriels. Les données présentées constituent donc des valeurs moyennes pour l'ensemble de chaque classe de consommation.

La réduction du différentiel est imputable à un seul élément : les industriels de type Ib bénéficient en Allemagne d'une plus grande exonération des coûts d'accès au réseau puisque ces composantes sont très proches entre les deux pays (4,26 ct/kWh en France contre 4,32 ct/kWh en Allemagne), ce qui n'est pas le cas pour les clients résidentiels. Les exonérations de taxes, comparativement aux clients résidentiels, sont similaires dans les deux pays, où seuls environ 40% du montant des taxes payées par les résidentiels subsistent. Les industriels de type Ib bénéficient par contre d'un coût de l'énergie sensiblement plus faible qu'en Allemagne (4,34 ct/kWh contre 6,87 ct/kWh).

Pour les consommateurs industriels de type Ie dont la consommation est comprise entre 20 GWh et 70 GWh, le différentiel observé est du même ordre de grandeur que pour les

industriels de type Ib. Au total, le prix final est de 11,18 ct/kWh en Allemagne (soit une baisse de 62% par rapport aux clients résidentiels) et de 6,90 ct/kWh en France (soit une baisse de 56% par rapport aux clients résidentiels).

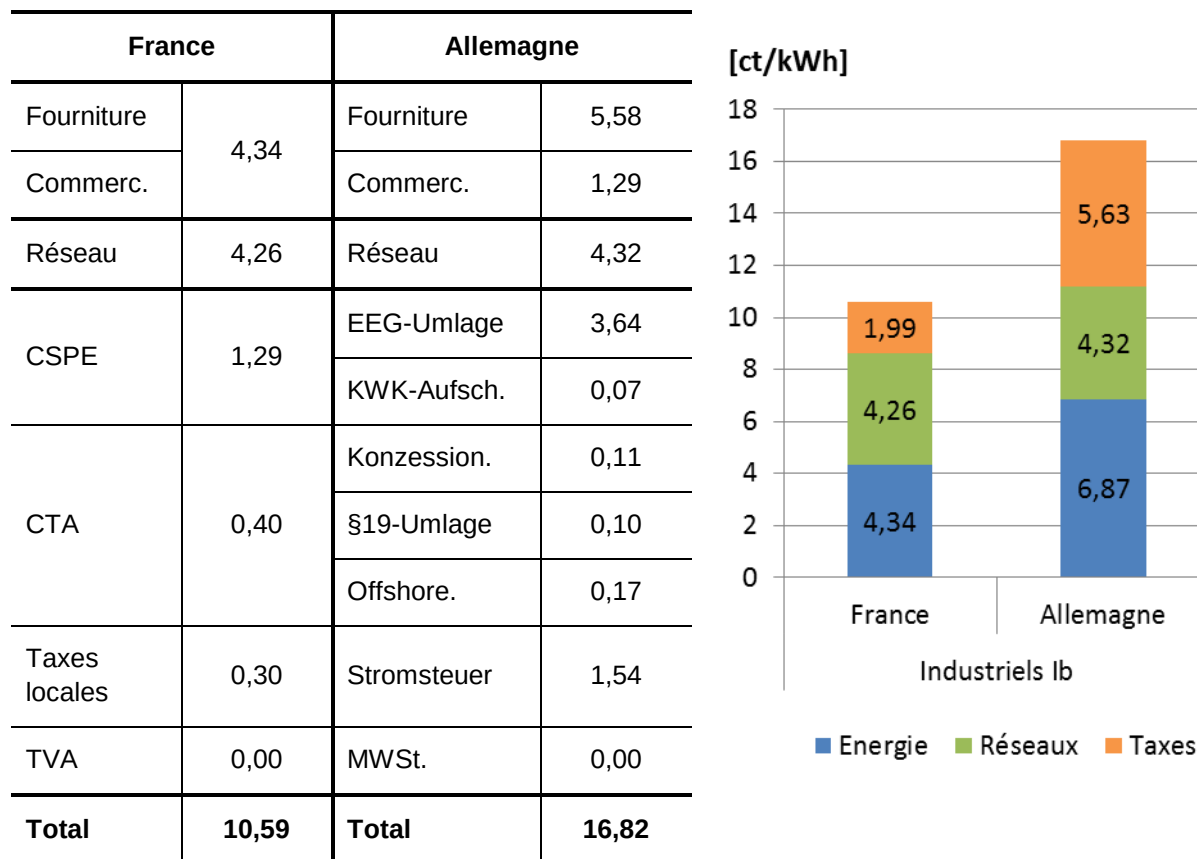


Figure 51 : Composantes du prix final de l'électricité en France et en Allemagne en 2013 pour les consommateurs de type « industriels Ib »

Sources : [CRE, 2013b], [BDEW, 2013b], [Eurostat, 2014], [BNetzA, 2013]

Sur le poste « réseaux », les industriels de type le bénéficient en France comme en Allemagne d'une baisse tout à fait similaire : ils paient tous deux 28% de la part « réseaux » des clients résidentiels. L'écart franco-allemand pour la part « énergie » est le plus faible pour ce type de clients, porté à 1,11 ct/kWh.

Notons enfin que les consommateurs moyens considérés ici ne comprennent pas les électro-intensifs et ne bénéficient donc que de très faibles exonérations.

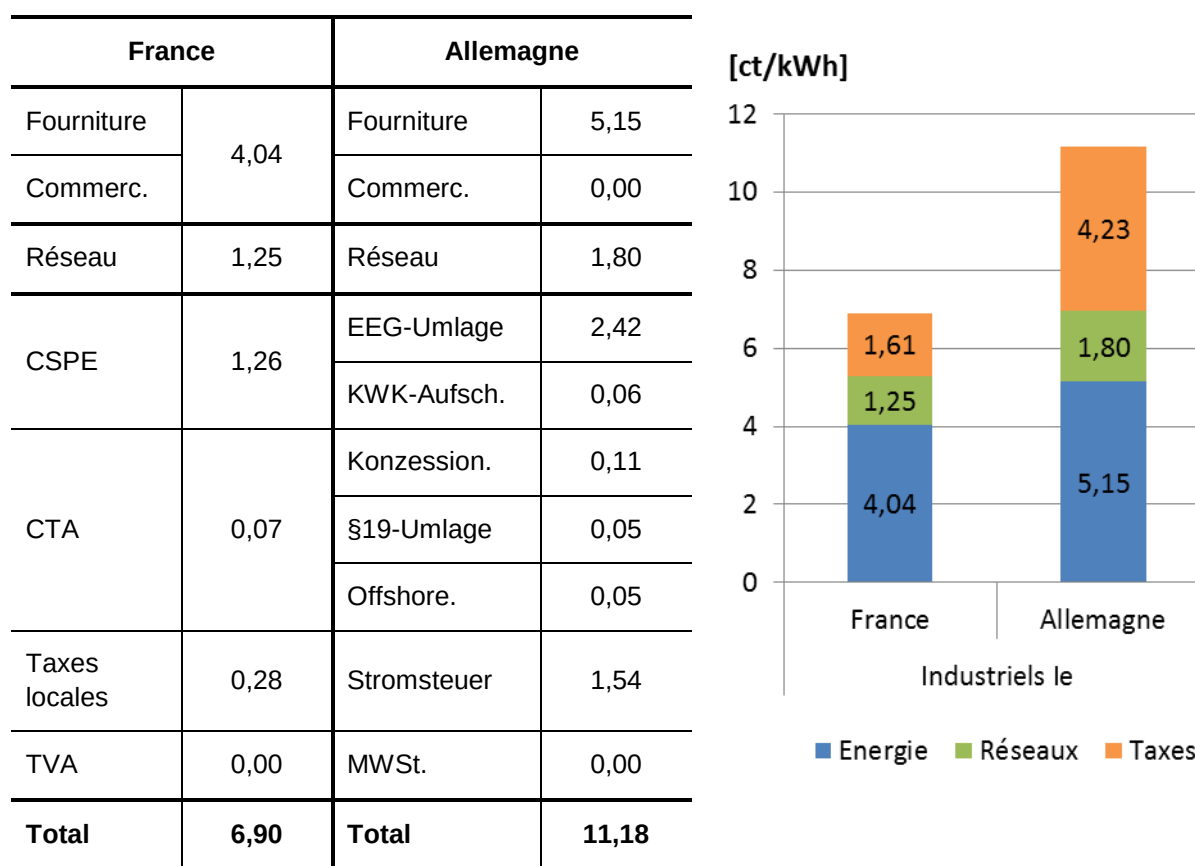


Figure 52 : Composantes du prix final de l'électricité en France et en Allemagne en 2013 pour les consommateurs de type « industriels le »

Sources : [CRE, 2013b], [BDEW, 2013b], [Eurostat, 2014], [BNetzA, 2013]

4.2 Prix final de l'électricité à l'horizon 2030

Le coût marginal de production de l'électricité est un indicateur pertinent pour l'analyse comparative des différents scénarios étudiés. Il ne suffit cependant pas pour tirer des conclusions sur les impacts de ces scénarios sur l'évolution du prix final payé par les consommateurs : il ne représente qu'une partie du prix payé par les ménages, et sa part est plus importante chez les consommateurs industriels qui bénéficient d'exonérations (voir partie 4.1).

Il est donc nécessaire d'émettre un grand nombre d'hypothèses sur des variables dont l'évolution future est incertaine.

4.2.1 Coût de fourniture et de commercialisation (part « énergie »)

4.2.1.1 Méthodologie

Les coûts de fourniture correspondent, en théorie, au prix observé sur les marchés de gros de l'électricité. Ce dernier est supposé égal au coût marginal de production d'électricité issu des résultats de la modélisation entreprise. Un prix de gros est donc obtenu pour chaque pays à partir du coût marginal.

A ce prix de gros est ajouté un complément qui correspond aux coûts de commercialisation des fournisseurs d'électricité. Il est calculé sur la base des données actuelles et est supposé constant sur l'ensemble de la période. Puisque l'on raisonne en prix constants, on suppose donc qu'il augmente au rythme de l'inflation.

4.2.1.2 Incertitudes

Les diverses incertitudes pesant sur le coût marginal de production de l'électricité délivré en sortie de modèle ont été évoquées dans la partie 3.6. On peut mentionner notamment la dépendance de ce coût marginal aux hypothèses consenties par exemple sur les prix des combustibles et les paramètres technico-économiques décrivant les technologies, les capacités de réserve nécessaires, la mise en place d'un marché de capacité ou encore le niveau des injections d'électricité d'origine renouvelable. Autant de facteurs empreints d'incertitudes et qui peuvent sensiblement impacter le coût marginal.

Par ailleurs, la hausse du coût marginal de production de l'électricité telle que fournie dans les résultats du modèle est relativement contenue dans la mesure où elle est le résultat d'un processus d'optimisation visant à minimiser les dépenses globales du système à l'échelle européenne. Le mix technologique européen optimal obtenu dans chaque scénario permet ainsi de limiter en partie la hausse du coût marginal de production dans les pays considérés, puisque ceux-ci sont interconnectés et que les échanges transfrontaliers constituent dès lors une variable d'ajustement.

En outre, supposer que le prix spot correspond au coût marginal est une première simplification qui ne prend pas en compte certaines distorsions éventuelles, notamment celles induites par le mécanisme d'obligation d'achat et décrites dans l'étude économétrique (voir partie 2.3) ou encore l'exercice de pouvoirs de marché.

La deuxième hypothèse qui consiste à assimiler le prix spot à la part correspondant à la production de l'électricité dans le prix final représente également une simplification. En effet, l'importance des tarifs réglementés en France par exemple fait que, pour la majorité des consommateurs, cette part production n'est pas calculée à partir du prix de gros

mais à partir des coûts de production de l'opérateur historique. Si les deux semblent aujourd'hui converger, la nuance demeure importante. Même après la fin des tarifs réglementés pour les industriels, le mécanisme de l'ARENH, qui peut concerner jusqu'à 100 TWh, devrait continuer à réduire en partie la pertinence du prix spot. On notera également qu'en Allemagne, la part production du prix de l'électricité pour les ménages, bien qu'indexée sur le prix de marché de l'électricité en l'absence de tarifs réglementés, ne correspond pas au prix observé sur l'EEX Spot, ceci s'expliquant en partie par les volumes importants échangés sur les marchés dérivés. La Figure 53 illustre cet écart plus ou moins important selon les années. On constate un spread significatif depuis 2009 entre la part production payée par les ménages allemands et le prix de gros de l'électricité.

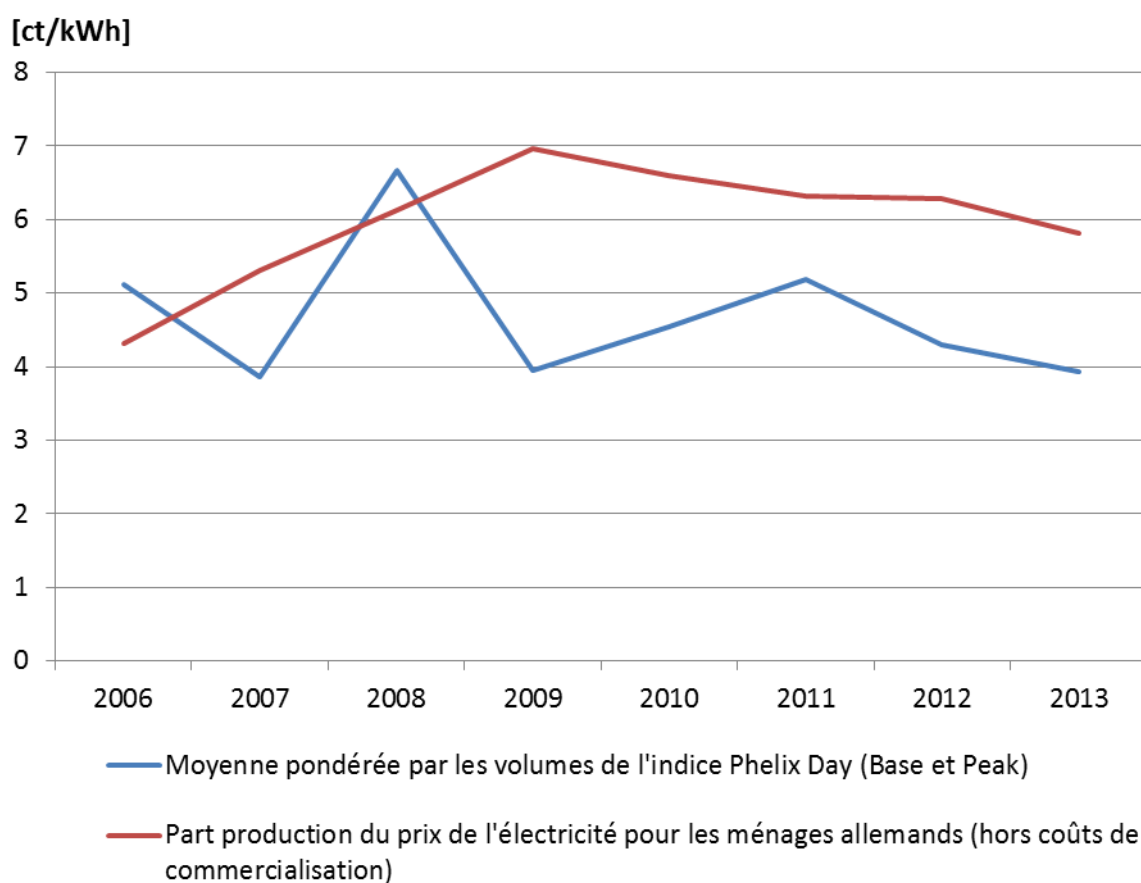


Figure 53 : Écart observé entre la part correspondant à la production dans le prix de l'électricité payé par les ménages allemands et le prix spot moyen pondéré par les volumes sur l'EEX

Sources : [EEX, 2014], [BNetzA, 2013]

On supposera néanmoins que l'écart sera compensé et que la part production sera bien équivalente au prix de gros et par conséquent au coût marginal moyen de long terme,

d'autant plus qu'avec l'augmentation du coût marginal, le maintien d'un tel écart conduirait à des valeurs difficilement envisageables.

En ce qui concerne les coûts de commercialisation, s'il est possible d'obtenir des données pour les ménages, il est beaucoup plus difficile d'évaluer une valeur moyenne représentative pour les industriels (pour les raisons évoquées précédemment). D'autre part, le fait de supposer ces coûts constants sur la période est une hypothèse retenue par défaut, mais qui est également celle utilisée à moyen terme par la CRE dans son analyse des coûts de fourniture d'EDF [CRE, 2013f].

4.2.1.3 Résultats

La Figure 54 rappelle les résultats de la modélisation obtenus sur l'évolution du coût marginal, assimilé au coût de fourniture, en France selon les scénarios retenus (Figure 55 pour l'Allemagne). Si les valeurs pour 2015, voire en 2020 sont relativement proches entre les scénarios, leur évolution est tout autre, notamment en France dans le cadre des scénarios de sortie du nucléaire (partielle dans le scénario 40 ANS et totale dans le scénario SORTIE).

Une analyse détaillée de l'évolution des coûts marginaux dans les deux pays est fournie dans la partie 3.5.

A titre d'information, les résultats sur la moyenne pondérée des coûts de fourniture à l'échelle européenne sont illustrés par la Figure 56.

Comme évoqué plus haut, s'ajoutent à ces coûts de fourniture les coûts de commercialisation pour former la part « énergie » du prix final de l'électricité.

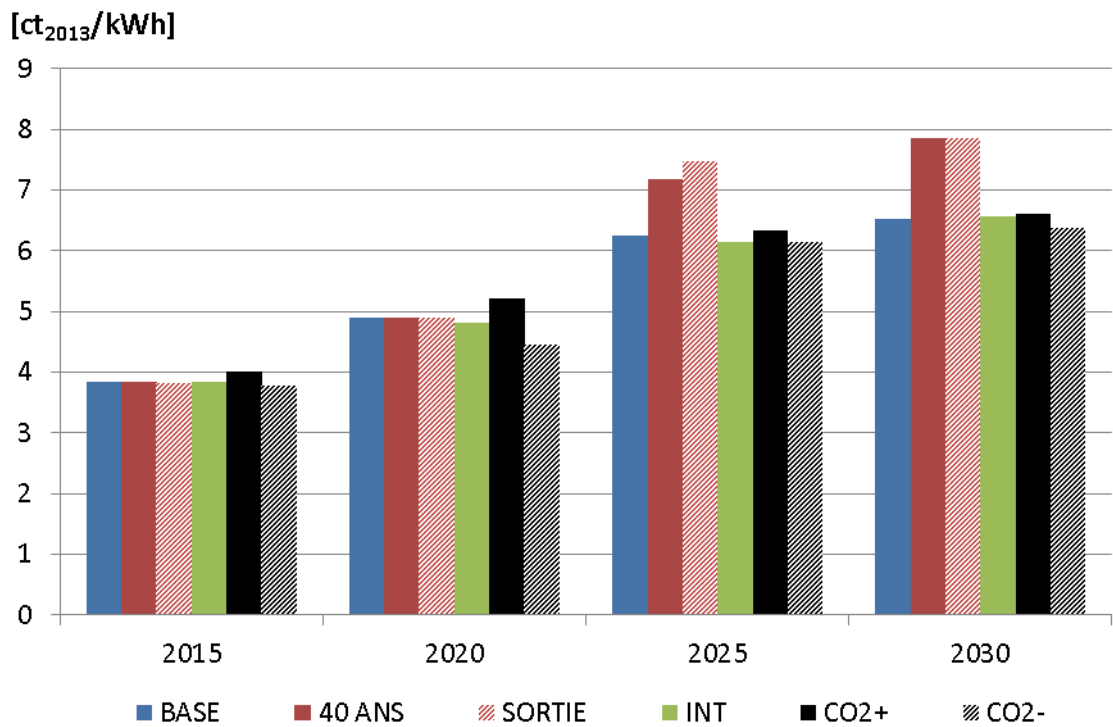


Figure 54 : Evolution des coûts de fourniture en France selon les scénarios

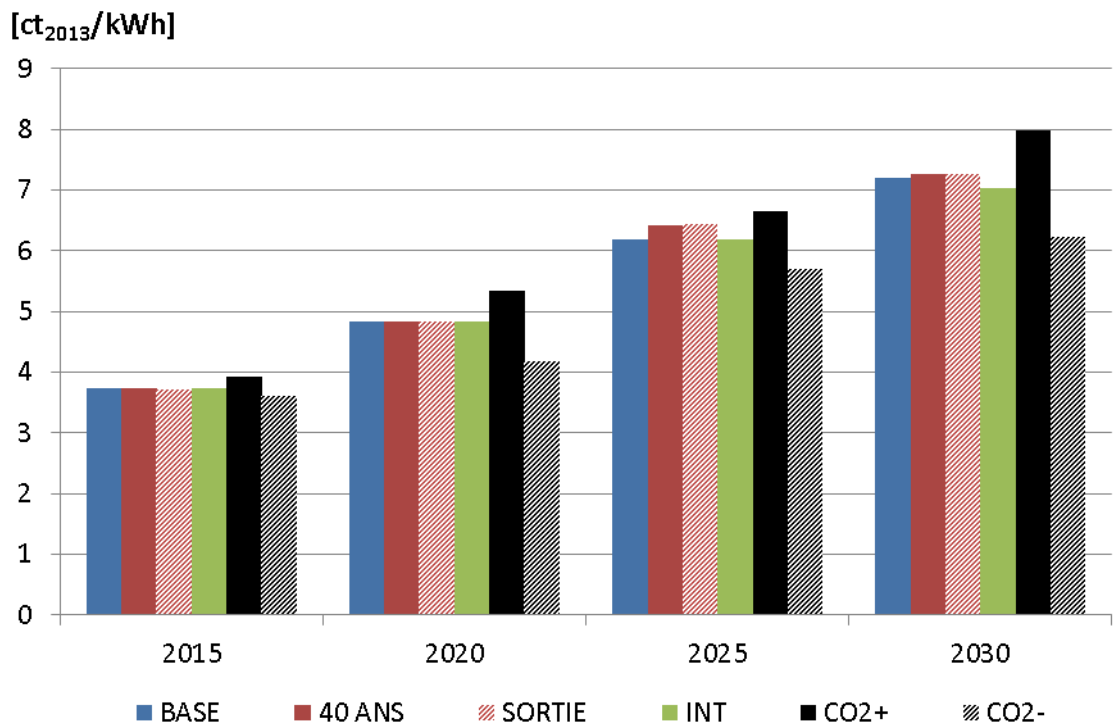


Figure 55 : Evolution des coûts de fourniture en Allemagne selon les scénarios

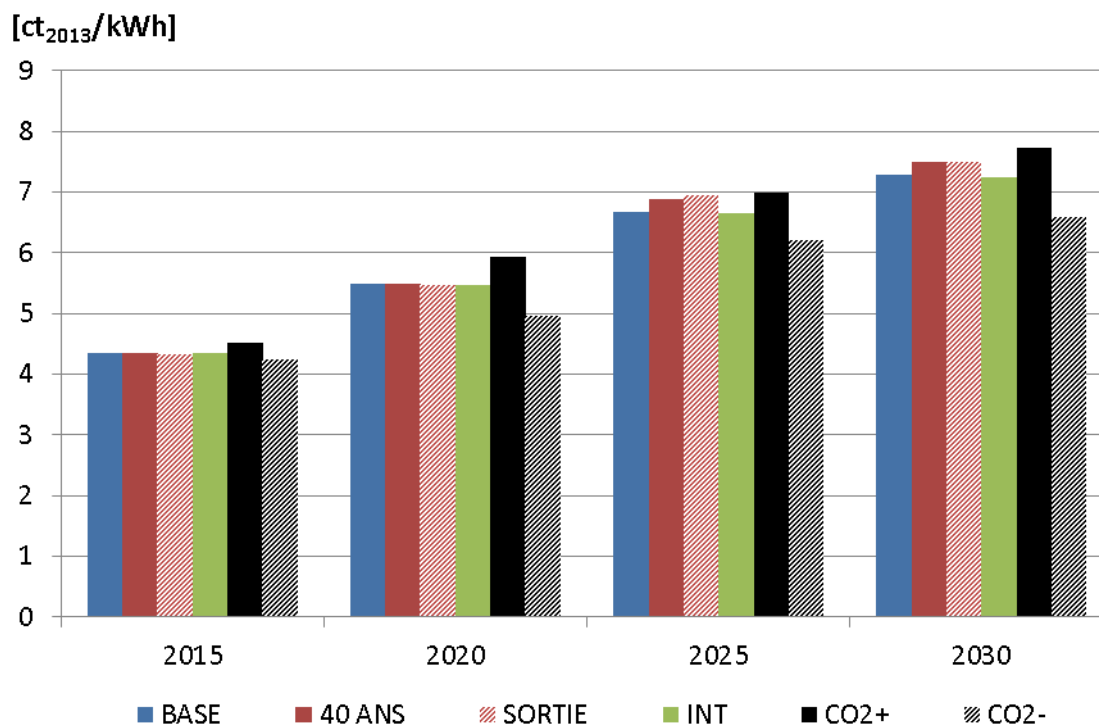


Figure 56 : Evolution de la moyenne des coûts de fourniture en Europe selon les scénarios

4.2.2 Surcoûts des renouvelables

4.2.2.1 Méthodologie

Pour chaque porteur d'énergie renouvelable, le surcoût est obtenu par la différence entre un tarif d'achat moyen et le prix de gros, multipliée par la production du porteur d'énergie en question. De manière simplifiée, la surcharge est obtenue, comme le montre l'équation suivante, par la différence entre les charges totales payées par les opérateurs concernés par le mécanisme et les coûts évités, c'est-à-dire les recettes liées à la vente de cette électricité sur le marché de gros. On suppose également un surcoût nul à partir du moment où le prix de gros est supérieur au tarif d'achat.

Les tarifs d'achat moyens sont fondés sur les tarifs moyens observés ou estimés sur la période 2010-2014 en France et en Allemagne ([CRE, 2013c], [Netztransparenz, 2014]) variant en fonction d'effets d'apprentissage obtenus à partir de différentes sources ([IEA, 2012a], [Fraunhofer ISE, 2013], [DENA, 2012b]).

Equation 8: Calcul du surcoût lié au mécanisme de soutien des renouvelables

$$S_{r,t} = \sum_{ec} \sum_n P_{r,t,ec,n} \cdot S_{r,t,ec,n} \quad \forall r \in R, \forall t \in T$$
$$S_{r,t,ec,n} = FIT_{r,ec,n} - C_{r,t} \quad \text{si } FIT_{r,ec,n} > C_{r,t}$$
$$S_{r,t,ec,n} = 0 \quad \text{si } FIT_{r,ec,n} \leq C_{r,t}$$

r : pays

t : année

n : année de mise en service

ec : porteur d'énergie renouvelable

$P_{r,t,ec,n}$: production dans l'année t et le pays r du porteur d'énergie ec mis en service en n

$FIT_{r,ec,n}$: tarif d'achat fixé l'année n pour le porteur d'énergie ec dans la région r

$C_{r,t}$: coût marginal annuel moyen de la région r dans l'année t

L'évolution des tarifs représentée dans le Tableau 26 ne concerne que les nouvelles installations. Par exemple, les installations construites en 2015 bénéficient du tarif de 2015 jusqu'en 2030. Pour le photovoltaïque, en 2015, le tarif correspond à la moyenne observée entre 2011 et 2014 (charges constatées pour 2011 et 2012 ; charges prévisionnelles pour 2013 et 2014) afin de prendre en compte la baisse importante des coûts de production et des tarifs d'achat observés depuis 2010. Le tarif 2020 est fondé, contrairement aux autres filières, non pas sur les valeurs historiques, mais sur les tarifs fixés pour 2013. Ces tarifs sont supposés invariants entre les scénarios, tout comme le niveau de production concerné, qui n'est par conséquent pas sensible à la baisse des tarifs considérée ici, même dans le cas où ces tarifs deviendraient inférieurs au prix de gros.

Tableau 26 : Hypothèse d'évolution des tarifs d'achat moyens en France et en Allemagne

€/MWh	2010	2015	2020	2025	2030
France					
Hydroélectricité	60	70	69	69	69
Eolien terrestre	84	90	86	77	70
Eolien en mer	130	128	120	112	105
Photovoltaïque	538	382	134	119	105
Biogaz	86	116	115	114	112
Biomasse	98	137	136	134	133
Géothermie	135	130	128	127	126
Allemagne					
Hydroélectricité	83	99	99	99	99
Eolien terrestre	89	91	86	78	71
Eolien en mer	180	178	166	155	145
Photovoltaïque	436	308	115	102	90
Biogaz	72	90	89	88	87
Biomasse	169	206	204	202	200
Géothermie	202	241	238	236	233

4.2.2.2 Incertitudes

L'hypothèse selon laquelle le prix de gros correspond au coût marginal en sortie de modèle influence le niveau de la surcharge puisque les coûts évités, i.e. les recettes liées à la vente de l'électricité renouvelable achetée dans le cadre des obligations d'achat, sont calculés à partir de ce prix de gros. D'autre part, il existe une grande incertitude sur l'évolution des tarifs d'achat. Comme il est démontré plus loin dans les conclusions de cette partie (4.2.2.4), une variation des tarifs d'achat a un impact non négligeable sur le

montant des surcoûts, notamment pour les filières les plus importantes que sont l'éolien et le photovoltaïque.

Si le surcoût calculé ici est donc sujet à de fortes incertitudes, son impact sur le prix final le sera d'autant plus qu'il faudra estimer une répartition du financement des charges selon les différents types de consommateurs. Celle-ci est supposée inchangée jusqu'en 2030 mais elle pourrait évoluer, notamment en Allemagne dès les prochaines années [BMW, 2014].

Un autre élément qui n'est pas pris en compte est le passage probable à terme à un système de primes de marché au détriment des tarifs d'achat. Ce système est en place en Allemagne depuis 2012 et concernerait déjà environ 60% de la production renouvelable [Netztransparenz, 2013a].

4.2.2.3 Résultats

A partir de la méthodologie décrite précédemment, on obtient donc une évolution des surcoûts en France et en Allemagne pour chaque scénario, que l'on peut comparer avec leur évolution historique.

Scénario de base

La Figure 57 indique une hausse importante des charges liées au développement de l'électricité renouvelable entre 2012 et 2015, puis entre 2015 et 2020. Celles-ci augmentent ensuite légèrement entre 2020 et 2025, puis de manière plus marquée ensuite. Une telle trajectoire s'explique par les différents éléments qui rentrent en compte dans le calcul des surcoûts. La production d'électricité concernée va plus que quadrupler entre 2012 et 2030 (voir Figure 58) en réponse aux objectifs fixés. Ces derniers prévoient par ailleurs un développement très ambitieux de la filière éolienne en mer, ce qui a pour conséquence d'accroître le tarif d'achat moyen malgré la baisse des tarifs considérée ici (Tableau 26). Cette hausse est néanmoins atténuée par celle du prix de gros qui réduit mécaniquement la différence avec les tarifs d'achat.

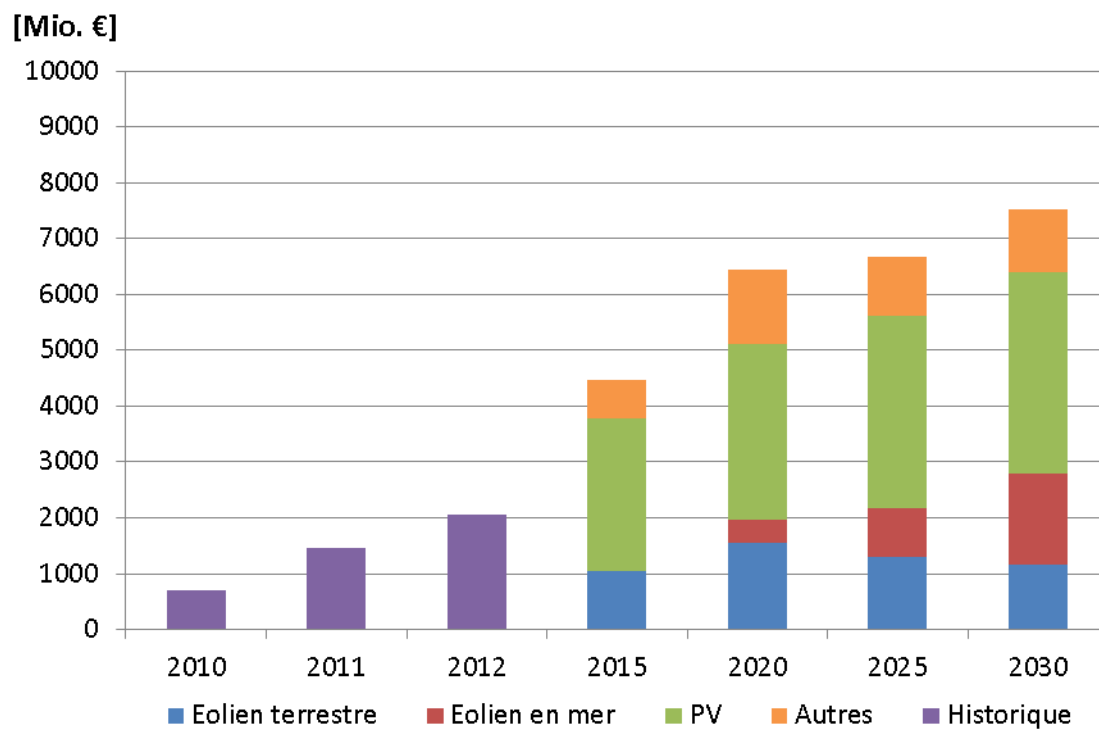


Figure 57 : Scénario BASE : évolution des surcoûts liés au soutien de l'électricité d'origine renouvelable en France

Source : historique [CRE, 2013c]

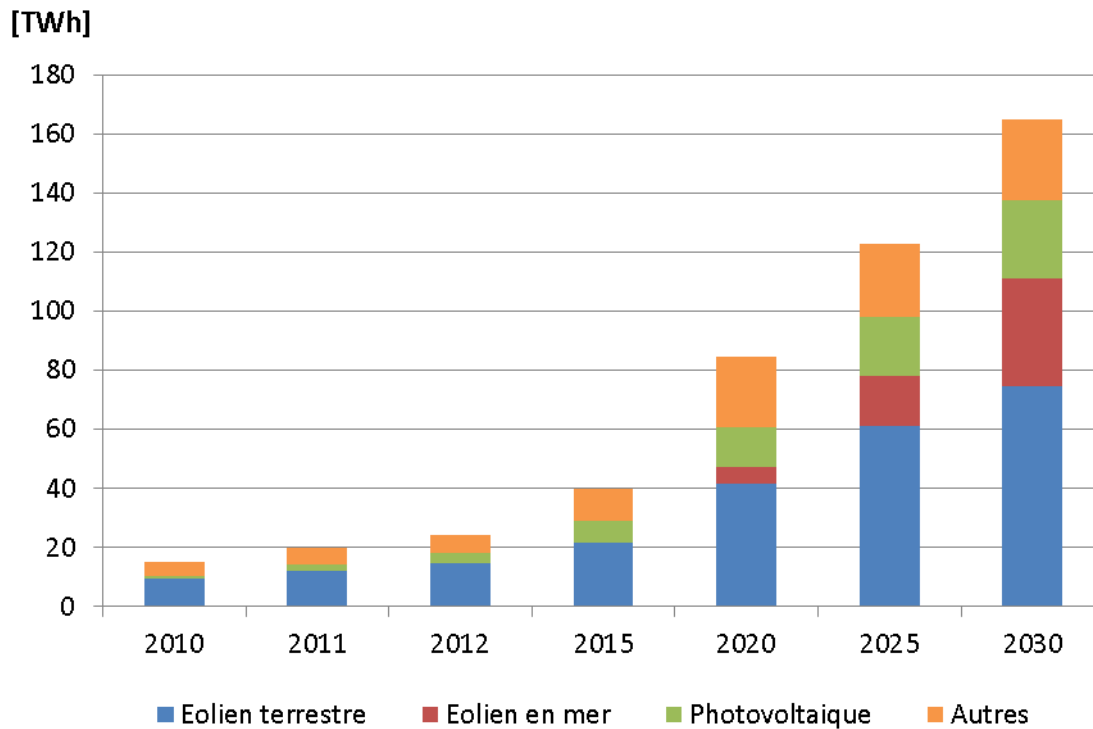


Figure 58 : Scénario BASE : évolution de la production renouvelable concernée par les mécanismes de soutien en France

Source : historique [CRE, 2013c]

En Allemagne, la surcharge est beaucoup plus élevée qu'en France, du fait de l'importance de la production renouvelable. La Figure 59 montre cependant une augmentation relativement modérée entre 2015 et 2020, puis une baisse non négligeable jusqu'en 2030, et cela malgré une hausse importante de la production d'origine renouvelable (Figure 60). L'écart entre les tarifs d'achat moyen et le coût marginal décroît fortement jusqu'en 2030, ce qui explique la baisse observée après 2020. Celle-ci est due notamment aux hypothèses retenues sur l'évolution du tarif pour les installations photovoltaïques, mais également à la part croissante de l'éolien dans la production renouvelable dans un contexte où les tarifs d'achat retenus pour 2030 sont inférieurs aux coûts marginaux moyens allemands.

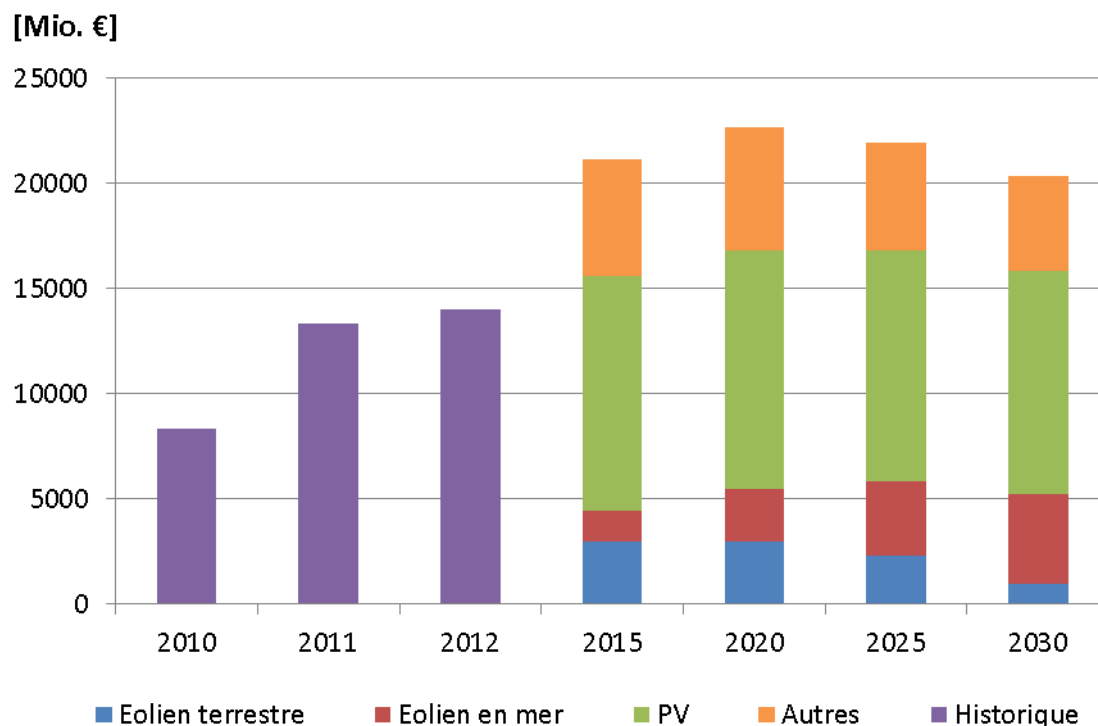


Figure 59 : Scénario BASE : évolution des surcoûts liés au soutien de l'électricité d'origine renouvelable en Allemagne

Source : historique [Netztransparenz, 2014]

Comme cela a été évoqué précédemment, l'impact d'un tel surcoût sur le prix final dépend grandement de la répartition de son financement parmi les différentes classes de consommateurs. Une partie de la consommation est en effet exemptée de ces charges. Selon les données estimées respectivement pour le calcul de la CSPE et de l'EEG-Umlage 2014 ([CRE, 2013], [Netztransparenz, 2014]), la consommation assujettie à la CSPE serait de 375 TWh en France, alors que 378 TWh payent l'EEG-Umlage en Allemagne, soit 81% de la consommation intérieure nette en France et environ 71% en Allemagne. Une première hypothèse consiste donc en un maintien de cette répartition (nommée « répartition actuelle maintenue ») à partir des données sur la consommation considérée dans le modèle jusqu'à 2030.

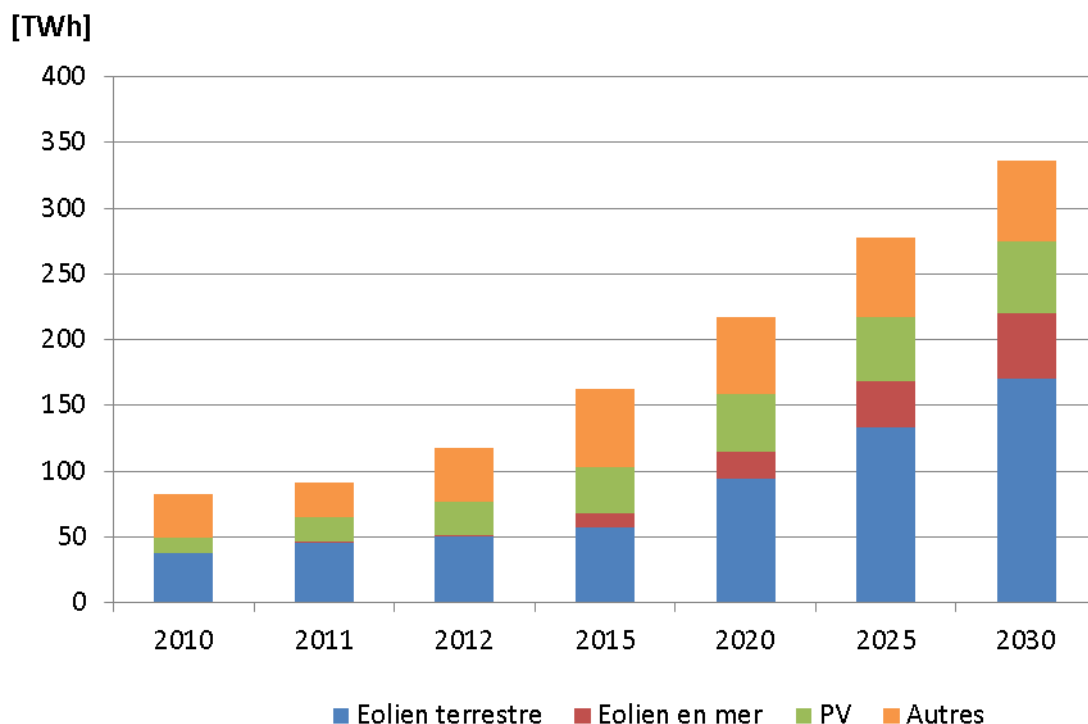


Figure 60 : Scénario BASE : évolution de la production renouvelable concernée par les mécanismes de soutien en Allemagne

Source : historique [Netztransparenz, 2014]

Une grande incertitude persiste néanmoins sur cette répartition car elle dépend grandement de la part de la consommation industrielle dans la consommation totale et du niveau des allègements dont ces consommateurs bénéficieront. En Allemagne, les récentes réformes engagées en 2014 conduiront probablement à une augmentation de l'assiette de financement²⁷ de l'EEG-Umlage.

Sur ce dernier point, deux situations hypothétiques extrêmes seront analysées : une où l'ensemble de la consommation participe à même hauteur au financement de la surcharge et une dans laquelle une estimation de l'ensemble de la consommation industrielle serait exemptée. La répartition actuelle a été obtenue à partir d'une moyenne des valeurs estimées entre 2011 et 2014 pour la France [CRE, 2013c], et des valeurs estimées entre 2010 et 2014 pour l'Allemagne ([BMW, 2013], [Netztransparenz, 2014]). La production de l'industrie est obtenue d'après les estimations de RTE pour la France [RTE, 2012] et du ministère de l'environnement allemand [UBA, 2013].

La Figure 61 représente ainsi la contribution unitaire pour la France selon les trois hypothèses décrites. La valeur maximale est obtenue en 2030, la contribution unitaire est

²⁷ Part ou montant de la consommation intérieure nette qui contribue au financement des charges en question

alors contenue entre 15 €/MWh et 21 €/MWh selon les hypothèses de répartition. La hausse de la surcharge est ici, relativement contenue ici par l'augmentation de la consommation, donc de l'assiette de financement. Pour rappel, il ne s'agit pas d'un équivalent de la CSPE puisque seules les charges liées aux contrats d'achat de l'électricité d'origine renouvelable sont prises en compte. Ne sont pas non plus prises en compte les charges dues au titre de la différence entre les charges des opérateurs concernés et les charges effectivement recouvrées par le biais de la CSPE.

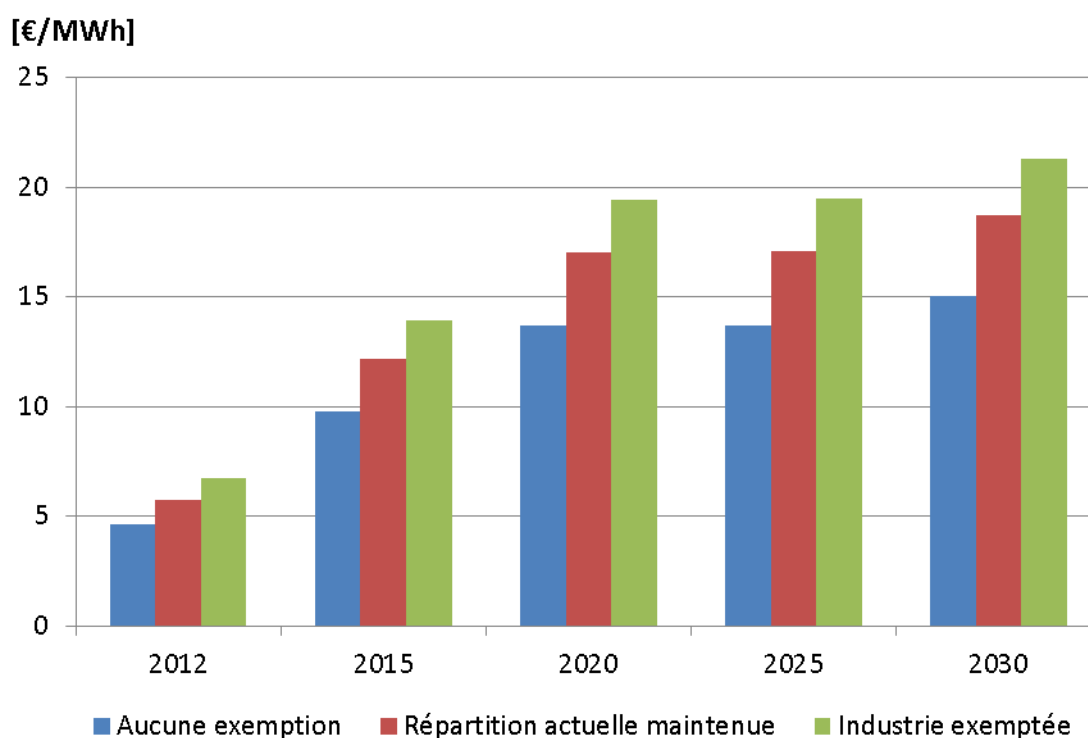


Figure 61 : Scénario BASE : contribution unitaire aux surcoûts dus au soutien de l'électricité renouvelable en France

Source : historique [CRE, 2013c]

En Allemagne, ce déficit des comptes des opérateurs de réseau, est automatiquement pris en compte dans le calcul de l'EEG-Umlage (« Kontostand »). Le calcul de l'EEG-Umlage prévoit également la constitution d'une réserve de liquidité (« Liquiditätsreserve ») de l'ordre de 10% des charges. La Figure 62 compare donc les valeurs obtenues aux valeurs historiques de 2012, toutes deux hors réserve de liquidité et en l'absence du « Kontostand » puisque les comptes seront supposés équilibrés par la suite. La consommation étant supposée stable en Allemagne, l'évolution de la contribution unitaire est directement influencée par celle de la surcharge. On constate une grande sensibilité à l'assiette de financement de la surcharge, avec des valeurs contenues entre 43 €/MWh et 72 €/MWh en 2020 par exemple.

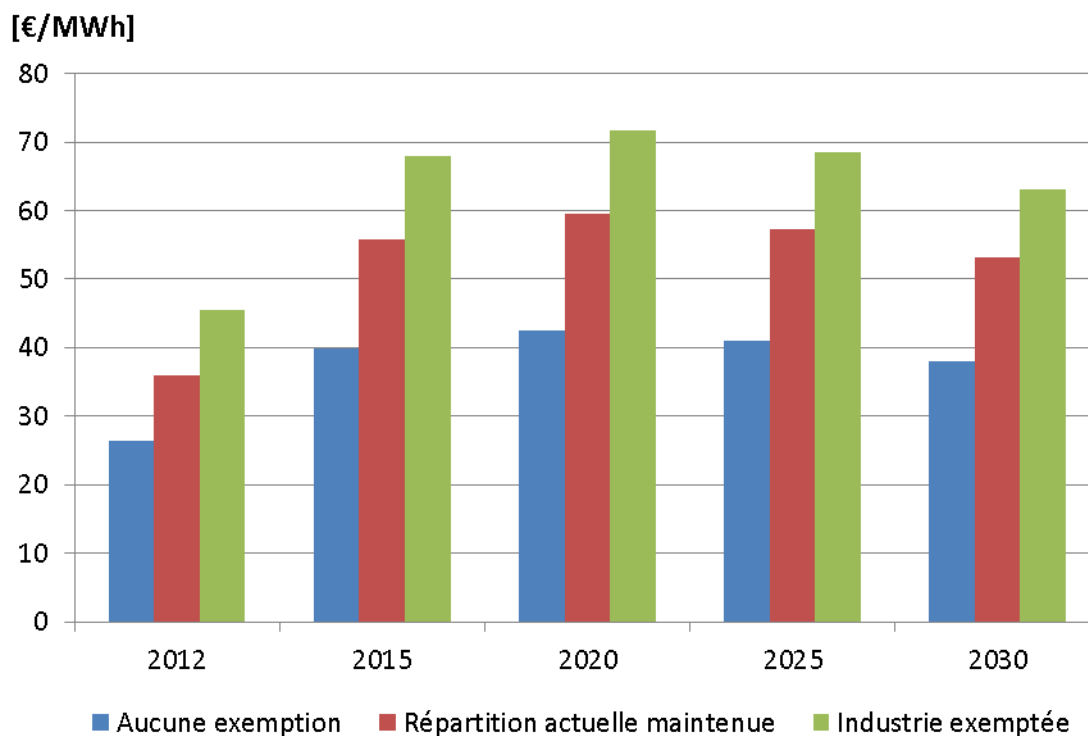


Figure 62 : Scénario BASE : contribution unitaire aux surcoûts dus au soutien de l'électricité renouvelable en Allemagne

Source : historique [Netztransparenz, 2014]

Scénarios nucléaires

Pour rappel, la production renouvelable est identique dans l'ensemble des scénarios, tout comme les tarifs d'achat retenus. Mais le coût marginal, supposé équivalent au prix de gros, est supérieur à celui observé dans le scénario de base, il réduit donc la différence avec les tarifs d'achat.

La Figure 63 confirme des surcoûts inférieurs dans les scénarios nucléaires et par conséquent, en supposant une répartition de leur financement équivalente à celle observée actuellement, une contribution unitaire inférieure. On constate un écart de plus de 5 €/MWh en 2030, quel que soit le rythme de sortie du nucléaire.

En Allemagne, la sortie du nucléaire français entraîne un coût marginal légèrement plus élevé dans les scénarios nucléaires par rapport au scénario de base, ce qui se traduit par des surcoûts et une contribution unitaire plus faible, jusqu'à 3 €/MWh en 2025, puis seulement de l'ordre de 0,7 €/MWh en 2030.

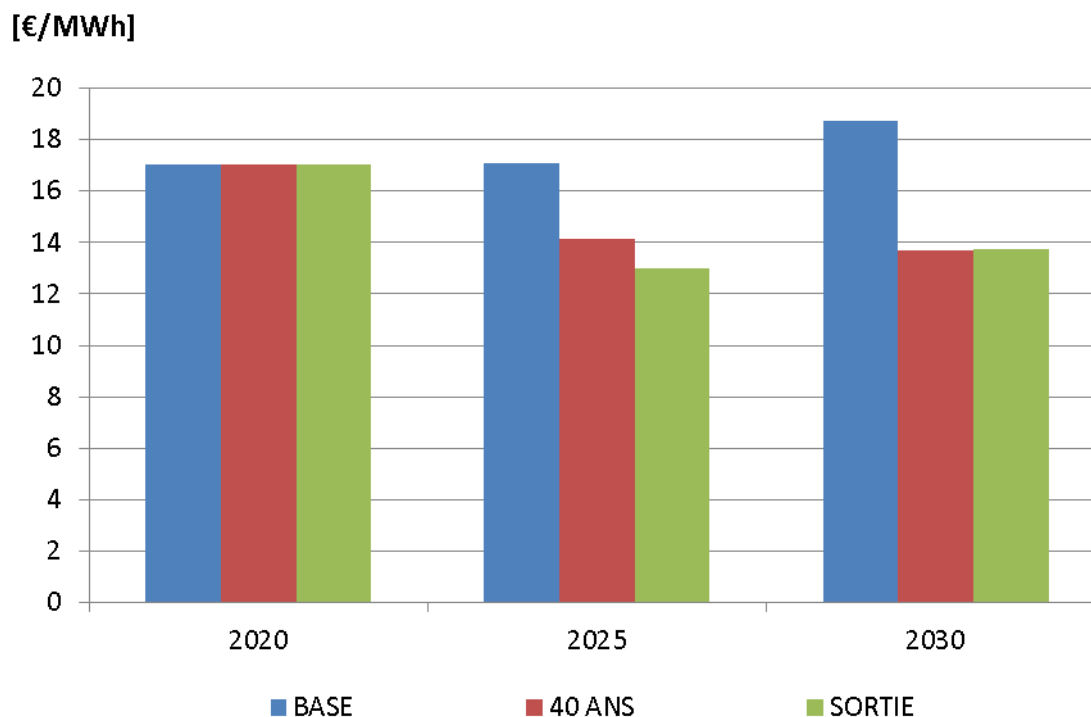


Figure 63 : Scénarios nucléaires : comparaison de la contribution unitaire aux surcoûts de l'électricité renouvelable en France

Scénario d'interconnexion

Le développement des interconnexions entre la France et l'Allemagne a peu d'impacts sur le niveau des surcoûts. On observe néanmoins des différences marginales au niveau de la contribution unitaire du fait des légères variations du coût marginal entre les scénarios. Celle-ci est donc plus élevée dans le scénario interconnexion lorsque le coût marginal y est plus faible que dans le scénario de base et inversement.

Scénarios CO₂

Les différents profils d'évolution du prix du CO₂ n'ont qu'une faible incidence sur le niveau de la surcharge renouvelable en France. La contribution unitaire est par conséquent sensiblement équivalente dans les trois scénarios (Figure 64) et les différences s'expliquent par celles observées au niveau des prix de gros.

[€/MWh]

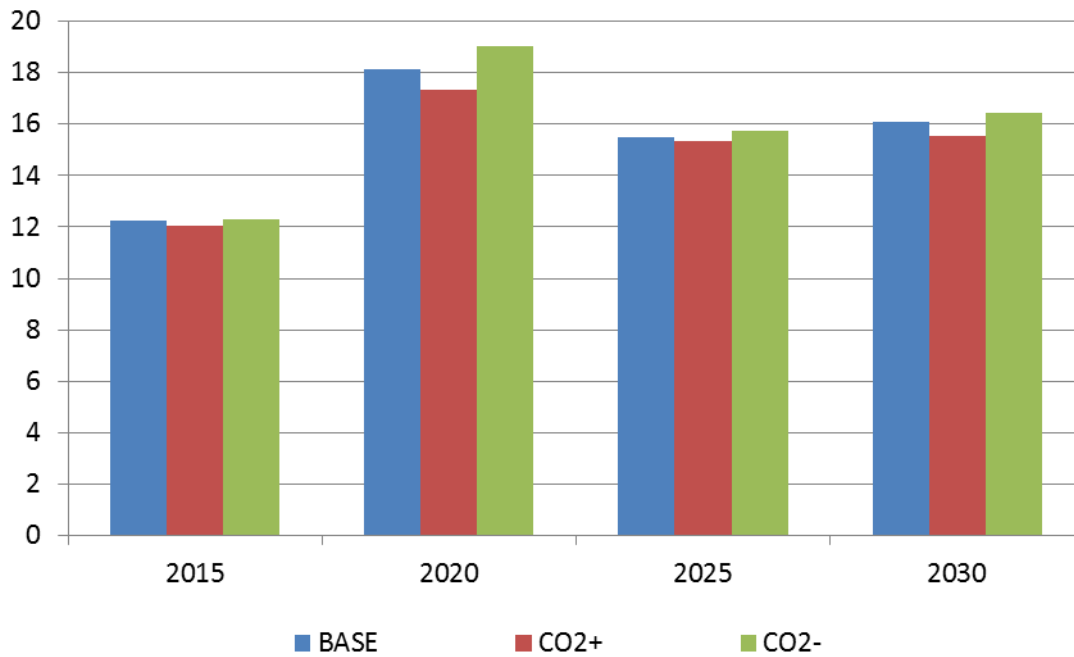


Figure 64 : Scénarios CO₂ : comparaison de la contribution unitaire aux surcoûts de l'électricité renouvelable en France

[€/MWh]

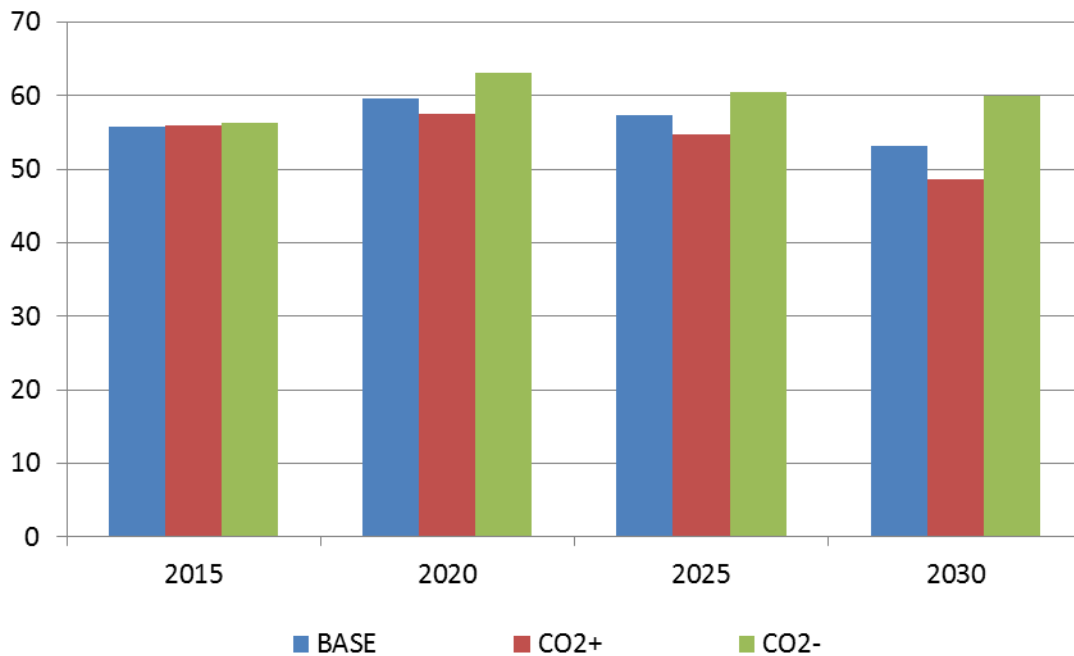


Figure 65 : Scénarios CO₂ : comparaison de la contribution unitaire aux surcoûts de l'électricité renouvelable en Allemagne

On observe des variations plus marquées en Allemagne. La Figure 65 indique une contribution légèrement plus faible dans le scénario CO₂+ par rapport au scénario de base. Là encore, ces différences sont entièrement imputables à celles observées sur les coûts marginaux, particulièrement sensibles en Allemagne au prix du carbone.

4.2.2.4 Conclusions

Le calcul de la surcharge liée aux mécanismes de soutien de l'électricité renouvelable permet d'étendre l'analyse comparative des scénarios à une composante importante du prix final. Etant donné que la production renouvelable ainsi que les tarifs d'achat ne varient pas entre les scénarios, les différences en termes de coût marginal et, par conséquent, dans le cadre de cette étude, en termes de prix de gros, impliquent directement des écarts plus ou moins importants au niveau du montant de la surcharge et de la contribution unitaire à celle-ci. C'est particulièrement vrai pour les scénarios nucléaires par rapport au scénario de base. Ainsi, le résultat le plus important de cette analyse est le suivant : l'augmentation du prix induite par la sortie du nucléaire pourrait être en partie compensée dans le prix final par la baisse de la surcharge renouvelable.

Depuis 2014, la consommation concernée en Allemagne par le financement du surcoût lié aux renouvelables s'est étendue, avec une baisse importante des exonérations consenties aux électro-intensifs. Dans le cadre de cette analyse, on suppose néanmoins un maintien de la répartition actuelle.

Il convient d'une manière générale de rester prudent au vu notamment des fortes incertitudes existant sur l'évolution de cette surcharge. La Figure 66 et la Figure 67 montrent d'ailleurs une importante sensibilité aux facteurs considérés, comme la part de la consommation concernée ou les tarifs d'achat des différentes filières.

Par ailleurs, il est important de s'intéresser aux autres composantes du prix afin de confirmer ou non un tel résultat sur le prix payé par le consommateur final.

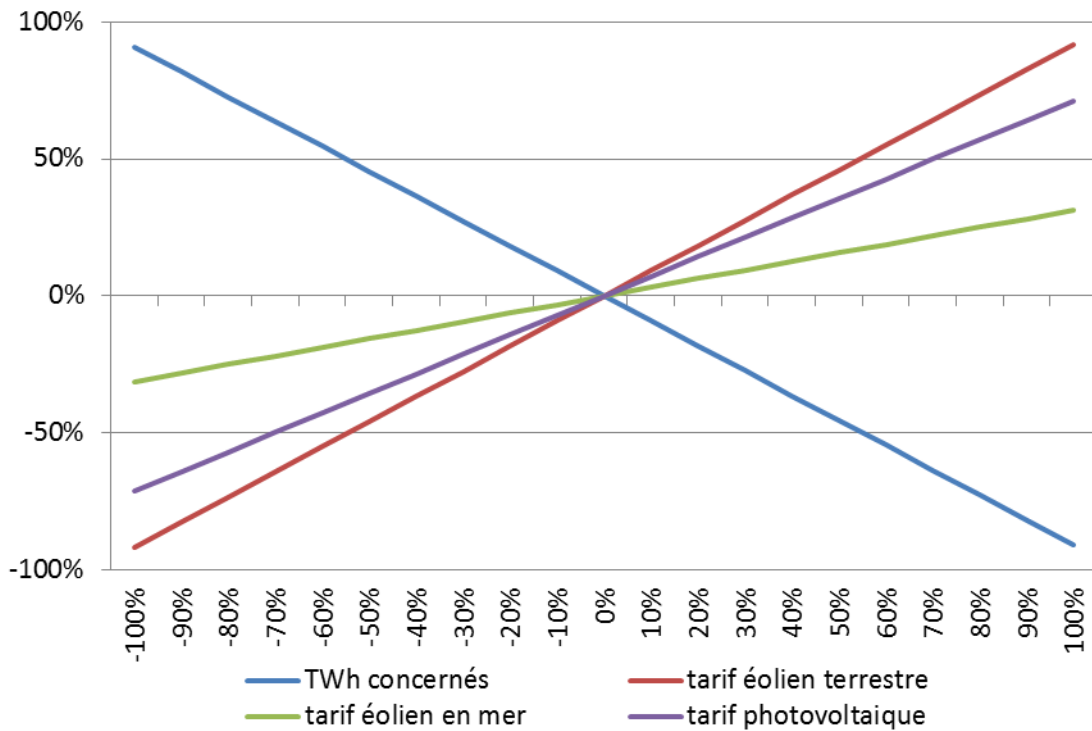


Figure 66 : Scénario BASE : sensibilité de la contribution unitaire au niveau de consommation concernée et aux tarifs d'achat en 2030 en France

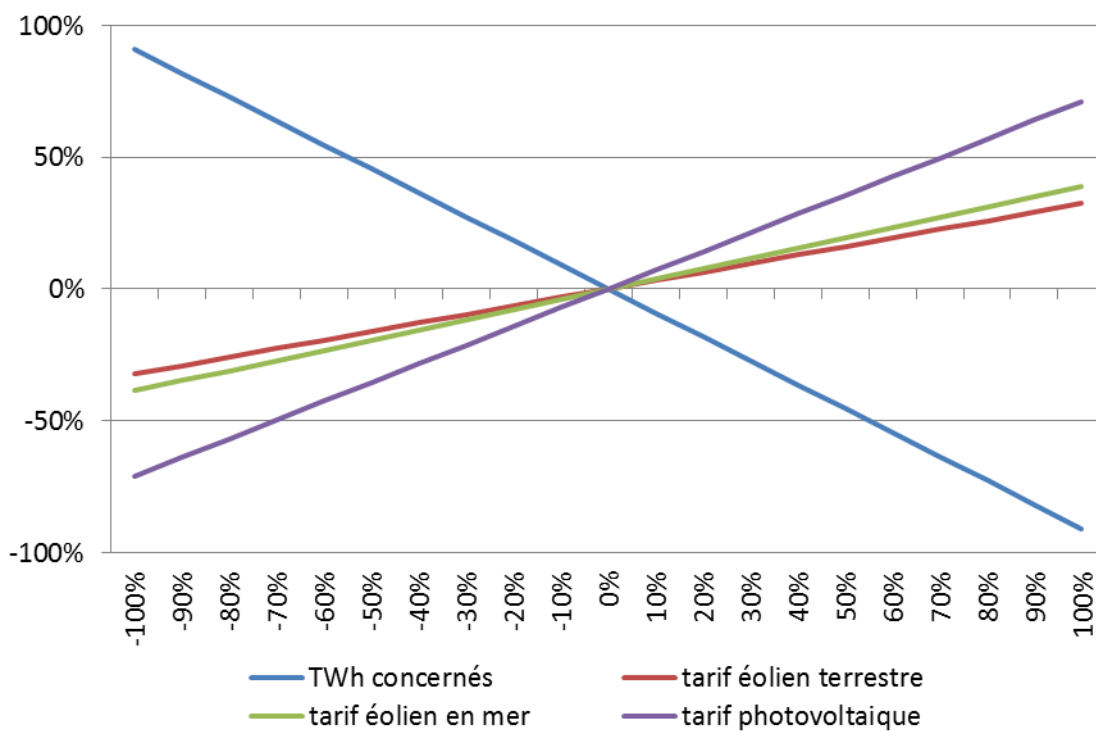


Figure 67 : Scénario BASE : sensibilité de la contribution unitaire au niveau de consommation concernée et aux tarifs d'achat en 2030 en Allemagne

4.2.3 Autres composantes

Si le prix de gros assimilé au coût marginal en sortie de modèle et les surcoûts liés au développement de l'électricité présentent, comme cela a été évoqué, un grand nombre d'incertitudes, c'est d'autant plus le cas des autres composantes du prix. Pour certaines composantes, notamment les charges de réseaux (partie 4.2.3.3), même les valeurs actuelles ne peuvent être qu'estimées. Il s'agit en effet de valeurs moyennes pour chaque catégorie de consommateurs, puisque le montant des charges, même rapportées à la consommation, dépend du niveau de celle-ci.

Les nombreuses hypothèses retenues ici permettront avant tout de se faire une idée de l'impact potentiel des résultats de la modélisation sur le prix final de l'électricité, particulièrement à des fins de comparaisons entre les différents scénarios.

4.2.3.1 Coûts liés à la cogénération

Méthodologie

En Allemagne, les coûts liés à la cogénération (KWK-Aufschlag) étant aujourd'hui négligeables (environ 0,4% du prix final en 2013), ils ne sont pas pris en compte dans l'analyse. En France, on suppose une décroissance linéaire à partir des valeurs prévisionnelles de 2014 jusqu'à une valeur nulle en 2030.

Incertitudes

Si la tendance actuelle confirme des charges de moins en moins importantes, l'avenir de la cogénération n'est pas remis en cause. Cependant, ces installations bénéficient de moins en moins de tarifs d'achat, en France comme en Allemagne. La valorisation de la chaleur produite, ou encore les tarifs d'achat renouvelables pour les installations de biomasse par exemple, pourraient suffire à assurer le développement de la cogénération.

Mais là encore, il est difficile de se prononcer avec certitude. On note, par exemple, que les estimations de RTE sur l'évolution de la capacité entre 2010 et 2015 ont été récemment significativement revues à la hausse entre 2010 et 2015, sans compter la prolongation des contrats d'achat décidée en 2013 pour certaines installations. Néanmoins, alors que les charges représentent aujourd'hui environ 1% du prix en Allemagne et en France (7,4% de la CSPE en 2014), on admettra des montants négligeables dans notre étude du prix final.

4.2.3.2 Péréquation tarifaire et dispositions sociales (France uniquement)

Méthodologie

Etant donné que la production d'électricité, telle que délivrée dans les résultats de la modélisation, correspond à la France métropolitaine, il est nécessaire d'estimer l'évolution des charges de péréquation tarifaire. La part correspondante aux surcoûts de production est obtenue sur la base d'estimations de la CRE [Cour des comptes, 2012b]. On suppose des surcoûts unitaires moyens constants et une production indexée sur la production obtenue pour la France dans le modèle. Les recettes sont calculées à partir d'un prix augmentant avec le coût marginal. La part liée aux contrats d'achat des énergies renouvelables augmente avec les surcoûts des renouvelables en métropole.

Les dispositions sociales sont croissantes en fonction du prix hors taxe de l'électricité, afin de prendre en compte l'augmentation de la précarité énergétique induite par l'augmentation des prix.

Evolution de la CSPE

Avec les estimations détaillées ci-dessus ainsi que les calculs des surcoûts des contrats d'achat des renouvelables calculés en 4.2.2, on obtient une estimation de la CSPE, présentée sur la Figure 68. A noter que l'hypothèse centrale concernant l'assiette de financement a été retenue, à savoir une répartition actuelle maintenue en pourcentage. D'autre part, le montant pour 2014 ne prend pas en compte les charges dues au titre des années antérieures. Ceci permet de comparer aux résultats obtenus, pour lesquels on suppose la compensation totale des charges pour chaque année considérée.

On observe donc une augmentation de la CSPE, principalement influencée par celle des surcoûts des renouvelables. La consommation concernée augmentant modérément sur la période, l'évolution des charges totales est semblable à celle de la contribution unitaire. La prise en compte du déficit de compensation croissant observé pour les opérateurs historiques impacterait évidemment à la hausse le montant des charges et de la contribution unitaire de la CSPE. EDF et l'Etat français se sont mis d'accord sur un arriéré de 4,9 Mrd € qui sera compensé d'ici 2018. Cet effet ne sera pas pris en compte dans cette analyse.

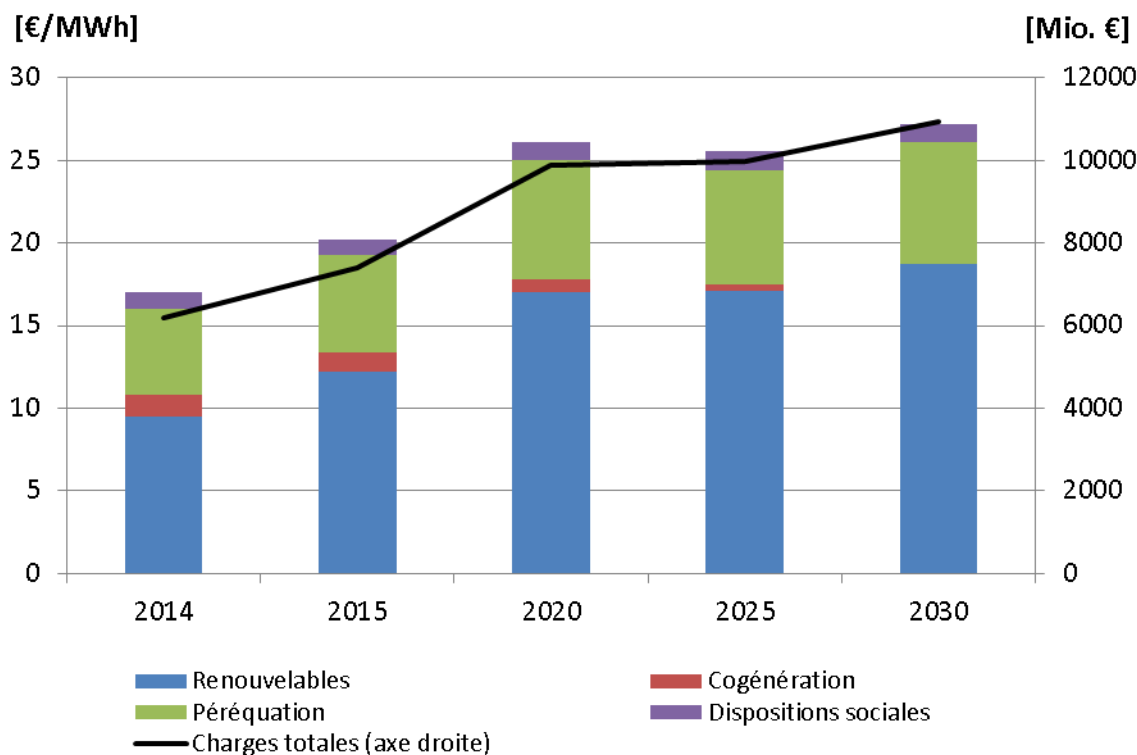


Figure 68: Scénario BASE : évolution détaillée de la CSPE

4.2.3.3 Coûts d'accès au réseau

Méthodologie

En France, les données du TURPE 4 ([CRE, 2013d], [CRE, 2013e]) donnent une estimation de l'évolution des charges jusqu'à 2018. Celles-ci sont ensuite extrapolées jusqu'en 2020 puis supposées constantes entre 2020 et 2030. La valeur actuelle du TURPE augmente alors sur la période au rythme des charges ainsi estimées.

Pour l'Allemagne, on ne dispose pas de telles estimations. En revanche, plusieurs sources indiquent les investissements prévus sur les réseaux de transport et de distribution entre 2012 et 2030. On suppose donc un investissement de 23 Mrd € [Feix et al., 2013] sur le réseau de transport allemand d'ici à 2022 (charges constantes ensuite) et de 35 Mrd € sur le réseau de distribution jusqu'à 2030 [DENA, 2012a]. On estime alors l'évolution des charges de capital avec un taux de rémunération du capital et un taux de dépréciation et l'on suppose, pour simplifier, que les charges de réseau augmentent au même rythme que les charges de capital.

Il est difficile d'estimer l'impact de tels investissements sur les charges, en l'absence de données sur la base d'actif régulée (BAR) pour le réseau de transport et de distribution, ou encore sur les hypothèses retenues pour la dépréciation ou la rémunération du capi-

tal. On utilisera alors par défaut les données équivalentes contenues dans les prévisions pour le TURPE 4 en France (la base d'actif régulé est légèrement revue à la hausse pour l'Allemagne en fonction du différentiel entre les deux pays en termes de longueur du circuit).

Incertitudes

Il est évident, au vu des nombreuses hypothèses retenues, que la fiabilité des valeurs obtenues sur l'évolution des charges de réseau peut être mise en question. Une comparaison avec d'autres travaux existants permettra de mieux évaluer la pertinence de ces résultats. En France, l'extrapolation des charges en 2019 et 2020 suppose des investissements croissants qui pourraient refléter la mise en place des compteurs intelligents Linky, estimée à environ 4 Mrd € d'ici 2020 [CRE, 2011], mais dont le coût exact est encore très incertain. C'est d'ailleurs pour cette raison que cet investissement additionnel n'a pas été directement pris en compte. La stabilisation des charges après 2020, à des niveaux donc relativement élevés, est une hypothèse retenue par défaut mais qui suppose néanmoins des investissements non négligeables.

D'autre part, les charges obtenues seront considérées comme équivalentes pour tous les scénarios. Il est évident qu'au vu des hypothèses et des résultats obtenus, cela ne sera pas le cas. Celles-ci devraient effectivement être plus élevées dans le scénario d'interconnexion du fait de l'extension importante des capacités d'échange avec l'Allemagne ou encore dans les scénarios nucléaires, particulièrement pour la France. En effet, la construction à grande échelle de nouvelles centrales à cycle combiné exigera d'importants travaux de raccordement au réseau, principalement de transport, ce qui devrait se traduire par une hausse des investissements et des charges de réseaux par rapport au scénario de base.

N'étant pas en mesure d'estimer les proportions de l'impact des différentes hypothèses sur les charges de réseaux, les valeurs estimées pour le scénario de base seront donc supposées identiques dans l'ensemble des scénarios.

Résultats

On obtient une augmentation des charges d'environ 15% en France sur la période, et de 14% en Allemagne. Ces augmentations sont appliquées aux valeurs actuelles moyennes des tarifs d'acheminement pour les différents types de consommateurs afin d'obtenir une idée de l'évolution de ces charges et de leur impact sur le prix final.

En Allemagne, cela correspond à une hausse de 0,9 ct/kWh entre 2013 et 2030 dans le prix de l'électricité pour les ménages. Ces résultats sont néanmoins susceptibles de varier fortement selon les hypothèses retenues. C'est particulièrement le cas pour

l'Allemagne où un grand nombre de simplifications a été effectuée. La Figure 69 illustre la sensibilité des charges calculées pour 2030 en fonction des hypothèses retenues sur la base d'actifs régulés (BAR) de base, ainsi que des investissements totaux dans les réseaux de transport et les réseaux de distribution.

Pour la France, une augmentation de 15% correspondrait à une hausse d'environ 0,6 ct/kWh. Cette valeur est susceptible de varier selon les hypothèses retenues sur les investissements et le calcul des charges. D'autant plus que les investissements dans les réseaux de transport et de distribution sont fortement sujets à des variations en fonction des hypothèses retenues dans les différents scénarios comme la hausse des capacités d'échange ou le renouvellement important du parc de production.

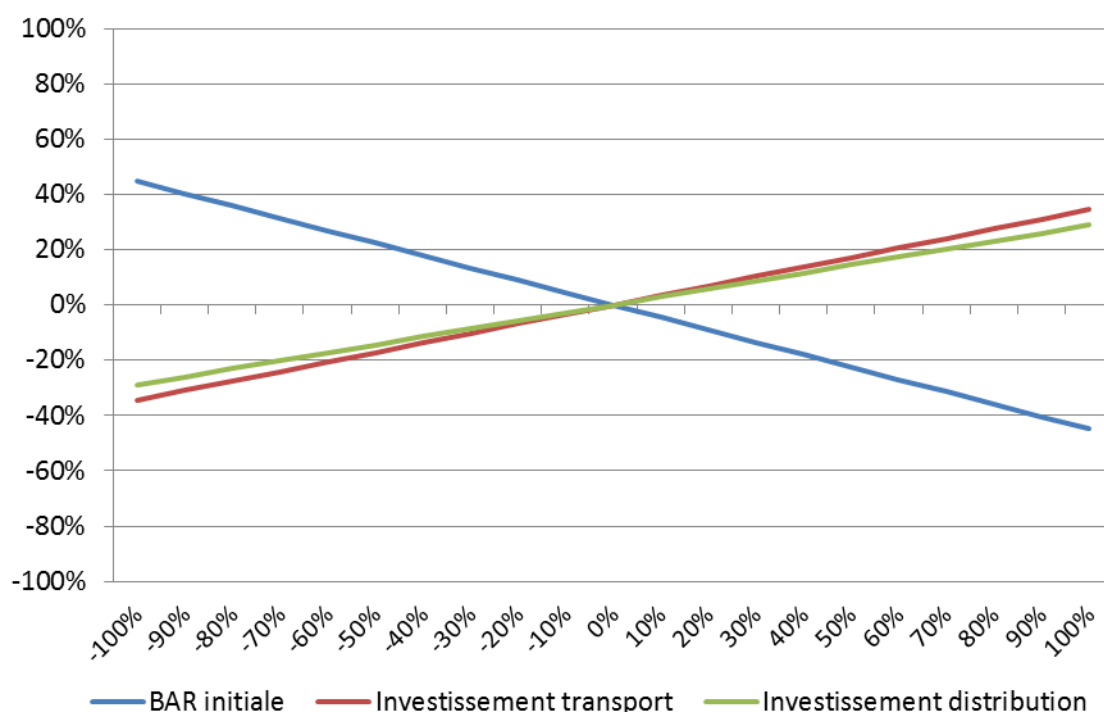


Figure 69 : Sensibilité des charges de réseaux obtenues pour l'Allemagne en 2030 en fonction de différents facteurs

4.2.3.4 Taxes

Méthodologie

En l'absence d'éléments permettant d'en estimer l'évolution, on suppose que les taux (ou les valeurs lorsque les taxes sont exprimées en €/MWh) observés aujourd'hui sont constants jusqu'à 2030.

En France, la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) est supposée croissante au même rythme que le TURPE.

4.2.4 Prix final de l'électricité

En partant des données moyennes pour chaque catégorie de consommateurs présentées en 4.1 pour l'année 2013 et à l'aide de la méthodologie décrite précédemment pour chacune des composantes, on obtient une évolution possible du prix final de l'électricité payé par les différentes classes de consommateurs dans les différents scénarios. Pour le calcul des surcoûts des renouvelables, l'hypothèse centrale d'un maintien de la répartition actuelle est retenue.

Du fait des très nombreuses incertitudes, il n'est pas possible d'obtenir des valeurs précises sur les niveaux de prix en 2030. Les résultats obtenus permettront simplement une comparaison entre les scénarios, étendant ainsi l'analyse de l'impact des différentes évolutions observées des mix électriques français et allemands.

Cette comparaison reste cependant à nuancer, en raison notamment des charges de réseaux dont l'évolution est particulièrement difficile à anticiper et est supposée invariable en fonction des scénarios.

Scénario de base

La Figure 70 illustre les résultats sur le prix de l'électricité moyen pour les différentes classes de consommateurs considérées selon les résultats du scénario de base. Pour mémoire, les classes de consommateurs sont rappelées brièvement :

- **résidentiels Dc** : consommation entre 2,5 et 5 MWh
- **industriels Ib** : consommation entre 20 et 500 MWh
- **industriels Ie** : consommation entre 20.000 et 70.000 MWh

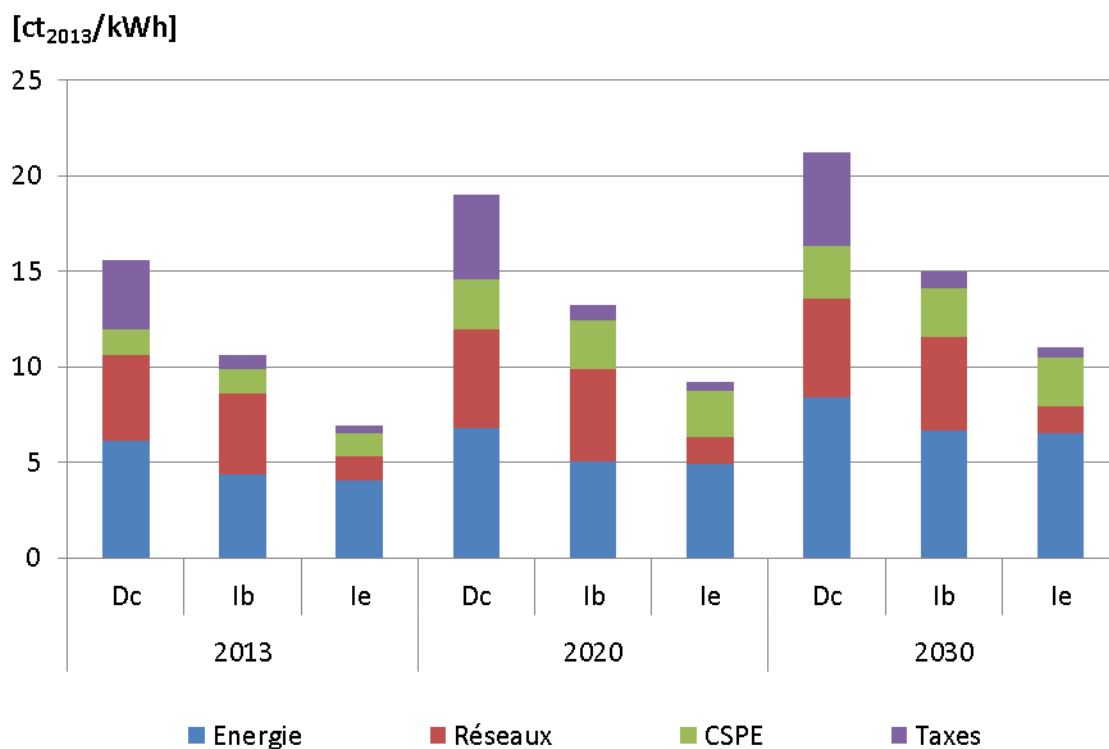


Figure 70 : Scénario BASE : évolution du prix final de l'électricité en France pour les différents types de consommateurs considérés

Sources : historique [CRE, 2013b], [Eurostat, 2014]

On retient donc, dans le cadre de cette analyse, une augmentation importante entre 2013 et 2030 pour les consommateurs résidentiels. Cette hausse s'explique par une augmentation de l'ensemble des composantes : le coût de l'électricité pour les raisons expliquées précédemment, les charges de réseaux du fait des investissements prévus et la CSPE qui permettra le financement du développement des renouvelables. Cette dernière voit sa part augmenter légèrement de 9% en 2013 à 14% en 2020, puis diminuer ensuite jusqu'à 13% en 2030, son impact sur le prix final reste donc relativement modéré.

Pour les industriels, l'augmentation est plus importante en pourcentage, en raison de l'augmentation inévitable du coût de fourniture et des charges de réseaux et malgré le maintien d'une exonération supposée totale de la TVA.

Les consommateurs industriels moyens considérés ne bénéficient que de très faibles exonérations. En effet, la CSPE est plafonnée à 0,5% de la valeur ajoutée d'un industriel qui consomme plus de 7 GWh, et à 597.889 euros par site de consommation, soit environ 36 GWh avec la contribution de 2014 [CRE, 2013c]. Les industriels Ib ne sont que très peu concernés par ces plafonnements, c'est moins le cas des industriels le mais les valeurs obtenues pour 2013 semblent néanmoins montrer que la contribution unitaire moyenne n'est pas beaucoup plus faible que pour les consommateurs résidentiels.

Les impacts d'une augmentation des exonérations pour certains consommateurs seront évoqués plus loin (voir partie 5.2.3).

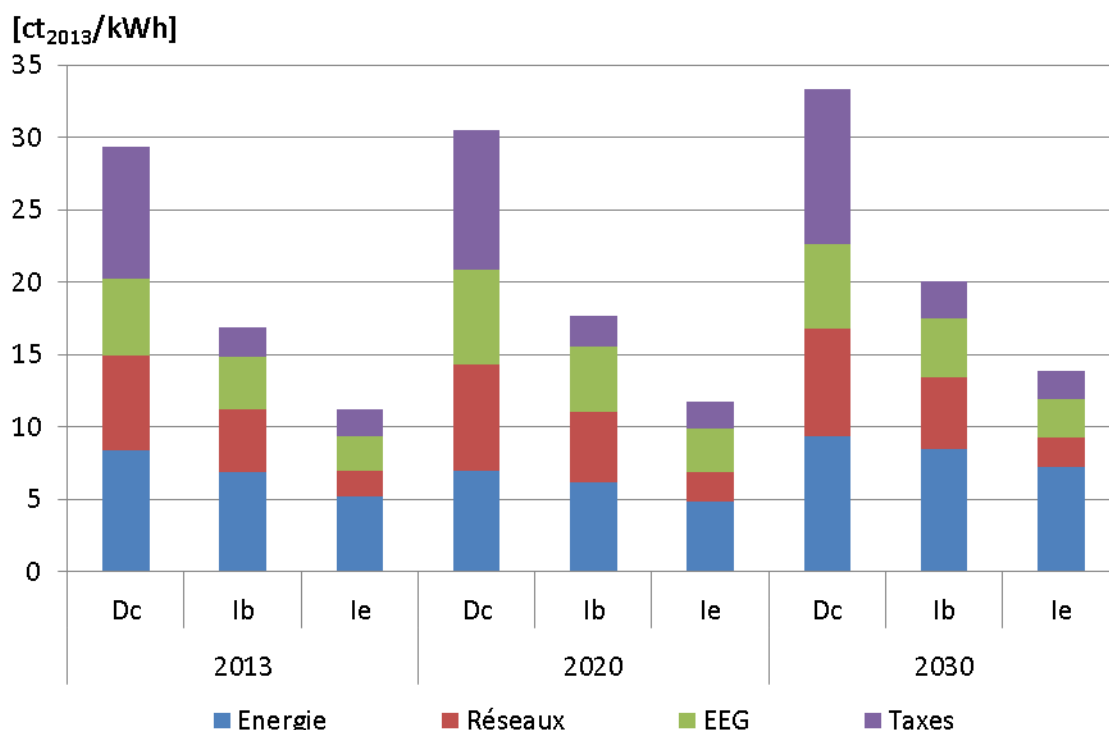


Figure 71 : Scénario BASE : évolution du prix final de l'électricité en Allemagne pour les différents types de consommateurs considérés

Sources : historique [BDEW, 2013b], [Eurostat, 2014], [BNetzA, 2013]

En Allemagne, l'augmentation du prix pour les ménages est légèrement plus faible qu'en France et on assiste donc à une faible convergence en 2030 par rapport aux valeurs de 2013. Cela s'explique en partie, malgré l'augmentation plus importante du prix de gros en Allemagne entre 2025 et 2030, par une baisse de l'EEG-Umlage²⁸ et une augmentation des charges de réseaux légèrement plus faible en Allemagne. L'hypothèse selon laquelle la part du coût représentant la production équivaut au coût marginal est également déterminante. On observe en effet en 2013 une valeur nettement supérieure au prix de gros constaté sur le marché allemand.

Pour les industriels, la hausse du prix est légèrement supérieure en pourcentage à celle des ménages.

²⁸ Contrairement à la partie 4.2.2 qui s'attache à comparer, en France et en Allemagne, la surcharge liée uniquement à la différence entre les tarifs d'achats et les prix de gros, l'EEG-Umlage présentée ici est augmentée par la constitution d'une réserve de liquidité supposée égale à 10% des surcoûts.

Scénarios nucléaires

La Figure 72 montre que, pour tous les types de consommateurs en France, le prix en 2030 est plus élevé dans les scénarios de sortie du nucléaire (arrêt à 40 ans dans le scénario 40 ANS, sortie complète en 2030 dans le scénario SORTIE) que dans le scénario de base. Le prix est en revanche identique dans les deux scénarios 40 ANS et SORTIE. La différence est de 0,8 ct/kWh, soit un prix plus élevé de 4% dans les scénarios nucléaires pour les consommateurs résidentiels. Pour les consommateurs industriels Ib et Ie, la différence est de respectivement 5% et 7%.

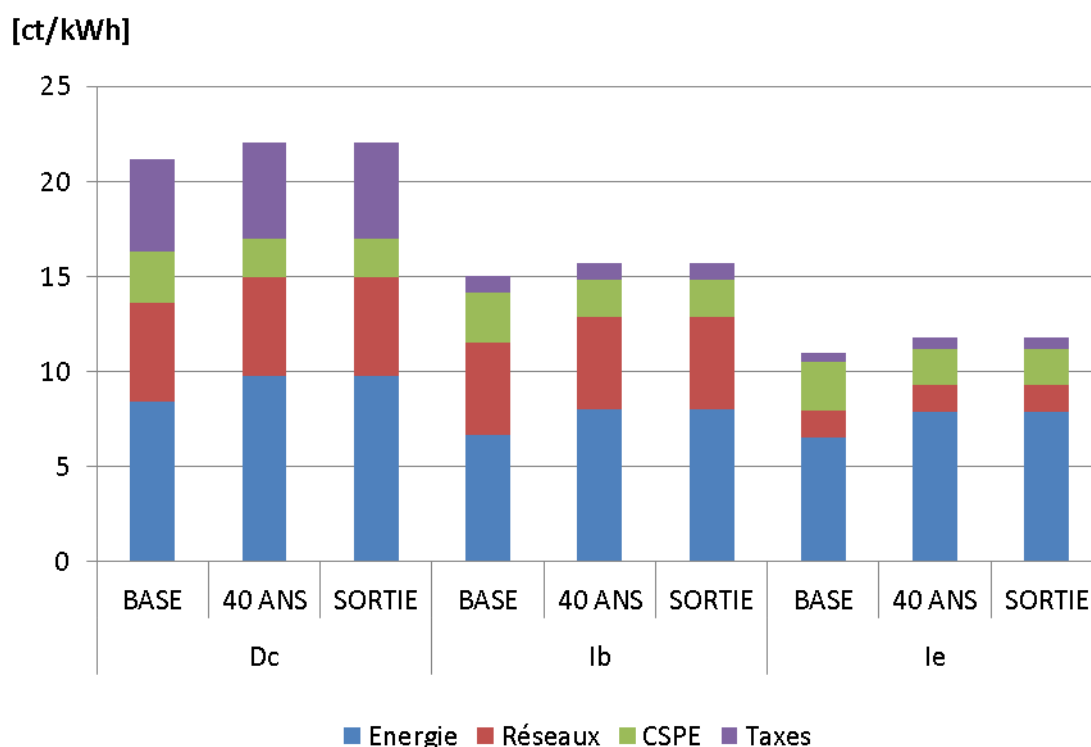


Figure 72 : Scénarios nucléaires : prix final de l'électricité en France pour les différents types de consommateurs en 2030

L'impact de la sortie partielle ou totale du nucléaire d'ici 2030 semble donc a priori avoir un impact relativement modéré sur le prix final. Les différences observées en termes de coût marginal, donc de prix de gros selon les hypothèses retenues, sont compensées en partie par une baisse des surcoûts des renouvelables.

En Allemagne, les prix calculés pour chaque catégorie de consommateurs varient très peu entre les scénarios. La sortie du nucléaire français n'ayant qu'une faible incidence sur le mix électrique allemand, les variations de prix sont très faibles entre le scénario de base et les scénarios nucléaires.

Scénario d'interconnexion

On a vu précédemment que l'impact de l'augmentation de l'interconnexion franco-allemande était assez limité, surtout en France. Le coût marginal plus faible observé dans le scénario d'interconnexion en 2030 en Allemagne par rapport au scénario de base a un impact très modéré sur le prix final. On observe ainsi une différence négligeable pour tous les types de consommateurs.

Scénarios CO₂

Comme cela a été évoqué, les variations du prix du CO₂ ont un impact assez faible sur la production d'électricité en France, ce qui n'est pas le cas en Allemagne. Pour les consommateurs résidentiels, le prix ne varie que très peu, comme le montre la Figure 73.

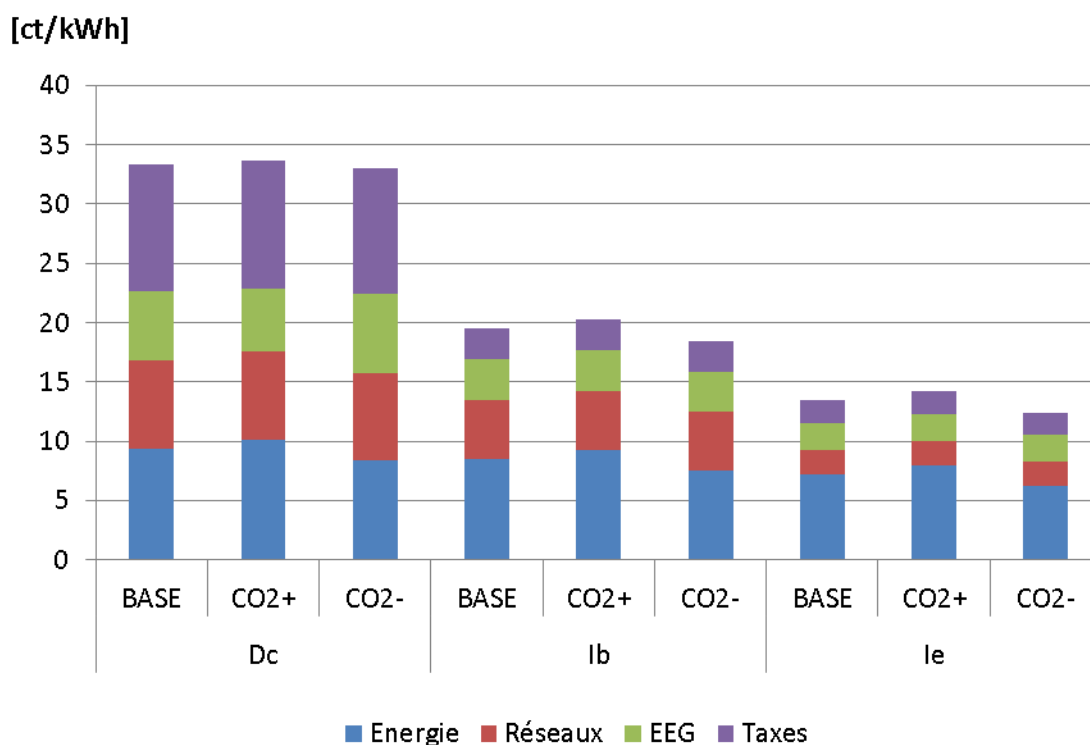


Figure 73 : Scénarios CO₂ : prix final de l'électricité en Allemagne pour les différents types de consommateurs en 2030

Dans le cas d'un prix du CO₂ plus élevé, la hausse du coût marginal est compensée en grande partie par la baisse de l'EEG-Umlage due à l'augmentation des coûts évités. A l'inverse, pour un prix du CO₂ inférieur au scénario de base, l'augmentation de l'EEG-Umlage compense en grande partie la baisse du coût marginal. Partiellement exemptés de la contribution à l'EEG-Umlage, les industriels sont davantage concernés par les variations du prix du CO₂.

Le Tableau 27 résume les résultats obtenus en termes de prix final moyen en 2013 et 2030 pour les différentes catégories de consommateurs retenues.

Tableau 27 : Tous scénarios : prix finals moyens de l'électricité en 2013 et 2030 pour les différentes catégories de consommateurs en France et en Allemagne

[ct ₂₀₁₃ /kWh]		Résidentiel (Dc)			Industriel (Ib)			Industriel (Ie)		
		2013	2030	Δ	2013	2030	Δ	2013	2030	Δ
BASE	France	15,6	21,2	5,6	10,6	15,0	4,4	6,9	11,0	4,1
	Allemagne	29,3	33,3	4,0	16,8	20,0	3,2	11,2	13,9	2,7
	<i>Ecart</i>	13,8	12,1	-1,7	6,2	5,0	-1,2	4,3	2,9	-1,4
40 ANS	France	15,6	22,0	6,5	10,6	15,7	5,1	6,9	11,8	4,9
	Allemagne	29,3	33,3	4,0	16,8	20,1	3,2	11,2	13,9	2,7
	<i>Ecart</i>	13,8	11,3	-2,5	6,2	4,3	-1,9	4,3	2,2	-2,1
SORTIE	France	15,6	22,0	6,5	10,6	15,7	5,1	6,9	11,8	4,9
	Allemagne	29,3	33,3	4,0	16,8	20,1	3,2	11,2	13,9	2,7
	<i>Ecart</i>	13,8	11,3	-2,5	6,2	4,3	-1,9	4,3	2,2	-2,1
INT	France	15,6	21,2	5,7	10,6	15,0	4,4	6,9	11,0	4,1
	Allemagne	29,3	33,2	3,9	16,8	19,9	3,1	11,2	13,8	2,6
	<i>Ecart</i>	13,8	12,0	-1,8	6,2	4,9	-1,3	4,3	2,7	-1,6
CO₂+	France	15,6	21,2	5,7	10,6	15,0	4,4	6,9	11,0	4,1
	Allemagne	29,3	33,6	4,3	16,8	20,5	3,6	11,2	14,4	3,3
	<i>Ecart</i>	13,8	12,4	-1,4	6,2	5,4	-0,8	4,3	3,4	-0,9
CO₂-	France	15,6	21,1	5,6	10,6	14,9	4,4	6,9	10,9	4,0
	Allemagne	29,3	33,0	3,7	16,8	19,5	2,7	11,2	13,2	2,1
	<i>Ecart</i>	13,8	11,9	-1,9	6,2	4,6	-1,6	4,3	2,3	-2,0

4.3 Analyse de sensibilité

Devant les nombreuses incertitudes pesant sur l'évolution des différentes composantes du prix final, il est important de nuancer les résultats obtenus. A cet effet, une analyse de sensibilité a été menée pour déterminer l'impact de différents facteurs sur le prix final. La Figure 74 et la Figure 75 présentent les résultats obtenus sur le prix final pour les consommateurs résidentiels français et allemands dans le scénario de base.

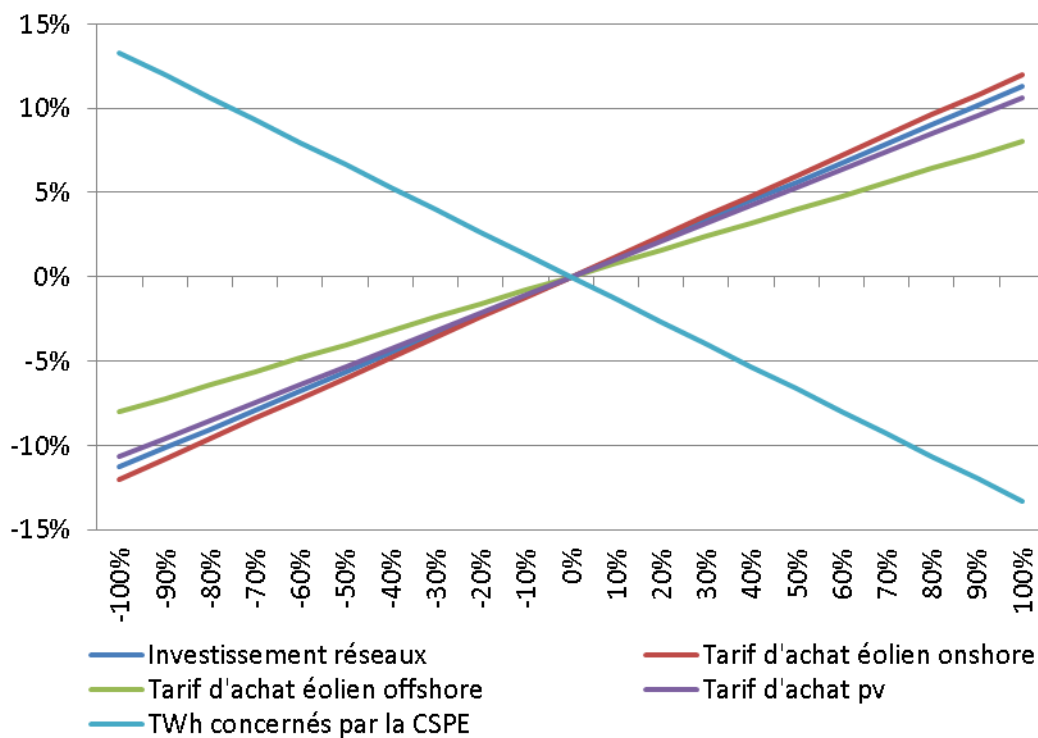


Figure 74 : Scénario BASE : sensibilité du prix de l'électricité pour les consommateurs résidentiels français

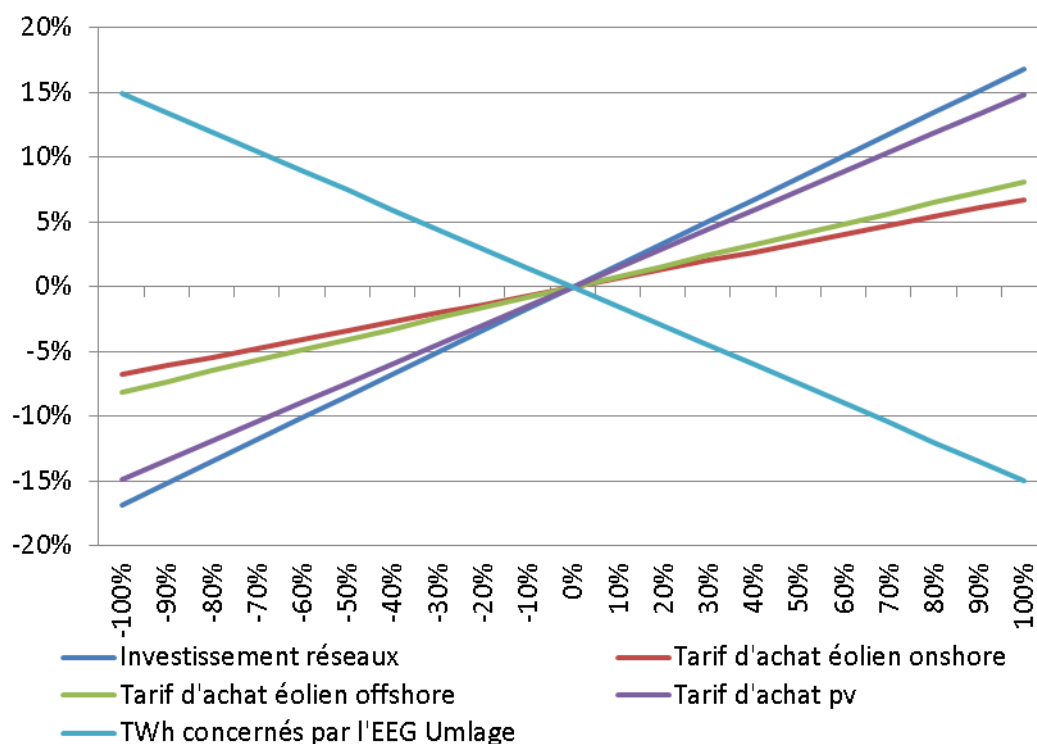


Figure 75 : Scénario BASE : sensibilité du prix de l'électricité pour les consommateurs résidentiels allemands

4.4 Evaluation critique

Le coût marginal obtenu dans les différents scénarios est un indicateur de l'évolution des coûts de production de l'électricité. Celui-ci dépend grandement de l'ensemble des caractéristiques du modèle et des hypothèses retenues sur la demande ou encore sur les procédés de production qui ont été présentées dans la partie 3.3. Comme évoqué dans l'évaluation critique de la partie 3.6, le coût marginal calculé, bien qu'ayant l'avantage de prendre en compte les externalités négatives liées aux émissions, n'intègre pas les coûts de raccordement au réseau des nouveaux moyens de production et n'inclue qu'en partie les distorsions induites par l'intermittence des renouvelables telles que décrite dans la partie théorique (2.3). Même en admettant que le coût marginal de long terme donne une indication de l'évolution du prix de gros de l'électricité, cet indicateur limite l'analyse au marché de gros. Il a été choisi ici d'étendre l'analyse de l'impact des différentes évolutions des mix électriques français et allemands au marché de détail.

L'évolution de l'ensemble des autres composantes du prix final de l'électricité est également fortement empreinte d'incertitudes. En premier lieu, celles pesant sur le coût marginal, assimilé à long terme au prix de gros, sont directement répercutées sur le niveau de la surcharge de financement des renouvelables car elles impactent les recettes

liées à la vente de l'électricité renouvelable. L'évolution à long terme des tarifs d'achat est également pour le moins incertaine et l'analyse de sensibilité menée a montré l'impact potentiel d'une variation de ces tarifs. D'autres paramètres rendent l'analyse délicate, comme par exemple la répartition du financement des charges entre les différents types de consommateurs ou encore l'évolution probable vers un système de primes de marché. Le coût d'accès au réseau constitue une composante du prix final dont l'évolution est particulièrement difficile à anticiper, tant les incertitudes sont nombreuses, que ce soit sur les investissements à prévoir sur le long terme ou sur la méthode de calcul des charges de réseau.

Ainsi, il a été choisi de formuler un nombre important d'hypothèses afin d'évaluer une évolution possible des différentes composantes du prix final de l'électricité. Il est évident que la marge d'erreur sur une telle étude est considérable. L'analyse de sensibilité menée dans la partie 4.3 permet de nuancer fortement les résultats obtenus en termes de prix final de l'électricité.

4.5 Comparaisons avec d'autres études

Les résultats obtenus dans le cadre du présent projet de recherche, que ce soit en termes de coûts de production, de surcharge liée au financement des énergies renouvelables ou de prix final de l'électricité, doivent à l'évidence être interprétés avec précaution au vu des nombreuses incertitudes pesant sur plusieurs paramètres, comme il a été montré dans le paragraphe précédent. Ils correspondent à un exercice de modélisation, qui fait appel à des hypothèses précises, et les chiffres obtenus doivent donc être interprétés comme une évolution possible en réponse à ces hypothèses. Afin d'estimer la validité des ordres de grandeur obtenus, les résultats sont ici comparés avec d'autres études tout en tentant de mettre en évidence les différences entre les hypothèses retenues.

Coûts de production de l'électricité en 2030

La comparaison des résultats de la modélisation aux autres études existantes porte dans un premier temps sur le coût de la production d'électricité en 2030. Dans l'approche retenue pour la présente étude, le coût de production est estimé par le coût marginal annuel moyen de long terme. La plupart des autres études fournissent un coût moyen unitaire de production pour l'année 2030, qui sert ici de point de comparaison.

Dans le *scénario de base*, les résultats de la modélisation aboutissent à un coût marginal moyen de 6,5 ct/kWh en France en 2030. Ce chiffre montre une excellente corrélation

avec le coût unitaire de production de 6,6 ct/kWh estimé par [UFE, 2012] dans son scénario *Production nucléaire à 70%* qui retient des hypothèses assez proches de celles du présent scénario de base (prolongation du parc nucléaire existant de 40 à 60 ans, développement des énergies renouvelables conforme aux objectifs du Grenelle de l'environnement jusqu'en 2020, mais stables jusqu'en 2030). Dans la plupart des autres scénarios existants ayant des hypothèses comparables (scénarios d'AREVA *Prolongement du parc nucléaire* et *Programme EPR accéléré*, scénario *Référence* du CEA, cf. [Percebois et Mandil, 2012]), le coût unitaire de production est situé en 2030 entre 5,1 et 5,9 ct/kWh mais ces études considèrent un développement beaucoup plus modéré des énergies renouvelables entre 2020 et 2030.

Dans le *scénario de sortie partielle du nucléaire*, les résultats du modèle livrent un coût marginal moyen s'élevant à 7,9 ct/kWh en 2030, qui peut être une nouvelle fois comparé au résultat de l'UFE [UFE, 2012], dont le scénario *Production nucléaire à 20%* aboutit à un coût unitaire de production de l'ordre de 9,3 ct/kWh. D'après [Percebois et Mandil, 2012], le scénario d'AREVA portant la part du nucléaire à environ 25% en 2030 conduit à un coût unitaire de production situé autour de 6,7 ct/kWh, confirmant que les résultats de l'analyse menée ici se situent au centre d'un ensemble de valeurs très hétérogènes.

Dans le *scénario de sortie totale du nucléaire*, le coût marginal moyen est de 7,9 ct/kWh en 2030. Dans la plupart des scénarios existant de sortie complète du nucléaire, le coût unitaire de production est compris entre 9,0 et 9,3 ct/kWh (scénarios de Global Chance et du CEA, cf. [Percebois et Mandil, 2012]). Comme il a été montré précédemment, l'approche méthodologique retenue ici considère une minimisation des dépenses totales du système à l'échelle européenne, si bien que les restructurations des parcs de production et les échanges aux frontières sont optimisés afin d'aboutir à des dépenses minimales, pouvant en partie expliquer le coût marginal obtenu, sensiblement en-dessous des coûts de production observés dans les autres scénarios existant.

En Allemagne, le coût marginal moyen en 2030 dans le scénario de base est de 7,2 ct/kWh en sortie de modèle. Il est assez proche de la valeur de 7,1 ct/kWh retenue pour le prix de gros moyen en base par [Prognos, 2011b]. En 2030, les résultats constatés dans d'autres études divergent fortement en fonction des hypothèses retenues et des fortes incertitudes. En revanche en 2020, une majorité des études prévoient des valeurs comprises entre 5 ct/kWh et 6 ct/kWh. [Prognos, 2011a] et [UBA, 2013] concluent notamment à une valeur d'environ 5 ct/kWh proche de celles obtenues pour l'Allemagne dans la plupart des scénarios de la présente étude.

Surcharge

En ce qui concerne l'évolution de la surcharge, il convient de nuancer la comparaison au vu de l'influence des hypothèses retenues sur les résultats. La Figure 76 illustre l'écart entre les estimations réalisées par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat, la Commission de Régulation de l'Énergie et EDF, issues du rapport de la Cour des comptes [Cour des comptes, 2012b] sur la CSPE. Les valeurs obtenues dans le cadre du scénario de base pour 2020 sont comprises entre celles tirées de ces différentes prévisions.

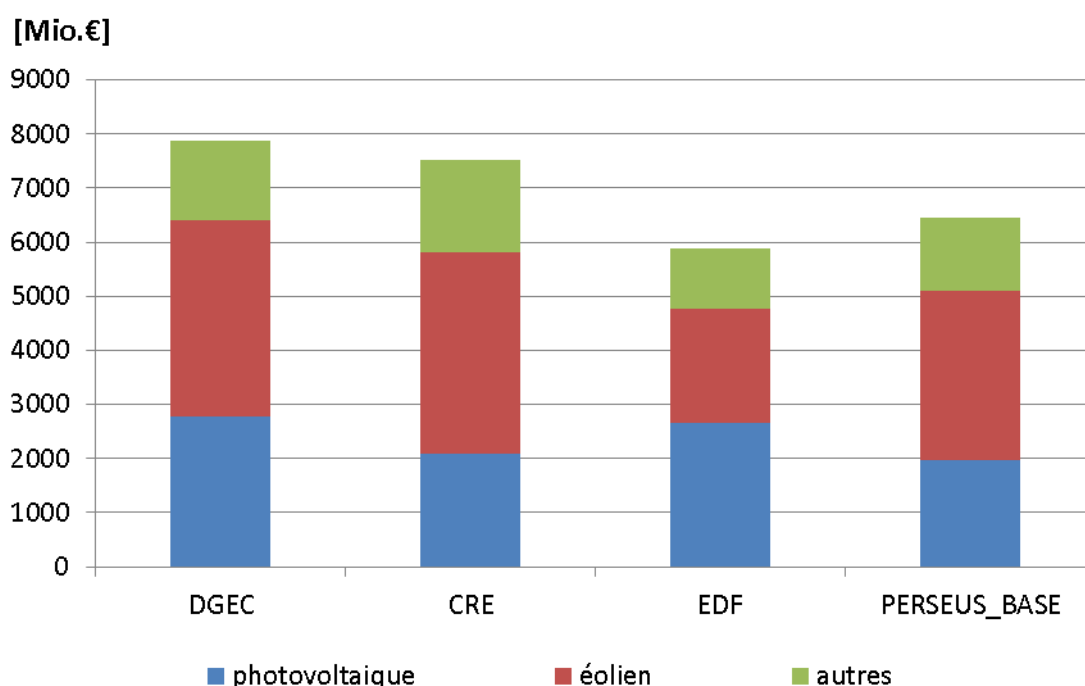


Figure 76 : Comparaison des surcoûts renouvelables obtenus en 2020 pour la France (scénario de base) avec d'autres études existantes

Sources : [Cour des comptes, 2012b]

La sensibilité aux hypothèses retenues sur les tarifs d'achat, le prix de gros ou encore la production renouvelable explique les différences entre les estimations. La DGEC, pour laquelle ces hypothèses ont été précisées, considère par exemple une production issue de l'éolien en mer de 17 TWh avec une puissance installée de 6 GW. Ces estimations, faites en 2011, prennent en compte la réalisation des objectifs des plans d'action qui est aujourd'hui remise en question, particulièrement pour l'éolien en mer.

En Allemagne, peu d'études ont analysé l'évolution à long terme de l'EEG-Umlage. [Prognos, 2011b] retient des valeurs très modérées : 3,6 ct/kWh en 2015, soit la valeur observée en 2012 [Netztransparenz, 2013b], puis 4,2 ct/kWh en 2020 avant de diminuer

jusqu'à 2,9 ct/kWh en 2030. Ces chiffres sont bien en dessous des valeurs obtenues et présentées en 4.2.2.3, quel que soit le scénario. Elles sont également très inférieures aux estimations de [Netztransparenz, 2013c] qui prévoit entre 5,9 ct/kWh et 6,9 ct/kWh en 2015. Ces résultats sont comparables aux valeurs obtenus ici pour 2015 et 2020 : 6,1 ct/kWh et 6,5 ct/kWh.

A noter également que le montant actuel de l'EEG-Umlage, basé sur les estimations de [Netztransparenz, 2013a], est de 6,24 ct/kWh, soit une valeur légèrement plus élevée que celle obtenue pour 2015. Il s'agit néanmoins d'une estimation qui prend en compte une augmentation très importante de la production renouvelable. A titre d'exemple, les prévisions pour 2013 considéraient une production éolienne de plus de 58 TWh, ou encore 35 TWh à partir de photovoltaïque, alors que les chiffres du BMWi indiquent respectivement 50 TWh et 28 TWh [BMWi, 2014]. De plus, les charges estimées pour 2014 prennent en compte la compensation du déficit observé lié au mécanisme de soutien (différence entre charges réelles et charges compensées). Ce déficit, qui se porte à environ 2,2 Mrd € en 2014, est supposé nul dans les estimations présentées ici.

Prix final de l'électricité en 2030

En ce qui concerne la France, l'UFE propose un prix jusqu'en 2030 en fonction de plusieurs hypothèses concernant l'évolution du mix électrique [UFE, 2012]. Trois scénarios sont étudiés avec comme variante principale la part du nucléaire : 70%, 50% ou 20% en 2030.

Les prix pour les ménages français varient de 16,8 ct/kWh dans le scénario « 70% » à 21,1 ct/kWh dans le scénario « 20% ». Ces valeurs sont donc inférieures à celles obtenues : 21,2 ct/kWh dans le scénario de base et 22,0 ct/kWh dans les scénarios considérant une sortie partielle ou totale du nucléaire. Les hypothèses retenues dans le scénario « 70% » qui supposent également 24% de la production issue des renouvelables, sont relativement comparables au scénario de base avec 56% de nucléaire et 37% de renouvelables. La CSPE estimée par l'UFE en 2030 est de 1,8 ct/kWh, contre 2,7 ct/kWh dans le scénario de base de cette étude. Cet écart s'explique par la production renouvelable plus élevée mais aussi par sa structure. L'UFE considère par exemple une capacité photovoltaïque de 10 GW en 2030 soit deux fois moins que les objectifs fixés dans les scénarios étudiés ici.

Le reste de l'écart s'explique par les charges de réseaux (+0,6 ct/kWh), pour lesquels on admet une marge d'erreur importante, les coûts totaux de fourniture (+1,1 ct/kWh) et les taxes qui viennent renforcer l'écart entre les prix HT.

En ce qui concerne les scénarios nucléaires, la corrélation avec les résultats de l'UFE est plus importante mais l'évolution des composantes est différente. Le coût de production

est plus élevé dans le scénario « 20% » de l'UFE alors que les charges de réseaux sont plus faibles. La comparaison entre ces scénarios est cependant moins évidente que pour le scénario de base et le scénario «70% » de l'UFE, en raison de la divergence des hypothèses.

Dans le scénario « 70% », [UFE, 2012] retient donc une augmentation modérée et part d'une valeur de base en 2010 de 12,6 ct/kWh alors que les estimations faites dans cette étude considèrent une valeur de 15,6 ct/kWh estimée par Eurostat pour 2013 (soit 3 ct/kWh de plus que la valeur de 2010 et seulement 1,2 ct/kWh de moins que celle obtenue pour 2030 par l'UFE). Les industriels considérés par l'UFE, au vu du prix et des composantes retenues pour l'année de base, ne semblent pas comparables avec ceux étudiés dans ce rapport.

Pour l'Allemagne, l'étude de Prognos offre une évolution du prix jusqu'en 2030 [Prognos, 2011b]. Pour les ménages, celui-ci augmenterait jusqu'en 2025 en raison d'une hausse modérée de la part énergie, surtout après 2020, des charges de réseaux et de l'EEG-Umlage dans des proportions assez faibles. Le prix diminue légèrement entre 2025 et 2030 pour atteindre un niveau de 26,4 ct/kWh, très inférieur à la valeur de 33,3 ct/kWh obtenue dans le scénario de base. Les résultats de Prognos, datant de 2011, donnent par ailleurs des prix inférieurs pour chaque année à la valeur de base considérée dans cette présente étude, à savoir 29,3 ct/kWh.

Pour les consommateurs industriels, les valeurs de Prognos sont beaucoup plus proches de celles obtenues dans les différents scénarios. Pour des niveaux de consommation à peu près correspondants (50 MWh/an pour Prognos contre un consommateur moyen entre 20 MWh et 500 MWh), les prix obtenus sont de 19,2 ct/kWh en 2025 et 20,0 ct/kWh en 2030 dans le scénario de base contre 20,5 ct/kWh en 2025 et 19,2 ct/kWh en 2030 pour Prognos. Pour de plus gros industriels (1000 MWh pour Prognos contre une moyenne entre 20 MWh et 70 GWh), l'écart est plus marqué avec 16,6 ct/kWh en 2030 pour Prognos et 13,9 ct/kWh dans le scénario de base. Cependant, les valeurs de base diffèrent légèrement : 12,6 ct/kWh en 2010 pour Prognos et 11,2 ct/kWh en 2013 dans cette étude.

4.6 Synthèse

Augmentation de l'ensemble des composantes

A partir des résultats obtenus sur le coût marginal et en assimilant cet indicateur au prix de gros de l'électricité, il est évident que la part énergie du prix final devrait augmenter en France et en Allemagne, quel que soit le scénario étudié.

Sans même se référer aux résultats présentés sur l'évolution des autres composantes, il semble assez probable que les charges de réseaux augmentent au vu des investissements prévus notamment pour s'adapter à une production décentralisée d'électricité ou encore ceux nécessaires dans le cadre de l'intégration des marchés européens. De par les hypothèses simplificatrices retenues, cette composante augmente de la même manière pour chaque catégorie de consommateurs. Cette augmentation est légèrement supérieure en pourcentage en France.

Pour la part correspondant aux surcoûts de l'électricité renouvelable, l'évolution est un peu plus incertaine. Celle-ci dépend en effet des hypothèses retenues sur l'évolution des tarifs d'achat (i.e. les effets d'apprentissage considérés) et des coûts évités qui sont déterminés par l'évolution du prix de gros. La Figure 66 et la Figure 67 témoignent de ces incertitudes. Cependant, les hypothèses centrales concernant ces différents paramètres indiquent une augmentation non négligeable en France de la contribution aux surcoûts. En Allemagne, l'augmentation est moins importante, surtout si l'on prend en compte les valeurs actuelles de l'EEG-Umlage, et la contribution diminue après 2020.

Les taxes, supposées à taux constants, augmentent donc mécaniquement avec la hausse des autres composantes.

Une faible convergence des prix entre la France et l'Allemagne

Entre 2013 et 2030, l'écart de prix final payé par les clients résidentiels entre les deux pays ne diminue que très faiblement, en particulier dans le scénario de base. Cette faible convergence est essentiellement due à l'hypothèse selon laquelle la part énergie en Allemagne est calculée directement à partir du coût marginal. Cette hypothèse se traduit par une hausse atténuée de la part fourniture, puisque les valeurs pour 2013 sont plus élevées que la moyenne des prix sur le spot. On ne peut donc pas réellement conclure à une convergence des prix de l'électricité entre la France et l'Allemagne pour les ménages.

En ce qui concerne les industriels considérés, le constat est sensiblement le même. La différence entre les deux pays diminue très légèrement par rapport aux valeurs considérées pour 2013.

Les industriels ne sont pas épargnés par la hausse des prix

Pour rappel, les industriels considérés dans cette partie ne sont pas des électro-intensifs. En France, ils ne bénéficient que très peu du plafonnement de la CSPE. En Allemagne, ils payent en moyenne une EEG-Umlage plus faible que les ménages mais ne sont que partiellement exonérés, surtout pour les industriels de type Ib.

Les charges moyennes correspondant aux tarifs d'acheminement de l'électricité sont également plus faibles et ces consommateurs, surtout les industriels, sont relativement épargnés par la hausse de ces charges.

Néanmoins, le prix payé par les industriels augmente dans de grandes proportions dans les deux pays. Si l'augmentation de la part énergie est inévitable à partir du moment où les coûts de production augmentent, on peut imaginer une exemption de certaines taxes et contributions pour atténuer la hausse des prix et préserver en partie la compétitivité des industriels français et allemands.

L'impact de la sortie du nucléaire en France pourrait être en partie compensé dans le prix final

La sortie du nucléaire avant 2030 s'est traduite par une hausse du coût marginal de l'électricité en France. Cependant, cette augmentation renforce la compétitivité de l'électricité renouvelable dont le développement est très prononcé dans tous les scénarios du fait des objectifs fixés.

Dès lors, les surcoûts sont plus élevés dans le scénario de base, ce qui compense en partie la différence de coût marginal avec les scénarios nucléaires. Cette différence est en revanche légèrement accrue par les taxes assises sur l'ensemble des composantes.

5 ETUDE DE LA CONVERGENCE DES PRIX DE L'ELECTRICITE ENTRE LA FRANCE ET L'ALLEMAGNE

Si les parties précédentes ont donné des éléments d'explication sur la hausse attendue des prix de l'électricité pour les différentes catégories de consommateurs et sur les effets des différents scénarios, ce chapitre a pour objectif de mettre en lumière certaines pistes qui pourraient contribuer à améliorer la convergence des prix de l'électricité entre les deux pays qui font l'objet de ce projet de recherche. L'un des objectifs de la création d'un marché unique en Europe est de permettre aux différents agents (ménages mais surtout entreprises) de s'approvisionner dans des conditions de coûts similaires pour leurs achats de matières premières, notamment énergétiques (pétrole, gaz, électricité). Le développement des interconnexions a précisément pour objet de permettre cette convergence de coûts donc de prix. Chaque pays fait ainsi bénéficier ses voisins des avantages comparatifs qui sont les siens, ce qui est collectivement profitable. Mais convergence ne signifie pas égalité stricte car il faut tenir compte des spécificités nationales et locales qui sont parfois structurelles.

Dans un premier temps, la comparaison porte sur l'état actuel des marchés de l'électricité (5.1) et rappelle les enseignements tirés de la partie 2 sur le plan théorique. La partie 5.2 fournit quant à elle des éléments de comparaison à l'horizon 2030 en précisant certaines marges de manœuvre pouvant contribuer à accroître la convergence sur le plan franco-allemand. Enfin, la partie 5.2.3.1 s'attache à étendre les conclusions sur la convergence des prix de l'électricité à l'échelle européenne.

5.1 Comparaison franco-allemande dans l'état actuel du fonctionnement des marchés de l'électricité

Les prix de marché ne reflètent pas toujours les coûts réels de production, loin s'en faut, du fait de distorsions diverses introduites par les pouvoirs publics, en France comme en Allemagne. Parmi ces distorsions, on peut citer une rémunération hors marché

d'énergies renouvelables intermittentes qui, en participant aux enchères, faussent les prix dès lors que leur poids cesse d'être négligeable.

L'approche économétrique (partie 2.3) montre que l'injection de cette électricité renouvelable intermittente a tendance à faire baisser le prix d'équilibre sur le marché de gros. Ce prix peut parfois devenir négatif. Ces injections intermittentes ont en outre tendance à accroître la volatilité du prix spot.

D'autres déséquilibres existent, par exemple en Allemagne du fait de diverses exonérations accordées aux consommateurs industriels, surtout les électro-intensifs. Du coup, le différentiel de prix payé par le consommateur entre la France et l'Allemagne ne correspond pas toujours au différentiel observé au niveau du coût de production du kWh. Le consommateur français bénéficie indiscutablement de la rente nucléaire car le prix payé par le secteur domestique est nettement plus élevé en Allemagne qu'en France mais cela est dû également au fait que la part des renouvelables dans le mix électrique allemand est beaucoup plus grande qu'en France. C'est beaucoup plus nuancé pour les industriels, en particulier pour les électro-intensifs. Les exonérations accordées à ces industriels sont plus fortes en Allemagne (exonération quasi-totale de l'EEG-Umlage et exonération des coûts de réseaux jusqu'en 2013) qu'en France (plafonnement de la CSPE) et on assiste de ce fait à une certaine convergence des prix entre la France et l'Allemagne pour ces industriels. La rente nucléaire profite moins aux industriels français qu'aux clients résidentiels, vu que le différentiel de prix avec l'Allemagne est inférieur pour ce type de consommateurs.

Des réformes nécessaires ont été engagées par l'Allemagne en 2013 et 2014, qui tendent à réduire ces phénomènes et leur impact sur le prix final payé par les industriels : les exonérations de coûts d'accès au réseau ont été diminuées et les exemptions sur l'EEG-Umlage devraient être réduites le cadre de la prochaine réforme de la loi allemande sur les renouvelables. En France, les tarifs réglementés de vente, dont bénéficient encore beaucoup d'industriels, ne reflètent pas toujours les coûts de production et pourraient avoir tendance à provoquer des subventions croisées. Leur suppression pour les clients industriels, prévue fin 2015, devrait atténuer cet effet.

5.2 Comparaison franco-allemande à l'horizon 2030

Les scénarios analysés dans le cadre de la modélisation (partie 3) et l'étude du prix final de l'électricité (partie 4) ont permis de dégager des différences majeures entre la France et l'Allemagne, liées non seulement aux choix politiques (notamment sur le nucléaire) mais aussi aux efforts consentis en termes de développement des énergies renouvelables. Cette partie a pour objectif de synthétiser les résultats portant sur la conver-

gence, à l'échelle franco-allemande, des coûts marginaux de production de l'électricité d'une part (partie 5.2.1) et des prix finals de l'électricité d'autre part (partie 5.2.2). Sur la base de ces comparaisons, la partie 5.2.3 décrit les marges de manœuvre envisageables afin de parvenir à une harmonisation des prix de l'électricité entre la France et l'Allemagne.

5.2.1 Convergence des coûts marginaux de production d'électricité

Les résultats de la modélisation incluent l'évolution jusqu'en 2030 des coûts marginaux annuels moyens de long terme liés à la production d'électricité dans chaque pays, selon la définition qui a été rappelée dans la partie 3.2.2. Ces coûts marginaux, qui représentent un indicateur de l'évolution du prix de l'électricité sur les marchés de gros, ont en particulier été calculés pour la France et l'Allemagne. La Figure 77 illustre l'évolution du différentiel existant entre les coûts marginaux allemand et français sur l'ensemble de la période et pour l'ensemble des scénarios de cette étude (une valeur négative indique un coût marginal plus élevé en France qu'en Allemagne).

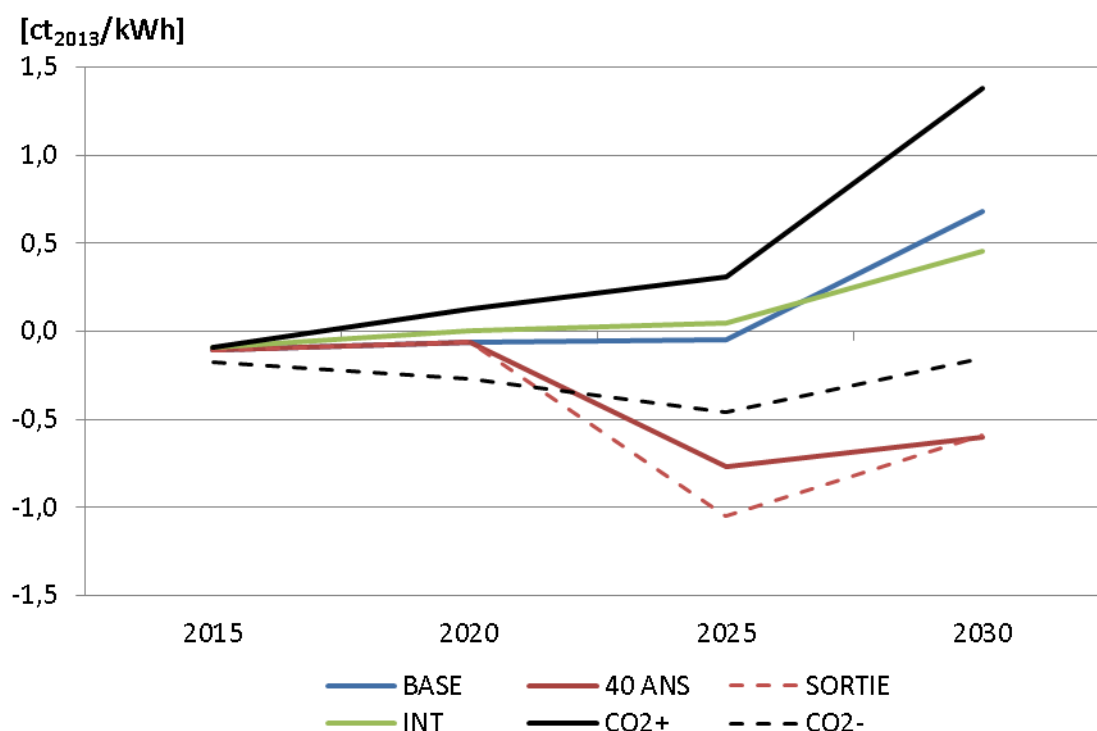


Figure 77 : Tous scénarios : différentiels des coûts marginaux de production d'électricité entre l'Allemagne et la France

Dans le scénario de base, ce différentiel est négligeable jusqu'en 2025, particulièrement au vu du niveau d'incertitudes. L'écart se creuse ensuite alors la France prolonge la majorité de ses centrales nucléaires arrivées à 40 ans d'exploitation tandis que l'Allemagne investit dans des moyens thermiques pour assurer l'intermittence d'une forte production d'origine renouvelable. En 2030, le coût marginal de production d'électricité est de 0,7 ct/kWh plus élevé en Allemagne. Les scénarios de sortie du nucléaire (partielle dans le scénario 40 ANS et totale dans le scénario SORTIE) témoignent d'un différentiel à l'avantage de l'Allemagne dès que la France commence à perdre une partie de sa capacité nucléaire. Dès 2025, le coût marginal français est ainsi plus élevé qu'en Allemagne ; le différentiel est de -0,77 ct/kWh dans le scénario 40 ANS et de 1,05 ct/kWh dans le scénario SORTIE en 2025, puis diminue jusqu'à 0,6 ct/kWh en 2030. Le scénario d'interconnexion étudié est celui conduisant à la meilleure convergence entre les coûts marginaux français et allemand sur l'ensemble de la période, témoignant de l'apport en ce sens d'un renforcement des interconnexions transfrontalières. La hausse de l'écart observé dans le scénario de base après 2025 est nettement atténuée par l'augmentation des capacités d'échange. Dans un contexte de prix faible du CO₂ (scénario CO₂-), le différentiel est également à l'avantage de l'Allemagne mais reste contenu sur toute la période (maximum de 0,45 ct/kWh en 2025). En revanche, pour un prix élevé du carbone (scénario CO₂+), le coût marginal allemand augmente de manière significative conduisant à un écart franco-allemand de 1,30 ct/kWh en 2030. A l'exception de ce dernier scénario, une relative convergence entre les coûts marginaux français et allemand est assurée.

5.2.2 Convergence des prix finals de l'électricité

La convergence des coûts marginaux n'implique pas nécessairement un tel résultat au niveau des prix finals. On constate d'ailleurs aujourd'hui des écarts de prix significatifs alors que les prix français et allemands sur les marchés de gros sont assez proches en moyenne.

Il y a plusieurs raisons à cela, on l'a évoqué : la part correspondant à la production d'électricité ne correspond pas forcément au prix moyen observé sur le spot. En France, c'est relativement le cas mais cette part n'est pas indexée sur le prix de gros puisqu'il s'agit encore principalement de tarifs réglementés. Il se trouve simplement que cette composante, basée principalement sur les coûts de production des centrales nucléaires françaises, est aujourd'hui proche du prix de gros observé. En Allemagne, il n'existe plus de tarifs réglementés mais la part énergie est sensiblement plus élevée que le prix de gros de l'électricité, sans même prendre en compte les coûts de commercialisation. Cet élément explique en partie l'écart des prix observé actuellement.

Scénario de base

L'hypothèse selon laquelle la part énergie serait ensuite, dans les deux pays, équivalente au coût marginal de production, atténue la hausse de cette composante en Allemagne (hausse de 1 ct/kWh en Allemagne entre 2013 et 2030 et de 2,3 ct/kWh en France pour les ménages dans le scénario de base). C'est la principale raison de la très faible convergence observée. Les charges de réseaux et les taxes augmentent légèrement plus qu'en France, ce qui accentue légèrement l'écart. Au total, les deux prix se rapprochent modérément : l'écart est réduit de 1,7 ct/kWh.

Cette part énergie, supposée égale au coût marginal, est considérée comme équivalente pour tous les types de consommateurs. Pour les industriels allemands, pour lesquels cette composante est actuellement plus proche du prix de gros que pour les ménages, l'augmentation est donc plus élevée. Cependant, les valeurs moyennes de l'EEG-Umlage supposent des exonérations légèrement plus importantes en Allemagne qu'en France et les industriels concernés sont donc en partie épargnés par rapport aux industriels français qui bénéficient peu du plafonnement de la CSPE. On retrouve donc une convergence assez semblable à celle observée pour les consommateurs résidentiels.

Scénarios nucléaires

La sortie partielle ou totale du nucléaire en France permet d'observer une convergence renforcée et à la hausse des prix entre la France et l'Allemagne pour les différents types de consommateurs. Ceci est dû exclusivement à des coûts de production plus élevés en France que dans le scénario de base et malgré une contribution à la CSPE plus faible.

Scénario d'interconnexion

Dans le scénario d'interconnexion, la convergence est légèrement renforcée en raison du rapprochement observé des coûts marginaux entre les deux pays permis par l'augmentation des capacités d'échange.

Scénario CO₂

Conformément aux résultats obtenus sur les coûts marginaux, un prix du CO₂ élevé aurait pour conséquence de renforcer l'écart de prix pour toutes les classes de consommateurs et un prix du CO₂ faible avantagerait la production allemande qui reste en grande partie issue de combustibles fossiles en 2030. Les autres composantes ne sont que très faiblement impactées dans ces scénarios.

Conclusions

Cette analyse révèle avant tout la complexité de la convergence des prix finals en tant qu'objectif. Les scénarios présentant le niveau le plus fort de convergence en 2030 sont les scénarios nucléaires, pour lesquels on assiste à une convergence à la hausse des prix due à la sortie du nucléaire en France, et le scénario CO₂- qui permet une baisse du coût de production allemand sans affecter réellement la France. Une convergence accrue interviendrait donc ici soit par le biais d'une augmentation des prix, soit par le biais d'une remise en question des objectifs environnementaux. Par ailleurs, une augmentation de la capacité d'interconnexion franco-allemande conduit de manière logique à une convergence accrue du prix final. Celle-ci est néanmoins assez faible, surtout au vu des investissements requis pour une telle augmentation des capacités d'échanges.

Il est cependant très important de nuancer ces résultats en raison des nombreuses incertitudes qui ont été décrites. D'une manière générale, les écarts de prix ne s'expliquent que partiellement par des différences en termes de coûts de production et il existe par conséquent des leviers au niveau des autres composantes. En effet, la partie 4 et les conclusions tirées jusque-là reposent sur des hypothèses relativement neutres (par ex. taux de taxes constants, répartition inchangée de la surcharge renouvelable, etc.). L'objet de la partie suivante est d'étudier d'autres alternatives sur ces éléments, susceptibles de contribuer à une harmonisation des prix.

5.2.3 Marges de manœuvre

5.2.3.1 Importance du prix spot

La fonction objectif employée dans le modèle et décrite en 3.1.2.3 implique une utilisation optimale du parc européen sous contrainte des interconnexions, ce qui se traduit mécaniquement par une convergence des coûts marginaux. Le prix spot doit, en théorie, refléter les coûts marginaux de production, on retient donc un prix spot équivalent au coût marginal. Il s'agit d'un point essentiel dans cette analyse : le niveau de convergence observé au niveau des coûts marginaux impliquera automatiquement une convergence semblable des prix de gros. Une deuxième hypothèse qui a été admise est que la part du prix final correspondant à la production d'électricité soit égale au prix spot et par extension au coût marginal. Ce n'est pas le cas aujourd'hui, ni en France, ni en Allemagne, particulièrement pour les consommateurs résidentiels. Dans les tarifs réglementés en France, cette part est relativement proche du prix spot observé mais elle n'est en aucun cas indexée à celui-ci. Ces tarifs réglementés représentent encore 73% de la consommation en France, 94% de la consommation des ménages ([CRE, 2014b]). En Allemagne, malgré l'absence de tarifs réglementés, cette composante dans le prix pour les ménages

est aujourd'hui beaucoup plus élevée que le prix spot (c'est moins le cas pour les industriels) et par conséquent plus élevée que la part correspondante en France, alors que le prix spot allemand est en général plus faible que le prix spot français.

Tous ces éléments, couplés à une augmentation des taxes et des contributions à la surcharge des renouvelables, ont tendance à diminuer le rôle du prix spot en tant que prix de référence dans la détermination des prix finals, surtout pour les consommateurs résidentiels. L'intégration des marchés européens de l'électricité qui conduirait à un prix spot unique n'aura d'impact pour les consommateurs que si celui-ci détermine réellement la part liée à la production dans les prix finals de l'électricité. Néanmoins, même en admettant cette pertinence accrue du prix spot, les résultats présentés en partie 5.2.1 indiquent une absence de convergence des prix entre la France et l'Allemagne en 2030, à l'exception du scénario d'interconnexion. Il convient donc de s'intéresser aux autres composantes du prix.

5.2.3.2 Harmonisation des taxes

On note une différence non négligeable entre la France et l'Allemagne au niveau du montant des taxes. Cette différence évolue peu jusqu'en 2030 dans les résultats présentés en partie 4.2.4 puisque les taux sont supposées constants (ou le montant de certaines taxes en Allemagne) et que l'assiette, à savoir les autres composantes du prix, augmentent dans des proportions similaires.

Il est difficile de comparer le total des taxes dans les deux pays puisque les différentes composantes ne sont pas équivalentes. La TVA est comparable mais les taux sont très proches entre les deux pays, la différence de montant est due essentiellement à l'assiette. En supposant que les taux ne changent pas d'ici 2030 et en prenant en compte le fait que le taux réduit de 5,5% est appliqué à certaines composantes en France, on obtient un taux moyen d'environ 18% en 2030 dans le scénario de base, contre 19% en Allemagne. Il n'y a donc pas de gains potentiels de convergence. En revanche, si l'on considère l'ensemble des taxes et contributions en dehors des contributions au surcoût de l'électricité d'origine renouvelable, on constate que celles-ci pénalisent fortement les consommateurs allemands. Elles s'élèvent en effet à 9,6 ct/kWh en Allemagne en 2030 pour les consommateurs résidentiels, et 5,3 ct/kWh en France dans le scénario de base, soit respectivement 57% et 38% du prix HT de l'électricité (parts énergie et réseaux). A titre d'exemple, si les taxes représentaient 57% du prix HT en France, celui-ci serait plus élevé de 3,4 ct/kWh et l'écart avec l'Allemagne en serait d'autant réduit.

Le choix de taux ou de valeurs constantes par rapport à 2013 est une hypothèse par défaut. En cas de forte augmentation du prix HT de l'électricité, comme celle qui est obtenue ici, il est tout à fait possible que la fiscalité énergétique soit reconsidérée à la baisse.

Il s'agit en tout cas d'un levier non négligeable pour réduire les écarts entre les prix finals des différents pays.

5.2.3.3 Assiette de financement des énergies renouvelables

L'impact des divergences de mix électriques des pays sur les prix de gros peut être atténué du fait de l'intégration des marchés européens, ou, dans le modèle, du fait de la minimisation des dépenses totales pour l'ensemble des pays considérés. En revanche, une importante production d'origine renouvelable dans un pays, financé par des systèmes de tarifs d'achat ou de primes de marché et entraînant par conséquent des surcoûts, peut entraîner des divergences au niveau du prix final car ceux-ci ne sont évidemment pas mutualisés à l'échelle européenne.

L'EEG-Umlage obtenue en 2030 est de 5,9 ct/kWh (incluant la réserve de liquidité, cf. partie 4.2) dans le scénario de base alors que la contribution unitaire aux surcoûts des renouvelables, qui fait partie de la CSPE en France, est de 1,9 ct/kWh. Cet écart s'explique avant tout par l'écart en termes de production renouvelable concernée par les mécanismes de soutien. Les tarifs d'achat retenus sont également en moyenne légèrement plus élevés en Allemagne, mais le prix de gros retenu et par extension les coûts évités unitaires sont plus élevés qu'en France en 2030.

Un autre élément qui accroît cet écart est la répartition du financement de l'EEG-Umlage. Actuellement, seuls environ 71% de la consommation contribue pleinement à l'EEG-Umlage, contre 81% pour la CSPE en France. Cette répartition a été conservée et explique ainsi en partie que le surcoût unitaire soit plus élevé en Allemagne. Cependant, il ne semble pas qu'il s'agisse d'un élément déterminant. Si les surcoûts obtenus en Allemagne en 2030 sont financés par 81% de la consommation, c'est-à-dire 434 TWh au lieu de 383 TWh initialement selon les hypothèses retenues sur la demande, l'EEG-Umlage est alors de 5,2 ct/kWh. Cela représente une baisse de 12% de cette contribution, et de 2,6% du prix pour les ménages allemands.

Le calcul de l'évolution des surcoûts liés au développement de l'électricité renouvelable présenté en 4.2.2 prend en compte plusieurs hypothèses concernant la répartition de ces surcoûts. La prise en charge du financement par l'ensemble de la consommation aurait pour conséquence une diminution de la contribution unitaire, dont le montant serait donc identique pour l'ensemble des consommateurs. Pour les ménages, cela se traduirait dans le scénario de base par un prix plus faible, en France comme en Allemagne. Pour les industriels, en revanche, le prix augmente sous ses conditions, surtout en Allemagne où ces derniers bénéficient en moyenne de plus fortes exonérations. On peut donc également considérer l'impact sur le prix final d'une exonération totale des indus-

triels. La Figure 78 illustre l'impact de ces hypothèses sur le prix final en 2030 dans le scénario de base.

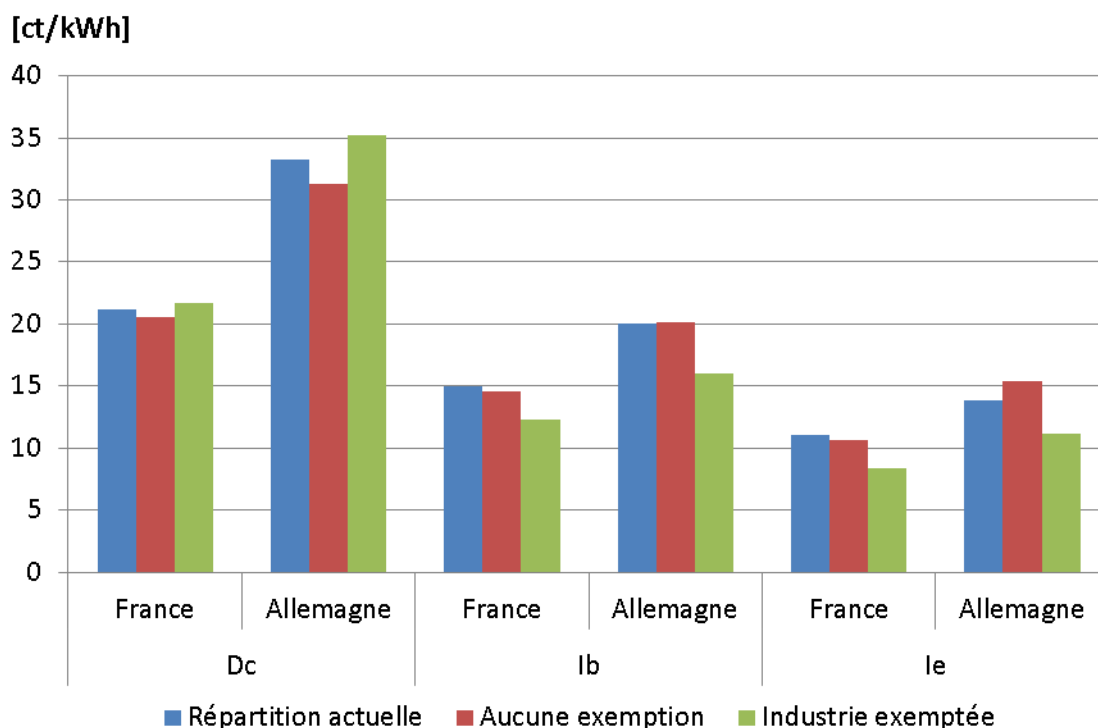


Figure 78 : Scénario BASE : prix final en 2030 pour chaque catégorie de consommateurs en fonction de la répartition des charges de la CSPE en France et de l'EEG-Umlage en Allemagne

D'après ces résultats, la participation de l'ensemble des consommateurs bénéficierait surtout aux ménages allemands, au détriment des industriels de type le dont le prix augmente sensiblement. En France, le plafonnement de la CSPE concerne surtout les électro-intensifs qui seraient logiquement désavantagés par un tel changement. En revanche, les consommateurs concernés ici, y compris les industriels, paient en très grande partie la totalité de la CSPE. Dès lors, l'absence d'exemptions, qui conduit à une CSPE globalement plus faible, bénéficie également à ce type de consommateurs, au détriment des électro-intensifs qui paieront alors la CSPE sur l'intégralité de leur consommation.

Une exemption totale des industriels augmente de manière importante le prix payé par les consommateurs résidentiels allemands. Pour les ménages français, la différence est en revanche assez modérée. Le prix pour les industriels français mais surtout allemands serait évidemment largement inférieur sous cette condition.

Du point de vue de la convergence, la Figure 79 montre un écart accru pour les ménages dans le cas d'une exonération totale de la consommation industrielle et un rapprochement en l'absence d'exemptions. Pour les industriels, on observe le résultat inverse.

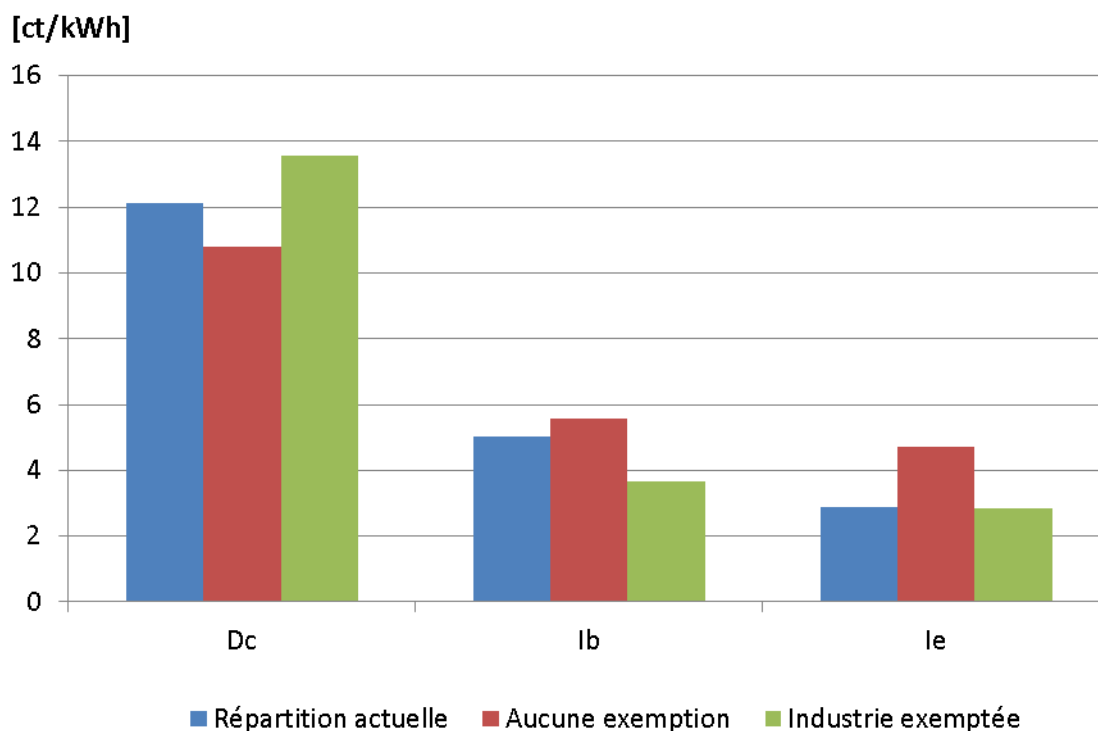


Figure 79 : Scénario BASE : écarts de prix observés en 2030 pour les différentes classes de consommateurs entre la France et l'Allemagne en fonction de la répartition des charges de la CSPE et de l'EEG-Umlage

5.2.3.4 Augmentation potentielle de la convergence des prix entre la France et l'Allemagne

Malgré quelques écarts, notamment à partir de 2025 dans les différents scénarios, les prix de gros entre les deux pays sont relativement proches. Les différences observées au niveau du prix final sont dues à d'autres facteurs et composants du prix final.

Le financement des charges liées aux réseaux d'acheminement de l'électricité ne sont pas à considérer au même titre que les taxes et autres contributions. Il s'agit d'un poste de coût inévitable et directement lié au système électrique. Dès lors, des exonérations de ces charges pour certains types de consommateurs peuvent être considérées comme des distorsions. Le montant des charges de réseaux peut constituer un facteur de divergence entre les pays sur lequel il est difficile d'agir. En revanche, une harmonisation des taxes pourrait permettre de réduire les écarts de prix constatés. Celle-ci paraît cepen-

dant difficile à implémenter en l'absence de politique énergétique et fiscale commune à l'ensemble de l'Europe.

Le niveau des surcoûts liés au mécanisme de soutien des renouvelables constitue un facteur de divergence entre les deux pays difficile à combler quelle que soit l'assiette de financement. Ces charges sont en effet beaucoup plus élevées pour les consommateurs allemands en raison des choix ambitieux de développement de l'électricité d'origine renouvelable. Ces injections d'électricité renouvelable en Allemagne ont, entre autres effets, tendance à diminuer le prix moyen sur le marché spot (cf. 2.3.1) et bénéficient par conséquent également aux consommateurs français dans un contexte de marchés couplés.

A noter qu'une exonération de la consommation industrielle dans les deux pays aurait pour conséquence, d'après les résultats présentés, de diminuer dans des proportions non négligeables le prix pour ces consommateurs ainsi que de renforcer la convergence entre les deux pays pour les consommateurs concernés.

5.3 Applicabilité des résultats à l'échelle européenne

Coûts marginaux annuel moyen de long terme

Les résultats obtenus dans le cadre de la modélisation sont issus du modèle d'optimisation PERSEUS-CFE, présenté dans la partie 3.1. S'agissant d'un modèle européen incluant les marchés de l'électricité de 22 pays interconnectés, il est possible de calculer les coûts marginaux annuels moyens de long terme liés à la production d'électricité dans chacun des pays considérés. Les résultats de la modélisation sont donc parfaitement applicables à l'Europe, du moins aux pays de l'Union européenne considérés dans le modèle. Sur la base des coûts marginaux dans ces différents pays, et de leur évolution jusqu'en 2030, l'indicateur de convergence, défini dans la partie 3.2.3 est calculé pour chaque scénario et présenté sur la Figure 80.

Le premier résultat est que la convergence des coûts marginaux en Europe est assurée quel que soit le scénario retenu : alors que l'indicateur de convergence est compris entre environ 31% et 32% en 2015, il se situe entre 10% et 18% en 2030 sur l'ensemble des scénarios. La meilleure convergence est obtenue à l'échelle européenne lorsque la France sort du nucléaire, que ce soit de manière partielle (arrêt des réacteurs nucléaires arrivés à 40 ans dans le scénario 40 ANS) ou complète (sortie définitive en 2030 dans le scénario SORTIE). Ces deux scénarios, qui conduisent à une forte augmentation du coût marginal français, font observer une convergence par le haut, les coûts marginaux étant dès lors supérieurs en France à la moyenne européenne.

Dans les autres scénarios, qui prévoient la possibilité de prolonger les centrales nucléaires françaises, les résultats sont assez semblables après 2020. Ainsi, lorsque le prix du CO₂ est maintenu à un niveau suffisamment faible (4 €/t en 2020 et 20 €/t en 2030), les écarts de prix augmentent en Europe dans un premier temps avant que la convergence en termes de parc de production (mix majoritairement composé de thermique classique et renouvelables) observée par la suite n'accroisse celle des coûts marginaux. L'indicateur est inférieur en 2030 à celui du scénario de base car le faible prix du CO₂ tend à diminuer l'écart de coût de production entre les centrales nucléaires et les autres centrales thermiques. Cette convergence est ainsi obtenue au prix d'un retard qui sera consenti dans l'atteinte des objectifs environnementaux de réduction des émissions de dioxyde de carbone. Le scénario prévoyant une augmentation des capacités d'échanges entre la France et l'Allemagne donne également une convergence un peu plus importante des coûts marginaux européens.

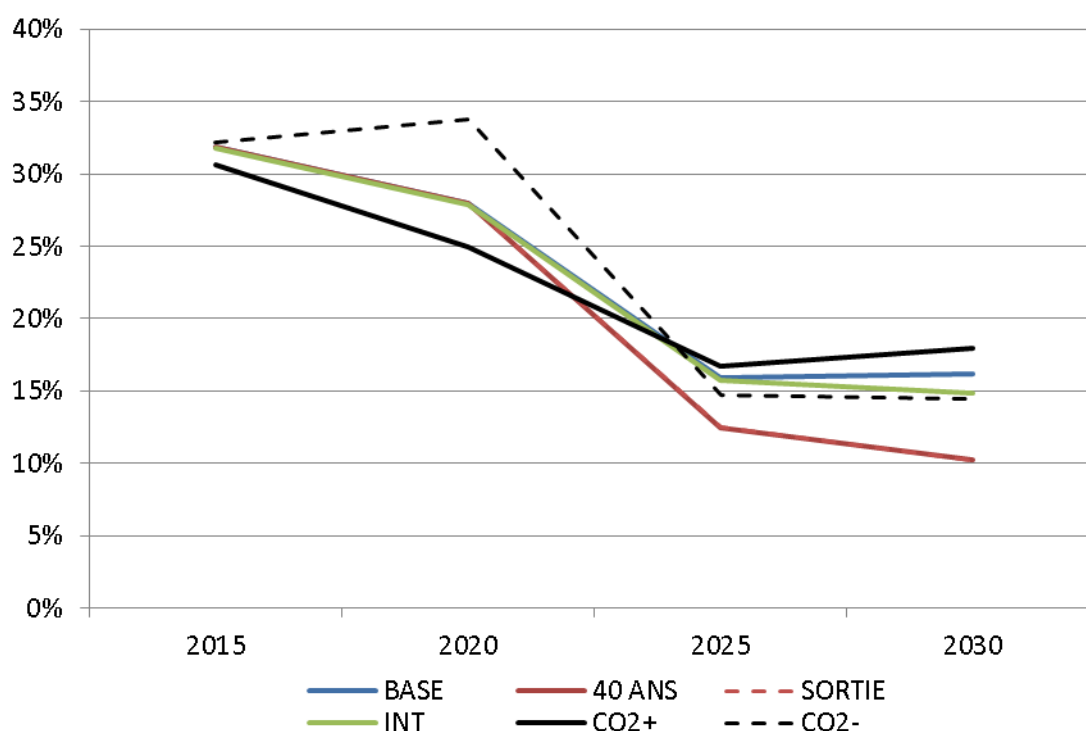


Figure 80 : Tous scénarios : convergence des coûts marginaux de production d'électricité en Europe

Cet indicateur de convergence correspond à la moyenne pondérée, sur l'ensemble des intervalles temporels, des écarts à la moyenne, en pourcentage de la moyenne. Cet écart moyen en valeur absolue confirme la convergence accrue des coûts marginaux en Europe, comme le montre la Figure 81.

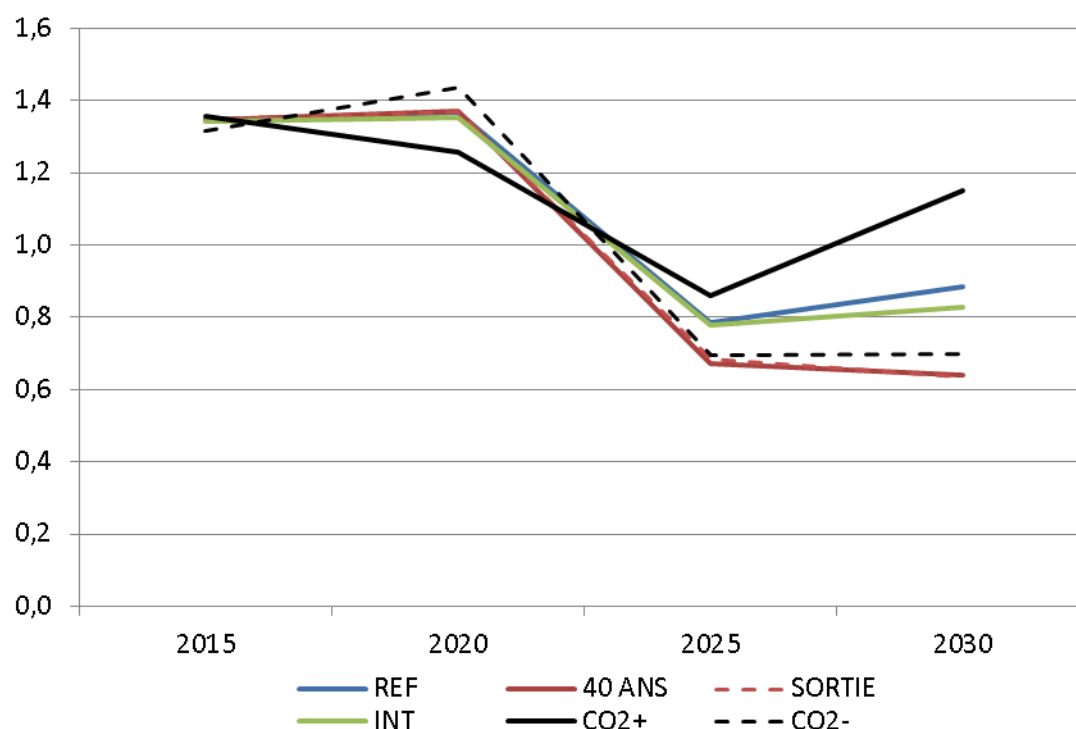


Figure 81: Tous scénarios : convergence des coûts marginaux de production d'électricité en Europe, écarts moyens en valeur absolue

D'une manière générale, la convergence est améliorée en développant les réseaux de transport et en facilitant les interconnexions, comme le montrent les résultats du scénario sur l'interconnexion franco-allemande.

Prix finals de l'électricité

Une forte convergence des coûts marginaux permet nécessairement une baisse des disparités observées actuellement entre les prix finals de l'électricité en Europe. La Figure 82 témoigne des écarts actuels entre différents pays en ce qui concerne les parts énergie du prix final pour des industriels de type 1e. Une harmonisation des coûts de production constatée devrait donc logiquement permettre une amélioration de la convergence des prix HT de l'électricité en Europe.

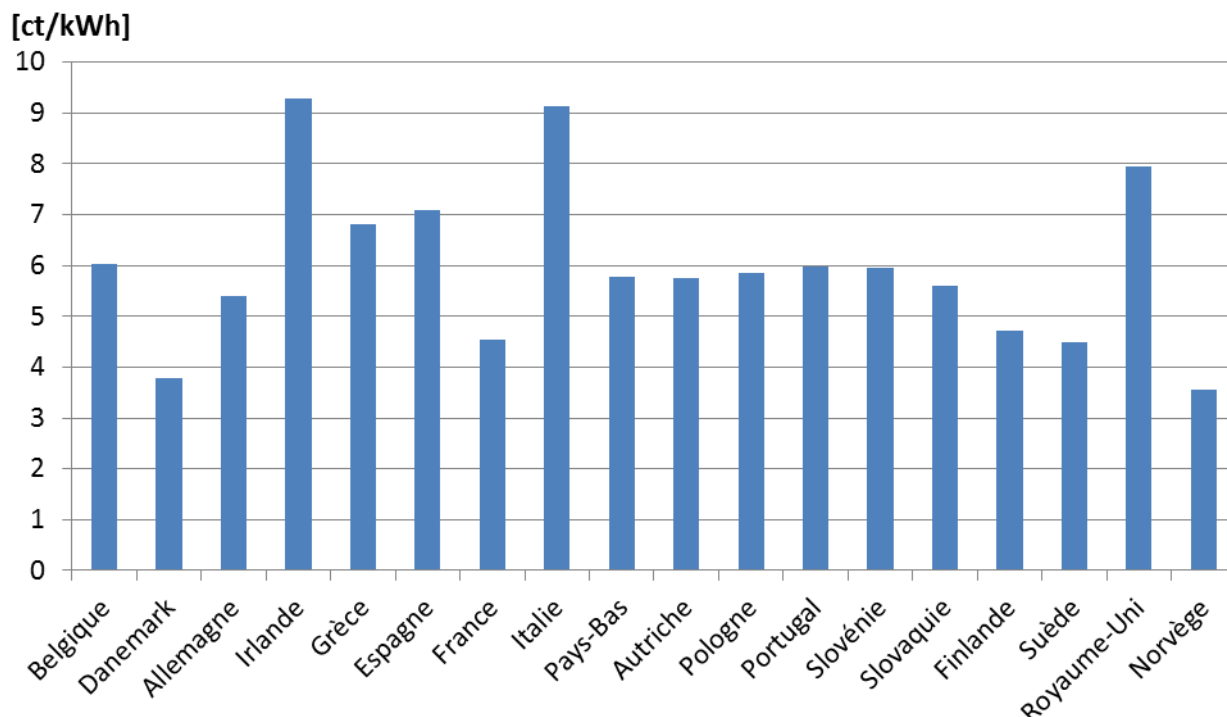


Figure 82 : Part « énergie » des prix de l'électricité en 2012 pour les consommateurs industriels de type le dans différents pays d'Europe

Source : [Eurostat, 2014]

Les écarts en termes de prix HT sont évidemment renforcés par les différentes taxes. A défaut de pouvoir supprimer la fiscalité sur la consommation d'électricité, une harmonisation de celle-ci à l'échelle européenne limiterait en partie les différences de prix, comme on l'a vu pour l'analyse franco-allemande.

Les surcoûts des renouvelables peuvent largement varier d'un pays à l'autre en fonction de l'évolution de la production concernée. Cette évolution dépend en grande partie des objectifs qui ont été fixés à l'échelle européenne et qui ont été répartis dans chaque pays en fonction des différents potentiels de développement. On peut donc se poser la question de la pertinence d'une mutualisation des surcoûts à l'échelle européenne, ce qui aurait pour conséquence une augmentation certaine de la convergence des prix finals. Un tel développement paraît néanmoins irréaliste et n'aurait par ailleurs de sens que dans le cas d'une harmonisation des mécanismes de soutien à l'électricité renouvelable.

6 CONCLUSIONS GENERALES

6.1 Synthèse des principaux résultats

Le projet de recherche a permis de livrer un certain nombre de résultats en réponse à la problématique posée. L'objectif formulé consistait à étudier dans un premier temps l'état actuel des marchés de l'électricité en France et en Allemagne ainsi que l'impact des renouvelables et de leurs mécanismes de soutien sur le marché spot. En complément, l'étude des possibles évolutions des mix électriques en Europe, en particulier en France et en Allemagne, avait pour objectif d'en analyser les conséquences sur les coûts de production et les prix de l'électricité. Les résultats résumés dans ce chapitre ont été obtenus au moyen de diverses approches méthodologiques :

- une analyse empirique de l'état actuel des marchés français et allemand de l'électricité,
- une analyse économétrique de l'impact de l'injection d'électricité d'origine éolienne sur les prix de l'électricité et leur volatilité sur les marchés de gros,
- une modélisation prospective au moyen d'un modèle d'optimisation économique des flux énergétiques à long terme, permettant de déterminer entre autres et de manière quantitative les mix électriques des différents pays et les coûts marginaux moyens de long terme liés à la production d'électricité jusqu'en 2030,
- une analyse qualitative sur les autres composantes du prix final de l'électricité et leur évolution jusqu'en 2030.

Les résultats de la présente étude concordent, pour l'ensemble des scénarios étudiés, vers une hausse des prix de l'électricité pour les consommateurs finals. Cette hausse repose sur :

- une hausse des coûts de production, liée entre autres à l'augmentation du prix du CO₂, fixé de manière exogène, et aux investissements à réaliser pour le renouvellement des parcs de production en France comme en Allemagne, en particulier à partir de 2020. Ce résultat a été démontré via l'exercice de modélisation à long terme réalisé au moyen du modèle d'optimisation développé et utilisé pour dé-

terminer l'évolution des coûts marginaux annuels moyens liés à la production d'électricité dans chaque pays. Le coût marginal de long terme calculé au moyen du modèle intègre les coûts fixes ainsi que les coûts du capital lorsqu'un investissement supplémentaire est nécessaire, et rend compte par conséquent de l'effort de renouvellement des parcs de production à consentir ;

- une hausse des coûts d'accès au réseau afin d'assurer les investissements nécessaires à la fois dans les réseaux de transport, notamment pour augmenter les interconnexions transfrontalières allant dans le sens d'un marché européen intégré, et dans les réseaux de distribution en réponse à la forte décentralisation du parc de production requise par l'essor des renouvelables ;
- une hausse de la contribution unitaire au financement des renouvelables (hausse globale en France, plus légère en Allemagne avec une baisse constatée après 2020), comme l'a montré l'analyse qualitative menée sur l'évolution des différentes composantes du prix final.

L'étude économétrique menée sur l'éolien pour la période 2009-2012 a pointé un certain nombre de dysfonctionnements induits en particulier sur le marché spot, dont un effet baissier sur le prix spot lié à une forte injection d'électricité rémunérée hors marché dont l'origine est par nature intermittente, ainsi qu'une volatilité accrue de ce prix spot. Les résultats suggèrent donc qu'une réforme des politiques de soutien aux énergies renouvelables pourrait en partie réduire certains effets indésirables sur les marchés de gros.

Une sortie du nucléaire français, qu'elle soit partielle avec une mise à l'arrêt des centrales après 40 ans d'utilisation ou totale d'ici 2030, aurait à l'évidence des conséquences majeures sur le secteur électrique en Europe. La modélisation entreprise a permis d'analyser, dans différents scénarios, l'impact d'une éventuelle sortie partielle ou totale de l'option nucléaire en France. Les résultats du modèle d'optimisation à long terme montrent en particulier :

- une profonde restructuration du mix électrique d'ici 2030, principalement avec la construction de moyens de production fonctionnant au gaz naturel. Le développement important à moyen terme des énergies renouvelables, fixé par des objectifs, ne suffit pas à combler la perte de production nucléaire ;
- une hausse plus marquée, par rapport au scénario de base, des coûts de production de l'électricité en raison d'une forte production fossile dans un contexte où le prix du carbone, fixé de manière exogène, est supposé élevé. Il convient cependant de nuancer au vu des nombreuses incertitudes, notamment le niveau des investissements pour la prolongation du nucléaire en France, ou encore la prise en compte de manière simplifiée dans le modèle des coûts de démantèlement des

- réacteurs, des coûts liés à la flexibilité des moyens de production et ceux liés à la gestion des déchets ;
- une hausse des émissions de CO₂ en France, liée à l'apparition d'une puissance thermique classique conséquente ;
 - une profonde modification du solde exportateur de la France avec une augmentation significative des importations notamment en provenance d'Allemagne, à relativiser en fonction des éventuels impacts économiques, voire techniques ou encore sociaux, d'une telle transformation de la répartition géographique de la production en Europe. Ces impacts n'ont pas été pris en compte dans le cadre de cette étude ;
 - une utilisation accrue, dans l'ensemble des autres pays européens, de la puissance thermique installée assortie, à partir de 2030, à de plus lourds investissements dans des cycles combinés au gaz naturel.

Une augmentation progressive mais soutenue de la capacité d'échange sur l'interconnexion franco-allemande aurait tendance, d'après les résultats du modèle, à renforcer le rôle de la France en tant qu'exportateur majeur. La prolongation d'un nombre plus importants de réacteurs nucléaires français y contribuerait grandement, avec la contrepartie d'une baisse de la production d'électricité en Allemagne. On note néanmoins une augmentation des volumes importés en France en provenance d'Allemagne par rapport à la situation de référence. Cette augmentation des capacités d'échange permet donc d'une manière générale une meilleure répartition de la production en Europe. Dans le cas présent, on observe une production plus importante des centrales nucléaires françaises dont le manque de flexibilité est alors compensé par la possibilité d'exporter plus d'électricité vers l'Allemagne en base et d'importer plus d'électricité produite par les centrales thermiques allemandes en pointe. On observe également une diminution, sur l'interconnexion, de la fréquence des phénomènes de « saturation » des capacités d'échange. Les résultats traduisent ainsi qu'une convergence améliorée des coûts marginaux à l'échelle franco-allemande pourrait être obtenue par le biais d'un renforcement de la capacité d'échange entre les deux pays, de même qu'une baisse, certes modérée, des coûts marginaux en moyenne. Ces résultats doivent cependant être tempérés au regard des investissements nécessaires à la fois sur l'interconnexion elle-même mais aussi dans le développement des réseaux nationaux.

Pour faire face aux incertitudes majeures pesant sur l'évolution du prix du carbone dans la période de temps considérée, deux scénarios supplémentaires ont été analysés au moyen du modèle, constituant une alternative basse et une alternative haute au scénario de base. La variation du prix du carbone impacte légèrement les parcs de production français et allemands : la production des centrales nucléaires est légèrement augmentée en France dans un contexte de prix élevé du CO₂ ; dans le cas d'un prix faible du CO₂, ce

sont les centrales allemandes au charbon et au lignite dont la production est plus élevée. Malgré cet ajustement de la production, les conséquences sur le coût marginal de production sont directes puisque ce dernier prend en compte le prix du carbone. C'est en particulier le cas dans les pays, comme l'Allemagne, qui disposent d'un parc thermique fossile important.

Le renouvellement d'une grande partie du parc de production en Europe devrait entraîner une forte convergence des coûts de production ; c'est le cas dans tous les scénarios considérés. A l'échelle franco-allemande, les résultats de la modélisation montrent que la convergence des coûts de production est assurée dans tous les scénarios jusqu'en 2020. Après 2020, les incertitudes pesant sur de nombreux paramètres et notamment sur le prix du CO₂ rendent difficile toute conclusion sur les coûts de production dans les deux pays. Les analyses menées sur ce point montrent cependant qu'un prix élevé du carbone aurait tendance à impacter davantage le coût de production allemand à l'horizon 2030, si bien que la convergence entre les coûts de production des deux pays ne serait plus assurée. Dans ce contexte, un renforcement de l'interconnexion entre la France et l'Allemagne permettrait néanmoins une convergence accrue des coûts marginaux entre les deux pays. Au-delà de cet effet, les gains semblent peu évidents, surtout si l'on considère les investissements nécessaires pour développer les capacités d'échange.

Les niveaux des prix de l'électricité, selon les différentes classes de consommateurs, montrent de grandes disparités à l'échelle franco-allemande. Les clients résidentiels allemands paient en 2013 leur électricité environ deux fois plus cher que les ménages français. Cet écart pourrait, selon les résultats obtenus, se maintenir jusqu'en 2030 ; il dépendra en partie de l'évolution du mix électrique des deux pays et surtout des choix d'ordre politique en matière de fiscalisation et de financement des surcoûts des renouvelables. A ce titre, les différences en termes de coûts de production entre les scénarios, et l'avantage que conférerait a priori le maintien des anciens réacteurs nucléaires français en ce sens, ne se répercutent pas de manière très significative sur le prix final, surtout pour les ménages. Pour les clients industriels considérés, l'étude montre que le différentiel de prix final est moins important entre les deux pays et qu'il avait tendance, jusqu'en 2012, à se réduire pour les électro-intensifs du fait notamment des exonérations existant en Allemagne en particulier sur les coûts d'accès au réseau. Il faut cependant noter à ce sujet que ces exonérations sont amenées à disparaître en Allemagne depuis 2013. L'évolution du prix final payé par les consommateurs industriels français sera en partie influencée par le maintien ou non de la filière nucléaire. Pour les classes de consommateurs industriels analysés, les conclusions sont sensiblement les mêmes que pour les ménages, à savoir un écart qui se maintient jusqu'en 2030 entre l'Allemagne et la France si l'on suppose inchangées la fiscalité énergétique et les conditions de financement des surcoûts des renouvelables.

Au vu des résultats observés sur les coûts marginaux de long terme en Europe, une convergence des prix ne semble réalisable qu'en l'absence de distorsions sur les marchés spot et à condition que le prix de gros obtenu soit bien répercuté dans le prix final. Cela ne semble pas être le cas aujourd'hui et le couplage des marchés n'a par conséquent que peu d'impact sur l'harmonisation des prix finals. En outre, cette convergence européenne des prix payés par les différentes classes de consommateurs ne paraît possible que via un ensemble de mesures visant à harmoniser les autres composantes du prix de l'électricité.

Devant le nombre élevé d'incertitudes pesant sur les différentes composantes du prix final de l'électricité, il est évident que les résultats fournis dans ce rapport rendent compte d'une évolution possible, pour chaque scénario, correspondant à l'ensemble des hypothèses émises sur les différentes composantes. Les incertitudes sont nombreuses notamment par exemple sur le prix du carbone qui impactera fortement le coût de production, sur l'évolution des tarifs d'achat de l'électricité renouvelable qui impacteront la CSPE et l'EEG-Umlage, ainsi que sur l'évolution des coûts d'accès au réseau. En dépit de ces fortes incertitudes, les résultats obtenus permettent de dégager un certain nombre de recommandations, résumées dans la partie suivante, qui pourraient permettre d'accélérer le processus d'harmonisation des prix de l'électricité à l'échelle franco-allemande.

6.2 Recommandations

Recommandation 1 : Réformer les politiques de soutien aux renouvelables afin d'éviter d'éventuelles distorsions liées à l'injection croissante d'électricité renouvelable rémunérée hors marché : le passage du mécanisme d'obligation d'achat à un système de vente directe de l'électricité renouvelable sur le marché de gros, comme c'est déjà le cas en Allemagne, permettrait d'éviter en partie certains effets négatifs de la rémunération hors marché et d'intégrer une partie des coûts du back-up.

Recommandation 2 : Dresser, en complément de l'avis de l'ASN quant à la possibilité de prolonger les différents réacteurs, un bilan précis des conséquences liées au maintien de l'option nucléaire en France, à la lumière d'une analyse approfondie considérant l'ensemble des conséquences, au-delà des seuls aspects économiques étudiés ici.

Recommandation 3 : Elaborer une politique commune permettant le développement des réseaux de transport et des interconnexions afin de faciliter les échanges. Ceci contribuerait à accélérer le processus d'intégration européenne des marchés de l'électricité qui doit conduire à une meilleure répartition de la production en Europe et par conséquent à une baisse des coûts de production.

Recommandation 4 : Elaborer une politique commune à l'échelle européenne sur certains aspects qui pourraient accroître la convergence, par exemple sur la fiscalité énergétique, sur les niveaux d'exemptions des coûts d'utilisation des réseaux, et sur le mécanisme de soutien des renouvelables qui fixerait clairement et harmoniserait les règles d'exonération et de plafonnement. L'établissement de règles communes en ce sens représenterait un challenge en raison du caractère national de ces aspects de la politique énergétique.

Recommandation 5 : Définir des objectifs clairs et contraignants en termes d'émission de gaz à effet de serre après 2020 pour stimuler la transition vers un mix énergétique européen plus soutenable. Ceci serait possible, par exemple, si le prix du CO₂ était plus élevé et reflétait ainsi de manière plus appropriée les vrais coûts externes liés aux émissions.

Recommandation 6 : Favoriser l'approvisionnement sur le marché spot afin d'augmenter la pertinence du prix spot en tant qu'indice de référence et d'accroître la liquidité sur les marchés. Ce dernier point, ainsi qu'une poursuite des efforts de mise en concurrence, permettraient d'améliorer la fiabilité du signal prix, ce qui contribuerait à accélérer l'harmonisation des prix en Europe. A titre d'exemple, la fin des tarifs réglementés en France ou encore la suppression des prix limites sur certains marchés européens permettraient d'aller dans ce sens.

6.3 Perspectives

La présente étude s'est attachée à déterminer des évolutions possibles des prix de l'électricité en France et en Allemagne à l'horizon 2030. Le travail de modélisation entrepris pour répondre à cette question repose à l'évidence sur un grand nombre d'hypothèses quant à l'évolution d'un certain nombre de paramètres, comme par exemple l'évolution de la consommation d'électricité sur la période, ou du prix des combustibles.

Afin de pouvoir contribuer à l'aide à la décision dans le domaine de l'économie de l'énergie, les perspectives de recherche sont toutefois multiples et quelques éléments en sont donnés ci-après :

- Analyser les différents mécanismes et instruments de soutien aux énergies renouvelables pour la production d'électricité en Europe (feed-in-tariffs, commercialisation directe avec primes de marché, certificats verts) ;

- Analyser les interactions entre les différents instruments de politique énergétique, incluant le marché des permis d'émission, l'efficacité énergétique et le soutien aux énergies renouvelables ;
- Entreprendre une modélisation détaillée des réseaux de transport et de distribution pour étudier par exemple l'impact d'une seule part fixe en €/MW pour les coûts de réseau ;
- Coupler une approche d'optimisation (PERSEUS) à une approche de simulation (PowerACE²⁹) pourrait permettre d'intégrer les effets de l'intermittence des renouvelables sur le court terme en réduisant une partie des incertitudes sur le long terme. Une telle approche favoriserait en effet une prise en compte plus détaillée de l'intégration des renouvelables, en traitant notamment des aspects microéconomiques ;
- Analyser de manière détaillée la sortie du nucléaire en France ainsi que ses conséquences non seulement sur les coûts de production et les prix de l'électricité, mais aussi par exemple sur le plan social, notamment sur l'emploi, et sur le plan environnemental (au-delà des seules émissions de CO₂).

Malgré les incertitudes fortes pesant sur les marchés européens de l'électricité, un certain nombre de perspectives peuvent être envisagées. Tout d'abord, plusieurs évolutions peuvent être imaginées sur les marchés de l'électricité.

Une réforme en profondeur du mécanisme de soutien aux énergies renouvelables en France et en Allemagne : le consommateur domestique allemand, qui supporte l'essentiel du surcoût des renouvelables, commence à trouver que le prix de l'électricité est très élevé ; la part croissante de l'EEG-Umlage y joue un rôle non négligeable. Le niveau des prix d'achat garantis tend à baisser un peu partout en Europe, y compris en Allemagne, pour enrayer la hausse continue du montant de la CSPE et de l'EEG-Umlage. Certains se demandent s'il ne faudrait pas introduire d'autres mesures comme :

- inciter les producteurs d'électricité renouvelable à vendre leur électricité au prix du marché de gros mais leur attribuer une prime fixe ou variable pour compenser une partie du surcoût (prime en fonction de la puissance ou de l'énergie injectée). Notons que ce système de vente sur le marché spot, associé au versement d'une prime, est déjà utilisé en Allemagne depuis 2012. D'après les prévisions des opérateurs du réseau de transport, plus de 60% de la production sera directement mise en vente sur le marché en 2014, les surcoûts étant financés par une prime en €/MWh calculée ex ante pour chaque filière ;

²⁹ Power Agent-Based Computational Economics. PowerACE est un modèle de simulation multi-agents développé au KIT/DFIU [Genoese et al., 2012].

- limiter les injections par les producteurs de solaire ou d'éolien lorsque le prix de l'électricité sur le marché de gros tombe en-dessous d'un certain seuil (une telle limitation deviendrait obsolète en cas de vente directe sur le marché) ;
- inciter ou obliger les producteurs d'électricité renouvelable à en consommer une partie et à ne mettre sur le marché qu'une fraction de leur production ; une telle obligation est en particulier actuellement en débat en France ;
- inciter les producteurs d'électricité intermittente à stocker cette électricité en cas de surproduction (par exemple via une STEP ou l'électrolyse de l'eau pour produire de l'hydrogène).

Une telle réforme serait en mesure de limiter la baisse des prix de l'électricité sur le marché de gros européen et de contribuer à limiter l'apparition de prix négatifs. La convergence des prix français et allemand peut en partie être améliorée si une politique de vérité des prix, i.e. fondés sur les coûts réels est mise en œuvre à terme. Celle-ci passera notamment par :

- un approvisionnement plus important au prix du marché de part et d'autre de la frontière, et donc en France comme c'est attendu avec la fin des tarifs réglementés pour les industriels en 2015,
- un prix de marché fondé entièrement sur les coûts de production, ce à quoi pourrait contribuer une commercialisation directe de l'électricité renouvelable.

Une réforme des systèmes d'exemptions dont bénéficient certains industriels : les plus gros consommateurs industriels bénéficient dans certains pays de diverses exonérations, par exemple sur les coûts d'utilisation des réseaux ou sur la contribution au financement des renouvelables. En Allemagne, par exemple, les exonérations existaient jusqu'en 2013 pour les consommateurs électro-intensifs, qui ne payaient qu'une faible part de la contribution destinée à financer le développement des renouvelables, ni le vrai coût des réseaux. En outre, le prix actuel du CO₂ ne reflète pas les coûts réels des émissions, ce qui a tendance à avantager les pays dont la part du thermique fossile est élevée. Depuis les réformes engagées en Allemagne en 2013 et en 2014, la majeure partie de ces exonérations sont sur le point de disparaître. La priorité pour les Européens n'est pas de se lancer dans une « guerre des prix » entre industriels européens mais de faire face à la concurrence des industriels américains qui, grâce au gaz de schiste, bénéficient aujourd'hui de bas prix de l'énergie (le gaz et l'électricité produite avec du gaz). On assiste à un processus de ré-industrialisation aux Etats-Unis, notamment dans les secteurs électro-intensifs ou gazo-intensifs (chimie en particulier).

Une augmentation du coût du nucléaire en France : le coût du nucléaire va nécessairement croître en France du fait des investissements de jeunesse nécessaires à la prolongation de la durée d'exploitation du parc actuel. Que les centrales nucléaires de seconde

génération soient arrêtées ou non lorsqu'elles atteignent 40 ans, EDF devra investir dans la sécurité (investissements dits « post-Fukushima » exigés par l'Autorité de Sûreté Nucléaire). Ces investissements de jouvence seront bien évidemment plus élevés si la durée d'utilisation est prolongée au-delà de 40 ans, que ce soit pour 10 ou 20 ans. La Cour des comptes a remis fin mai 2014 au gouvernement une actualisation de son rapport de 2012 sur le coût du nucléaire. Les investissements de jouvence prévus sont sensiblement plus élevés que le montant retenu initialement (62,5 Mrd € sur la période 2011-2025 au lieu de 55 Mrd € en 2012). Selon les estimations de la Cour des comptes, l'investissement total, c'est-à-dire couvrant l'ensemble des réacteurs, pourrait s'élever à 90 Mrd € d'ici à 2033. Cela aura un impact sur les provisions que doit constituer EDF. On peut également envisager d'arrêter les réacteurs de 2^{ème} génération lorsqu'ils atteindront 40 ans et de les remplacer par des réacteurs de 3^{ème} génération (EPR), plus coûteux mais plus performants et plus sûrs. C'est d'ailleurs l'une des options qu'avait analysée la Commission « Energies 2050 » qui a remis son rapport début 2012 au gouvernement [Percebois et Mandil, 2012]. Cela permettrait de plus de maintenir les compétences techniques de l'industrie nucléaire française qui, faute de commandes, perd actuellement une partie de son savoir-faire. Une analyse plus détaillée, c'est-à-dire prenant également en compte les aspects sociaux, techniques et environnementaux, permettrait d'apporter de nouveaux éléments de réponses à la question d'une sortie anticipée du nucléaire.

La fin des tarifs réglementés en Europe devrait contribuer notamment à une indexation plus marquée des prix sur ceux observés sur les marchés de gros. En France, les tarifs réglementés disparaîtront fin 2015 pour les industriels et les obligeront à se « sourcer » davantage sur le spot, d'où l'importance accrue de ce marché spot à l'avenir. Les industriels continueront à profiter du mécanisme de l'ARENH jusqu'en 2025 mais le niveau de l'ARENH doit être revu à la hausse.

L'introduction d'un mécanisme de capacité contribuerait entre autres à garantir une meilleure gestion des pointes de consommation, en obligeant les fournisseurs à participer à un marché d'échanges de garanties en capacités destinées à couvrir les pointes prévisionnelles de consommation de leurs clients. Dans un contexte de transition énergétique, le mécanisme de capacité revêt également une importance du point de vue du back-up des énergies intermittentes. Le niveau des surcoûts générés par un tel mécanisme est incertain. Ils sont en théorie imputables aux clients finals qui génèrent les pointes. En France, c'est en particulier le cas des clients résidentiels en raison de la part importante du chauffage électrique. Si ce mécanisme voit le jour en France, les tarifs réglementés de vente existeront probablement encore pour ces clients mais on peut imaginer qu'ils soient ajustés en fonction du prix observé sur le marché de capacités. L'introduction de ce mécanisme est prévue en France par la loi NOME ; des règles de fonctionnement ont été établies par RTE et transmises pour approbation au gouverne-

ment en avril 2014. L'introduction d'un mécanisme de capacité pourrait certes augmenter la sécurité d'approvisionnement, mais pourrait entraîner un certain nombre d'effets indésirables en particulier dans un contexte d'intégration des marchés européens. Des modalités de mise en œuvre inadaptées pourraient engendrer des coûts additionnels élevés.

Un **lissage de la demande d'électricité** est envisageable à moyen et long terme par le biais notamment d'efforts dans le domaine de l'efficacité énergétique et par certains transferts d'usage comme la baisse de la part du chauffage électrique en France. Une extension des mécanismes d'ajustement déjà existants ou des offres d'effacement de la demande pourrait permettre en outre de réduire en partie la volatilité de la demande. Alors qu'on observe une augmentation tendancielle des besoins de pointe en France, une action sur la demande viendrait en complément ou en remplacement d'un mécanisme comme le marché de capacité qui a vocation à adapter l'offre à une demande volatile. Une moindre occurrence des phénomènes de pointe pourrait par exemple avoir des répercussions à la baisse sur le prix de l'électricité. Les potentiels de lissage par le biais du « demand response » paraissent cependant limités.

D'autre part, un certain nombre d'évolutions technologiques seraient susceptibles de changer la donne à plus long terme. Bien que n'ayant pas été directement analysée dans le cadre de ce projet, une liste non exhaustive en est donnée ci-après à titre d'exemple.

Celles-ci pourraient permettre de mieux accompagner la transition vers un mix électrique soutenable en **augmentant la flexibilité à la fois au niveau de l'offre et de la demande** :

- le développement de solutions de stockage de l'électricité comme la méthanation ou le développement à grande échelle de moyens de stockage décentralisés, notamment associés à des installations photovoltaïques, qui pourraient profondément impacter le système énergétique;
- l'augmentation de la flexibilité du côté de la demande via des mécanismes de demand-side management s'appuyant notamment sur les technologies de l'information et de la communication, comme par exemple les réseaux intelligents. Ceci permettrait une meilleure gestion de l'intermittence des renouvelables ;
- une augmentation de la flexibilité des moyens de production afin d'adapter les centrales thermiques à une production croissante d'électricité renouvelable intermittente ;
- une adaptation des réseaux de distribution à une production décentralisée ainsi qu'un développement des réseaux de transport prenant en compte des pro-

blèmes principalement liés à l'acceptabilité sociale. Un ensemble d'améliorations technologiques est attendu en ce sens pour permettre de contourner ces obstacles tout en maintenant ou en augmentant les performances globales des réseaux (câbles à isolation gazeuse, supraconducteurs à haute température, etc.).

Les **efforts sur l'efficacité énergétique du côté de la demande** devraient s'intensifier et pourraient ainsi permettre de contenir (en partie du fait des nouveaux usages attendus comme ceux liés à la mobilité électrique) la hausse inéluctable des prix de l'électricité.

L'**option de la mise en exploitation d'hydrocarbures non conventionnels** en Europe pourrait permettre au gaz de retrouver sa juste place dans le mix électrique européen. Les Etats-Unis prévoient d'exporter du GNL en Europe mais le prix CIF du gaz américain ne devrait pas être sensiblement plus faible que le prix CIF du gaz algérien ou du gaz russe car les coûts de liquéfaction et de transport par méthanier de ce gaz de schiste depuis la côte est des Etats-Unis devraient être élevés. La mise en production de gaz non conventionnel européen serait sans doute meilleur marché mais il est difficile de se prononcer aujourd'hui, vu les incertitudes sur le volume des réserves, le coût d'accès à ce gaz et les coûts environnementaux qui y seraient associés. Ce gaz non conventionnel européen n'a pas vocation à accroître la part du gaz en Europe mais à remplacer des importations russes ou algériennes par du gaz européen. Il serait alors probable que la Russie adopte une stratégie dite de « prix-limite » visant à accroître les barrières à l'entrée pour ce gaz de schiste américain ou européen. La meilleure barrière à l'entrée consisterait à baisser le prix FOB du gaz vendu par Gazprom aux Européens [Chevalier et Percebois, 2008]. C'est possible vu la confortable rente dont bénéficie encore aujourd'hui le gaz russe. La conséquence en serait une meilleure compétitivité du gaz par rapport au charbon, notamment pour la production d'électricité. Une augmentation du prix du CO₂, voire l'introduction d'une taxe carbone, seraient en mesure de pénaliser le charbon, ce qui rétablirait la bonne hiérarchie des coûts marginaux dans la logique du merit order pour l'appel des centrales. De ce point de vue, les industriels allemands seraient défavorisés par rapport à leurs homologues français. La mise en exploitation d'hydrocarbures non conventionnels ne constitue qu'une option : il ne faut pas l'écarter trop hâtivement mais il est également nécessaire d'en examiner en détail les impacts environnementaux.

De nombreuses incertitudes subsistent en France et en Allemagne concernant la « transition énergétique » en cours. En France, on attend le vote d'une loi fin 2014, laquelle devrait confirmer ou non la réduction de la part du nucléaire à 50% du mix électrique à l'horizon 2025 et préciser les nouveaux mécanismes d'aide aux renouvelables. Le devenir des TRV pour les ménages est également en débat. En Allemagne, le consensus en faveur d'une sortie du nucléaire n'est pas remis en cause mais des questions restent ouvertes.

Les producteurs de renouvelables craignent pour l'avenir de leur filière si les aides sont réduites, comme c'est probable, les exploitants de centrales à gaz craignent pour la rentabilité de leurs investissements et les ménages sont inquiets devant la hausse continue du prix de l'électricité. Quels que soient les choix qui seront faits des deux côtés de la frontière, le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité en sera affecté.

7 REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [ADEME, 2013] Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (2013) : **Contribution de l'ADEME à l'élaboration de visions énergétique 2030-2050**, synthèse, juin 2013
- [ASN, 2014] Autorité de Sûreté Nucléaire (2014) : **Le calendrier des réexamens de sûreté**, www.asn.fr/Controler/Actualites-du-controle/Poursuite-d-exploitation/Calendrier
- [BAFA, 2013] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2013): **Aufkommen und Export von Erdgas – Entwicklung der Grenzübergangspreise ab 1991**
- [BDEW, 2013a] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2013) : **Kapazität und Erzeugung 2012 - Gesamte Elektrizitätswirtschaft**, décembre 2013
- [BDEW, 2013b] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2013) : **Strompreisanalyse, Haushalte und Industrie**, novembre 2013
- [BDEW, 2013c] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2013) : **Brutto-Stromerzeugung 2012 nach Energieträgern in Deutschland**
- [Beeker, 2012] Beeker Etienne (2012) : **La transition énergétique allemande est-elle soutenable ?**, note d'analyse, n° 281, CAS (Premier Ministre), septembre 2012
- [Benhmad et Percebois, 2013] Benhmad François et Percebois Jacques (2013) : **Les distorsions induites par les énergies intermittentes sur le marché spot de l'électricité**, Economies et Sociétés, EN, n°12, p. 275-297
- [BMWi, 2013a] Bundeministerium für Wirtschaft und Energie (2013) : **Energiedaten, Zahlen und Fakten, Nationale und internationale Entwicklung**
- [BMWi, 2013b] Bundeministerium für Wirtschaft und Energie (2013) : **Richtlinie für Beihilfen für Unternehmen in Sektoren bzw. Teilsektoren, bei denen angenommen wird, dass angesichts der mit den EU-ETS-Zertifikaten verbundenen Kosten, die auf den Strompreis abgewälzt werden, ein erhebliches Risiko der Verlagerung von CO₂-Emissionen besteht (Beihilfen für indirekten CO₂-Kosten)**, janvier 2013
- [BMWi, 2014] Bundeministerium für Wirtschaft und Energie (2014): **Gesetzentwurf der Bundesregierung Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts**, avril 2014
- [BNetzA, 2013] Bundesnetzagentur / Bundeskartellamt (2013) : **Monitoringbericht 2013**, décembre 2013
- [Box et Jenkins, 1976] Box, G., Jenkins, G. (1976) : **Time Series Analysis Forecasting and Control**, San Francisco
- [BP, 2013] BP (2013) : **BP Statistical Review of World Energy**, juin 2013
- [CAE, 2013] Conseil d'Analyse Economique (2013) : **Energie et compétitivité**, D. Bureau, L. Fontagné, P. Martin, n° 6, mai 2013

- [Chevalier et Percebois, 2008] Chevalier Jean-Marie et Percebois Jacques (2008) : **Gaz et électricité : un enjeu pour l'Europe et pour la France**, Rapport du Conseil d'Analyse Economique (CAE) du Premier Ministre, La Documentation Française
- [CI, 2013] Le Cercle de l'Industrie (2013) : **Impact de la politique énergétique sur la compétitivité des industries françaises – Recommandations pour une politique énergétique qui soutienne la compétitivité industrielle**, Paris, janvier 2013
- [Confais et al., 2014] Contreras, J., Espínola, R., Nogales, F.J., Conejo, A.J. (2014) : **Compétitivité des industriels électro-intensifs en France – Dynamiques sectorielles, rôle des prix de l'électricité, réalité des écarts de prix, leviers d'action possibles**, Roland Berger Strategy Consultants, février 2014
- [Contreras et al., 2003] Contreras, J., Espínola, R., Nogales, F.J., Conejo, A.J. (2003) : **ARIMA models to predict next-day electricity prices**, IEEE Transactions on Power Systems, 18(3), 1014-1020
- [Cour des comptes, 2012a] Cour des comptes (2012) : **Les coûts de la filière électronucléaire**, La Documentation Française
- [Cour des comptes, 2012b] Cour des comptes (2012) : **La contribution au service public de l'électricité (CSPE) : Suites données aux observations de la Cour dans le rapport public 2011**
- [Cour des comptes, 2014] Cour des comptes (2014) : **Le coût de production de l'électricité nucléaire, actualisation 2014**, La Documentation Française
- [CRE, 2011] Commission de Régulation de l'Energie (2011) : **Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 juillet 2011 portant communication sur les résultats de l'expérimentation d'Electricité Réseau Distribution France (ERDF) relative au dispositif de comptage évolué Linky**
- [CRE, 2013a] Commission de Régulation de l'Energie (2013) : **Analyse de la compétitivité des entreprises intensives en énergie : comparaison France-Allemagne**, juin 2013
- [CRE, 2014b] Commission de Régulation de l'Energie (2014) : **Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz naturel**, Marchés de détail, 4^{ème} trimestre 2013
- [CRE, 2013c] Commission de Régulation de l'Energie (2013) : **Charges prévisionnelles au titre de l'année 2014**
- [CRE, 2013d] Commission de Régulation de l'Energie (2013) : **Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 12 décembre 2013 portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT**
- [CRE, 2013e] Commission de Régulation de l'Energie (2013) : **Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 3 avril 2013 portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTB**
- [CRE, 2013f] Commission de Régulation de l'Energie (2013) : **Analyse des coûts de production et de commercialisation d'EDF dans le cadre des tarifs réglementés de vente d'électricité**
- [DECC, 2013] Department of Energy and Climate Change (2013) : **Fossil fuel price projections**
- [DENA, 2012a] Deutsche Energie-Agentur GmbH (2012) : **Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030**, décembre 2012
- [DENA, 2012b] Deutsche Energie-Agentur GmbH (2012) : **Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt**, Endbericht, Berlin, août 2012

- [DFIU, 2014] Deutsch-Französisches Institut für Umweltforschung (2014) : **Base de données technico-économique**, DFIU/IIP, Karlsruher Institut für Technologie, 2014
- [DGCIS, 2013] Direction Générale de la Compétitivité, de l'Industrie et des Services (2013) : **Les entreprises électro-intensives, concentrées dans quelques secteurs, sont stratégiques pour l'économie**, Le 4 pages, n°25, avril 2013
- [DGT, 2013] Direction Générale du Trésor (2013) : **Comparaison des prix de l'électricité en France et en Allemagne**, L. Oriol, T. Meinzel, D. Pescia, F. Lehmann, n° 2013/05, novembre 2013
- [Dickey et Fuller, 1981] Dickey, D. A. et Fuller W. A. (1981) : **Likelihood Ratio Statistics for Autoregressive Time Series with a Unit Root**, *Econometrica* 49, 1057-1072
- [EC, 2010] European Commission (2010) : **National Renewable Energy Action Plans**
- [EC, 2013] European Commission (2013) : **EU Energy in Figures, Statistical Pocketbook 2013**
- [EC, 2014] European Commission (2014) : **Energy prices and costs report**, Commission Staff Working Document, mars 2014
- [E-CUBE, 2013] E-Cube Strategy Consultants (2013) : **Etude sur la valeur et les coûts de l'éolien sur le système électrique français**, synthèse (13 p.), février 2013
- [EEX, 2014] European Energy Exchange (2014) : **Settlement Price for European Emission Allowances**, Statistical Data
- [EIA, 2013] U.S. Energy Information Administration (2013) : **Total Electric Power Industry Summary Statistics, 2012 and 2011**, décembre 2013
- [ENTSOE, 2012] European Network of Transmission System Operators for Electricity (2012) : **Ten-Year Network Development Plan 2012**
- [ENTSOE, 2013] European Network of Transmission System Operators for Electricity (2013) : **Country Data Packages**, www.entsoe.eu/data/data-portal/country-packages/
- [ENTSOE, 2014] European Network of Transmission System Operators for Electricity (2014) : **ENTSO-E Transparency Platform**
- [Enzensberger, 2003] Enzensberger Norbert (2003) : **Entwicklung und Anwendung eines Strom- und Zertifikatmarktmodells für den europäischen Energiesektor**, Thèse de doctorat du Karlsruher Institut für Technologie (KIT)
- [EPEXSPOT, 2014] EPEX Spot (2014) : **Prix spot en base en France et en Allemagne, données statistiques 2013**
- [Eurostat, 2014] Eurostat (2014) : **Composants des prix de l'électricité pour consommateurs domestiques et industriels, à partir de 2007, données annuelles**
- [EWEA, 2010] European Wind Energy Association (2010) : **Wind Energy and Electricity Prices – Exploring the 'merit order effect'**, A literature review by Pöyry for the European Wind Energy Association
- [EWI, 2012] Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (2012): **Flexibility options in European electricity markets in high RES-E scenarios**, Study on behalf of the International Energy Agency (IEA), Final report
- [Feix et al., 2013] Feix Olivier (50Hertz Transmission GmbH), Obermann Ruth (Amprion GmbH), Strecker Marius (TenneT TSO GmbH), Brötel Angela (TransnetBW GmbH) (2013) : **Netzentwicklungsplan Strom 2013**, zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber

- [Fichtner et al., 2013] Fichtner, W.; Suwala, W. et al. (2013): **Shaping our energy system – combining European modelling expertise - Case studies of the European energy system**. Report by the Energy System Analysis Agency ESA². Disponible sur : <http://esa2.eu/reports>
- [Genoese et al., 2012] Genoese, M.; Genoese, F.; Fichtner, W. (2012) : **Model based Analysis of the Impact of Capacity Markets**, 9th International Conference on the European Energy Market, 2012
- [Hansen et Percebois, 2010] Hansen Jean-Pierre et Percebois Jacques (2010) : **Energie : économie et politiques**, Préface de Marcel Boiteux, Avant-propos de Jean Tirole, Editions de Boeck, 780 p.
- [Hundt et al., 2009] Hundt Matthias, Barth Rüdiger, Sun Ninghong, Wissel Steffen, Voß Alfred (2009) : **Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergie im Erzeugungsportfolio – Technische und ökonomische Aspekte**, Stuttgart, octobre 2009
- [IEA, 2011] International Energy Agency (2011) : **World Energy Outlook**, OECD/IEA, 2011
- [IEA, 2012a] International Energy Agency (2012) : **Power Generation in the New Policies and 450 Scenarios – Assumed investment costs, operation and maintenance costs and efficiencies in the IEA World Energy Outlook 2012**
- [IEA, 2012b] International Energy Agency (2012) : **CO₂ emissions from fuel combustion**, 2012 edition, OECD/IEA
- [Keles et al., 2012] Keles Dogan, Genoese Massimo, Möst Dominik et Fichtner Wolf (2012) : **Comparison of extended mean reversion and time series models for electricity spot price simulation considering negative prices**, Energy economics, Vol. 34, Iss. 4, p. 1012-1032, 2012
- [Klobasa et Ragwitz, 2004] Klobasa Marian et Ragwitz Mario (2004) : **Large Scale Integration of Renewable Energy Resources into the EU Energy System – Realisable Potential and Costs**, Final Report, Fraunhofer ISI, Karlsruhe
- [Koalitionsvertrag, 2013] Koalitionspartner CDU, CSU und SPD (2013) : **Deutschlands Zukunft gestalten**, Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 18. Legislaturperiode
- [Kostková et al., 2013] Kostková, K., Omelina, L., Kycina, P., Jamrich, P. (2013): **An introduction to load management**, Electrical Power System Research, Nr. 95, S. 184-191.
- [Krzikalla et al., 2013] Krzikalla, N., Achner, S., & Brühl, S. (2013): **Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien**, BET, Aachen.
- [Matthes, 2013] Matthes Felix (2013) : **Aktuelle Stromkosten für die energieintensiven Industrien in Deutschland**, Öko-Institut e.V.
- [Möst, 2006] Möst Dominik (2006) : **Zur Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft in liberalisierten Elektrizitätsmärkten**, Thèse de doctorat du Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Peter Lang Verlag
- [Mugele et al., 2005] Mugele, C., Rachev, S., Truck, S. (2005) : **Stable modeling of different European power markets**, Investment Management and Financial Innovations 2 (3), 65–85
- [Natixis, 2013] Natixis (2013) : **Coûts de production de l'industrie : travail et énergie**, Flash Economie, n° 835, 21 novembre 2013
- [Netztransparenz, 2014] Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber: www.netztransparenz.de/
- [Netztransparenz, 2013a] Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (2013) : **Konzept zur Prognose und Berechnung der EEG-Umlage 2014 nach AusglMechV**, octobre 2013

- [Netztransparenz, 2013b] Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (2013) : **EEG-Mengentestat 2012 auf Basis von WP-Bescheinigungen: Angaben zu Stromeinspeisemengen und Vergütungen nach EEG**, 26 juillet 2013
- [Netztransparenz, 2013c] Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (2013) : **Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW veröffentlichen EEG-Mittelfristprognose und Prognose der realistischen Bandbreite der EEG-Umlage 2015**, 15 novembre 2013
- [OCDE, 2012] Organisation de Coopération et de Développement Economiques (OCDE) / Agence pour l’Energie Nucléaire (AEN) (2012) : **Energies nucléaire et renouvelables, effets systémiques dans les réseaux électriques bas carbone**, synthèse
- [Percebois et Mandil, 2012] Percebois Jacques et Mandil Claude (2012) : **Rapport Energies 2050**, rapport sur des scénarios énergétiques 2030-2050, DGEC et CAS (534 p.), La Documentation Française
- [PointCarbon, 2013] Point Carbon (2013) : **European carbon market to remain oversupplied until 2027**, Thomson Reuters, septembre 2013
- [Prognos, 2011a] Prognos AG, EWI, GWS (2011) : **Energieszenarien 2011**, Projekt Nr. 12/10 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, juillet 2011
- [Prognos, 2011b] Prognos AG (2011) **Die Energiewende und Auswirkungen auf die Strompreise**, Vortrag von Marco Wunsch, Dresden, novembre 2011
- [Rentz et al., 2005] Rentz Otto, Dhainaut Marielle et Karl Ute (2005) : **La modélisation des systèmes énergétiques : les modèles de la famille PERSEUS**, DFIU, EIFER
- [Rosen, 2008] Rosen Johannes (2008) : **The future role of renewable energy sources in European electricity supply – A model-based analysis for the EU-15**, Thèse de doctorat du Karlsruher Institut für Technologie (KIT)
- [RTE, 2011] Réseau de Transport d’Electricité (2011) : **Statistiques de l’énergie électrique en France 2010**
- [RTE, 2012] Réseau de Transport d’Electricité (2012) : **Bilan Prévisionnel de l’équilibre offre-demande d’électricité en France**
- [RTE, 2013a] Réseau de Transport d’Electricité (2013) : **Actualisation du bilan prévisionnel de l’équilibre offre-demande d’électricité en France**
- [RTE, 2013b] Réseau de Transport d’Electricité (2013) : **Bilan électrique 2012**
- [RTE, 2013c] Réseau de Transport d’Electricité (2013) : **Parc de référence des groupes concernés par les publications au 01/01/2013**
- [Stoft, 2002] Stoft Steven (2002) : **Power System Economics : Designing Markets for Electricity**, MIT Press
- [UBA, 2013] Umweltbundesamt (2013) : **Politiksznarien für den Klimaschutz VI Treibhausgas, Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030**, Climate Change, avril 2013
- [UFE, 2012] Union Française de l’Electricité (2012) : **Electricité 2030 - Quels choix pour la France ?**, Étude réalisée par l’UFE avec le concours du cabinet Estin&Co
- [Wietschel et al., 1997] Wietschel Martin, Fichtner Wolf, Rentz Otto (1997) : **Integration of price-depending demand reactions in an optimising energy emission model for the development of CO₂-mitigation strategies**, in: European Journal of Operation Research

[Zagamé, 2008] Zagamé Paul (2008) : **Modèles de l'énergie et nouvelles théories du progrès technique**, Conseil Français de l'Energie, Université Paris 1