Nolwenn KHY

F21003

Majeure Finance

MEMOIRE DE RECHERCHE

LES CONSEQUENCES DE LA SORTIE ALLEMANDE DU NUCLEAIRE SUR LA PRODUCTION DE GAZ NATUREL

Sous la direction de Monsieur Jean-Pierre François

Rédigé en Français **2011-2012** **GROUPE HEC**

RESUME

L'objectif de ce travail de recherche est de mesurer les conséquences que la décision prise par le gouvernement allemand de sortir du nucléaire suite à l'accident de Fukushima aura sur la production de gaz naturel. L'auteur s'intéressera à l'électricité produite par les centrales allemandes et essaiera de comprendre par quelles sources d'énergie le déficit énergétique résultant de la fermeture des réacteurs nucléaires allemands sera comblé. Pour cela, l'auteur étudiera successivement la place que les énergies renouvelables et les énergies fossiles (charbon et gaz) occuperont dans le mix énergétique de l'Allemagne sur le court, moyen et long terme, et terminera par s'intéresser au choix qui se pose à l'Allemagne quant à une hausse des importations ou une hausse de la production (permise par la construction de nouvelles centrales électriques) pour combler ce déficit énergétique.

REMERCIEMENTS

J’adresse mes plus sincères remerciements à Monsieur Jean-Pierre François pour avoir été un excellent tuteur de recherche, pour le temps qu’il a bien voulu me consacrer, pour l’aide qu’il m’a apportée tout au long de mon travail et pour les connaissances qu’il m’a transmises sur le marché du gaz.

HEC PARIS

SOMMAIRE

1. Introduction 6

1.1 Revirement de la politique énergétique allemande 6

1.2 Mix énergétique de l'Allemagne 8

1.3 Quantification de l'électricité à produire pour remplacer celle fournie par les réacteurs nucléaires 9

2. Face à la pression politique et sociale en faveur des énergies renouvelables, les énergies fossiles vont-elles continuer à occuper une place de choix dans le mix énergétique de l'Allemagne sur le long terme ? 15

2.1 Un contexte politique en faveur des énergies renouvelables 15

2.2 Quantification : le déficit en électricité résultant de la fermeture des réacteurs nucléaires pourrait-il être intégralement comblé par de l'électricité produite à partir des énergies renouvelables ? 18

2.3 Des problèmes inhérents aux énergies renouvelables qui induisent un besoin accru en énergies fossiles 27

2.3.1 Difficultés liées à la continuité de la production 27

2.3.2 Difficultés liées à la distribution et à la transmission 30

3. Gaz ou charbon : laquelle de ces énergies fossiles deviendra le complément idéal des énergies renouvelables ? 32

3.1 Le prix restera l'élément qui fera la différence entre les deux sources d'énergie fossile 33

3.1.1 Etude des cas dans lesquels un passage du charbon au gaz pourrait se produire au niveau de la centrale 33

3.1.2 Evolution du prix des combustibles dans le *forward* 37

3.2 Quels sont les facteurs qui peuvent impacter à la baisse le prix du gaz ? 38

3.2.1 Les évolutions de marché 38

3.2.1.1 La libéralisation du marché du gaz 38

3.2.1.2 Le développement du marché spot 39

3.2.1.3 Le développement des *trading hubs* 41

3.2.2 Le développement des infrastructures 42

3.2.2.1 Le développement des pipelines 42

3.2.2.2 Le développement des terminaux de regazéification 43

3.2.2.3 Le développement des capacités de stockage du gaz 44

3.2.3 Les évolutions technologiques 45

3.2.3.1 Technologies en matière de transport et stockage du gaz 45

3.2.3.2 Technologies d'extraction permettant l'arrivée sur le marché de nouvelles ressources 47
3.2.3.3 Technologies en rapport avec la production d'électricité 49
3.3 Quels sont les autres éléments qui pourraient intervenir en faveur du gaz ? 50
3.3.1 La problématique environnementale 50
3.3.2 Le rôle des pouvoirs publics 52
3.4 Les éléments précédents sont-ils suffisants pour permettre un passage du charbon au gaz ou sont-ils contrebalancés par des évolutions similaires sur le marché du charbon ? 53
4. Importations d'électricité ou construction de nouvelles centrales électriques ? 56
4.1 Etat du réseau et étude des capacités existantes 56
4.1.1 Les difficultés liées au réseau 56
4.1.2 La réduction de la réserve de sécurité 57
4.2 Les importations d'électricité, une solution à court terme 60
4.2.1 La situation à court terme 60
4.2.2 Les aspects politiques 62
4.3 La nécessité de construire de nouvelles centrales 65
4.3.1 Un parc vieillissant 65
4.3.2 Quel type de centrale les opérateurs sont-ils incités à construire ? 66
5. Conclusion 69
6. Annexes 71
7. Bibliographie 91

1. Introduction

1.1 Revirement de la politique énergétique allemande

Face à l'ampleur des récentes catastrophes écologiques liées à l'exploitation des ressources pétrolières et au fonctionnement des centrales nucléaires, les différentes politiques énergétiques ont été mises à rude épreuve et ont créé une forte pression sur la classe politique. En effet, en avril 2010, l'incident qui se produisit sur la plate-forme pétrolière Deepwater Horizon de British Petroleum dans le Golfe du Mexique et qui entraîna la plus grosse catastrophe écologique des dernières décennies souleva un certain nombre de débats sur la politique énergétique mondiale : la polémique sur le danger lié aux exploitations pétrolières revint sur le devant de la scène et les programmes nucléaires furent également sortis des placards, près de vingt-cinq ans après l'accident nucléaire de Tchernobyl.

Moins d'un an plus tard, alors que British Petroleum essayait tant bien que mal de réparer les dégâts causés par l'incident, une autre catastrophe énergétique se produisit à l'autre extrémité de la planète : suite à un séisme de magnitude neuf qui secoua la côte est de Honshu le 11 mars 2011, un tsunami de plus de dix mètres de haut déferla sur l'archipel japonais, détruisant de nombreux villages et provoquant un accident nucléaire dans la centrale de Fukushima Daiichi[1], accident du même degré de gravité que celui qui se produisit à Tchernobyl en 1986.

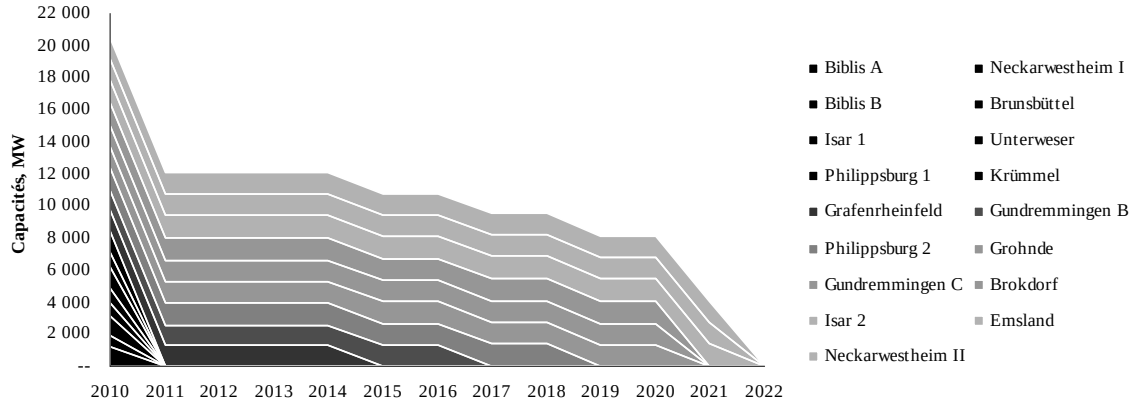
La catastrophe nucléaire de Fukushima entraîna une remise en cause des programmes nucléaires sur le continent européen et affecta tout particulièrement la politique énergétique allemande. En effet, suite à l'accident, le tournant énergétique pris par l'Allemagne, déjà engagé après la catastrophe de Tchernobyl, fut accéléré, combinant l'avance du pays en matière de recyclage et d'énergies renouvelables avec la consolidation du partenariat avec la Russie pour sécuriser les approvisionnements en gaz, la modernisation thermique du parc immobilier et l'amélioration de l'efficacité des réseaux.

L'accident de Fukushima entraîna notamment un véritable revirement de la politique nucléaire allemande. Peu avant l'accident, une loi permettant l'allongement de la durée de vie moyenne des réacteurs nucléaires avait été votée en Allemagne. Or, immédiatement après l'accident, la chancelière Angela Merkel, confrontée à une position antinucléaire croissante de

[1] Infographie publiée par Le Monde le 13-04-11.

l'opinion publique, annonça l'arrêt immédiat et temporaire des sept centrales nucléaires allemandes les plus anciennes ainsi que l'arrêt de la centrale de Krümmel, qui avait fait face à plusieurs incidents depuis sa mise en service en 1984. Seulement deux mois plus tard, l'Allemagne annonça la fermeture définitive de ces centrales, ainsi que la fermeture progressive des neuf centrales restantes, devant aboutir à une sortie définitive du nucléaire prévue à horizon 2022[2].

Figure 1 – Calendrier de fermeture des centrales nucléaires allemandes



Source: RWE.

Le tournant énergétique entrepris par l'Allemagne ne se limite pas seulement à la sortie définitive du nucléaire : il s'agit d'un véritable revirement en matière de politique énergétique, notamment à travers une forte promotion des énergies renouvelables et de l'éolien offshore, les plans de la coalition pour remplacer le nucléaire incluant entre autres la construction de 25 GW d'éoliennes offshore sur une période de vingt ans. La coalition prévoirait également la construction de centrales à gaz, confirmant l'attrait des gouvernements pour le gaz, tendance développée dans un rapport publié par l'Agence Internationale de l'Energie suite à l'accident nucléaire de Fukushima et intitulé *« Are we entering a golden age of gas »*, mettant en avant le gaz comme le grand vainqueur des politiques énergétiques actuelles. Il convient donc de se demander s'il semble raisonnable de penser que le gaz pourrait se tailler la part du lion en Allemagne suite à l'arrêt des réacteurs nucléaires, ou s'il sera devancé par une forte promotion des énergies renouvelables ou le retour au charbon, principale énergie fossile en concurrence avec le gaz.

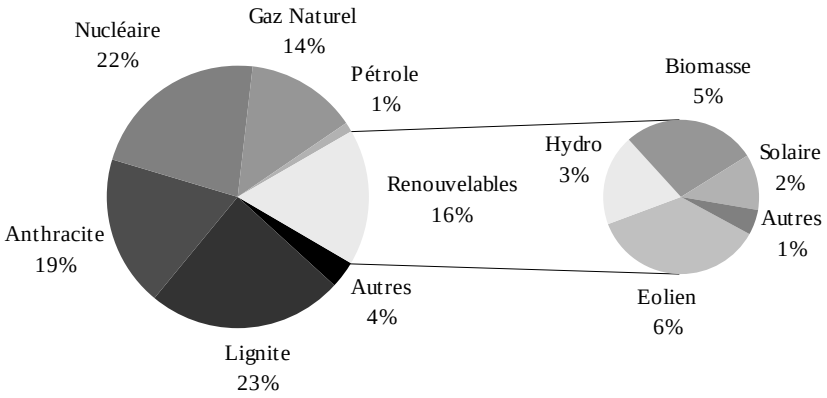
[2] Se référer à l'annexe 3 pour plus d'informations sur les centrales nucléaires allemandes.

1.2 Mix énergétique de l'Allemagne

Pour mieux comprendre quel sera le mix énergétique allemand dans les années à venir et pour mesurer l'impact que la fermeture des réacteurs nucléaires aura sur le paysage énergétique allemand, il est en premier lieu nécessaire de s'intéresser au mix énergétique actuel du pays et de mesurer les pertes en quantité d'électricité produite que vont occasionner cette fermeture.

S'intéresser au mix énergétique de l'Allemagne revient à regarder la part qu'occupe chaque type de centrale électrique (catégorisées en fonction de la source d'énergie primaire que la centrale utilise pour produire de l'énergie électrique) dans le total de l'électricité produite dans le pays (total exprimé en GWh). En 2010, les centrales électriques allemandes ont produit un total de 621 TWh d'électricité à partir des sources d'énergie primaire qui sont présentées dans le graphique ci-dessous :

Figure 2 – Mix énergétique de l'Allemagne pré phase-out[3]



Source: BDEW.

Ce graphique montre qu'avant la décision prise par le gouvernement allemand de sortir du nucléaire, les réacteurs nucléaires allemands fournissaient près de 22% de la production d'électricité du pays. Le nucléaire représentait alors la deuxième source d'électricité du pays, derrière le charbon (anthracite et lignite permettant la production de 42% de l'électricité allemande) et devant les énergies renouvelables et le gaz naturel. Les énergies fossiles, essentiellement constituées du charbon et du gaz, le pétrole n'étant utilisé

[3] Données chiffrées disponibles en annexe 5.

que majoritairement dans les périodes de pointe, comptaient pour l'essentiel du mix énergétique allemand (60% de l'électricité produite), mais les énergies renouvelables sont toutefois assez bien représentées : parmi ces énergies, l'énergie éolienne est la plus grande contributrice à la production d'électricité du pays, l'énergie solaire ne représentant qu'une faible part du total malgré le fait que l'Allemagne dispose du plus grand parc solaire photovoltaïque[4] en Europe.

Le mix énergétique allemand tel que présenté précédemment permet de montrer que le nucléaire ne pourra probablement être remplacé que par des énergies fossiles (charbon et/ou gaz naturel), des énergies renouvelables (essentiellement éolien ou solaire, l'énergie hydraulique ne présentant qu'un potentiel de développement limité) ou par une combinaison des deux.

Toutefois, avant de rentrer plus en détail dans l'étude des sources d'énergie qui pourront remplacer le nucléaire, il est nécessaire de commencer par quantifier le « manque à combler »[5] en TWh issu de la fermeture des centrales nucléaires.

1.3 Quantification de l'électricité à produire pour remplacer celle fournie par les réacteurs nucléaires[6]

Pour quantifier l'impact que va avoir la décision du gouvernement allemand sur le mix énergétique du pays, il est intéressant d'adopter une approche dynamique et de rapporter les quantités perdues en terme de production d'électricité à l'évolution de la consommation allemande d'électricité. Afin de parvenir à une estimation du « manque à combler », deux étapes principales ont été réalisées :

- Etape 1 : estimation de la quantité d'électricité produite par type de centrale de 2011 à 2030 à partir des données de fermeture et d'ouverture de centrales sur la

[4] Selon l'International Energy Agency, l'Allemagne dispose de la plus grande capacité photovoltaïque au monde (exprimée en MW), suivie par le Japon, l'Espagne, l'Italie, les Etats-Unis et la France (données publiées en 2011 dans un rapport intitulé *« Trends in photovoltaic applications »*).

[5] Le terme « manque à combler » sera utilisé à plusieurs reprises au sein ce document. Nous verrons par la suite que ce terme nous sert à désigner la quantité d'électricité manquante (exprimée en TWh) suite à la fermeture des centrales nucléaires jusqu'en 2022 combinée à la balance ouvertures/fermetures de centrales à énergie conventionnelle entre 2011 et 2014.

[6] Se référer à l'annexe 7 pour le détail des calculs et des hypothèses retenues.

période 2011-2014 fournies par la Bundesnetzagentur, et de l'échelonnement annoncé des fermetures des centrales nucléaires

- Etape 2 : comparaison de cette électricité produite à la consommation estimée d'électricité en Allemagne, extrapolée à partir des prévisions de croissance du produit intérieur brut de l'Allemagne fournies par l'Economist Intelligence Unit, et calcul du « manque à combler » exprimé en TWh

A partir de cette estimation du « manque à combler », nous avons entrepris dans un troisième temps de calculer la consommation de gaz supplémentaire (exprimée en bcm) qui pourrait résulter d'un remplacement par de l'électricité produite dans des centrales à gaz. Le but de notre travail de recherche étant d'évaluer l'impact de la décision allemande sur la production de gaz naturel, ce dernier calcul nous permettra d'obtenir une valeur plancher de consommation de gaz supplémentaire que nous chercherons à affiner par la suite de notre travail.

Etape 1 : estimation de la quantité annuelle d'électricité produite en Allemagne sur les vingt prochaines années

Suite à l'annonce du moratoire nucléaire en mars 2011, les huit centrales nucléaires allemandes les plus anciennes, représentant une capacité installée totale de 8 409 MW, furent immédiatement retirées du système. Ces huit centrales incluent entre autres les centrales de Brunsbüttel et de Krümmel, représentant à elles deux une capacité de 2 117 MW, qui étaient déjà hors connexion en 2010[7] et qui par conséquent ont été retirées du calcul (conduisant donc à une perte de capacité de 6 292 MW en 2011). Les neuf centrales nucléaires allemandes restantes devraient être retirées progressivement du système à horizon 2022[8].

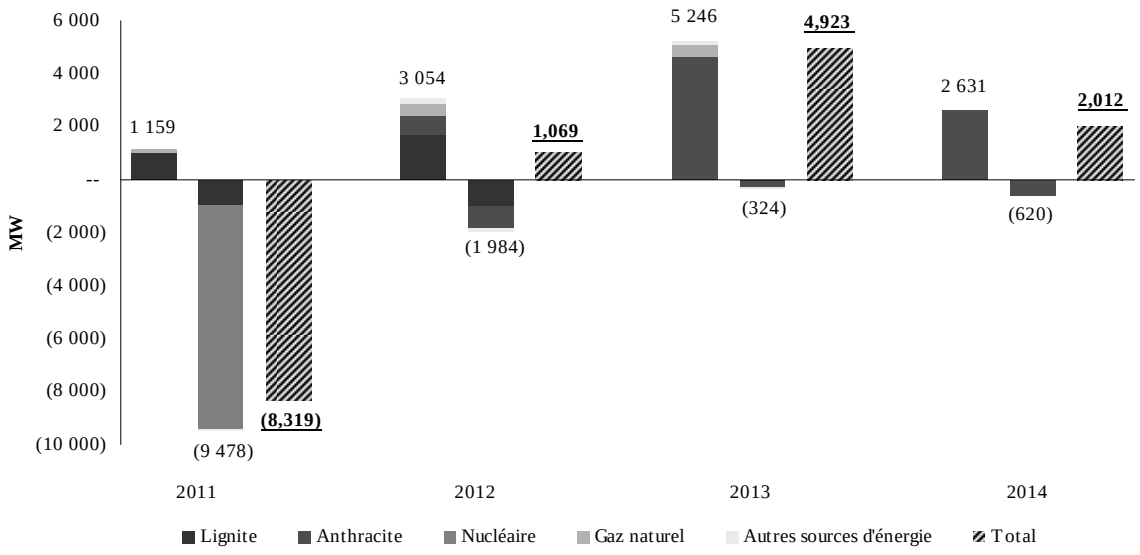
En plus de la fermeture des réacteurs nucléaires ont été comptabilisées dans notre estimation de la quantité d'électricité perdue en Allemagne sur les vingt prochaines années les capacités de production d'électricité des centrales fonctionnant à partir d'énergies conventionnelles qui devraient entrer en service ou être mises hors service sur la période

[7] Information provenant de la base de données de l'International Atomic Energy Agency sur l'électricité produite par les différents réacteurs nucléaires. Selon cette base de données, les centrales de Brunsbüttel et de Krümmel produisirent 0 TWh d'électricité en 2011.

[8] La centrale de Grafenrheinfeld devrait être arrêtée en 2015, celle de Gundremmingen B en 2017, de Philippsburg 2 en 2019, de Grohnde, Gundremmingen C et Brokdorf en 2021, de Isar 2, Emsland et Neckarwestheim II en 2022. Se référer à l'annexe 3.

2011-2014[9]. Le total net de ces capacités (centrales entrant en service moins centrales retirées du réseau) est présenté dans le graphique ci-dessous[10] :

<u>Figure 3</u> – Capacités construites et fermées en Allemagne sur la période 2011-2014 (centrales électriques fonctionnant à partir de sources d'énergie conventionnelles, excluant les énergies renouvelables)



Source: Bundesnetzagentur.

Une fois les capacités perdues estimées, il est possible de calculer de combien la production d'électricité par type de centrale en Allemagne devrait être diminuée chaque année (passage de données exprimées en MW à des données exprimées en TWh), en prenant des hypothèses sur les facteurs de charge des différents types de centrales électriques[11]. Les calculs effectués donnent les chiffres suivants pour l'ensemble de la période s'étendant de 2011 à 2030 :

- Un gain de 5 TWh lié à des mises en service de centrales au lignite supérieures aux fermetures
- Un gain de 35 TWh lié à des mises en service de centrales à anthracite supérieures aux fermetures
- Une perte de 126 TWh liée à la mise hors connexion des centrales nucléaires

[9] Ces capacités ont été estimées uniquement sur la période 2011-2014 en raison de l'absence d'informations officielles pour les années suivantes.
[10] A noter que ce graphique n'inclut que les capacités déjà en construction.
[11] Facteurs de charge utilisés : lignite 72%, anthracite 62%, nucléaire 78%, gaz naturel 47%. Se référer à l'annexe 7 pour le calcul de ces facteurs de charge.

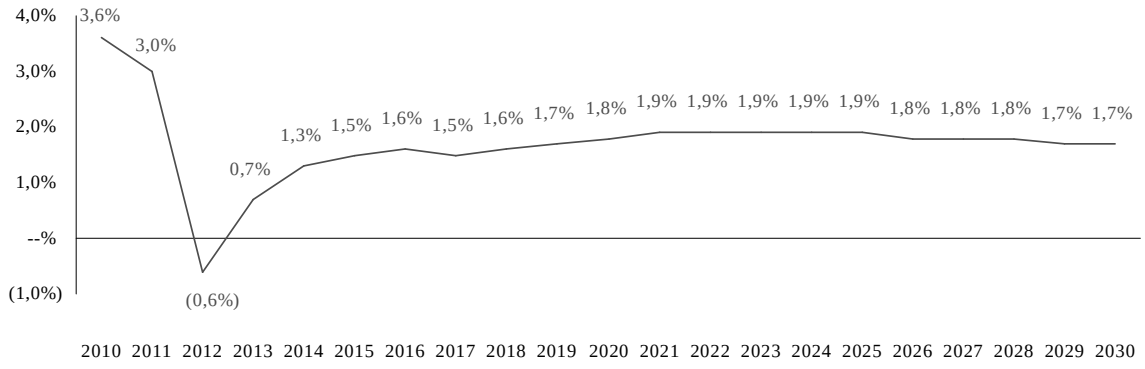
- Un gain de 4 TWh lié à des mises en service de centrales à gaz

En tenant compte des impacts précédents (que nous connaissons pour chaque année), en ne supposant ni ouvertures ni fermetures de centrales « conventionnelles » à partir de 2015 (au vu de l'absence d'informations sur le long terme), et en ne tenant pas compte de l'évolution des capacités installées en matière d'énergies renouvelables, nous pouvons ainsi parvenir à une estimation de la quantité d'électricité qui sera produite annuellement en Allemagne entre 2011 et 2030, en nous basant sur la quantité d'électricité produite en 2010[12].

Etape 2 : estimation du « manque à combler » exprimé en TWh

Notre estimation de la quantité d'électricité qui sera produite en Allemagne entre 2011 et 2030 doit ensuite être rapportée à l'évolution de la consommation d'électricité du pays, que nous extrapolons à partir des prévisions de croissance du produit intérieur brut allemand communiquées par l'Economist Intelligence Unit.

Figure 4 – Prévisions de croissance du produit intérieur brut allemand

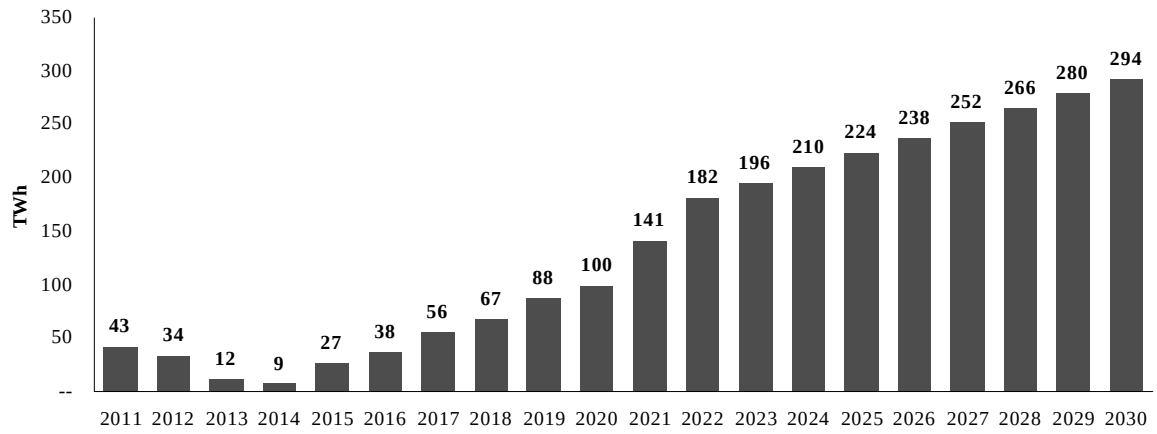


Source: EIU.

En supposant pour terminer une balance importations / exportations égale à zéro sur la période d'extrapolation[13], nous parvenons à une estimation du « manque à combler » résultant des ouvertures et fermetures de centrales dans les années à venir :

[12] Se référer à l'annexe 7 pour le détail des calculs effectués.
[13] Nous sommes conscients que les producteurs d'électricité sont déjà engagés dans des contrats long-terme d'exportation et d'importation, toutefois nous supposons ici que ces contrats sont négligeables par souci de simplification et par absence d'informations précises sur le sujet.

Figure 5 – Estimations du « manque à combler », exprimé en TWh, résultant de la fermeture des centrales nucléaires et des ouvertures/fermetures prévues de centrales à énergies conventionnelles sur la période 2011-2014



Calculs effectués par l'auteur. Le détail des calculs ainsi que les hypothèses retenues sont disponibles en annexe 7. Il faut noter que deux jeux d'hypothèses quant aux facteurs de charge ont été étudiés, et qu'ont été retenus les facteurs de charge calculés à partir du mix énergétique de l'Allemagne en 2010.

Ce « manque à combler » nous servira de base pour nos estimations futures (consommation supplémentaire de gaz et calculs effectués dans la première partie du développement de ce rapport relatifs au remplacement par les énergies renouvelables).

Etape 3 : estimation d'une valeur plancher de consommation de gaz supplémentaire (en bcm)

Comme expliqué précédemment, le but de ce travail de recherche est de mesurer l'impact qu'aura la fermeture des centrales nucléaires allemandes sur la production de gaz naturel. A partir de notre calcul du « manque à combler », et en supposant un remplacement par de l'électricité produite à partir du gaz à hauteur de 100%, nous pouvons obtenir une valeur plancher de la consommation de gaz supplémentaire qui serait nécessaire pour combler le déficit énergétique laissé par l'arrêt des réacteurs nucléaires allemands. Ces valeurs planchers sont les suivantes :

- +15,0 bcm en 2020
- +33,6 bcm en 2025
- +44,0 bcm en 2030

Tableau 1 – Augmentation de la consommation en gaz de l'Allemagne résultant du remplacement du manque calculé précédemment par de l'électricité produite dans des centrales à gaz

Augmentation de la consommation de gaz de 2011 à 2020

			2011E	2012E	2013E	2014E	2015E	2016E	2017E	2018E	2019E	2020E
Si 100% de remplacement par le gaz	bcm	100%	6,4	5,0	1,8	1,4	4,1	5,6	8,4	10,0	13,2	15,0
Si 70% de remplacement par le gaz	bcm	70%	4,5	3,5	1,3	1,0	2,9	4,0	5,9	7,0	9,2	10,5
Si 30% de remplacement par le gaz	bcm	30%	1,9	1,5	0,5	0,4	1,2	1,7	2,5	3,0	3,9	4,5

Augmentation de la consommation de gaz de 2021 à 2030

			2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
Si 100% de remplacement par le gaz	bcm	100%	21,2	27,3	29,4	31,5	33,6	35,7	37,8	39,9	41,9	44,0
Si 70% de remplacement par le gaz	bcm	70%	14,8	19,1	20,6	22,0	23,5	25,0	26,4	27,9	29,4	30,8
Si 30% de remplacement par le gaz	bcm	30%	6,3	8,2	8,8	9,4	10,1	10,7	11,3	12,0	12,6	13,2

Calculs effectués par l'auteur. Le détail des calculs ainsi que les hypothèses retenues sont disponibles en annexe. Les chiffres présentés sont cumulatifs.

Connaissant ces valeurs plancher, le problème qui se pose désormais est de parvenir à une estimation du pourcentage du « manque à combler » qui sera effectivement remplacé par de l'électricité produite à partir du gaz naturel dans les vingt prochaines années. L'étude de la compétitivité du gaz par rapport à ses sources d'énergie concurrentes, qui sont principalement les énergies renouvelables et le charbon, constituera un élément clé dans la résolution de ce problème.

Ainsi, pour étudier l'impact de la décision allemande sur la consommation de gaz naturel, nous commencerons par nous demander si les énergies fossiles continueront à occuper une place de choix dans le mix énergétique de l'Allemagne sur le long terme. Nous chercherons ici à mesurer la capacité de l'Allemagne à produire de l'électricité à partir des énergies renouvelables. Dans une seconde partie, nous nous concentrerons sur les énergies fossiles et chercherons à voir dans quelle mesure le gaz sera plus compétitif que le charbon. Nous nous intéresserons essentiellement à l'évolution du prix des deux sources d'énergies primaires, principal déterminant du choix du combustible utilisé pour la production d'électricité. Puis nous terminerons notre analyse en nous intéressons au choix qui se pose à l'Allemagne quant à une hausse des importations ou une hausse de la production (permise par la construction de nouvelles centrales électriques) pour combler le déficit énergétique.

2. Face à la pression politique et sociale en faveur des énergies renouvelables, les énergies fossiles vont-elles continuer à occuper une place de choix dans le mix énergétique de l'Allemagne sur le long terme ?

Pour évaluer les conséquences de la sortie de l'Allemagne du nucléaire sur la production de gaz naturel, la première étape de notre raisonnement va consister à nous demander si les énergies fossiles vont continuer de compter pour la majorité de la production d'électricité en Allemagne. Cette approche revient à étudier la place que vont occuper les énergies renouvelables dans le mix énergétique. Nous verrons tout d'abord que le contexte politique est aujourd'hui très favorable au développement des énergies renouvelables pour produire de l'électricité. Nous essaierons ensuite de voir s'il nous paraît raisonnable que l'intégralité du « manque à combler » calculé précédemment puisse être remplacé par de l'électricité produite à partir des énergies renouvelables. Pour cela, nous quantifierons ce que les objectifs allemands représentent en termes d'électricité produite et ce qu'un remplacement du déficit énergétique à hauteur de 100% par les énergies renouvelables représenterait en termes de TWh. Nous terminerons cette analyse par évoquer les problèmes inhérents aux énergies renouvelables, qui seront la clé d'un besoin futur accru en énergies fossiles.

2.1 Un contexte politique en faveur des énergies renouvelables

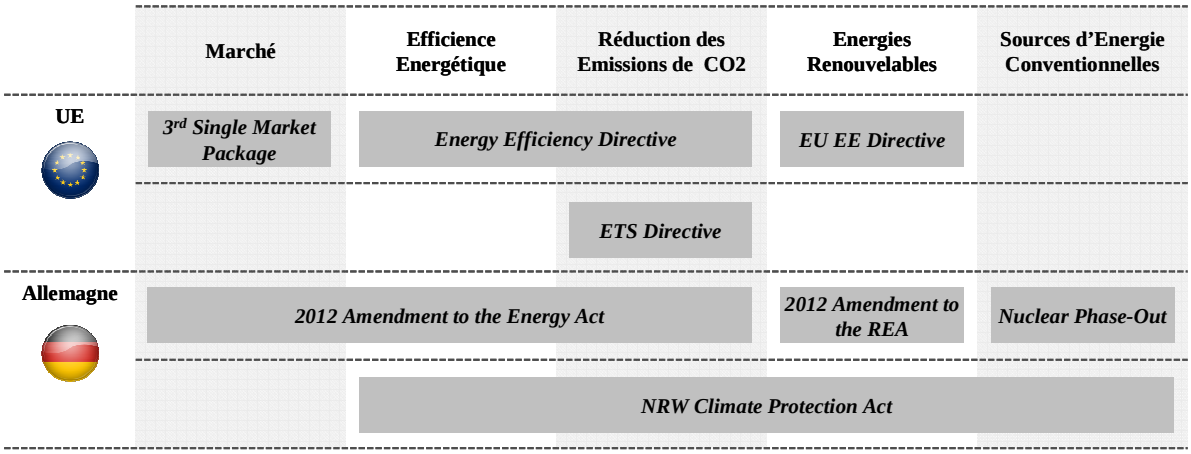
Les conséquences environnementales des politiques énergétiques internationales occupent aujourd'hui le devant de la scène et deviennent ainsi un sujet de préoccupation croissante pour les instances gouvernementales européennes. Pour faire face à cela, l'Europe a mis en place un cadre réglementaire à l'échelle du continent ayant pour but la limitation des effets néfastes des différentes politiques énergétiques sur l'environnement.

L'Union Européenne a ainsi publié un certain nombre de directives, incluant entre autres la directive ETS[14] et la directive sur l'efficacité énergétique (« *Energy Efficiency Directive* ») qui prônent l'amélioration de l'efficacité énergétique et la réduction des

[14] Emissions Trading Scheme (système européen d'échange de quotas d'émissions).

émissions de CO_2. Les énergies renouvelables bénéficient également d'un cadre réglementaire favorable.

Figure 6 – Principales mesures réglementaires prises en Union Européenne et en Allemagne en termes de politique énergétique



Source: RWE.

Les mécanismes de support pour l'utilisation des énergies renouvelables pour produire de l'électricité sont de deux types en Europe :

- Systèmes de quotas[15] et certificats échangeables[16] mis en place au Royaume-Uni, en Belgique, en Italie, en Pologne, en Roumanie et en Suède
- Tarifs garantis de rachat d'électricité[17] et premium fixe mis en place au sein des autres pays de l'Union Européenne

Les producteurs allemands bénéficient de ce second type de mécanismes de support, à savoir de tarifs garantis de rachat d'électricité. Le système allemand, réglementé par le EEG[18] du 01/01/2009, garantit des tarifs fixes une fois l'installation entrée en fonction, valables

[15] Les producteurs d'électricité sont dans l'obligation de produire une certaine quantité de leur électricité à partir des énergies renouvelables.

[16] Les certificats verts sont des titres échangeables attribués lorsque l'électricité est produite à partir des énergies renouvelables.

[17] Plus communément appelés « feed-in tariffs ». Les entreprises produisant de l'électricité à partir des énergies renouvelables sont payées à un tarif fixe, dépendant de la capacité, de la technologie et de l'âge de leurs installations.

[18] Erneuerbare Energien Gesetz, ou German Renewable Energy Act, initié en 2000, qui a notamment marqué le début de la promotion des énergies renouvelables en Allemagne.

pendant une période de vingt années maximum, régressifs et dépendants notamment du type de technologie installé (solaire, éolien, biomasse…) et de la capacité totale de l'installation[19].

Il est intéressant de noter que la préoccupation des Allemands pour le développement des énergies renouvelables n'est pas récente. Toutefois, même si la volonté de produire une part croissance de l'électricité du pays à partir des énergies renouvelables n'est pas nouvelle, l'importance croissante de ce phénomène entraîne un certain nombre de nouveaux défis. Ainsi, la nouvelle tournure que prend la politique énergétique allemande via ce qui est appelé le « Energiewende »[20] suggère notamment le réexamen des mécanismes de support existants pour les adapter à l'échelle de la contribution de chaque type d'énergies renouvelables dans le mix énergétique du pays. La production d'électricité à partir d'éoliennes offshore a ainsi bénéficié d'un traitement préférentiel en raison de son large potentiel de développement et de sa technologie relativement avancée. Les installations solaires photovoltaïques semblent en revanche avoir perdu les faveurs du gouvernement : en effet, malgré une aide massive accordée initialement par le gouvernement allemand, la contribution de l'énergie solaire dans le mix énergétique reste très en dessous de 5%. L'électricité produite à partir des panneaux solaires est également plus chère que celle produite à partir d'éoliennes. Ainsi, même si l'énergie solaire présente des avantages incontestables (seule source d'énergie qui peut être produite près des consommateurs et qui nécessiterait ainsi beaucoup moins d'infrastructures de transport, qui est facile à installer, qui se trouve en disponibilité illimitée et qui permet de couvrir les périodes de pointes), seules d'importantes évolutions technologiques pourraient rendre cette source d'énergie plus compétitive à l'avenir.

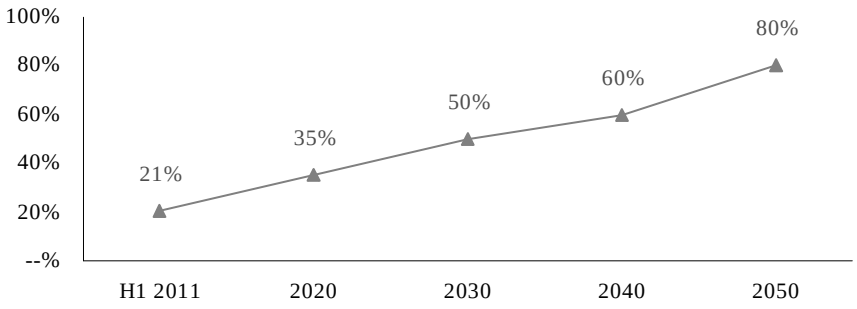
Pour en revenir à la nouvelle politique énergétique allemande, plusieurs objectifs[21] ont été affichés par le gouvernement, incluant entre autres :

- Une part croissante de l'utilisation des énergies renouvelables pour la production d'électricité (se référer au graphique présenté ci-dessous)
- Une réduction des émissions de gaz à effet de serre (jusqu'à 40% de réduction à horizon 2020 et 95% à horizon 2050, sur la base du niveau d'émission de 1990)
- Une réduction de 10% de la consommation d'énergie à horizon 2010, notamment grâce à une amélioration de l'efficacité énergétique, une réduction des pertes en

[19] Se référer à l'annexe 12 pour plus de détails sur les tarifs garantis de rachat d'électricité en Allemagne.
[20] Dont on rappelle les deux principaux aspects que sont la sortie définitive du nucléaire à horizon 2022 et une dépendance accrue aux énergies renouvelables pour la production d'électricité.
[21] BDEW, Steubing Research *« Energy U-Turn – German Style »* et European Commission *« Energy Roadmap 2050 »*.

énergie, une extension des réseaux de distribution d'électricité et un développement des capacités de stockage

<u>Figure 7</u> – Objectifs annoncés par le gouvernement allemand concernant la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique allemand (% de l'électricité produite à partir des énergies renouvelables)



Source: BDEW et Steubing Research.

Nous allons désormais nous attacher à la question de la faisabilité de ces objectifs. Pour cela, nous allons quantifier ce que ces objectifs représentent en termes d'électricité produite et ce qu'un remplacement du déficit énergétique à hauteur de 100% par les énergies renouvelables représenterait en termes de TWh.

2.2 Quantification : le déficit en électricité résultant de la fermeture des réacteurs nucléaires pourrait-il être intégralement comblé par de l'électricité produite à partir des énergies renouvelables ?

Pour répondre à cette question, notre raisonnement va être détaillé en plusieurs étapes :

- Etape 1 : sous l'hypothèse que l'Allemagne atteigne les objectifs précédents, estimation du « manque à combler » qui ne le serait pas grâce à des énergies renouvelables
- Etape 2 : quantification des objectifs allemands exprimés en TWh en termes de capacités supplémentaires qui devraient être installées
- Etape 3 : adoption d'un nouvel angle de vue et raisonnement non plus en termes d'objectifs, mais en termes de « manque à combler »

- Etape 4 : raisonnement supplémentaire sous l'hypothèse d'une amélioration du facteur de charge
- Etape 5 : nuances nécessaires des résultats obtenus précédemment

Nous allons ainsi commencer notre raisonnement en partant des objectifs avancés par l'Allemagne en matière de pourcentage de l'électricité produite qui le serait à partir des énergies renouvelables, et nous allons nous demander si, sous l'hypothèse que l'Allemagne soit en mesure d'atteindre ces objectifs, les énergies renouvelables seraient suffisantes pour combler le manque en électricité calculé en introduction.

Etape 1 : sous l'hypothèse que l'Allemagne atteigne les objectifs précédents, estimation du « manque à combler » qui ne le serait pas grâce à des énergies renouvelables

En supposant que l'Allemagne augmente progressivement et de façon linéaire la part qu'occupent les énergies renouvelables dans le mix énergétique du pays, pour atteindre 35% du mix en 2020 et 50% du mix en 2050, et en supposant que la balance exportations / importations d'électricité du pays n'impacte pas nos calculs (par souci de simplification, nous prenons ainsi l'hypothèse que la production d'électricité est égale à la consommation d'électricité en Allemagne), nous pouvons en déduire la quantité d'électricité qui sera produite chaque année à partir des énergies renouvelables (quantité exprimée en TWh).

Etant donné que dans notre calcul du « manque à combler » effectué en introduction, nous n'avions pas tenu compte d'éventuels changements dans le total des capacités renouvelables installées, nous pouvons comparer notre « manque à combler » avec la production additionnelle d'électricité (par rapport à 2010) qui résulterait des nouvelles installations renouvelables nécessaires pour atteindre les objectifs précédents.

En effectuant cette comparaison, nous pouvons en déduire le manque non comblé par l'électricité produite à partir des énergies renouvelables, et nous pouvons voir dans le tableau présenté ci-dessous qu'à l'exception de 2011 et 2012 (et à quelques TWh près de 2022, 2023, 2024 et 2025), les énergies renouvelables seraient amplement suffisantes pour combler le manque.

Tableau 2 – Etude de la capacité des énergies renouvelables à combler le manque en électricité résultant de la fermeture des centrales étudiée précédemment, sous l'hypothèse que l'Allemagne atteigne ses objectifs en matière d'énergies renouvelables

Si l'Allemagne atteint ses objectifs en matière de renouvelables

Etude sur la période 2011-2020

		2010A	2011E	2012E	2013E	2014E	2015E	2016E	2017E	2018E	2019E	2020E
Consommation d'électricité	TWh	603	621	618	622	630	640	650	660	670	681	694
Part des renouvelables dans le mix énergétique	%	16%	18%	20%	22%	24%	26%	28%	29%	31%	33%	35%
Electricité produite par les renouvelables	TWh	102	114	125	137	150	165	179	194	210	226	243
Production additionnelle par rapport à 2010	TWh	--	12	22	35	48	62	77	92	107	124	140
Manque à combler calculé précédemment	TWh	--	43	34	12	9	27	38	56	67	88	100
Manque non comblé par les renouvelables	**TWh**	**--**	**31**	**11**	**--**	**--**	**--**	**--**	**--**	**--**	**--**	**--**

Etude sur la période 2021-2030

		2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
Consommation d'électricité	TWh	707	720	734	748	762	776	790	804	818	832
Part des renouvelables dans le mix énergétique	%	37%	38%	40%	41%	43%	44%	46%	47%	49%	50%
Electricité produite par les renouvelables	TWh	258	274	290	307	324	341	359	378	397	416
Production additionnelle par rapport à 2010	TWh	156	171	188	204	222	239	257	276	294	314
Manque à combler calculé précédemment	TWh	141	182	196	210	224	238	252	266	280	294
Manque non comblé par les renouvelables	**TWh**	**--**	**11**	**8**	**5**	**2**	**--**	**--**	**--**	**--**	**--**

Calculs effectués par l'auteur à partir des données expliquées en introduction.

La question qui se pose désormais est de savoir si l'Allemagne sera capable d'atteindre les objectifs qu'elle s'est fixés.

Etape 2 : quantification des objectifs allemands exprimés en TWh en termes de capacités supplémentaires qui devraient être installées

Pour essayer d'apporter une réponse à cette question, nous allons quantifier ce que représentent les objectifs du gouvernement en termes de capacité installée (donc en termes de MW). Nous prenons ici pour hypothèse que la majorité des capacités renouvelables qui seront installées seront de l'éolien et du solaire[22] : pour convertir les TWh en MW, nous utiliserons ainsi un facteur de charge de 12,6%, correspondant à l'électricité réellement produite en 2010 à partir des capacités installées solaires et éoliennes[23]. Nous obtenons alors les capacités suivantes :

[22] L'énergie hydraulique étant arrivée à maturité et ne présentant qu'un nombre limité d'opportunités de développement.
[23] Se référer à l'annexe 7 pour le calcul du facteur de charge.

Tableau 3 – Estimation des capacités de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables à construire pour que l'Allemagne atteigne ses objectifs en matière d'énergies renouvelables

Pour que l'Allemagne atteigne ses objectifs en matière de renouvelables

Etude sur la période 2011-2020

		2011E	2012E	2013E	2014E	2015E	2016E	2017E	2018E	2019E	2020E
Capacités nécessaires pour atteindre l'objectif	GW	103	113	125	137	150	163	176	191	205	221
Capacités à construire (cumulatif)	**GW**	**49**	**59**	**70**	**83**	**95**	**109**	**122**	**136**	**151**	**166**

Etude sur la période 2021-2030

		2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
Capacités nécessaires pour atteindre l'objectif	GW	234	249	263	279	294	310	327	343	360	378
Capacités à construire (cumulatif)	**GW**	**180**	**195**	**209**	**224**	**240**	**256**	**272**	**289**	**306**	**324**

Calculs effectués par l'auteur.

Etape 3 : adoption d'un nouvel angle de vue et raisonnement non plus en termes d'objectifs, mais en termes de « manque à combler »

De plus, si nous ajoutons une étape supplémentaire à notre raisonnement et si nous raisonnons uniquement en termes de manque à combler, c'est-à-dire si nous regardons uniquement les capacités renouvelables qu'il serait nécessaires de construire pour combler notre manque, et non pas pour atteindre les objectifs que le gouvernement s'est fixés, nous pouvons constater que ces capacités sont très inférieures à celles nécessaires pour répondre aux objectifs du gouvernement.

Tableau 4 – Besoins additionnels de capacités de production d'électricité fonctionnant à partir d'énergies renouvelables, sous l'hypothèse que le manque à combler calculé précédemment soit uniquement remplacé par les énergies renouvelables

Si uniquement le "manque à combler" était remplacé par des renouvelables

Augmentation des capacités de renouvelables de 2011 à 2020

			2011E	2012E	2013E	2014E	2015E	2016E	2017E	2018E	2019E	2020E
Si 100% de remplacement par les renouvelables	GW	100%	39	30	11	8	25	34	51	61	80	91
Si 70% de remplacement par les renouvelables	GW	70%	27	21	8	6	17	24	36	42	56	64
Si 30% de remplacement par les renouvelables	GW	30%	12	9	3	3	7	10	15	18	24	27

Augmentation des capacités de renouvelables de 2021 à 2030

			2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
Si 100% de remplacement par les renouvelables	GW	100%	128	166	178	191	204	216	229	242	254	267
Si 70% de remplacement par les renouvelables	GW	70%	90	116	125	133	143	151	160	169	178	187
Si 30% de remplacement par les renouvelables	GW	30%	38	50	53	57	61	65	69	72	76	80

Calculs effectués par l'auteur.

Le tableau présenté ci-dessus montre les capacités qui devraient être construites pour remplir le « manque à combler » exprimé en TWh et calculé en introduction.

En utilisant comme précédemment un facteur de charge de 12,6%, nous avons considéré trois cas :

- Le déficit en électricité comblé intégralement par de l'électricité produite à partir des énergies renouvelables
- Le déficit comblé à hauteur de 70%
- Le déficit comblé à hauteur de 30%

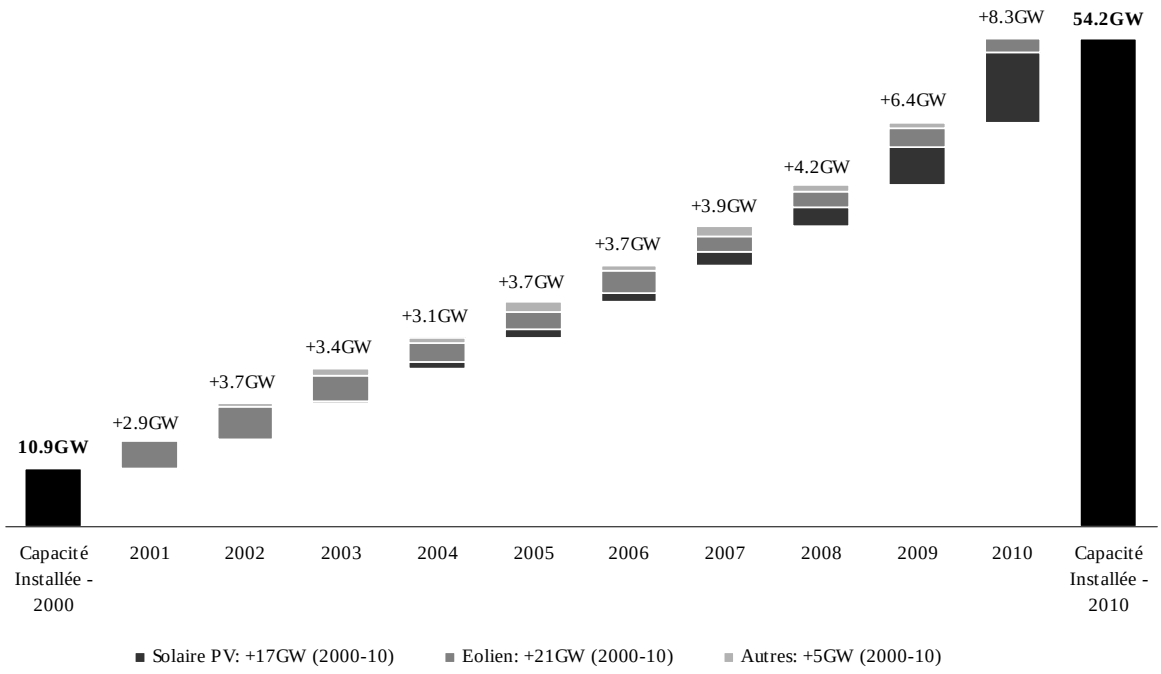
Si nous nous intéressons plus en détail au premier cas (il s'agit en effet du cas qui nous intéresse le plus dans le cadre de notre analyse, car si cette solution nous semble envisageable, alors les énergies fossiles risqueraient peut être de ne pas bénéficier de la nouvelle politique énergétique allemande), ce cas impliquerait que l'Allemagne construise :

- 25 GW de capacités de production d'électricité à partir des énergies renouvelables d'ici 2015
- 91 GW d'ici 2020
- 204 GW d'ici 2025
- 267 GW d'ici 2030

Si les chiffres calculés dans la première étape de notre raisonnement (c'est-à-dire les capacités à construire nécessaires pour atteindre les objectifs fixés par le gouvernement allemand) semblent un peu ambitieux, ces derniers semblent atteignables.

En effet, si nous nous intéressons plus particulièrement au chiffre à 2020 (construction de 91 GW de capacités), il ne paraît pas inatteignable lorsque l'on regarde l'évolution sur les dix précédentes années des capacités installées :

Figure 8 – Evolution des capacités installées de production d'électricité à partir des énergies renouvelables en Allemagne sur la période 2000-2010



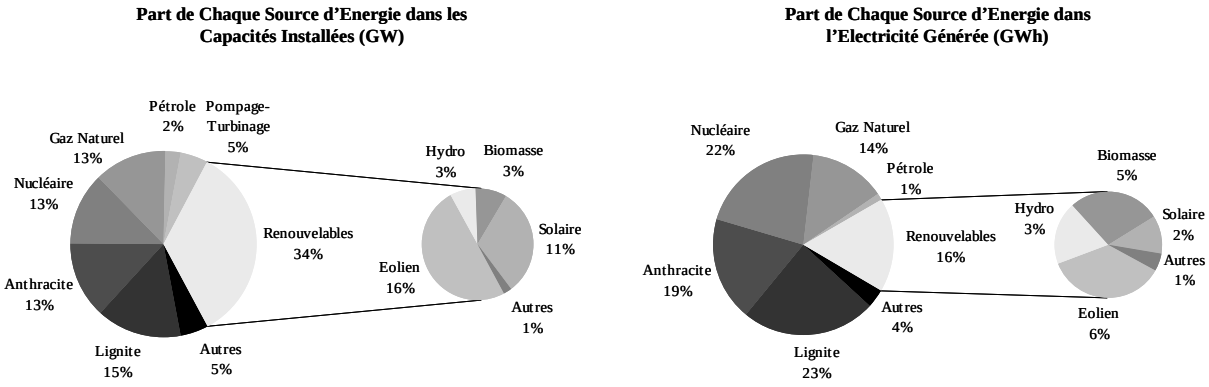
Source: BMU.

Le graphique présenté ci-dessus montre les capacités de production d'électricité à partir des énergies renouvelables construites dans les dix dernières années. Il est possible de voir de façon claire que les capacités installées sont en hausse d'année en année : ainsi, en 2010, 8,3 GW ont été construits. Si l'on suppose qu'au moins 8,3 GW seront construits chaque année dans les dix prochaines années, nous pouvons parvenir à la conclusion que construire 91 GW de capacités sur dix ans est tout à fait envisageable.

Etape 4 : raisonnement supplémentaire sous l'hypothèse d'une amélioration du facteur de charge

De plus, les installations fonctionnant à partir des énergies renouvelables sont encore déficientes en matière de technologies et ne produisent encore que peu d'électricité. Les graphiques présentés ci-dessous montrent ainsi que si les énergies renouvelables représentaient en 2010 34% des capacités installées, elles ne comptaient que pour 16% de la production d'électricité.

Figure 9 – Electricité produite vs capacités installées en Allemagne en 2010[24]



Source: BDEW et Bundesnetzagentur.

Hors il n'est pas absurde de penser que de nouvelles technologies arriveront sur le marché et amélioreront le facteur de charge des installations. Le total des capacités à construire étant fortement sensible au facteur de charge (comme le montre le tableau ci-dessous), une amélioration de ce dernier réduirait substantivement le total des capacités à construire.

Tableau 5 – Sensibilité des besoins additionnels de capacités de production d'électricité fonctionnant à partir d'énergies renouvelables à une amélioration du facteur de charge

Si 100% de remplacement par les renouvelables

Augmentation des capacités de renouvelables de 2011 à 2020

			2011E	2012E	2013E	2014E	2015E	2016E	2017E	2018E	2019E	2020E
Avec un facteur de charge de 13%	GW	13%	39	30	11	8	25	34	51	61	80	91
Avec un facteur de charge de 18%	GW	18%	28	22	8	6	18	24	37	43	57	65
Avec un facteur de charge de 23%	GW	23%	22	17	6	5	14	19	28	34	44	51
Avec un facteur de charge de 28%	GW	28%	18	14	5	4	11	16	23	28	36	41
Avec un facteur de charge de 33%	GW	33%	15	12	4	3	10	13	20	23	31	35

Augmentation des capacités de renouvelables de 2021 à 2030

			2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
Avec un facteur de charge de 13%	GW	13%	128	166	178	191	204	216	229	242	254	267
Avec un facteur de charge de 18%	GW	18%	92	118	127	136	146	155	164	173	182	191
Avec un facteur de charge de 23%	GW	23%	71	92	99	106	113	120	127	135	141	149
Avec un facteur de charge de 28%	GW	28%	58	75	81	87	93	98	104	110	116	122
Avec un facteur de charge de 33%	GW	33%	49	64	69	74	79	83	88	93	98	103

Calculs effectués par l'auteur. Le facteur de charge actuel est de 12,6% pour l'énergie solaire et l'énergie éolienne.

[24] Production d'électricité brute en Allemagne (GWh) et capacités installées connectées aux TSO et DSO au 31 décembre 2010 (capacités nominales nettes, GW). Se référer aux annexes pour les données chiffrées.

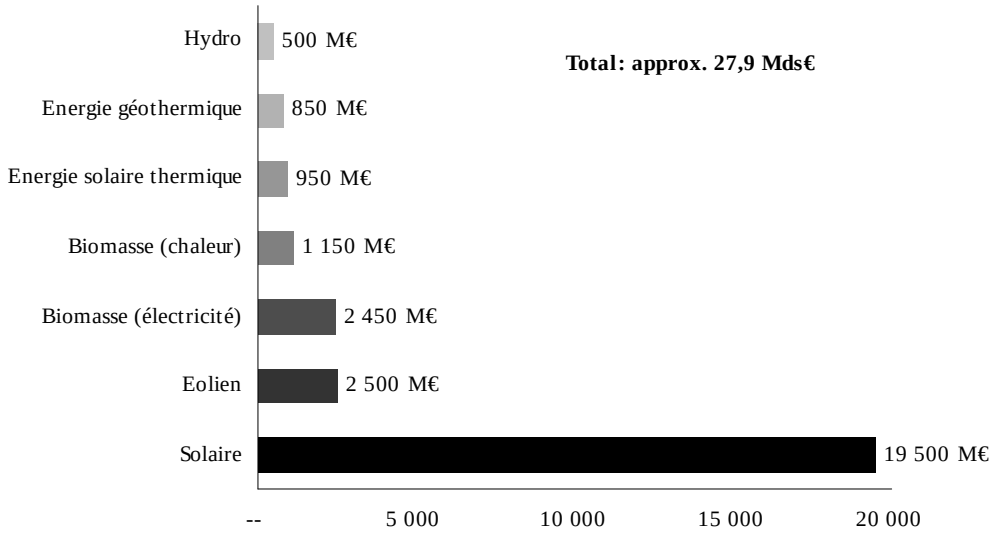
Ainsi, les objectifs affichés par le gouvernement allemand sur le moyen et long terme présentent un certain défi, mais rien ne nous permet d'affirmer que ces objectifs ne seront pas atteints.

Etape 5 : nuances nécessaires des résultats obtenus précédemment

Malgré la conclusion précédente plutôt positive en termes d'énergies renouvelables, il convient toutefois de la nuancer : tout d'abord, sur le court terme, la perte qui sera générée par la fermeture des réacteurs nucléaires ne pourra être intégralement compensée par les énergies renouvelables. En effet, un lapse de temps s'avère nécessaire pour la construction de parcs éoliens ou de systèmes photovoltaïques : à la date d'aujourd'hui, les installations énergétiques en cours de construction n'alimenteront probablement pas le réseau avant 2020.

De plus, les installations fonctionnant à partir des énergies renouvelables ne sont pas encore rentables et restent extrêmement dépendantes des aides accordées par le gouvernement. Ainsi, la transition (sortie du nucléaire et coût de l'« Energie Konzept ») devrait induire un coût supplémentaire pour le gouvernement allemand de 250 Mds d'euros[25].

<u>Figure 10</u> – Investissements effectués pour la construction d'installations fonctionnant à partir d'énergies renouvelables en Allemagne en 2010



Source: BMU.

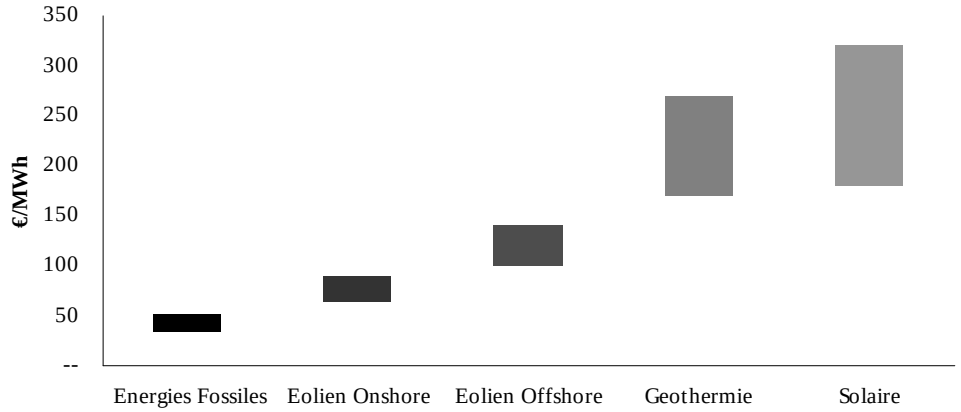
[25] Donnée communiquée par EDF (*« Facts & Figures 2011 »*).

Or, de fortes incertitudes persistent sur les incitations financières qui seront offertes aux nouvelles installations et sur la capacité du gouvernement allemand à financer les aides accordées.

L'énergie solaire est particulièrement affectée par la revue à la baisse des systèmes de soutien. Berlin a en effet décidé de réduire de manière drastique les prix garantis à l'électricité photovoltaïque pour limiter les distorsions sur le marché de l'énergie allemand. Ainsi, comme expliqué par le quotidien Le Monde, *« le prix garanti aux producteurs d'électricité photovoltaïque va subir une nouvelle coupe le 9 mars, allant de 20% à 29% selon la taille des installations, qui va du panneau solaire familial au champ reconverti en centrale par un agriculteur. La diminution du prix garanti va se poursuivre en plusieurs étapes jusqu'en 2016. Autre décision, le prix garanti ne s'appliquera plus à 100 % de l'électricité produite mais à entre 85 et 90%, le but étant d'encourager la consommation personnelle au détriment de la revente seule »*[26]. Les spécialistes allemands de l'énergie solaire, déjà affectés par la concurrence des produits chinois, ont été particulièrement touchés par cette décision, et quatre spécialistes allemands de l'énergie solaire – Solon, Solarhybrid,Solar Millennium et Q-Cells – ont dû récemment déposer le bilan[27].

En effet, sans les aides apportées par le gouvernement, les énergies renouvelables sont plus coûteuses que les autres formes de production d'électricité.

Figure 11 – Représentation schématique des coûts de production d'électricité



Source: EEG et Warburg Research.

[26] Article publié par Le Monde le 23/02/2012 intitulé *« Berlin taille dans les subventions au photovoltaïque »*.
[27] Article publié par Les Echos le 03/04/2012 intitulé *« Q-Cells, le champion allemand du solaire, dépose à son tour le bilan »*.

Il est de plus intéressant de noter que les investissements dans les énergies renouvelables, notamment dans les parcs éoliens offshores, sont encore une activité qui dispose de très peu d'antécédents et d'un niveau de risque élevé.

Ainsi, bien qu'au regard des chiffres obtenus, il semble envisageable que l'intégralité du « manque à combler » puisse être remplacée par de l'électricité produite à partir des énergies renouvelables, cette conclusion doit être nuancée par l'incertitude qui subsiste quant aux aides qui seront accordées par le gouvernement. Sans ces aides, les producteurs d'électricité ne seront plus incités à utiliser les énergies renouvelables et ces dernières ne pourront prendre la place laissée par l'énergie nucléaire.

En plus de cela, nous allons désormais voir que les énergies renouvelables sont dotées de certaines caractéristiques qui font que leur utilisation rend également nécessaire le recours à des sources d'énergies complémentaires.

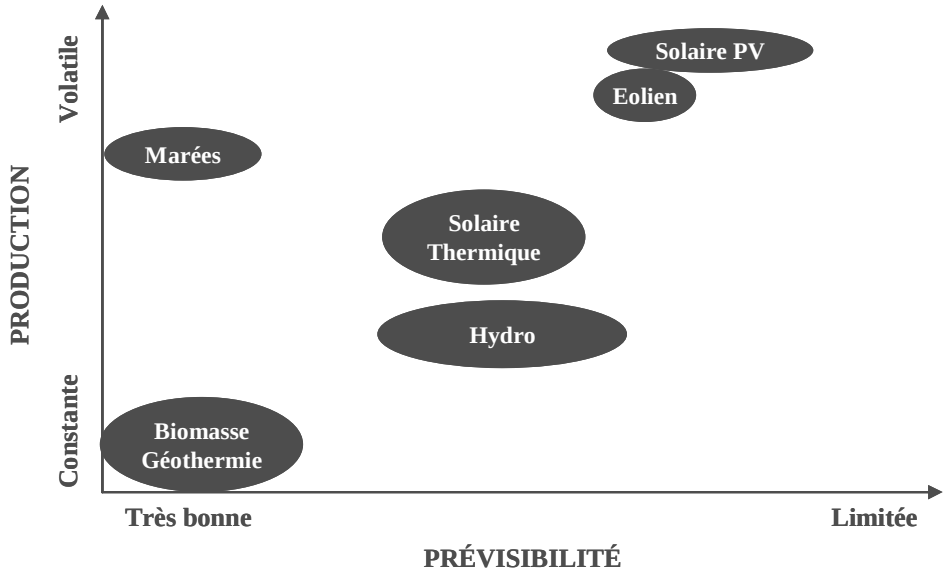
2.3 Des problèmes inhérents aux énergies renouvelables qui induisent un besoin accru en énergies fossiles

Même si les énergies renouvelables pouvaient combler l'intégralité du manque en électricité, l'utilisation de ces énergies induit un certain nombre de difficultés qui rendent obligatoire l'utilisation des énergies fossiles : difficultés liées à la continuité de la production d'une part, difficultés liées à la distribution et à la transmission d'autre part.

2.3.1 Difficultés liées à la continuité de la production

Le graphique présenté ci-dessous classifie les différentes énergies renouvelables en fonction des deux principales difficultés qui résultent de leur utilisation pour la production d'électricité : volatilité de la production et prévisibilité limitée. Nous pouvons voir que les deux sources les plus utilisées en Allemagne, à savoir l'énergie éolienne et l'énergie solaire photovoltaïque, sont également les deux sources générant la production d'électricité la plus volatile et la moins prévisible.

Figure 12 – Caractéristiques de la production d'électricité à partir des différents types d'énergies renouvelables

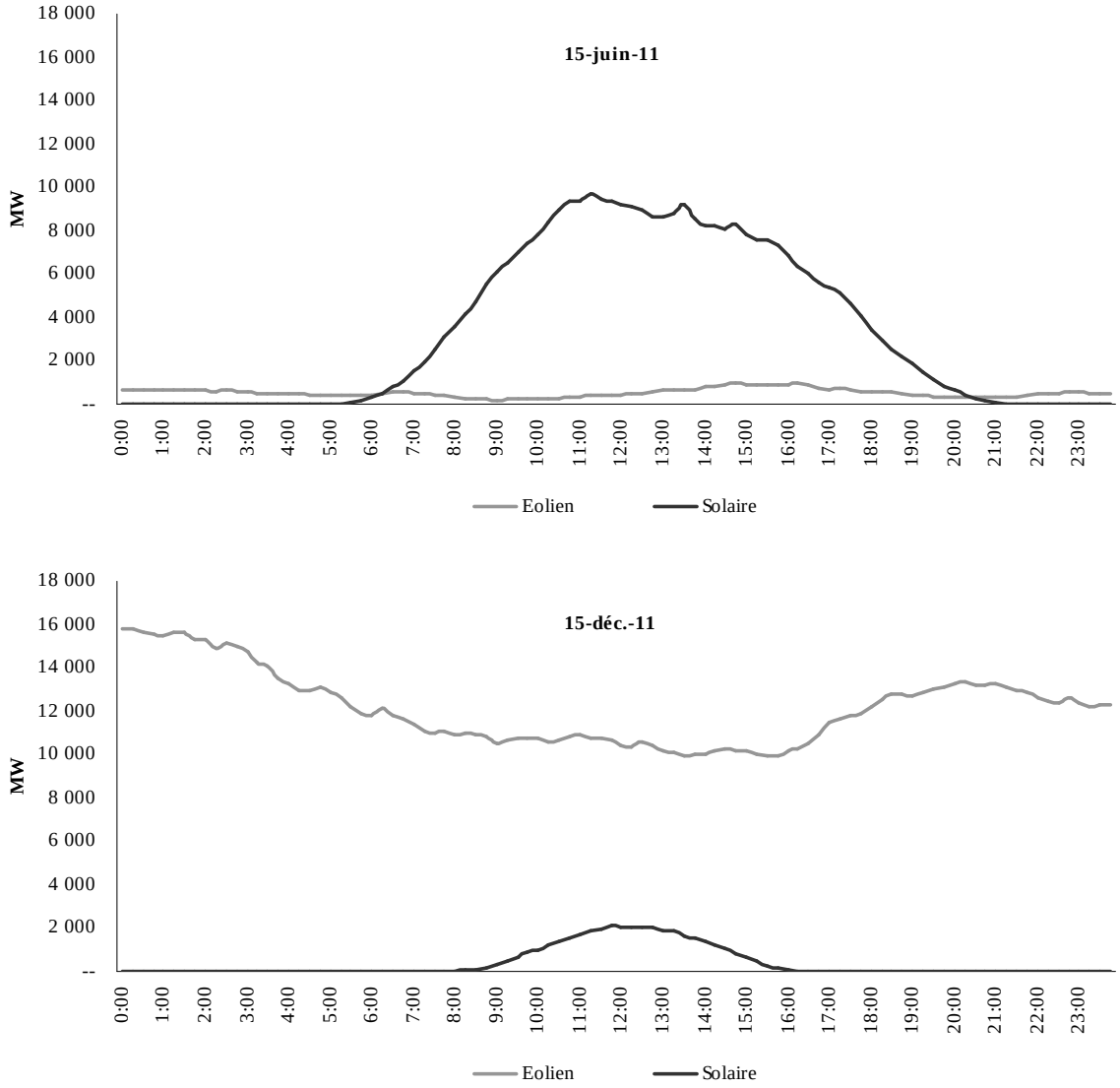


Source: Warburg Research à partir de données fournies par Piwko.

Ainsi, les profils de production d'électricité à partir de l'énergie solaire et de l'énergie éolienne sont très discontinus. Ces deux sources d'énergie sont en effet très dépendantes des conditions météorologiques et de la période de l'année / du jour pendant laquelle on se trouve, comme l'illustre les courbes présentées ci-dessous. Il est ainsi impossible de se reposer sur les énergies solaire et éolienne qui, selon Steubing[28], disposeraient d'une disponibilité respective de 10 et 6%.

[28] Note publiée par Steubing AG Research le 08/11/2011 intitulée *« Energy U-Turn – German Style »*. Les données concernant la disponibilité de l'électricité produite par les énergies solaire et éolienne proviendraient de la Bundesnetzagentur (Agence Fédérale des Réseaux).

Figure 13 – Profil de la production d'électricité à partir des énergies solaire et éolienne - analyse sur deux journées de l'année sélectionnées



Source: EEX[29].

En raison de l'incertitude que provoque cette dépendance aux conditions naturelles, le recours à des centrales fonctionnant à partir d'énergies fossiles, plus flexibles, est indispensable, pour couvrir à la fois la production de pointe, mais également la production quotidienne. En l'absence de ces sources d'énergies plus flexibles, l'Allemagne devra probablement avoir recours à des combustibles plus chers et plus polluants comme le pétrole

[29] Les données sont extraites de la base de données de l'EEX disponible sur http://www.transparency.eex.com. Elles proviennent de données recueillies dans les zones de contrôle des quatre TSO allemands (Transmission System Operator). Se référer à l'annexe 11 pour la localisation des zones de contrôle.

pour assurer la demande en électricité pendant les périodes de pointe, comme ce qu'il s'est passé pendant la période de grand froid qui a touché l'Allemagne pendant l'hiver 2011/2012.

Il faut de plus noter que l'intermittence de la production n'est pas encore compensée par des capacités de stockage suffisantes de l'électricité produite par les énergies renouvelables. La Bundesnetzagentur établit ainsi que *« the intermittent RES feed-in is at present and in the medium term not compensated for adequately by storage capacities. Pump storage capacity in Germany currently amounts to ca. 7 GW. These plants are discharged within a few hours and operate mostly in daily cycles for frequency maintenance and trading purposes. Total available energy storage capacity adds up to ca. 40 GWh. In comparison, daily electricity consumption stood at ca.1440 GWh in May 2011 »*.[30]

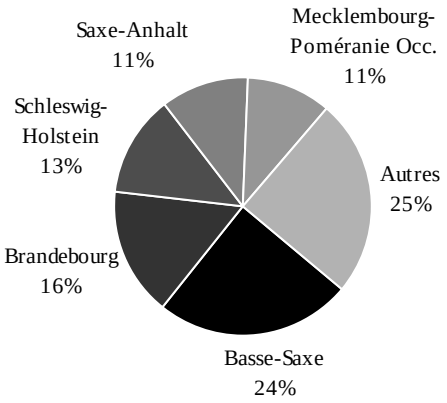
2.3.2 Difficultés liées à la distribution et à la transmission

Un second type de difficultés caractérise l'électricité produite à partir des énergies renouvelables : des difficultés liées à la distribution et à la transmission de l'électricité.

Essentiellement au regard de l'électricité produite par l'énergie solaire, le réseau allemand reste alimenté à partir de très nombreux systèmes de production de petite taille. En ce qui concerne la production d'électricité par l'énergie éolienne, le système est confronté à la localisation des parcs offshore, situés au nord de l'Allemagne, qui doivent alimenter les régions industrielles du sud du pays. Le graphique ci-dessous, qui présente la répartition par région des capacités éoliennes installées en Allemagne en 2010, montre que 75% des capacités installées le sont dans les régions du nord de l'Allemagne (Basse-Saxe, Schleswig-Holstein, Brandebourg, Saxe-Anhalt et Mecklembourg-Poméranie Occidentale), tandis que l'essentiel de la consommation est faite dans le sud du pays. L'électricité ainsi produite doit être transportée sur de très larges distances.

[30] Bundesnetzagentur (2011), *« Press conference of 27 May 2011 – Update of Bundesnetzagentur report on the impact of nuclear power moratorium on the transmission networks and security of supply »*.

Figure 14 – Répartition par région des parcs éoliens allemands en 2010 (en MW)



Source: BMU.

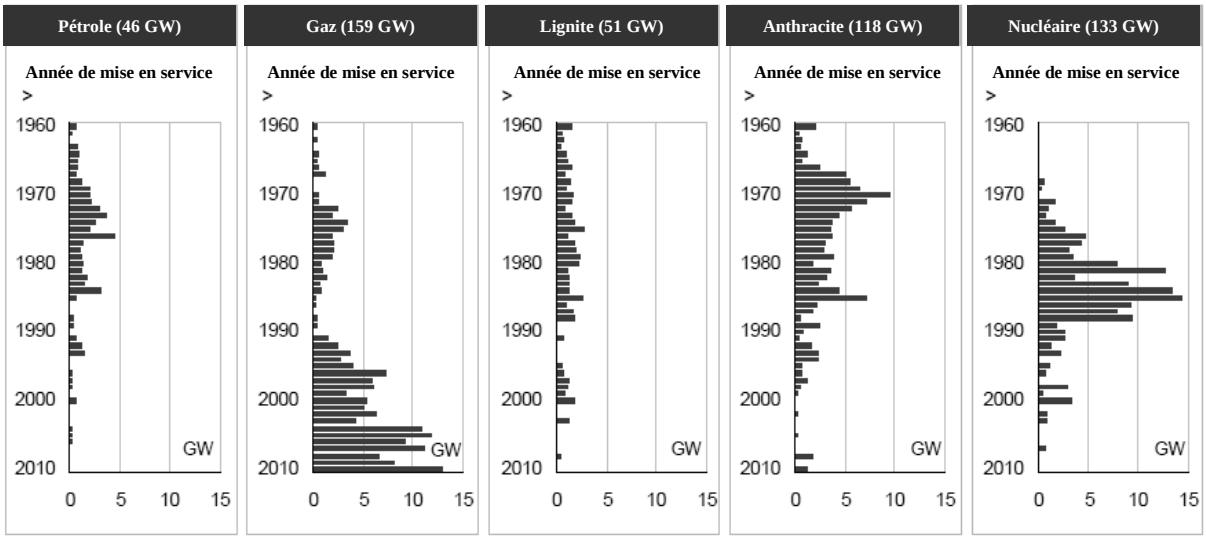
Conclusion de cette partie et transition : même s'il est certain que les énergies renouvelables seront appelées à occuper une place croissante dans le mix énergétique de l'Allemagne sur le long terme, grâce à leur bénéfice pour l'environnement et à l'entrée progressive de nouvelles technologies sur le marché, elles ne seront pas suffisantes pour combler le vide laissé par le nucléaire. Quand bien même l'Allemagne atteindrait ses objectifs sur le long terme et quand bien même l'électricité produite par les énergies renouvelables serait suffisante pour remplacer l'électricité qui aurait dû être produite par les réacteurs nucléaires, les caractéristiques de la production et notamment son caractère intermittent impliqueraient l'utilisation de sources d'énergies fossiles. Nous concluons donc qu'une hausse de l'utilisation des énergies renouvelables entraînerait parallèlement un recours presque équivalent aux énergies fossiles et choisissons donc d'affecter un pourcentage relativement faible de 20%[31] du « manque à combler » qui sera effectivement remplacé par de l'électricité produite à partir des énergies renouvelables dans les vingt prochaines années. Les 80% restants seront comblés par des sources d'énergies fossiles, et la prochaine étape de notre argumentaire consiste ainsi à déterminer le prorata que le gaz et le charbon occuperont dans le remplacement de l'énergie nucléaire.

[31] Ce chiffre, qui a plus été déterminé à partir d'un ensemble de considérations plutôt qu'à partir de calculs mathématiques, est d'ordre indicatif et n'engage que l'auteur de ce document.

3. Gaz ou charbon : laquelle de ces énergies fossiles deviendra le complément idéal des énergies renouvelables ?

Comme nous l'avons vu au sein de la première partie de ce travail, le recours aux énergies fossiles semble être inéluctable pour couvrir le déficit énergétique résultant de la fermeture des centrales nucléaires. Au regard du mix énergétique actuel de l'Allemagne, le choix se fera entre le gaz et le charbon. Mais laquelle de ces deux sources d'énergie l'emportera ? Historiquement, l'Allemagne a favorisé le développement du charbon et a développé un ensemble de technologies permettant de réduire l'impact nocif de ce dernier sur l'environnement. Or, comme l'illustre le graphique ci-dessous, il est possible d'observer depuis une dizaine d'années en Union Européenne des mises en service beaucoup plus importants de centrales à gaz que de centrales à charbon.

Figure 15 – Mises en service annuelles de centrales électriques fonctionnant à partir d'énergies thermales dans l'Union Européenne à 27 (capacité nette ajustée, GW)



Source: RWE à partir de données fournies par Platts Database et le Worldwatch Institute.

L'Allemagne va-t-elle suivre cette tendance ? Quels sont les facteurs qui vont déterminer le choix de l'énergie qui sera au cœur de la politique énergétique allemande ? Un certain nombre de facteurs détermineront cette compétition entre les deux sources d'énergies fossiles : le prix et les coûts de production, les choix politiques et environnementaux et les choix technologiques.

3.1 Le prix restera l'élément qui fera la différence entre les deux sources d'énergie fossile

3.1.1 Etude des cas dans lesquels un passage du charbon au gaz pourrait se produire au niveau de la centrale

Il est dans un premier temps nécessaire de comprendre dans quel cas un passage du charbon au gaz pourrait se produire au niveau des centrales. Deux cas peuvent être considérés : un cas qui n'impacte pas la décision d'investissement d'un opérateur et un autre qui l'impacte.

Premier cas : la décision d'investissement de l'opérateur n'est pas impactée

Quel que soit le combustible avec lequel sa centrale fonctionne, un opérateur pourrait opérer une « transformation virtuelle » de ce combustible. Prenons l'exemple d'un opérateur qui dispose d'une centrale à gaz. L'opérateur peut faire le choix d'alimenter sa centrale avec du gaz dont le prix va être indexé sur le prix du charbon. Ainsi, lorsque le prix du gaz devient largement supérieur au prix du charbon, notre exploitant a intérêt à passer virtuellement du gaz au charbon grâce à l'utilisation de produits financiers dérivés (swaps). Cette transformation virtuelle pourrait impacter le marché et aboutir à une convergence des prix des deux combustibles.

Dans ce cas, il apparaît de façon claire que le prix des combustibles sera l'élément qui conduira à un passage de l'un à l'autre.

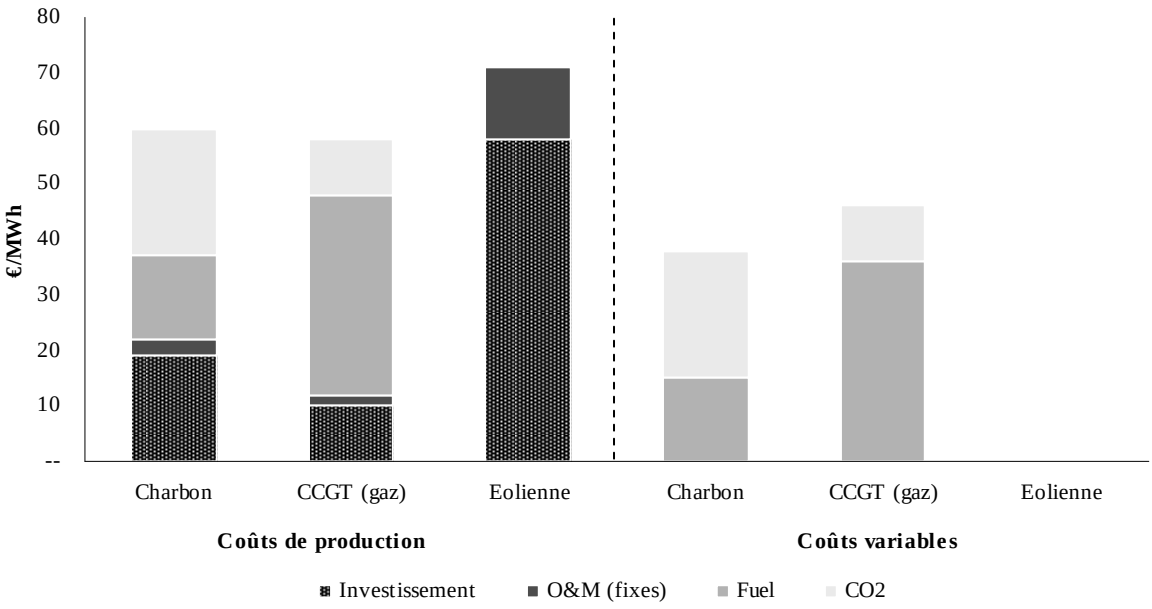
Second cas : la décision d'investissement de l'opérateur est impactée

Notre opérateur va regarder dans le *forward* car il sait que s'il décide d'investir dans une centrale à charbon, dans dix ans, il devra acheter du charbon pour faire fonctionner sa centrale. L'opérateur peut alors soit fixer la marge de son actif, soit entrer dans un système de prix flottant d'électricité (il devra alors acheter son charbon également en flottant).

Quel va alors être l'élément qui va orienter la décision d'investissement de l'opérateur ? L'opérateur qui considère un parc dans lequel il désire investir va regarder le coût de production de l'outil industriel pour produire une unité (à savoir 1 MWh) d'électricité.

Le coût total de production d'électricité d'une centrale est composé d'une partie variable, qui est fonction de la quantité d'électricité produite, et d'une partie fixe, qui existe que la centrale opère ou non. Pour simplifier l'analyse, nous supposons qu'il n'y a que trois types de coûts pour la production d'électricité : le coût du capital (coût fixe), le coût du combustible et le coût environnemental sous la forme de certificats de CO_2 (coûts variables). Ces deux derniers coûts dépendent du prix du combustible, de l'efficacité énergétique de la centrale, des émissions de CO_2 liées au type de combustible utilisé et du prix des certificats de CO_2. Les autres dépenses telles que les coûts fixes et variables d'opération et de maintenance sont considérées comme négligeables. Le graphique présenté ci-dessous illustre de façon schématique les coûts de production d'électricité de différents types de centrales.

Figure 16 – Représentation schématique des coûts de production de l'électricité en Allemagne



Source: Arrhenius.

Deux points différents nous intéressent ici.

Premier point : étude du coût total de production d'électricité

Tout d'abord, il est vrai que le coût total de production d'électricité est important dans la décision d'investissement. L'investisseur ne peut espérer faire un profit que si ces coûts sont inférieurs aux revenus générés. Le graphique présenté ci-dessus montre que les coûts de

production d'une centrale à charbon et d'une centrale à gaz sont du même ordre de grandeur, très inférieurs à ceux nécessités pour la construction d'un parc éolien.

Second point : étude du coût marginal de production d'électricité

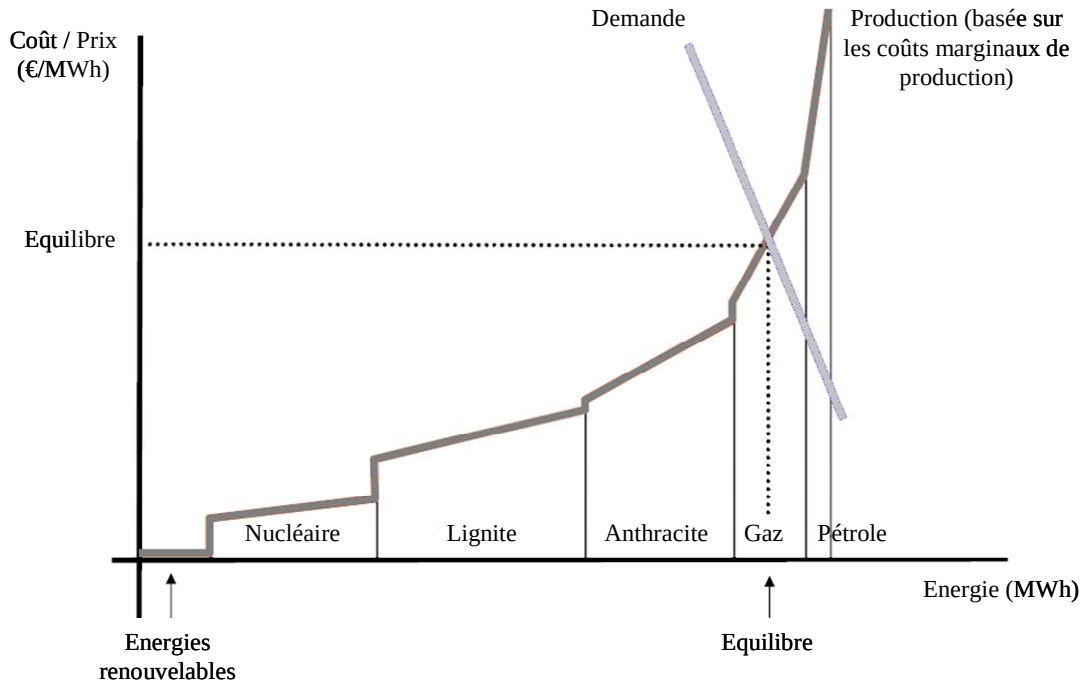
Toutefois, regarder le niveau des coûts variables s'avère être tout aussi important. En effet, le niveau du coût marginal de la centrale va être l'élément qui va faire que la centrale va fonctionner ou non.

Revenons un instant sur le mécanisme de formation du prix de l'électricité en Allemagne. Le prix de l'électricité n'est pas basé sur le LCOE[32] mais se forme par rencontre de l'offre et de la demande. Les centrales sont en compétition les unes avec les autres en fonction de leur coût marginal court terme (et non de leur coût total, au vu de la difficulté de comparer une centrale ancienne, complètement amortie, à une centrale construite récemment). Concrètement, à chaque point dans le temps, chaque centrale envoie un signal à l'opérateur de marché, indiquant le coût marginal à laquelle elle est prête à vendre l'électricité qu'elle vient de produire le lendemain à la même heure ; étant donné que le producteur veut être sûr que sa centrale va fonctionner, il va chercher à avoir le coût marginal court terme le plus bas possible.

Par la suite, l'opérateur de marché établit la loi monotone pour chaque instant donné (*merit order*), qui correspond en temps réel à l'ensemble des signaux envoyés par les centrales, et les classe depuis celles ayant le coût marginal le plus faible à celles ayant le coût marginal le plus élevé. L'unité marginale est celle qui va fixer le prix de marché. Le schéma présenté ci-dessous montre la courbe ainsi obtenue pour une heure donnée.

[32]Le LCOE (levelized cost of electricity) est utilisé pour la valorisation d'une centrale. Il est calculé en divisant la NPV d'1€ dépensé par la NPV d'1 MWh qui sera produit. Le LCOE permet de comparer des actifs avec des durées de vie, des profils de production et des flux de trésorerie différents.

Figure 17 – Mécanisme de formation du prix de l'électricité sur le marché allemand pour une heure donnée (courbe de *merit order*)



Source: Arrhenius.

Les coûts variables d'une centrale à charbon sont inférieurs à ceux d'une centrale à gaz, induisant un coût marginal inférieur et par conséquent un meilleur positionnement des centrales à charbon sur la courbe de *merit order*. Un passage du charbon au gaz pourrait ainsi se produire seulement si le coût du gaz au niveau de la centrale baissait (comparativement au coût du charbon), et / ou si le coût du CO_2 augmentait fortement, les centrales à charbon étant beaucoup plus productrices de CO_2 que les centrales à gaz.

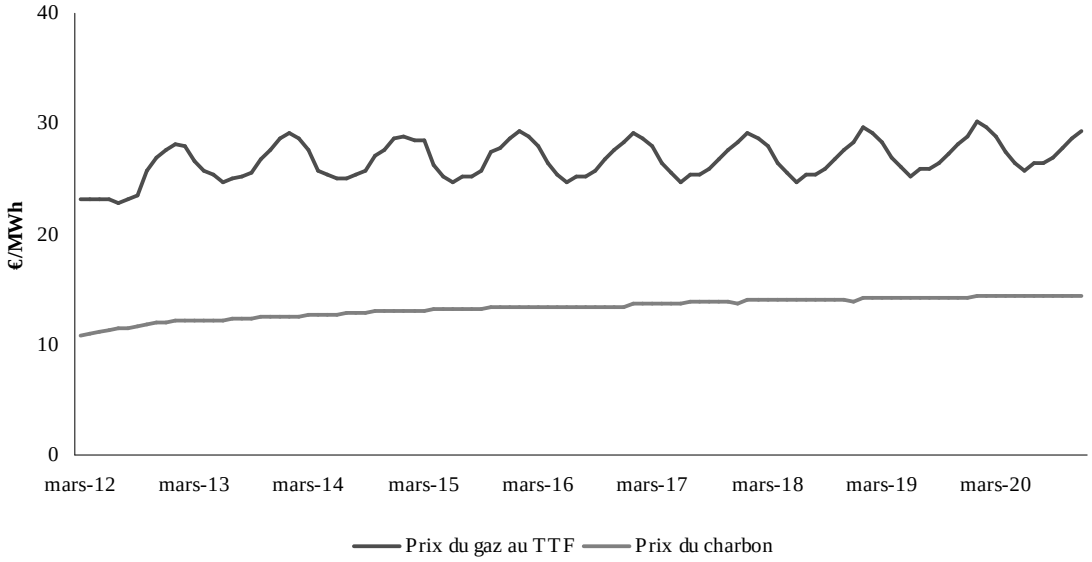
Toutefois, comme le premier graphique l'illustrait, le coût marginal dépend majoritairement du coût des combustibles. Ainsi, le coût des combustibles au niveau de la centrale semble être l'élément déterminant qui fera la différence entre les deux sources d'énergies fossiles. Or, ce coût a deux principales composantes : le prix auquel le combustible s'échange sur le marché (dénommé simplement prix du combustible par la suite), et les coûts de transport / stockage.

Nous pouvons donc en conclure que quel que soit le cas que l'on considère (impact ou non sur la décision d'investissement de l'opérateur), le prix des combustibles sera l'élément déterminant qui permettra de choisir entre charbon et gaz.

3.1.2 Evolution du prix des combustibles dans le *forward*

Le prix des combustibles apparaît donc être l'élément qui déterminera l'utilisation du charbon ou du gaz pour produire de l'électricité. Etant donné qu'une fonction linéaire peut être établie entre le coût de production et le prix du combustible, nous allons tout d'abord regarder l'évolution du prix du gaz et du charbon dans le *forward* (correspondant au prix auquel un opérateur peut aujourd'hui acheter ou vendre du gaz et du charbon dans le futur) et voir si le différentiel de prix pourrait être suffisant pour impacter le choix du type de combustible au niveau de la centrale.

Figure 18 – Comparaison du prix du gaz et du prix du charbon dans le marché *forward*



Source: GDF Suez.

Un passage du charbon au gaz pourrait de produire dans le cas d'une baisse du prix du gaz ou d'une hausse du prix du charbon. Malheureusement, le graphique présenté ci-dessus, qui montre l'évolution du prix des deux combustibles dans le *forward*, ne permet pas de mettre en avant l'un de ces deux phénomènes. Le prix du charbon augmente bien, mais pas de manière significative par rapport à celui du gaz.

Nous allons donc désormais rechercher les facteurs qui pourraient faire en sorte que le prix du gaz diminue fortement par rapport au prix charbon et qui pourraient ainsi induire une

utilisation du gaz plutôt que du charbon comme combustible futur pour la production d'électricité en Allemagne.

3.2 Quels sont les facteurs qui peuvent impacter à la baisse le prix du gaz ?

Nous allons étudier au sein de cette partie les différents facteurs qui pourraient avoir une influence directe sur le prix du gaz : ces facteurs sont les évolutions de marché (libéralisation du marché du gaz, développement du marché spot, développement des *trading hubs*), le développement des infrastructures et les évolutions technologiques (sur le transport et stockage du gaz, l'efficacité énergétique, et permettant l'arrivée sur le marché de nouvelles ressources).

3.2.1 Les évolutions de marché

3.2.1.1 La libéralisation du marché du gaz

Comme il a été possible de l'observer par le passé, la dérégulation des marchés n'entraîne pas systématiquement une baisse des prix (exemple du Royaume-Uni). Toutefois, l'Allemagne pourrait bénéficier de la libéralisation qui est en train de se produire en Europe centrale. Cette libéralisation pourrait entraîner deux phénomènes qui impacteraient à la baisse le prix du gaz.

Tout d'abord, un accroissement des interconnexions (point qui sera développé plus profondément en 3.2.2). Si demain, un certain nombre de pays, notamment en Europe centrale, décidaient de libéraliser leur marché (c'est-à dire permettre l'échange de gaz entre les différents pays), ces pays pourraient alors faciliter la construction de pipelines permettant une interconnexion plus grande des réseaux. Ce lien physique ouvrirait ainsi une possibilité d'arbitrage et pourrait permettre une égalisation des prix du gaz en Europe.

De plus, aujourd'hui, les prix du gaz sur les marchés libéralisés sont déterminés en fonction d'un prix de référence (prix des hubs). Par exemple, le prix du gaz en Allemagne est égal au prix du TTF plus au coût de transport vers l'Allemagne. Si le développement des transactions financières autour des différents hubs est permis, il est possible que l'Allemagne puisse bénéficier d'une baisse du prix de référence du gaz (en supposant que le marché soit

excédentaire). Ce phénomène permettrait également l'arrivée de la compétition qui pourrait engendrer une pression à la baisse sur le prix du gaz allemand.

3.2.1.2 Le développement du marché spot

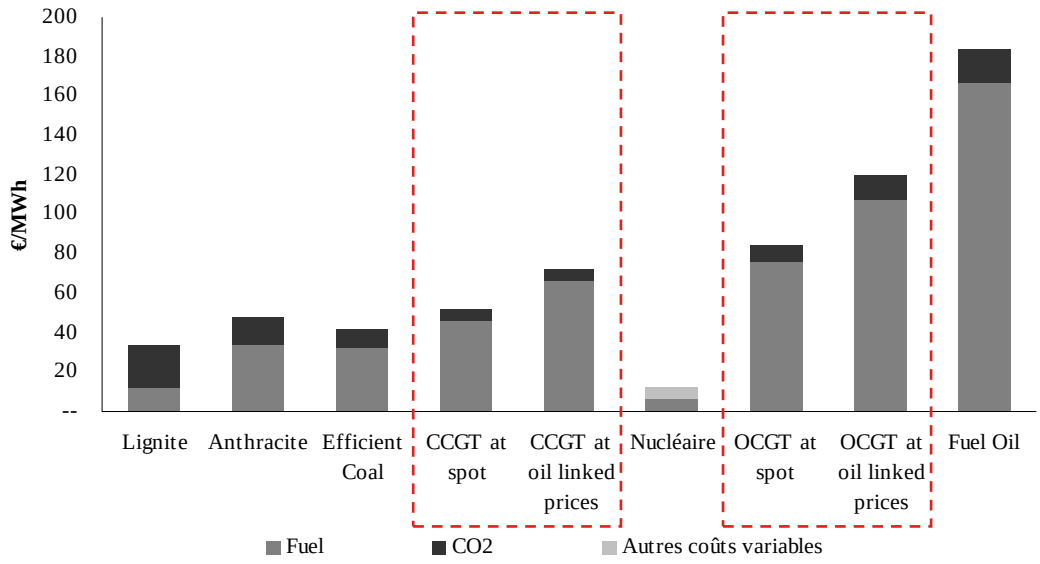
Une deuxième évolution de marché qui pourrait impacter à la baisse le prix du gaz est le développement du marché spot.

Il est tout d'abord utile de comprendre le mécanisme de formation du prix du gaz. Deux courbes pour le prix du gaz coexistent sur les marchés : une première qui résulte de l'équilibre entre l'offre et la demande en tant que tel : concrètement, le gaz sort du puits, arrive à un hub où les molécules s'échangent ; ce marché est dénommé le marché spot, et est un marché court terme ; et une deuxième courbe, issue des contrats long-terme sur le gaz : le prix du gaz est alors défini comme une combinaison linéaire des prix des produits pétroliers.

L'existence de ces deux courbes a deux conséquences principales : tout d'abord, les opérateurs vont réaliser des arbitrages entre les deux courbes : si par exemple le prix du gaz sur le long terme est trop élevé, les opérateurs vont chercher à se fournir au spot ; ensuite, les détenteurs de contrats long-terme (comme par exemple GDF Suez ou E.ON) introduisent de plus en plus des composantes de prix spot dans le *pricing* des contrats long-terme (composantes qui représenteraient en général 10% du prix fixé par le contrat).

Les prix issus des contrats long terme étant aujourd'hui beaucoup plus élevés que les prix spot, il est ainsi possible de penser qu'une part plus importante de gaz spot dans les contrats long terme ou une plus grande utilisation du marché spot pourraient entrainer une baisse des prix du gaz. Cette approche est aujourd'hui confirmée par l'étude des coûts variables de production d'électricité par type de centrale, qui montre comme l'illustre le graphique ci-dessous que les centrales à gaz se fournissant via des contrats long terme indexés sur le pétrole ont un coût marginal plus élevé que les centrales à gaz se fournissant au spot.

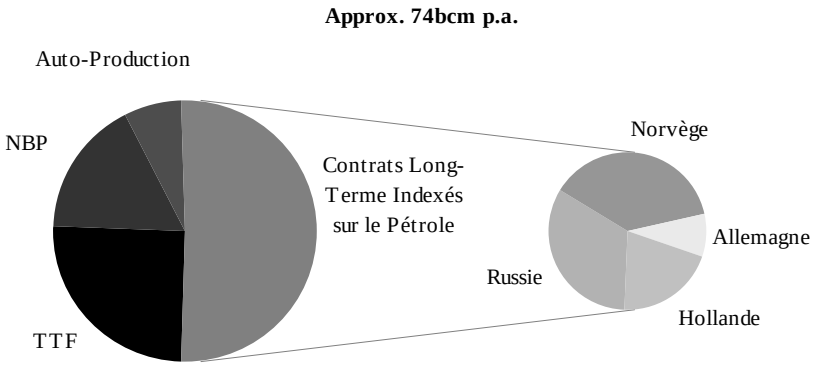
Figure 19 – Coûts variables de production d'électricité en Europe



Source: Crédit Suisse.

La majorité des approvisionnements en gaz se faisant via des contrats long terme indexés sur le pétrole, une modification de la structure des approvisionnements pourrait ainsi rendre les centrales à gaz beaucoup plus compétitives.

Figure 20 – Un exemple : le portefeuille d'approvisionnement en gaz de RWE en 2011



Source: RWE.

Il faut toutefois noter que cette analyse demeure très incertaine : en effet, il est très difficile d'anticiper l'évolution du prix du pétrole, et rien ne nous dit que demain, le prix du pétrole ne risque pas de s'effondrer (par comparaison avec ce qu'il s'est passé aux Etats-Unis

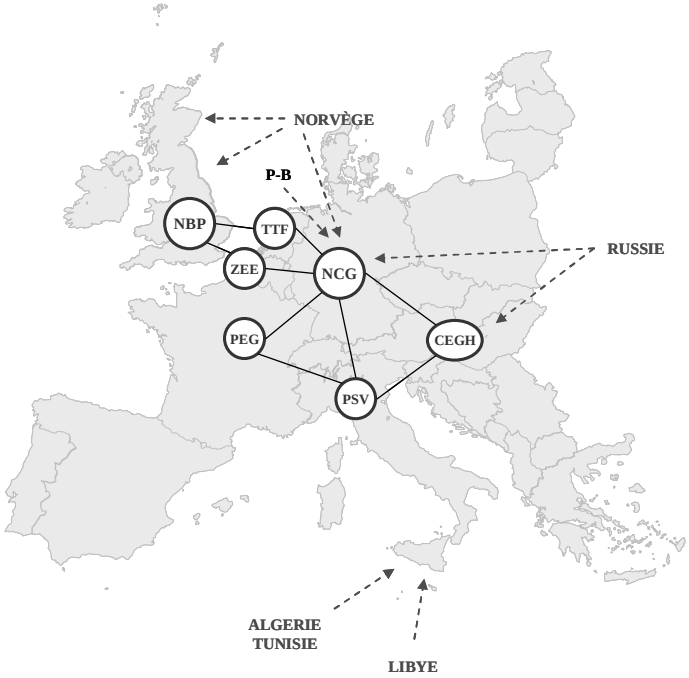
avec le gaz de schiste : l'arrivée du gaz de schiste en grande quantité aux Etats-Unis a en effet entraîné un effondrement du marché du gaz dans ce pays ; un parallèle pourrait être dressé avec le *shale oil*).

Il serait peut-être ainsi plus pertinent de considérer le développement du marché spot sous un autre angle, celui qui fait que le prix spot aujourd'hui permettrait essentiellement la création d'un marché unifié (point évoqué en 3.2.1.1).

3.2.1.3 Le développement des *trading hubs*

Pour terminer sur les évolutions de marché, le dernier élément qui pourrait engendrer une pression à la baisse sur le prix du gaz concerne le développement des *tradings hubs* en Europe. Les *trading hubs* sont des points virtuels d'échange de gaz (points notionnels qui représentent un territoire donné) ; en France par exemple, ces hubs sont le PEG Nord et le PEG Sud. Le développement de ces hubs pourrait donner une plus grande fluidité au marché et engendrer ainsi une pression sur les prix qui rendrait le gaz plus compétitif. Il est de plus important de noter que le NCG (*trading hub* allemand) est le hub qui se développe le plus rapidement en Europe[33].

<u>Figure 21</u> – Principaux *trading hubs* de gaz et routes d'importations en Europe



Source: E.ON Energy Trading.

[33] E.ON Energy Trading, disponible sur http://www.eon-energy-trading.com/cms/en/insight_gas-trading.jsp.

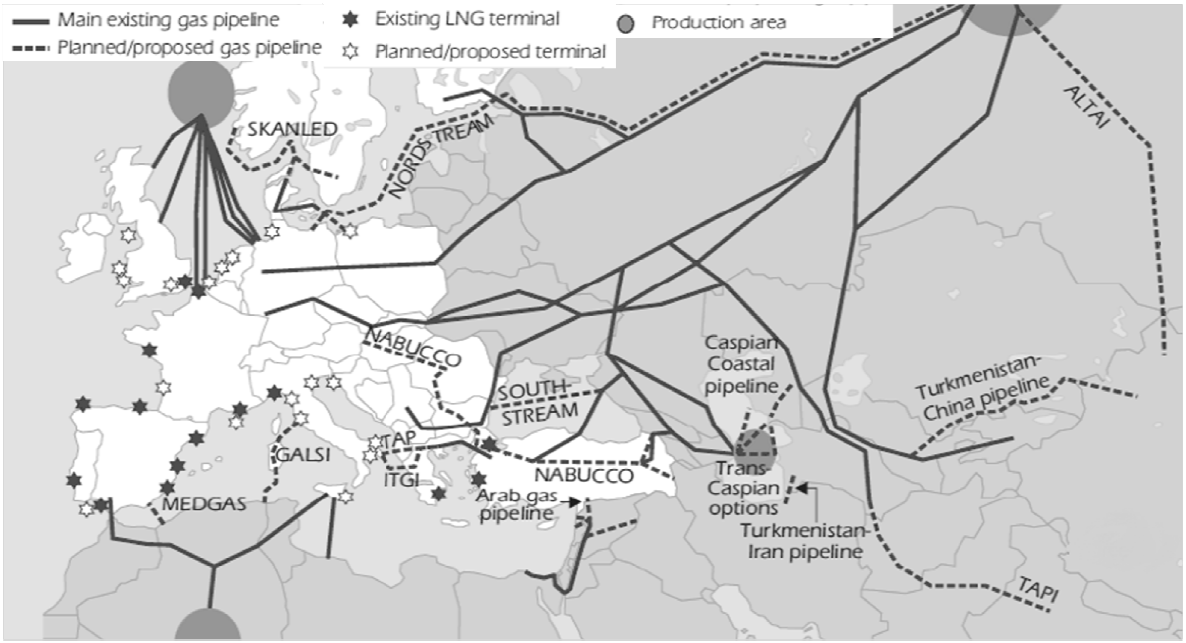
3.2.2 Le développement des infrastructures

Le deuxième facteur qui pourrait permettre une baisse du prix du gaz est le développement des infrastructures gazières et de l'interconnexion des réseaux.

3.2.2.1 Le développement des pipelines

Tout d'abord, les pipelines sont essentiels pour l'approvisionnement du gaz en Europe. Trois principaux projets de pipelines sont aujourd'hui en cours de développement en Europe : deux en provenance de Russie, le Nord Stream et le South Stream, et le projet Nabucco.

Figure 22 – Infrastructures gazières en place et en développement en Europe



Source: IEA.

Le Nord Stream aura une capacité de 27,5 bcm par an, et est devenu opérationnel fin 2011[34]. Le financement devant permettre le doublement de la capacité des pipelines a d'ores et déjà été sécurisé et la seconde phase du projet devrait être complétée d'ici fin 2012. Le South Stream devait être opérationnel fin 2015 et aura une capacité de 63 bcm par an. Quant à Nabucco, les pipelines devraient être opérationnels en 2017 et devront avoir une capacité de 26 à 31 bcm par an. Il faut toutefois noter que Nabucco risque de faire face à un certain nombre de difficultés : bien que ce projet ait été entrepris pour éviter que la Russie puisse

[34] International Energy Agency (2011), *« Are we entering a golden age of gas? »*.

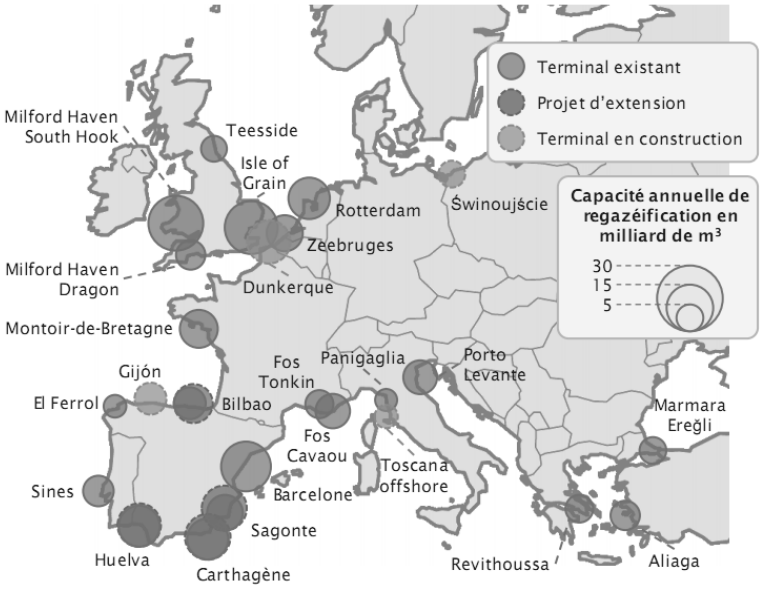
faire pression sur les citoyens européens, il est toutefois possible de se demander si des problèmes ne vont pas découler de la taille des réserves permettant d'assurer la faisabilité et le financement de ce projet : en effet, sans l'Iran, le projet n'est pas viable. Ce projet risque donc par la suite d'être confronté à un problème de financement[35].

Au regard de la carte précédente, le système logistique du gaz européen apparaît être aux mains de la Russie. Toutefois, même s'il est certain que l'Europe encoure des risques car elle a besoin du gaz russe, il faut également noter que la Russie est elle aussi dépendante de l'Europe : en effet, la Russie dépend fortement des paiements effectués en euros pour son gaz : 85% des ventes de pétrole et de gaz du pays qui sont payées à 100% proviennent de la zone euro et sont libellées en euros[36].

3.2.2.2 Le développement des terminaux de regazéification

Le développement des terminaux de regazéification en Europe permettrait à la fois d'augmenter le volume des importations de gaz, mais également de diversifier la provenance des importations du vieux continent.

Figure 23 – Infrastructures gazières en place et en développement en Europe



Source: Gas in Focus, à partir de données de l'IEA.

[35] Idée exprimée par Monsieur Jean-Michel Gauthier dans son cours intitulé Energy and Finance et donné à HEC pendant l'année 2011-2012. La retranscription de l'idée n'engage que l'auteur de ce document.
[36] Même commentaire que pour la note 35.

Comme le montre la carte présentée ci-dessus, le nombre de terminaux de regazéification est encore assez faible en Europe, mais un certain nombre de terminaux sont actuellement en cours de construction. Le développement de ces terminaux pourrait entre autres permettre l'arrivée massive sur le marché européen de gaz de schiste en provenance des Etats-Unis, phénomène qui pourrait entraîner une pression sur le prix du gaz, et qui pourrait également fournir aux pays européens un instrument de pression dans les négociations de prix avec la Russie.

3.2.2.3 Le développement des capacités de stockage du gaz

Pour soutenir une hausse des importations de gaz qui résulterait de l'augmentation en volume des infrastructures, le développement des capacités de stockage du gaz est également indispensable. Ces capacités supplémentaires permettrait de flexibiliser le marché européen du gaz et de faciliter la croissance du marché spot.

Figure 24 – Capacités de stockage de gaz en Europe, janvier 2010

Source: RWE.

La capacité total de stockage de gaz en Europe est actuellement de 66bcm[37], et avec les projets majeurs en cours de construction en Autriche, Belgique, Bulgarie, République Tchèque, Danemark, France, Allemagne, Hongrie, Italie, Lettonie, Lituanie, Pays-Bas,

[37] Crédit Suisse Equity Research (22 novembre 2011), *« Global Gas »*.

Pologne, Portugal, Roumanie, Serbie, Espagne et Royaume-Uni, des capacités de stockage additionnelles de 59 bcm devraient être opérationnelles à horizon 2015.

3.2.3 Les évolutions technologiques

Le dernier facteur que nous allons aborder dans cette partie concerne les évolutions technologiques qui pourraient affecter le marché du gaz. La technologie a un impact très important sur l'approvisionnement et l'utilisation de l'énergie. Ainsi, les évolutions technologiques, en fonction de leur type et de la vitesse à laquelle elles sont déployées, pourraient rendre le gaz considérablement plus compétitif que le charbon.

Nous allons commencer par nous intéresser aux technologies apparentées à l'approvisionnement en gaz. Selon les cas, ces technologies peuvent permettre de rendre certaines ressources disponibles sur le marché, alors que pour l'instant leur exploitation n'était intéressante ni commercialement ni financièrement. Elles peuvent également induire des coûts unitaires plus bas, notamment grâce à une amélioration des systèmes de transport et des systèmes de stockage.

3.2.3.1 Technologies en matière de transport et stockage du gaz

Une première constatation que l'on peut faire est que le gaz est une ressource qui s'avère complexe et chère à transporter et à stocker. Le principal obstacle est souvent le transport du gaz jusqu'à ses marchés de destination. Or, si de larges découvertes de réserves de gaz peuvent entraîner la construction de nouvelles pipelines ou de nouveaux projets intégrés de GLN, les plus petites découvertes ne le permettent souvent pas. Pour faire face à cela, de nouvelles technologies qui pourraient permettre une réduction du coût unitaire du transport et du stockage du gaz pour de plus faibles volumes sont actuellement en cours de développement. Ces technologies pourraient permettre une arrivée plus abondante de gaz sur les marchés et faire ainsi pression sur le prix du gaz.

Etant donné que décrire l'ensemble des technologies en cours de développement prendrait beaucoup trop de temps et que ce n'est pas l'objectif de ce travail de recherche, nous allons dans la suite de cette sous-partie nous appuyer sur un résumé effectué par l'International Energy Agency dans son rapport intitulé *« Are we entering a golden age of gas? »* et sur la description que ce rapport offre quant aux différentes technologies.

La première innovation technologique que l'on peut évoquer concerne la liquéfaction en mer (*« floating LNG »*) : il s'agit d'une technique de liquéfaction, décrite par Total[38] comme nécessitant une *« structure flottante assurant à la fois la production, le traitement, la liquéfaction du gaz, puis le stockage et le transfert du GLN à bord des méthaniers. Permettant la valorisation de réserves de gaz offshore très isolées, de taille modeste et éloignées des côtes, cette option peut en outre s'avérer plus économique que la construction d'un site à terre »*. Cette technologie permettrait de plus de réduire la dépendance aux pipelines et d'éliminer le risque qu'ont les terminaux de GLN terrestres face à un épuisement des réserves de gaz sur le site d'extraction : en effet, contrairement aux structures terrestres, les structures flottantes peuvent se déplacer vers un autre champ de gaz une fois le premier complètement exploité. Le premier projet de ce type a été lancé en mai 2011, sera amarré à 200 km des côtes ouest de l'Australie, et aura pour objectif de délivrer 4,7 bcm/an de gaz à partir de 2017. D'autres projets sont aujourd'hui en train d'être étudiés, et pourraient contribuer à un approvisionnement supplémentaire de 15 bcm de gaz d'ici 2020.

Une deuxième innovation technologique consiste en la création de véhicules (sur terre ou sur mer) permettant le transport du gaz naturel comprimé (CNG, *« compressed natural gas »*). Ces véhicules auraient besoin d'un grand nombre de cylindres pour stocker le gaz à très haute pression durant le transport. Le gaz naturel comprimé permettrait d'éviter de construire des terminaux de liquéfaction, très coûteux, mais possède cependant une densité énergétique plus faible que celle du gaz naturel liquéfié, entraînant par conséquent un coût de transport plus élevé par unité. Le GNC est encore très peu utilisé aujourd'hui.

Troisièmement, des technologies pour transporter et liquéfier le gaz naturel liquéfié sur une petite échelle sont actuellement en cours de développement. Des petits navires de transports de GLN permettant d'approvisionner en gaz les régions les plus reculées ont ainsi été mis en service en Asie du Sud-Est.

Le développement des technologies *« gas-to-liquids »*, utilisant des procédés chimiques pour convertir le gaz naturel en *« liquid hydrocarbon fuels »*, permettrait également de faciliter le transport du gaz. Toutefois, bien que les premiers processus fussent lancés dans les années 1920, la production est restée très faible en raison de la complexité technique du processus et du coût très élevé des installations.

[38] Total, http://www.total.com/fr/nos-energies/gaz-naturel/explorer-et-produire/nos-savoir-faire/gaz-naturel-liquefie/innovations/floating-lng-202093.html.

On pourrait également mentionner le développement de technologies permettant l'extraction des ressources gazières de l'Arctique (méthaniers brise-glace développés notamment par Total).

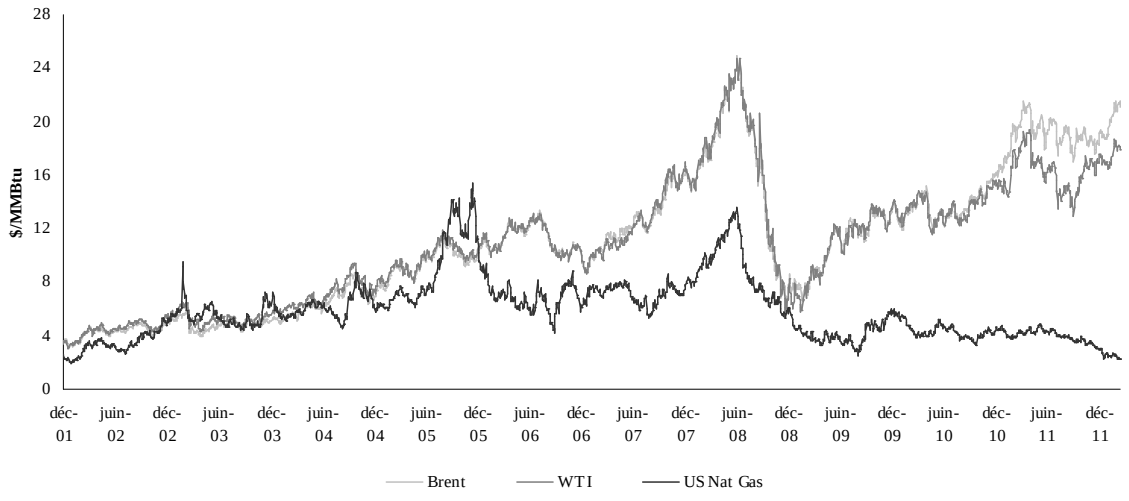
Enfin, d'autres technologies présentent également un potentiel important, mais n'ont pas encore été développées à ce jour à une échelle suffisante. Dans cette catégorie figurent notamment la production d'électricité ou la fabrication de produits chimiques sur des sites proches des champs gaziers. Le produit est ensuite exporté à la place du gaz, ce qui représente un certain avantage dans le cas où existeraient des réseaux de transport d'électricité ou des réseaux de transports routiers, mais pas de pipelines.

3.2.3.2 Technologies d'extraction permettant l'arrivée sur le marché de nouvelles ressources

Premier cas : extraction du gaz de schiste en Europe

Le développement de technologies permettant l'extraction de gaz de schiste en Europe pourrait entraîner l'arrivée sur le marché de nouvelles ressources de gaz en grandes quantités. Ce phénomène pourrait, par comparaison avec l'arrivée du gaz de schiste sur le marché américain, entraîner une dé-corrélation du prix du gaz et du pétrole et réduire considérablement le prix du gaz, comme l'illustre le graphique présenté ci-dessous.

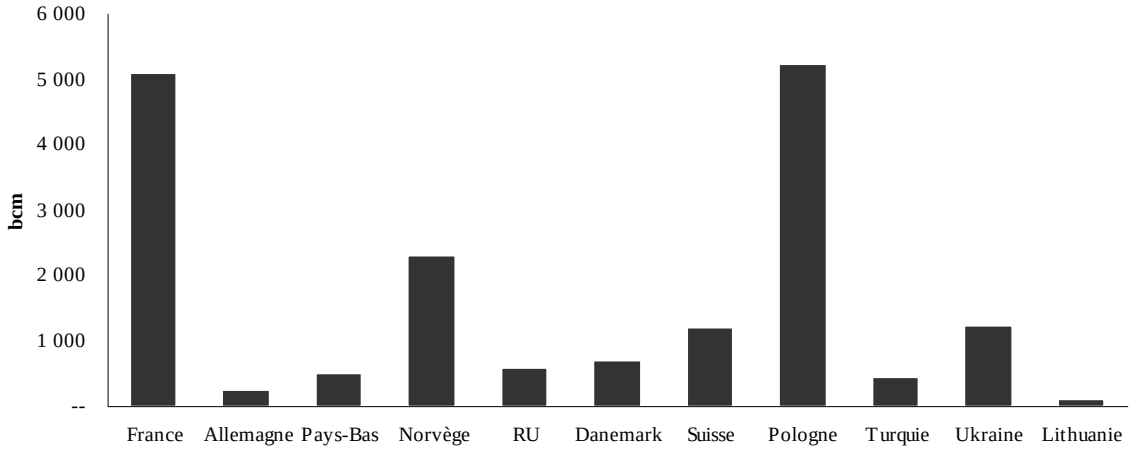
<u>Figure 25</u> – Chute du prix du gaz aux Etats-Unis et dé-corrélation avec le prix du pétrole suite à l'arrivée du gaz de schiste



Source: Total.

L'Europe dispose en effet d'importantes ressources en gaz de schiste, qui si elles étaient exploitées, pourraient alimenter le marché européen de façon massive. Ainsi, selon Crédit Suisse[39], l'Europe disposerait de 620 tcf de réserves recouvrables en gaz de schiste, la France et la Pologne en possédant la majorité (plus de 60%).

<u>Figure 26</u> – Réserves recouvrables en gaz de schiste en Europe



Source: Crédit Suisse, sur la base de données provenant de l'IEA.

Toutefois, comme le mentionne Crédit Suisse[40], *« we share the consensus view that unlike in the US, shale gas in Europe is very unlikely to become an important source of energy due to differences in legal frameworks and environmental concerns »*. A ces différences s'ajoute le fait qu'en Europe, contrairement aux Etats-Unis, les réserves sont situées dans des zones de populations denses, rendant plus difficile leur exploitation.

La France n'a notamment manifesté aucun intérêt pour le développement de ses ressources en gaz de schiste, en raison de la faible part du gaz dans son mix énergétique. La Pologne pourrait par contre en devenir un important producteur, l'exploitation des ressources bénéficiant du support complet du gouvernement : cette exploitation permettrait en effet au pays de diminuer sa dépendance aux importations russes. PGNiG a ainsi récemment annoncé son intention d'intensifier l'exploration de gaz de schiste suite au succès du début de la production technique à la concession de gaz de schiste de Lubocino[41].

[39] Crédit Suisse Equity Research (22 novembre 2011), *« Global Gas »*, sur la base de données de l'IEA.
[40] Crédit Suisse Equity Research (22 novembre 2011), *« Global Gas »*.
[41] PGNiG Press Release (26 mars 2012), *« PGNiG intensifies shale gas exploration »*.

Deuxième cas : arrivée sur le marché européen du gaz de schiste américain

En plus de l'exploitation possible des ressources européennes de gaz de schiste, l'arrivée sur le marché de gaz de schiste en provenance des Etats-Unis pourrait également entraîner une pression à la baisse sur le prix du gaz. En Amérique, une loi qui interdisait l'exportation des énergies dites stratégiques a récemment été modifiée, autorisant notamment l'exportation du gaz de schiste. De plus, les Américains sont actuellement en train de convertir des installations de regazéification en installations de liquéfaction. Cet exemple illustre bien que ce sont les innovations technologiques, ici permettant l'extraction du gaz de schiste et la conversion de terminaux de regazéification en terminaux de liquéfaction, qui permettraient la réduction du prix du gaz.

3.2.3.3 Technologies en rapport avec la production d'électricité

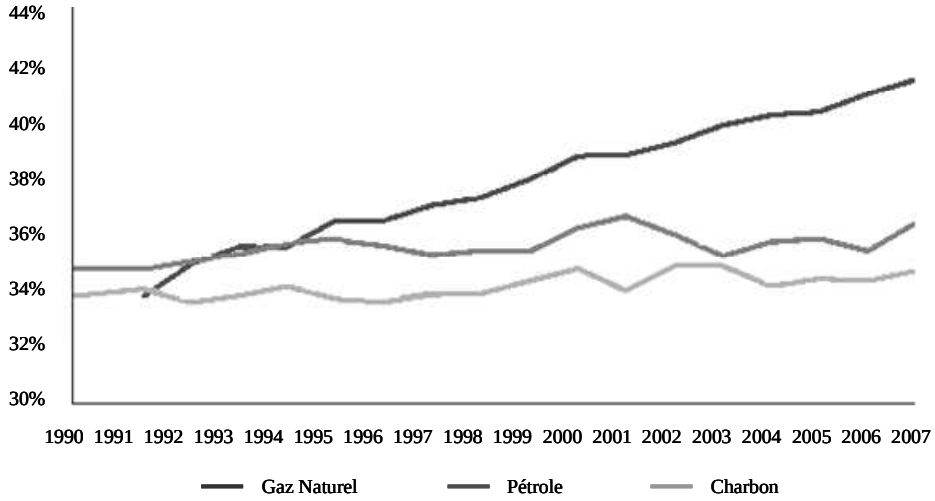
Nous allons terminer cette partie sur les innovations technologiques en mentionnant celles qui pourraient affecter l'utilisation du gaz dans les centrales électriques.

Tout d'abord, deux dynamiques pourraient accroître la demande en gaz pour la production d'électricité : le développement de la technologie CCS *(carbon capture and storage)*, qui permettrait d'améliorer la compétitivité des sources d'énergie fossiles par rapport aux autres sources d'énergie, et le développement de batteries suffisamment efficaces pour permettre une utilisation croissance des véhicules électriques, résultant en un passage des combustibles liquides à de l'électricité lors de l'utilisation de l'énergie pour le transport.

Le choix du combustible au niveau de la centrale sera de plus affecté par les innovations technologiques permettant l'amélioration de l'efficacité énergétique moyenne de l'équipement. L'efficience thermale des CCGT, qui peut aujourd'hui dépasser les 59%, donne d'ores et déjà un avantage comparatif au gaz par rapport au charbon, l'efficience thermale des centrales à charbon super-critiques atteignant seulement les 47%[42]. Le graphique présenté ci-dessous montre de plus que l'évolution de l'efficacité énergétique pour les centrales à gaz a été beaucoup plus importante que pour les centrales à charbon.

[42] International Energy Agency (2011), *« Are we entering a golden age of gas? »*.

Figure 27 – Evolution de l'efficacité énergétique à partir des énergies fossiles



Source: IEA.

Nous venons de voir que les évolutions de marché, le développement des infrastructures et les innovations technologiques pourraient avoir une influence directe sur le prix du gaz et rendre ce dernier plus compétitif que le charbon. En plus de ces facteurs « directs », des considérations d'ordre environnementale et politique, plus « indirectes », pourraient également avoir un impact non négligeable sur le choix du combustible qui sera fait par les opérateurs. C'est ce à quoi nous allons maintenant nous intéresser.

3.3 Quels sont les autres éléments qui pourraient intervenir en faveur du gaz ?

Deux points vont être évoqués ici : la problématique environnementale et le rôle des pouvoirs publics dans le choix du combustible.

3.3.1 La problématique environnementale

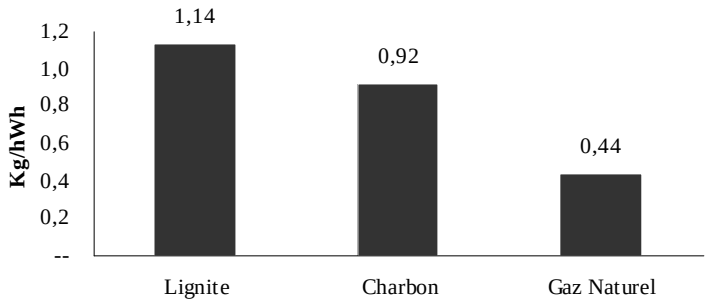
Comparé aux autres sources d'énergies fossiles, les centrales à gaz émettent moins de composés néfastes pour l'environnement.

La combustion du gaz émet notamment moins d'oxydes d'azote (NOx), qui contribuent à l'acidification et à la formation de la couche d'ozone, et moins de dioxyde de

soufre (SO_2) qui, avec les oxydes d'azote, entraînent la formation de pluies acides. Ces deux composants ont également des conséquences néfastes sur la qualité de l'air[43].

Mais le principal impact concerne les émissions de CO_2 : une centrale à gaz émettrait environ trois fois moins de CO_2 qu'une centrale à charbon[44].

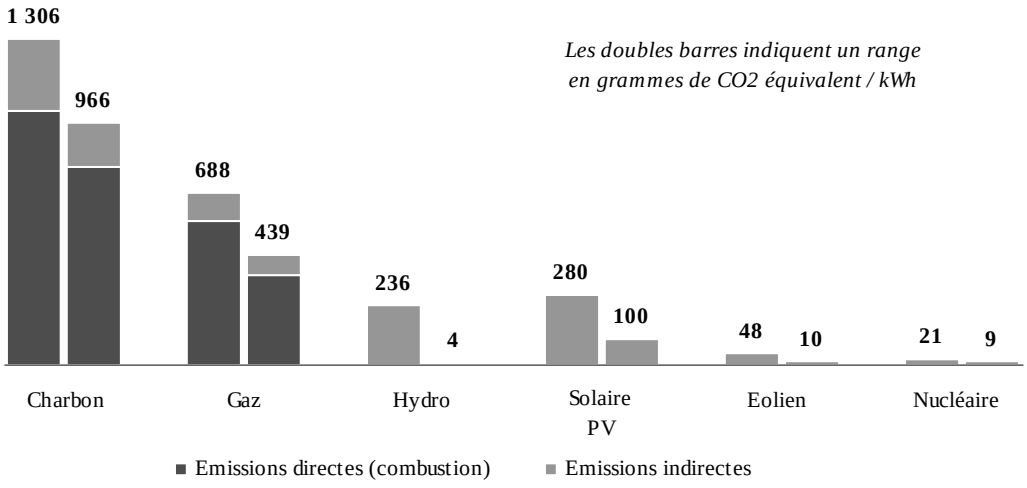
Figure 28 – Emissions de CO_2 par type de centrale en Allemagne



Source: RWE.

Les centrales à gaz émettent ainsi moins de gaz à effet de serre que les centrales à charbon.

Figure 29 – Emissions de gaz à effet de serre issues de la production d'électricité



Source: EDF, à partir de données de l' IAEA.

[43] International Energy Agency (2011), *« Are we entering a golden age of gas? »*.
[44] EDF (2011), *« Facts & Figures 2011 »* et RWE (2011), *« Facts & Figures 2011 »*.

Aux effets évoqués précédemment peut s'ajouter le fait que la combustion de gaz n'entraîne pas la création de déchets et n'implique ainsi par la mise en place d'une politique de gestion des déchets (au contraire des cendres résultant de la combustion du charbon).

Etant donné que lorsque la technologie CCS sera développée à grande échelle (peut-être d'ici une dizaine d'années), les émissions de CO_2 ne seront plus le facteur déterminant du choix entre les deux sources d'énergies fossiles, on pourrait relativiser l'impact du CO_2 dans le choix du combustible sur le long terme. Toutefois, sur le court terme, bien que la technologie qui consiste à capturer les émissions de CO_2, à les transporter et à les stocker de façon définitive dans les formations technologiques existe, aucun projet d'ampleur significative n'a encore été conduit, et le coût de la mise en place à grande échelle de cette technologie demeure très incertain. En raison de ces incertitudes, l'International Energy Agency a développé son scenario sur le gaz en tenant compte de la possibilité que la technologie CCS ne soit pas déployée avant 2035 pour des raisons sociales, économiques et technologiques.

3.3.2 Le rôle des pouvoirs publics

Les pouvoirs publics disposent également d'un levier pour favoriser l'utilisation de telle ou telle source d'énergie. Plusieurs critères peuvent entrer en compte dans leur choix de soutenir une source d'énergie par rapport à une autre : la présence d'un certain type de combustible dans leur pays (gaz en Russie, charbon en Pologne), la provenance des importations[45] , la volonté de diminuer le risque environnemental…

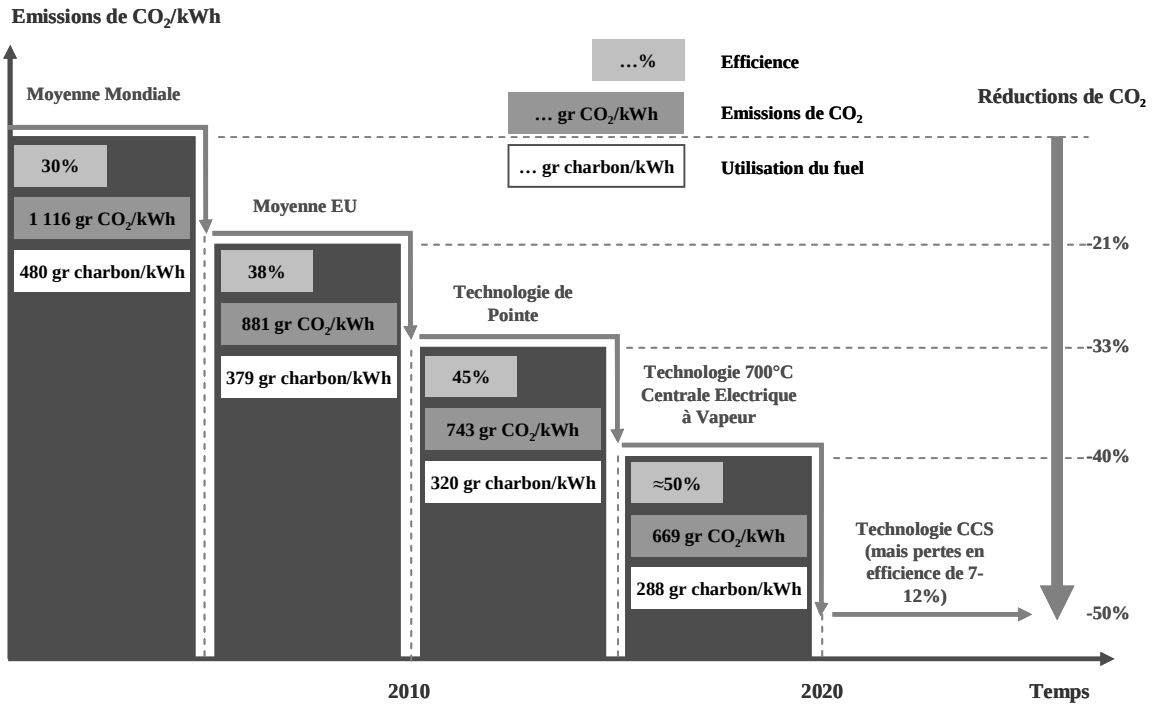
Nous ne souhaitons pas entrer ici dans les détails des politiques de soutien mises en place par certains gouvernements, mais pouvons toutefois nous demander si en Pologne, en raison des importantes ressources en charbon, les pouvoirs publics n'auraient pas privilégié les opérateurs de centrales à charbon, ou si en Norvège ou encore aux Pays-Bas, le développement du gaz n'aurait pas été favorisé par les pouvoirs publics.

[45] Se référer à l'annexe 13.

3.4 Les éléments précédents sont-ils suffisants pour permettre un passage du charbon au gaz ou sont-ils contrebalancés par des évolutions similaires sur le marché du charbon ?

Nous n'allons pas présenter ici de façon exhaustive les évolutions qui peuvent être attendues sur le marché du charbon, mais il est toutefois bon de mentionner qu'un certain nombre d'innovations technologiques actuellement en cours de développement pourraient notamment réduire les conséquences néfastes des centrales à charbon sur l'environnement. RWE présente ainsi le potentiel de réduction des émissions de CO_2 des centrales à charbon grâce à une amélioration de l'efficacité énergétique des centrales, sur un horizon de 20 ans.

Figure 30 – Réduction potentielle des émissions de CO_2 issues des centrales à charbon (sur la base de données moyennes sur les centrales à charbon)



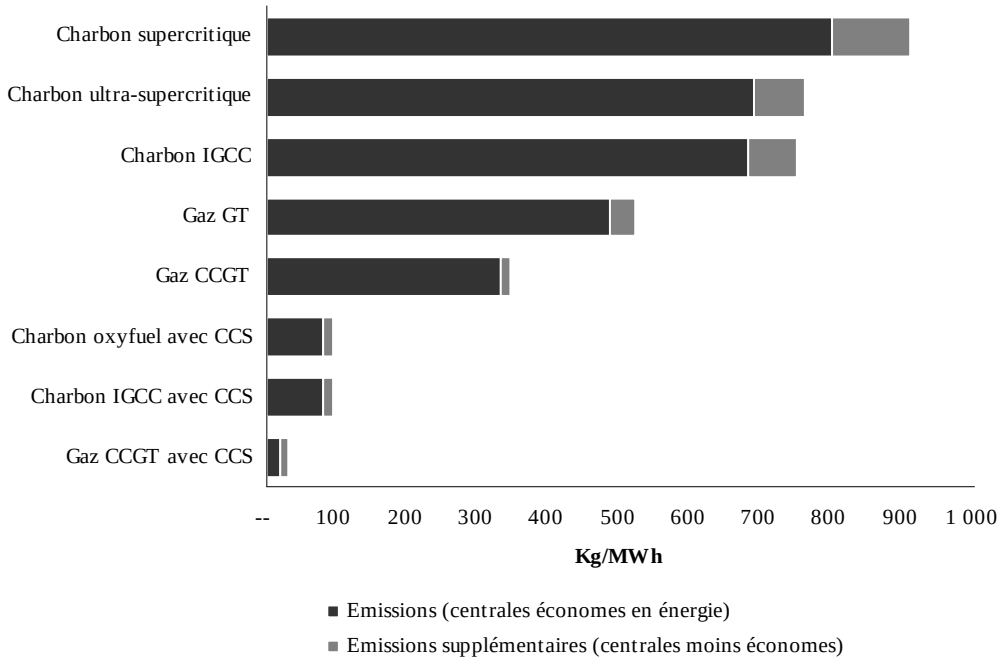
Source: RWE.

Le développement de technologies de pointe et de la technologie à 700°C (centrales électriques à vapeur) permettrait une amélioration de 12% de l'efficacité des centrales à charbon, tout en permettant une réduction des émissions de CO_2 grâce à une utilisation de moins de combustible pour produire la même quantité d'électricité. Mais c'est surtout le développement à grande échelle de la technologie CCS qui rendrait les centrales à charbon

beaucoup plus compétitives, en neutralisant les effets néfastes de la combustion du charbon sur l'environnement. Toutefois, comme nous l'avons évoqué précédemment, le développement de cette technologie à grande échelle n'est pas à attendre avant au moins une dizaine d'années, et même le développement à cet horizon demeure encore très incertain.

De plus, en regardant les prévisions faites par l'International Energy Agency[46] concernant les émissions de CO_2 par type de centrale en 2020, les émissions issues des centrales à charbon restent considérablement plus élevées que pour les centrales à gaz.

Figure 31 – Emissions futures de CO_2 par type de centrale, 2020[47]



Source: IEA Golden Age for Gas, p.94.

Conclusion de cette partie et transition : le gaz, grâce à la percée des techniques non conventionnelles mais aussi à sa flexibilité qui en fait le complément idéal des énergies renouvelables, pourrait connaître son « âge d'or » (comme le dénomme l'International Energy Agency) et égaler la part du charbon vers 2035. La compétitivité du gaz par rapport au charbon pourrait s'améliorer grâce à une baisse du prix du gaz sur le moyen/long terme,

[46] International Energy Agency (2011), *« Are we entering a golden age of gas? »*.
[47] IGCC : centrales thermiques à gazéification de charbon intégrée à un cycle combiné. GT : turbines à gaz. CCS : captage et stockage du dioxyde de carbone.

permise par les évolutions du marché, le développement des infrastructures et l'arrivée d'innovations technologiques, et grâce à des considérations d'ordre environnemental et politique qui pourraient favoriser le développement du gaz par rapport au charbon. Toutefois, il ne faut pas oublier que l'Allemagne a historiquement favorisé le développement du charbon et que le coût du charbon au niveau des centrales électriques reste encore inférieur à celui du gaz, en raison du prix inférieur du charbon sur le marché. Nous ne pensons donc pas que l'intégralité des 80% restants du « manque à combler » (part non comblée par les énergies renouvelables) puisse être intégralement remplacée par du gaz, mais considérons cependant que la majorité de ce pourcentage le sera. A titre indicatif, nous retenons que 50% du manque en électricité sera produite à partir du gaz, et ainsi 30% le sera à partir du charbon[48]. Le dernier problème qui se pose alors est de comprendre d'où cette électricité supplémentaire va provenir : les centrales existantes ont-elles la capacité nécessaire pour satisfaire ce besoin en électricité supplémentaire ? Et si elles ne le peuvent pas, quel choix l'Allemagne va-t-elle faire ? Va-t-elle privilégier les importations ou la construction de nouvelles centrales électriques ? C'est ce à quoi nous allons nous intéresser dans la dernière partie de ce travail.

[48] Ce chiffre, qui a plus été déterminé à partir d'un ensemble de considérations plutôt qu'à partir de calculs mathématiques, est d'ordre indicatif et n'engage que l'auteur de ce document.

4. Importations d'électricité ou construction de nouvelles centrales électriques ?

Suite à l'arrêt immédiat de six centrales nucléaires[49], l'Allemagne s'est trouvée confronté à un important manque en électricité. Nous allons tout d'abord regarder comment les installations allemandes ont réagi face à cela. Nous verrons que les capacités installées en Allemagne ne permettent pas au pays de garantir un approvisionnement sécurisé en électricité et que le pays a dû accroître ses importations en électricité sur le court terme. Toutefois, nous nous demanderons ensuite si l'Allemagne continuera dans le futur de compter sur des importations accrues ou si elle entreprendra plutôt la construction de nouvelles centrales électriques.

4.1 Etat du réseau et étude des capacités existantes

Pour comprendre comment l'Allemagne va concrètement combler le manque en électricité résultant de l'arrêt des centrales nucléaires, il est tout d'abord nécessaire de regarder si les capacités installées en Allemagne sont actuellement suffisantes pour répondre à la demande en électricité. Nous allons pour cela nous appuyer essentiellement sur le rapport publié par l'ENTSOE et intitulé *« An Overview of System Adequacy: Winter Outlook Report 2011/2012 and Summer Review 2011»*.

4.1.1 Les difficultés liées au réseau

Pendant l'été 2011[50], immédiatement après la fermeture des centrales nucléaires, le réseau allemand a rencontré quelques difficultés mais a pu résister à la pression grâce à la stabilité des conditions naturelles : *« Generally speaking, the grid situation in Germany in summer 2011 was stressed but system security was maintained at all time by the German TSOs. Nevertheless it has to be mentioned, that the grid situation was positively influenced by external conditions. The weather situation was quite stable for long periods with only*

[49] Huit centrales ont été immédiatement fermées en 2011, mais parmi ces huit centrales, deux ne produisaient déjà plus d'électricité.
[50] Correspondant à la période s'étendant du 1er juin au 30 septembre.

moderate wind generation infeed and high photovoltaic generation »[51]. A partir de février 2012, l'Allemagne a de plus été confrontée à une vague de froid, et les opérateurs de réseaux du pays ont eu des difficultés à équilibrer la production et la demande : en raison de conditions météorologiques défavorables, les installations solaire et éolienne n'ont pu produire que peu d'électricité[52].

Les réseaux ont de plus été confrontés à un problème de tension électrique pendant l'été 2011 : en effet, la fermeture des centrales nucléaires a causé un manque de puissance réactive disponible et les régions de Baden-Württemberg, Hessen et Rheinland-Pfalz ont connu un problème de sous tension.

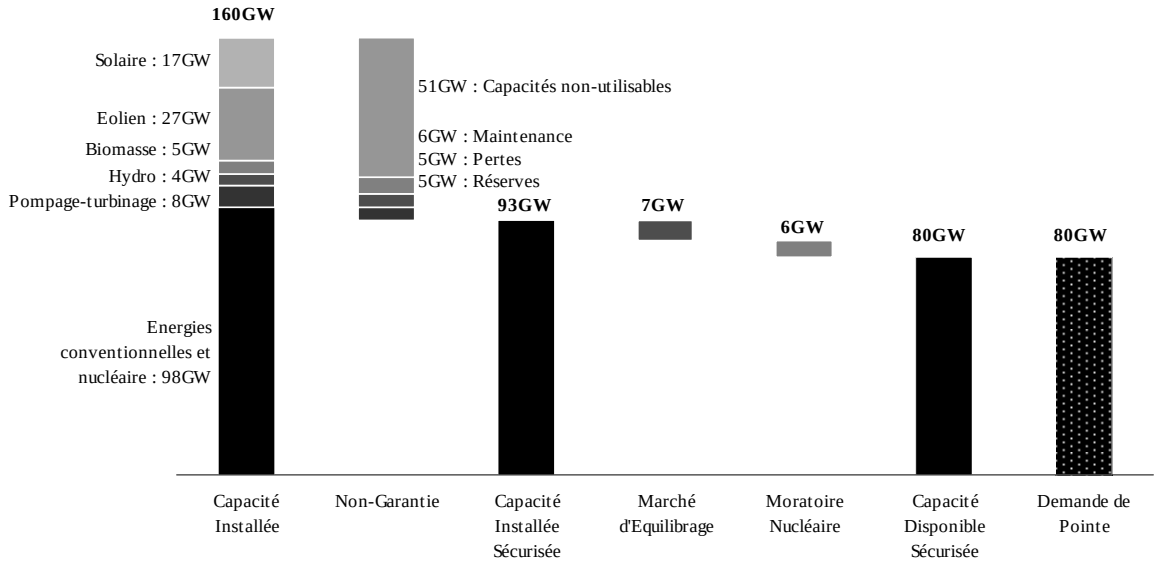
4.1.2 La réduction de la réserve de sécurité

En plus de ces difficultés, la réserve de sécurité entre la production d'électricité et la demande en période de pointe a décru substantiellement en GW : *« the generation and load balance has become more stressed compared to the past. Due to the reduced capacity of nuclear power plants and due to planned overhauls, which were realized in summer, the safe reserve between the power generation and the peak load has decreased »*. Ce phénomène a particulièrement touché la zone sud du réseau TenneT[53], qui a connu une pénurie en électricité à certains moments.

Le graphique ci-dessous présente une estimation de la capacité disponible considérée comme sécurisée en Allemagne mi-2011, après l'annonce du moratoire nucléaire, comparée à la demande de pointe.

[51] ENTSOE European Network of Transmission System Operators for Electricity (2011-2012), *« An overview of system adequacy: winter outlook report 2011/2012 and summer review 2011»*.
[52] ENTSOE (4 avril 2012), *« ENTSO-E's Initial Review of the Winter Cold Spell 2012 »*.
[53] Se référer à l'annexe 11 pour la répartition sur le territoire des TSO.

Figure 32 – Capacité disponible sécurisée vs demande de pointe en Allemagne, 2011[54]

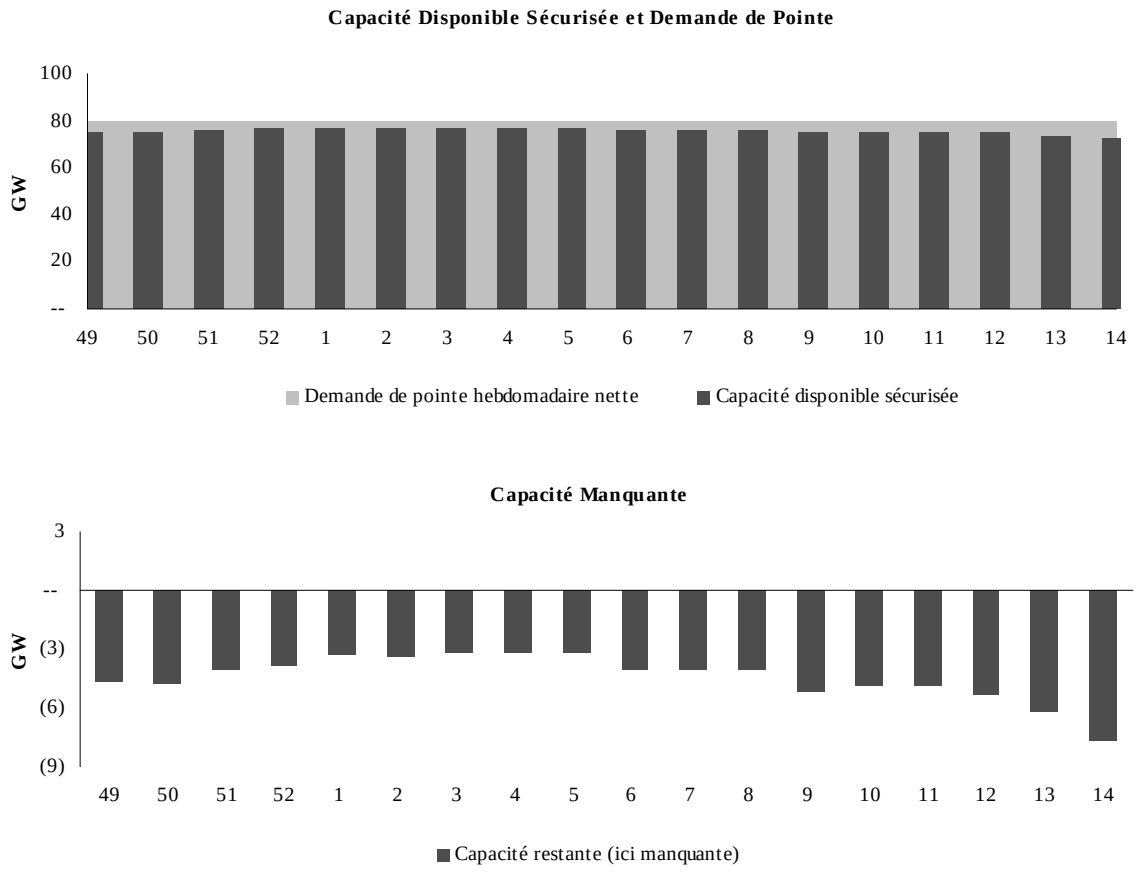


Source: BDEW.

Ce graphique montre que les capacités installées en Allemagne sont tout juste nécessaires pour couvrir la demande en période de pointe. Il peut ainsi être attendu que l'Allemagne devra avoir recours à des importations, surtout en cas de fortes demandes en électricité et d'une faible alimentation des réseaux par de l'électricité produite à partir des énergies renouvelables. Les prévisions de l'ENTSOE en la matière pour l'hiver 2011-2012, qui sont présentées dans les graphiques ci-dessous, confirment cette analyse.

[54] Les capacités non garanties proviennent principalement des capacités éolienne et solaire : l'ENTSOE estime les capacités éoliennes non garanties à 99% et les capacités solaires à 100% sur la base des données des précédentes années fournies par les TSOs allemands. Le moratoire nucléaire comprend les 8 centrales les plus anciennes, à l'exception des centrales de Krümmel et de Brunsbüttel, qui étaient déjà offline ou en maintenance avant la décision prise par le gouvernement allemand.

Figure 33 – Estimation de la capacité manquante de génération d'électricité pendant l'hiver 2011-2012[55]



Source: ENTSOE.

Confirmant les graphiques présentés ci-dessus, le mercredi 9 février, l'Allemagne a eu recours, pour la deuxième fois pendant l'hiver, à ses capacités de production d'électricité de réserve, suite à une demande des quatre principaux opérateurs de réseaux du pays[56]. Cette opération d'urgence avait soulevé des doutes sur la capacité du pays à assurer son approvisionnement en électricité sans énergie nucléaire.

Il faut toutefois noter que suite à cette opération, l'agence allemande des réseaux a lancé une enquête sur un soupçon de manipulation du marché par certains grossistes en électricité[57]. Les grossistes ont en effet été accusés d'avoir « sciemment sous-estimé leurs

[55] Données pour des conditions « sévères » peuvent être déclenchées par de mauvaises conditions météorologiques. Echelle de l'axe des abscisses correspondant au numéro de la semaine considérée, la semaine 49 correspondant à celle débutant le 7 décembre 2011.
[56] Les opérateurs ont demandé l'activation du générateur de réserve d'une centrale au charbon à Mannheim (sud) et de deux autres unités de réserve en Autriche.
[57] Les Echos (14 avril 2012), *« Soupçon de manipulation sur le marché de l'électricité en Allemagne »*.

besoins » pour bénéficier d'une électricité moins chère que le prix du marché, en période de grand froid.

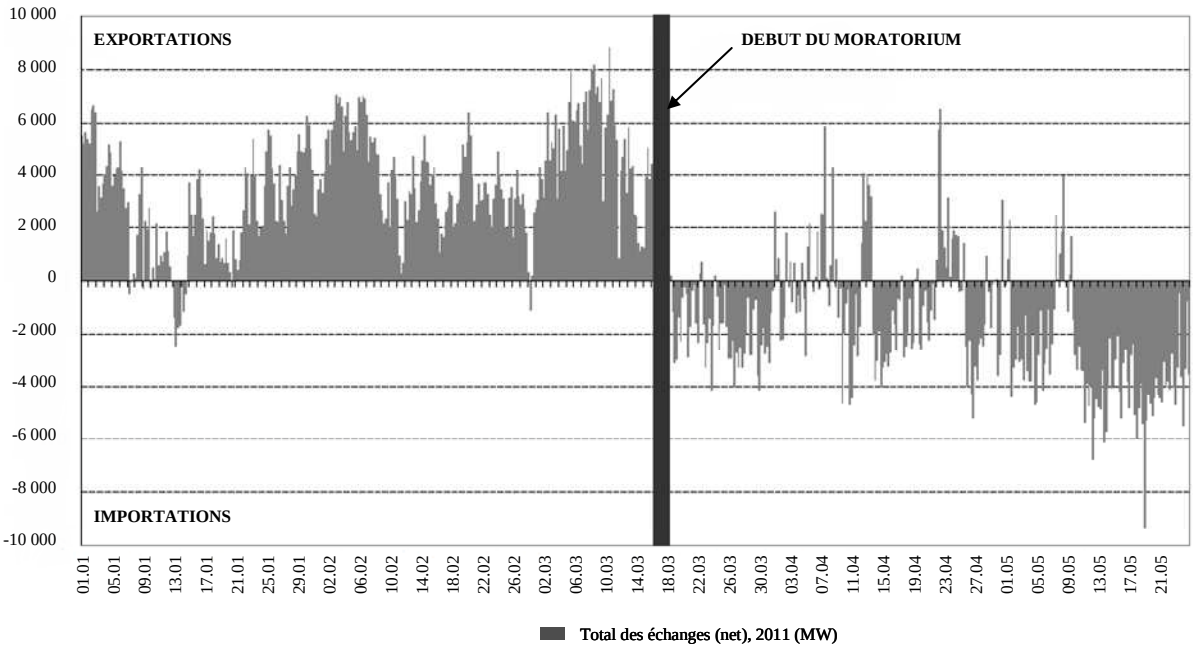
4.2 Les importations d'électricité, une solution à court terme

Si l'on regarde l'évolution sur le très court terme des flux d'électricité, l'Allemagne a dû recourir à des importations pour combler le manque en électricité. Toutefois, nous allons voir que cette solution ne semble pas être une option envisageable sur le long terme pour le pays.

4.2.1 La situation à court terme

Les importations allemandes en électricité ont augmenté suite à l'annonce du moratoire. Comme l'illustre le graphique suivant, présentant les échanges nets d'électricité quotidiens en Allemagne dans les mois précédents et suivants le début du moratoire, l'Allemagne est passée du statut d'exportateur au statut d'importateur d'électricité.

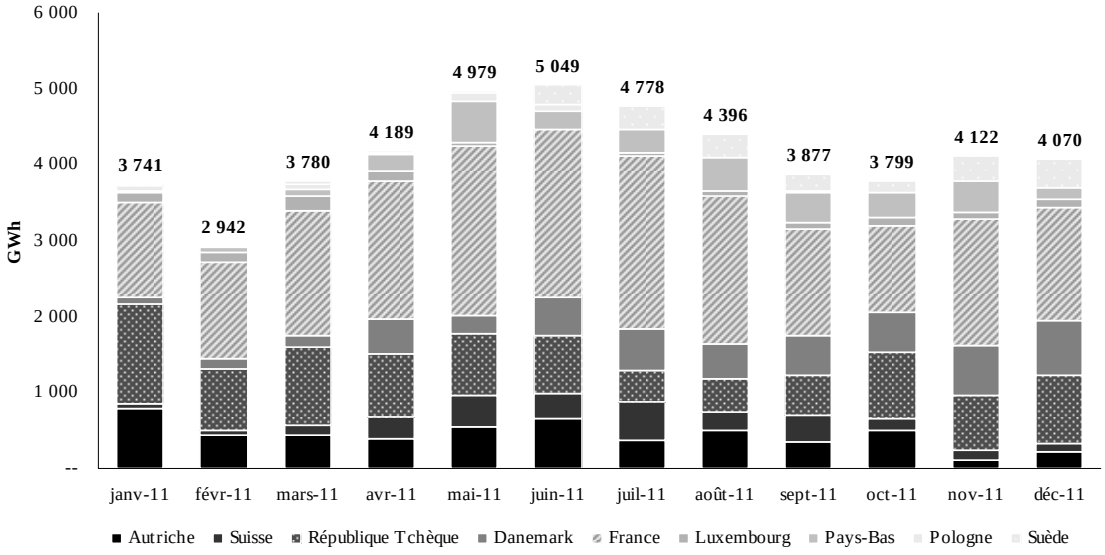
Figure 34 – Importations et exportations quotidiennes d'électricité en Allemagne (janvier-juin 2011)



Source: Bundesnetzagentur.

En analysant la provenance des importations, il est possible de voir qu'elles proviennent essentiellement de France et de République Tchèque, deux pays produisant une grosse part de leur électricité à partir de l'énergie nucléaire. Les importations en provenance de France ont particulièrement augmenté suite au moratoire, et ont totalisé plus de 20 300 GWh sur l'année 2011, comparé à 15 100 GWh l'année précédente, ce qui représente une augmentation de 34,3%.

<u>Figure 35</u> – Répartition des importations allemandes d'électricité par pays d'origine, 2011

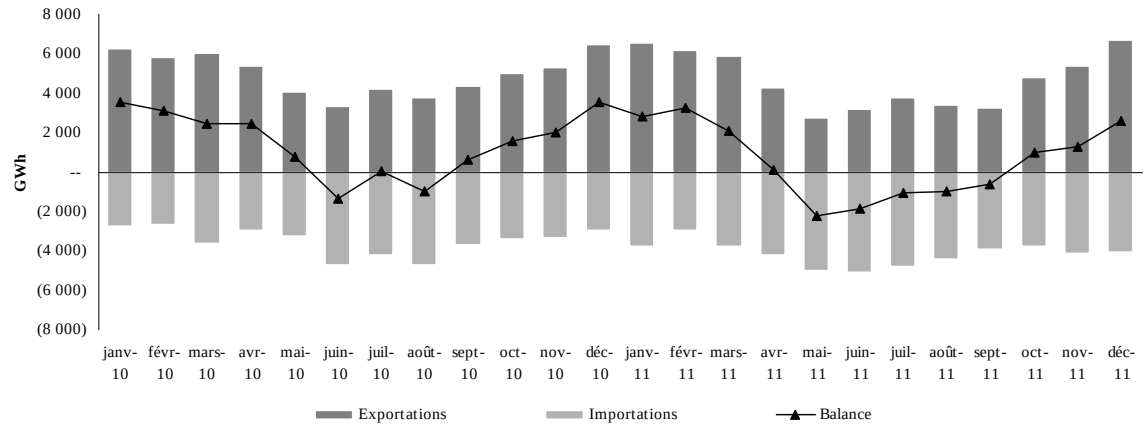


Source: Données provenant de la base de données de l'ENTSOE-E.

Sur l'année 2011, l'Allemagne a réduit ses exportations de 6,5% mais augmenté ses importations de 17,9%. En observant l'évolution des exportations et importations sur une période plus longue, nous pouvons toutefois remarquer que les exportations et importations suivent la même évolution mensuelle qu'en 2010, mais plus marquée (les importations sur les six premiers mois de 2011 totalisant 25 000 GWh, comparé à 20 000 GWh sur les six premiers mois de 2010).

Nous pouvons de plus noter que l'Allemagne a réduit son niveau d'importations en septembre 2011, et a rétabli une balance positive en octobre (exportations supérieures aux importations).

Figure 36 – Importations et exportations mensuelles d'électricité en Allemagne (2010-2011)



Source: Données provenant de la base de données de l'ENTSOE-E.

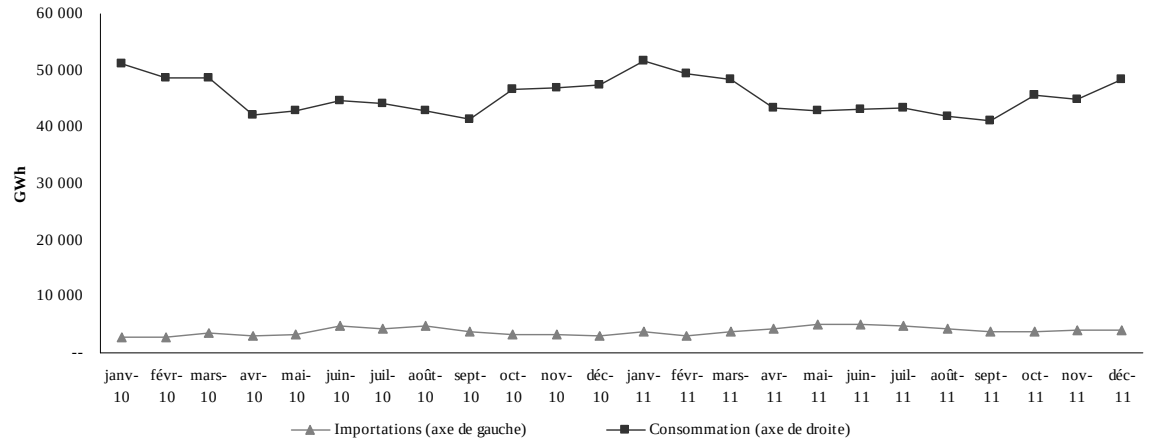
Ainsi, aucune nouvelle tendance ne semble se dessiner suite à la fermeture des centrales nucléaires. Il est ainsi possible d'en déduire que les importations n'étaient qu'une solution temporaire pour combler sur le court terme le vide laissé par l'énergie nucléaire. D'après les graphiques précédents, nous pouvons donc penser que les Allemands n'ont pas fait le choix de l'importation pour combler le déficit en électricité du pays.

4.2.2 Les aspects politiques

Les raisons qui pourraient justifier la volonté de l'Allemagne de ne pas recourir de façon croissante aux importations peuvent être recherchées du côté du caractère politique et géopolitique des importations d'électricité.

Tout d'abord, une augmentation des importations irait à l'encontre des principes de sécurité énergétique du pays. Comme le montre le graphique ci-dessous, les importations ne représentent qu'une faible part de la consommation d'électricité allemande. Cette faible part est un indicateur de la volonté de l'Allemagne de ne pas être trop dépendante d'autres pays pour sa consommation d'électricité.

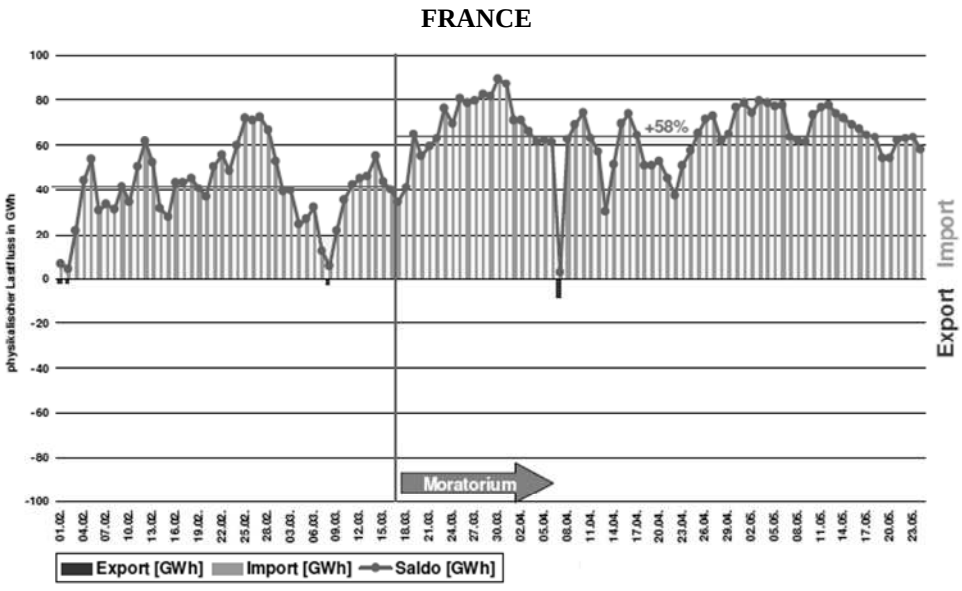
Figure 37 – Importations vs consommation d'électricité mensuelles en Allemagne, (2010-2011)



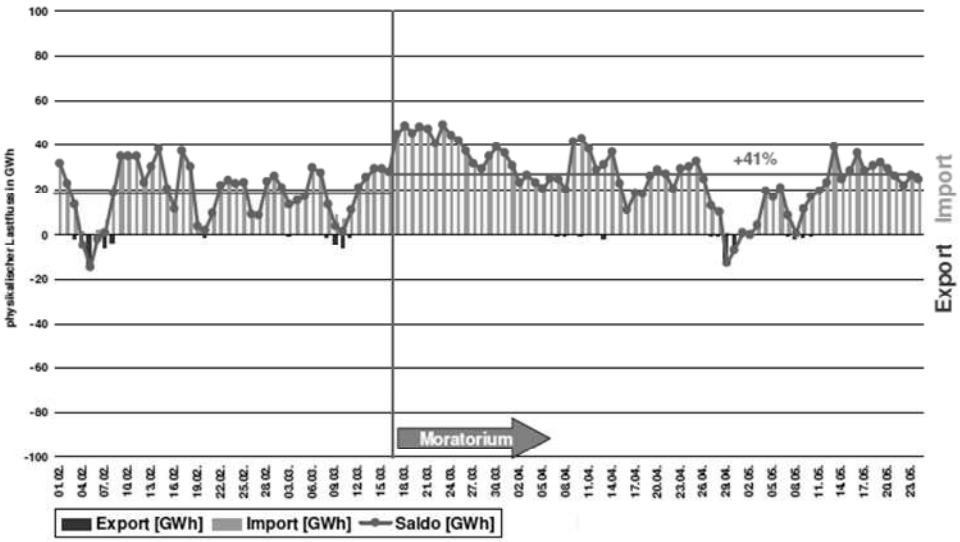
Source: Données provenant de la base de données de l'ENTSOE.

En plus de cela, le choix politique pris par l'Allemagne de sortir du nucléaire repose notamment sur un rejet sociétal de l'énergie nucléaire. Or, sur le court terme, l'Allemagne a dû augmenter ses importations d'électricité en provenance de la France et de la République Tchèque, qui s'avèrent être deux pays qui produisent l'essentiel de leur électricité à partir de l'énergie nucléaire. Il apparaît ainsi contradictoire de sortir du nucléaire tout en important de l'électricité produite à partir du nucléaire.

Figure 38 – Importations journalières en provenance de France et de République Tchèque



REPUBLIQUE TCHEQUE



Source: BDEW.

L'Allemagne n'est de plus pas le seul pays avoisinant la France ayant fait le choix de sortir du nucléaire. La Belgique décida en 1999 de ne plus construire de centrales nucléaires et fixa à 2025 sa sortie définitive du nucléaire, la Suisse prévoit sa sortie du nucléaire d'ici 2035, l'Italie arrêta définitivement ses centrales nucléaires en 1990 (le gouvernement de Berlusconi avait bien annoncé il y a quelques années la relance du nucléaire, mais cet élan fut stoppé suite à la catastrophe de Fukushima), le Luxembourg quant à lui n'a jamais exploité de centrales de ce type. Il serait naturel de penser que ces pays souhaiteraient ne plus être confrontés au risque nucléaire au sein de leur pays mais également au risque accidentel qu'ils subissent du fait de la proximité des centrales nucléaires françaises. La Suisse a notamment mentionné son sentiment d'inconfort face aux centrales françaises proches de sa frontière.

Ainsi, en raison de considérations politiques, géopolitiques et sociétales, l'Allemagne n'a pas fait le choix des importations et ne continuera pas dans le futur de compter sur des importations accrues, comme elle a dû le faire immédiatement après la fermeture des centrales nucléaires allemandes. Etant donné que les capacités installées actuellement en Allemagne ne permettent pas au pays de garantir un approvisionnement sécurisé en électricité, l'Allemagne devra donc construire de nouvelles centrales électriques.

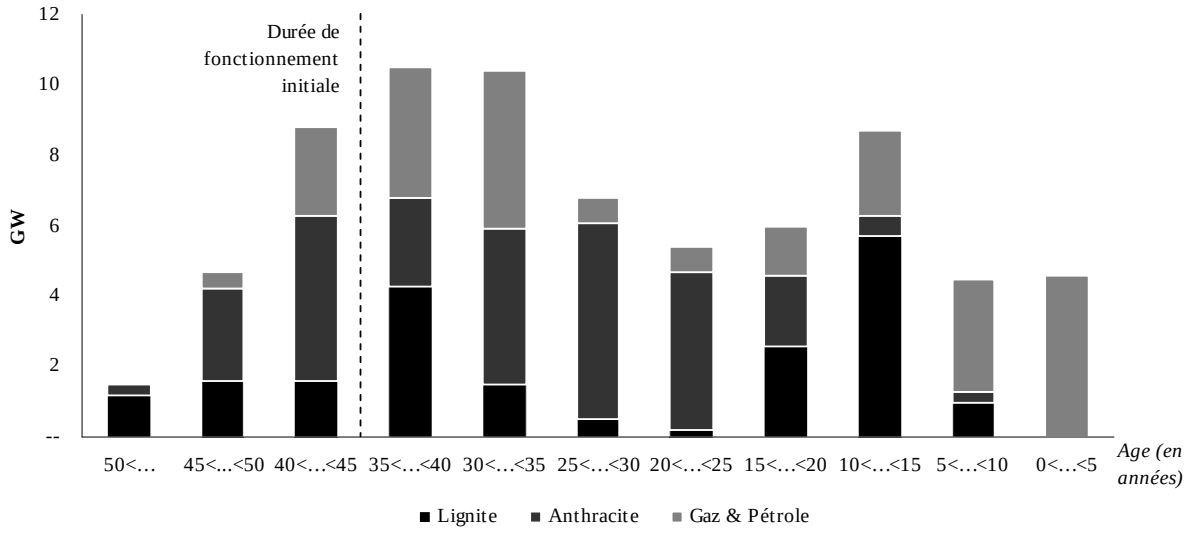
4.3 La nécessité de construire de nouvelles centrales

En plus des capacités manquantes en Allemagne pour garantir une réserve de sécurité suffisante suite à l'arrêt des centrales nucléaires, l'Allemagne dispose d'un parc de centrales vieillissant et devra donc quoi qu'il en soit réfléchir à son renouvellement. Nous verrons toutefois que, malgré cette nécessité de construire de nouvelles centrales, les opérateurs ne sont pas incités aujourd'hui à le faire et que le système devrait probablement être repensé dans le futur.

4.3.1 Un parc vieillissant

En plus du retrait du nucléaire, l'Allemagne a un parc énergétique vieillissant : plus de 15 GW sont d'ores et déjà en ligne plus longtemps que ce qui avait été prévu initialement.

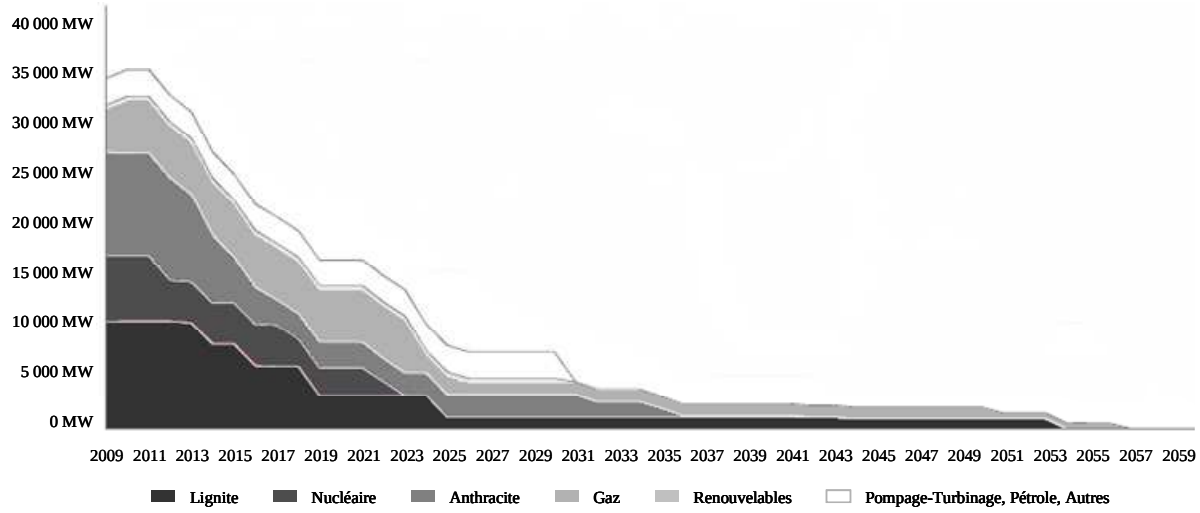
Figure 39 – Age des centrales en Allemagne



Source: RWE.

L'analyse du portefeuille d'actifs de production d'électricité de RWE confirme ce fait et nous montre de façon très claire que les *utilities* allemandes sont confrontées au gros problème du cycle de remplacement.

Figure 40 – Durée de vie restante des centrales de RWE en Allemagne (2009-60^{E})



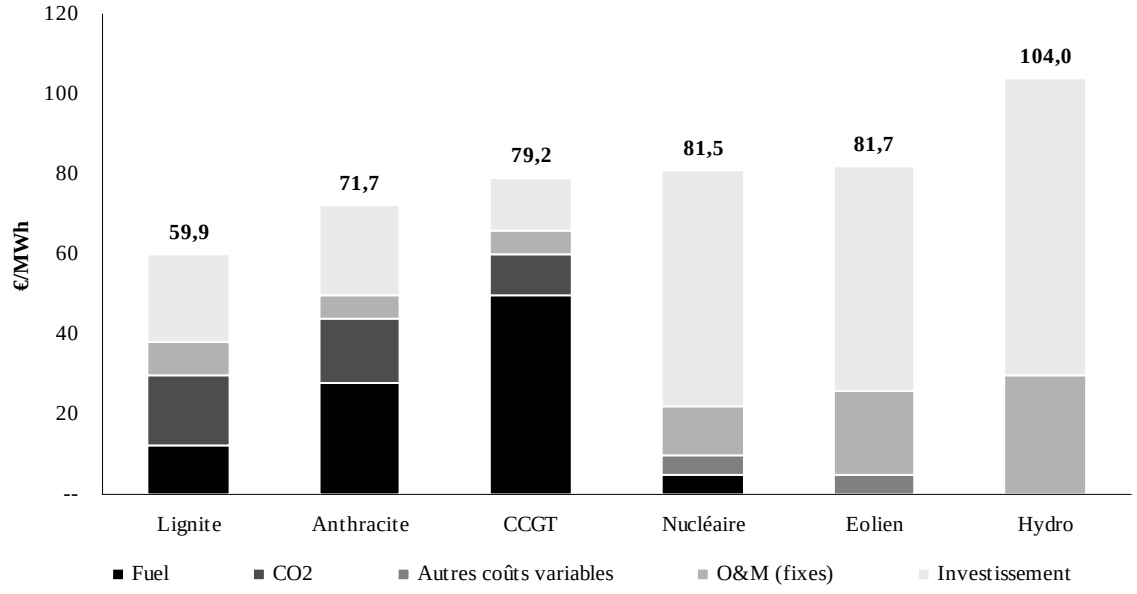
Source: RWE, Kepler Capital Markets.

Les opérateurs devront donc entreprendre la construction de nouvelles centrales et choisir à partir de quelle source d'énergie leurs nouvelles centrales fonctionneront.

4.3.2 Quel type de centrale les opérateurs sont-ils incités à construire ?

Il est maintenant intéressant de se demander quel type de centrale les opérateurs seront incités à construire. Plus exactement, intéressons nous au coût d'investissement initial nécessaire pour la construction de différents types de centrales, et regardons si cette différence de coût s'avère être plutôt en faveur du gaz ou du charbon.

Figure 41 – Estimation et comparaison des coûts totaux de différentes technologies à horizon 2015



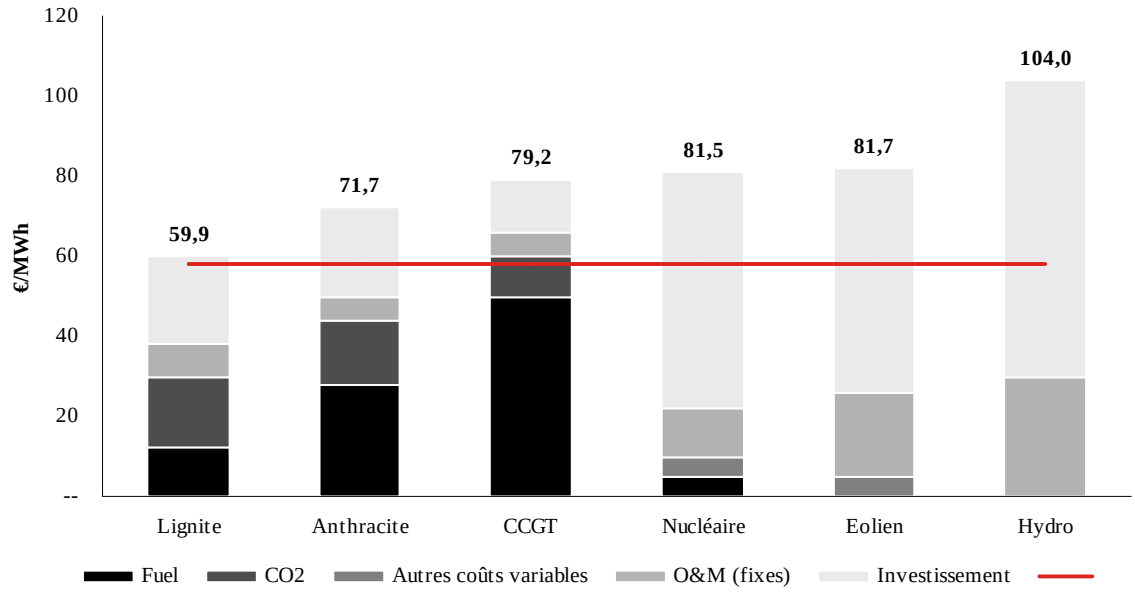
Source: Crédit Suisse.

Certes, sur ce graphique, les CCGT ont un coût plus élevé que les centrales à charbon. Toutefois, il est intéressant de noter que le coût initial d'investissement est plus faible pour les CCGT. Ainsi, dans le cas où le prix du gaz baisserait suite aux différentes évolutions dont nous avons parlé dans la partie précédente, les centrales à gaz deviendraient tout aussi compétitives que les centrales à charbon.

Avant de conclure ce rapport, nous souhaitons toutefois mentionner que les opérateurs ne sont pour l'instant pas incités à investir dans la construction de nouvelles centrales. En effet, si nous reprenons le graphique précédent et que nous comparons les coûts totaux des différentes technologies à un prix de l'électricité estimé pour 2015 de 58 €/MWh[58] (prix qui est montré par la ligne rouge sur le graphique présenté ci-dessous), nous pouvons voir que les prix de l'électricité ne sont pas assez élevés pour encourager de nouvelles constructions.

[58] Prix estimé par Crédit Suisse sur la base d'un prix TTF à 26,5 €/MWh, d'un prix du charbon à 78.9 €/t, d'un coût du CO2 à 17.9 €/t et d'un taux de change €/$ à 1.52 en 2015^{E}.

Figure 42 – Estimation des coûts totaux de différentes technologies et comparaison au prix estimé de l'électricité en 2015



Source: Crédit Suisse.

Ainsi, au sein du système actuel, les acteurs n'ont pas intérêts à construire de nouvelles centrales mais ont plutôt intérêt à entretenir les anciennes, ce qui leur permettrait ainsi d'éviter les coûts de construction élevés et de conserver un système *« tight »*, comme l'illustre cette citation extraite d'une note publiée par Kepler Capital Markets le 15 septembre 2011 : *« the incentives in the current, CO_2-constraint free market for generation are summarised as: Good for old assets, bad for new ones »*.

Le système devrait donc être repensé et modifié pour supporter les coûts d'investissements dans de nouvelles installations. Ce remodelage du système a d'ores et déjà débuté en Allemagne, avec notamment un plan annoncé par le gouvernement allemand consistant à supporter jusqu'à 15% du coût d'investissement pour les petits acteurs.

5. Conclusion

L'objectif de ce rapport était d'étudier les conséquences de la sortie de l'Allemagne du nucléaire sur la production de gaz naturel. Autrement dit, nous avons cherché à étudier quelle source d'énergie bénéficierait le plus de la décision prise par le gouvernement allemand.

Nous avons commencé par estimer le « manque à combler » résultant de la fermeture des centrales nucléaires. Grâce à une étude du mix énergétique allemand, nous avons ensuite identifié les sources d'énergie qui pourraient remplacer le nucléaire, à savoir les énergies renouvelables, le charbon et le gaz, et avons recherché quel pourcentage du « manque à combler » pourrait raisonnablement être remplacé par ces trois sources d'énergie. Notre raisonnement nous a conduit aux résultats suivants : 20% du manque serait remplacé par les énergies renouvelables, 30% par le charbon et 50% par le gaz.

En effet, même si les énergies renouvelables sont promises à un bel avenir et qu'elles sont amenées à occuper une place croissante dans le mix énergétique allemand, leur développement à grande échelle va prendre du temps et entraînera parallèlement un recours presque équivalent aux énergies fossiles. Le gaz nous semble être le complément idéal des énergies renouvelables, et sa compétitivité par rapport au charbon pourrait s'améliorer grâce à une baisse du prix du gaz sur le moyen/long terme et grâce à des considérations d'ordre environnemental et politique qui pourraient favoriser le développement du gaz par rapport au charbon. Toutefois, le coût du charbon au niveau des centrales électriques reste encore inférieur à celui du gaz, c'est pourquoi nous ne pensons pas le gaz sera la seule énergie fossile à bénéficier de la fermeture des centrales nucléaires.

Grâce à ces pourcentages, nous obtenons une estimation de la consommation additionnelle du pays en gaz sur les vingt prochaines années :

Tableau 6 – Augmentation de la consommation en gaz de l'Allemagne résultant du remplacement du manque calculé précédemment par de l'électricité produite dans des centrales à gaz

Augmentation de la consommation de gaz de 2011 à 2020			2011E	2012E	2013E	2014E	2015E	2016E	2017E	2018E	2019E	2020E
Si 50% de remplacement par le gaz	bcm	50%	3,2	2,5	0,9	0,7	2,1	2,8	4,2	5,0	6,6	7,5
Augmentation de la consommation de gaz de 2021 à 2030			**2021E**	**2022E**	**2023E**	**2024E**	**2025E**	**2026E**	**2027E**	**2028E**	**2029E**	**2030E**
Si 50% de remplacement par le gaz	bcm	50%	10,6	13,7	14,7	15,7	16,8	17,8	18,9	19,9	21,0	22,0

Calculs effectués par l'auteur.

Nous avons ensuite cherché à comprendre d'où l'électricité supplémentaire allait provenir et avons conclu que l'Allemagne, en raison de considérations politiques, géopolitiques et sociétales, n'a pas fait le choix des importations et ne continuera pas dans le futur de compter sur des importations accrues, comme elle a dû le faire immédiatement après la fermeture des centrales nucléaires allemandes. L'Allemagne devra donc entreprendre la construction de nouvelles centrales électriques et repenser son système pour que les opérateurs soient incités à renouveler leur parc énergétique.

Ainsi, de nouvelles centrales à gaz devraient être construites en Allemagne, promettant au gaz un brillant avenir au sein de ce pays.

La sortie de l'Allemagne du nucléaire a fait beaucoup parler d'elle, et un certain nombre de pays européens ont d'ores et déjà affiché une politique anti-nucléaire suite aux risques engendrés par l'utilisation de cette technologie. Il sera intéressant de regarder dans les années à venir si la décision prise par l'Allemagne sera suivie par d'autres pays, entraînant un potentiel encore plus important pour le développement du gaz. Toutefois, un *phase-out* complet du nucléaire ne semble pas encore envisageable. Le Japon a ainsi récemment affirmé que, malgré les accidents auxquels il a fait face, certains réacteurs nucléaires seraient remis en fonctionnement. Affaire à suivre.

6. Annexes

Annexe 1	Liste des figures	72
Annexe 2	Liste des tables	74
Annexe 3	Données sur les centrales nucléaires allemandes	75
Annexe 4	Données sur les ouvertures et les fermetures de centrales électriques fonctionnant à partir d'énergies conventionnelles en Allemagne	76
Annexe 5	Données historiques en termes de production d'électricité en Allemagne	78
Annexe 6	Données historiques en termes de capacités installées en Allemagne	79
Annexe 7	Détail des calculs	80
Annexe 8	Principaux marchés électriques en Europe	84
Annexe 9	Données mensuelles relatives aux exportations et importations d'électricité réalisées par l'Allemagne	85
Annexe 10	Chaîne de valeur du gaz naturel liquéfié	87
Annexe 11	Zones de contrôle des quatre TSO (Transmission System Operator) allemands	88
Annexe 12	Tarifs garantis de rachat d'électricité en Allemagne	89
Annexe 13	Routes maritimes du transport de charbon	90

Annexe 1 : Liste des figures

Figure 1 – Calendrier de fermeture des centrales nucléaires allemandes 7
Figure 2 – Mix énergétique de l'Allemagne pré phase-out 8
Figure 3 – Capacités construites et fermées en Allemagne sur la période 2011-2014 (centrales électriques fonctionnant à partir de sources d'énergie conventionnelles, excluant les énergies renouvelables) 11
Figure 4 – Prévisions de croissance du produit intérieur brut allemand 12
Figure 5 – Estimations du « manque à combler », exprimé en TWh, résultant de la fermeture des centrales nucléaires et des ouvertures/fermetures prévues de centrales à énergies conventionnelles sur la période 2011-2014 13
Figure 6 – Principales mesures réglementaires prises en Union Européenne et en Allemagne en termes de politique énergétique 16
Figure 7 – Objectifs annoncés par le gouvernement allemand concernant la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique allemand (% de l'électricité produite à partir des énergies renouvelables) 18
Figure 8 – Evolution des capacités installées de production d'électricité à partir des énergies renouvelables en Allemagne sur la période 2000-2010 23
Figure 9 – Electricité produite vs capacités installées en Allemagne en 2010 24
Figure 10 – Investissements effectués pour la construction d'installations fonctionnant à partir d'énergies renouvelables en Allemagne en 2010 25
Figure 11 – Représentation schématique des coûts de production d'électricité 26
Figure 12 – Caractéristiques de la production d'électricité à partir des différents types d'énergies renouvelables 28
Figure 13 – Profil de la production d'électricité à partir des énergies solaire et éolienne - analyse sur deux journées de l'année sélectionnées 29
Figure 14 – Répartition par région des parcs éoliens allemands en 2010 (en MW) 31
Figure 15 – Mises en service annuelles de centrales électriques fonctionnant à partir d'énergies thermales dans l'Union Européenne à 27 (capacité nette ajustée, GW) 32
Figure 16 – Représentation schématique des coûts de production de l'électricité en Allemagne 34
Figure 17 – Mécanisme de formation du prix de l'électricité sur le marché allemand pour une heure donnée (courbe de *merit order*) 36
Figure 18 – Comparaison du prix du gaz et du prix du charbon dans le marché *forward* 37
Figure 19 – Coûts variables de production d'électricité en Europe 40
Figure 20 – Un exemple : le portefeuille d'approvisionnement en gaz de RWE en 2011 40
Figure 21 – Principaux *trading hubs* de gaz et routes d'importations en Europe 41
Figure 22 – Infrastructures gazières en place et en développement en Europe 42
Figure 23 – Infrastructures gazières en place et en développement en Europe 43
Figure 24 – Capacités de stockage de gaz en Europe, janvier 2010 44
Figure 25 – Chute du prix du gaz aux Etats-Unis et dé-corrélation avec le prix du pétrole suite à l'arrivée du gaz de schiste 47
Figure 26 – Réserves recouvrables en gaz de schiste en Europe 48
Figure 27 – Evolution de l'efficacité énergétique à partir des énergies fossiles 50
Figure 28 – Emissions de CO_2 par type de centrale en Allemagne 51

Figure 29 – Emissions de gaz à effet de serre issues de la production d'électricité 51
Figure 30 – Réduction potentielle des émissions de CO_2 issues des centrales à charbon (sur la base de données moyennes sur les centrales à charbon) 53
Figure 31 – Emissions futures de CO_2 par type de centrale, 2020 54
Figure 32 – Capacité disponible sécurisée vs demande de pointe en Allemagne, 2011 58
Figure 33 – Estimation de la capacité manquante de génération d'électricité pendant l'hiver 2011-2012 59
Figure 34 – Importations et exportations quotidiennes d'électricité en Allemagne (janvier-juin 2011) 60
Figure 35 – Répartition des importations allemandes d'électricité par pays d'origine, 2011 61
Figure 36 – Importations et exportations mensuelles d'électricité en Allemagne (2010-2011) 62
Figure 37 – Importations vs consommation d'électricité mensuelles en Allemagne, (2010-2011) 63
Figure 38 – Importations journalières en provenance de France et de République Tchèque 63
Figure 39 – Age des centrales en Allemagne 65
Figure 40 – Durée de vie restante des centrales de RWE en Allemagne (2009-60^E) 66
Figure 41 – Estimation et comparaison des coûts totaux de différentes technologies à horizon 2015 . 67
Figure 42 – Estimation des coûts totaux de différentes technologies et comparaison au prix estimé de l'électricité en 2015 68
Figure 43 – Marchés électriques en Europe 84
Figure 44 – Chaîne de valeur du gaz naturel liquéfié 87
Figure 45 – Répartition géographique des zones de contrôle des TSO allemands 88
Figure 46 – « Feed-in tariff » en Allemagne 89
Figure 47 – Principales routes maritimes pour le transport du charbon en 2010 90

Annexe 2 : Liste des tables

Tableau 1 – Augmentation de la consommation en gaz de l'Allemagne résultant du remplacement du manque calculé précédemment par de l'électricité produite dans des centrales à gaz 14
Tableau 2 – Etude de la capacité des énergies renouvelables à combler le manque en électricité résultant de la fermeture des centrales étudiée précédemment, sous l'hypothèse que l'Allemagne atteigne ses objectifs en matière d'énergies renouvelables 20
Tableau 3 – Estimation des capacités de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables à construire pour que l'Allemagne atteigne ses objectifs en matière d'énergies renouvelables 21
Tableau 4 – Besoins additionnels de capacités de production d'électricité fonctionnant à partir d'énergies renouvelables, sous l'hypothèse que le manque à combler calculé précédemment soit uniquement remplacé par les énergies renouvelables..... 21
Tableau 5 – Sensibilité des besoins additionnels de capacités de production d'électricité fonctionnant à partir d'énergies renouvelables à une amélioration du facteur de charge 24
Tableau 6 – Augmentation de la consommation en gaz de l'Allemagne résultant du remplacement du manque calculé précédemment par de l'électricité produite dans des centrales à gaz 70
Tableau 7 - Liste des centrales nucléaires allemandes et date de fermeture 75
Tableau 8 – Construction prévues jusqu'en 2014 76
Tableau 9 – Fermetures prévues jusqu'en 2014 77
Tableau 10 – Production d'Electricité Brute en Allemagne 78
Tableau 11 – Capacités installées connectées aux TSO et DSO au 31 décembre 2010 (capacités nominales nettes)..... 79
Tableau 12 – Facteurs de charge 81
Tableau 13 – Calcul du manque à combler avec notre premier jeu d'hypothèses sur les facteurs de charge (méthode utilisée) 82
Tableau 14 – Calcul du manque à combler avec notre second jeu d'hypothèses sur les facteurs de charge (méthode non utilisée) 83
Tableau 15 – Exportations mensuelles d'électricité de l'Allemagne 85
Tableau 16 – Importations mensuelles d'électricité de l'Allemagne 86

Annexe 3 : Données sur les centrales nucléaires allemandes

Tableau 7 - Liste des centrales nucléaires allemandes et date de fermeture

Centrale	Capacité (MW)	CoD	Fermeture	Opérateur
Biblis A	1 167	1975	08-juil-11	RWE
Neckarwestheim I	785	1976	08-juil-11	EnBW: 99.8% / Deutsche Bahn: 0.2%
Biblis B	1 227	1977	08-juil-11	RWE
Brunsbüttel	771	1977	08-juil-11	Vattenfall: 66.7% / E.ON: 33.3%
Isar 1	878	1979	08-juil-11	E.ON
Unterweser	1 345	1979	08-juil-11	E.ON
Philippsburg 1	890	1980	08-juil-11	EnBW: 99.8% / Deutsche Bahn: 0.2%
Krümmel	1 346	1984	08-juil-11	Vattenfall: 50% / E.ON: 50%
Sous-Total	**8 409**			
Grafenrheinfeld	1 275	1982	31-déc-15	E.ON
Gundremmingen B	1 284	1984	31-déc-17	RWE: 75% / E.ON: 25%
Philippsburg 2	1 392	1985	31-déc-19	EnBW: 99.8% / Deutsche Bahn: 0.2%
Grohnde	1 360	1985	31-déc-21	E.ON: 83.3% / SW Bielefeld: 16.7%
Gundremmingen C	1 288	1985	31-déc-21	RWE: 75% / E.ON: 25%
Brokdorf	1 410	1986	31-déc-21	E.ON: 80% / Vattenfall: 20%
Isar 2	1 400	1988	31-déc-22	E.ON: 75% / SW München: 25%
Emsland	1 329	1988	31-déc-22	RWE: 87.5% / E.ON: 12.5%
Neckarwestheim II	1 310	1989	31-déc-22	EnBW: 99.8% / Deutsche Bahn: 0.2%
Sous-Total	**12 048**			
Total	**20 457**			

Source: RWE.

Annexe 4: Données sur les ouvertures et les fermetures de centrales électriques fonctionnant à partir d'énergies conventionnelles en Allemagne

Tableau 8 – Construction prévues jusqu'en 2014

Opérateur	Nom de la centrale	Localisation	Source d'énergie	Capacité (MW)	Date d'entrée en service
RWE Power AG	BoA 2&3	Grevenbroich	Lignite	1 050,0	2011
Infraserv GmbH & Co.Höchst KG	ADS-Anlage	Industriepark Höchst	Gaz naturel	98,0	2011
Stadtwerke Kiel AG / SWKiel Erzeugung GmbH	HKW Humbolststr.	Kiel	Plusieurs sources d'énergie	10,7	2011
RWE Power AG	BoA 2&3	Grevenbroich	Lignite	1 050,0	2012
Trianel GmbH	Trianel Kohlekraftwerk Lünen GmbH & Co.KG	Lünen	Anthracite	750,0	2012
Vattenfall Europe Generation AG	Boxberg Block R	Boxberg	Lignite	640,0	2012
RWE Power AG	Vianden M11	Vianden	Pompage	195,0	2012
Stadtwerke Hannover AG	Gemeinschaftskraftwerk Linden	Hannover	Gaz naturel	130,0	2012
HEAG Südhessische Energie AG	Gasturbine Darmstadt	Darmstadt	Gaz naturel	92,2	2012
VW Kraftwerk GmbH	GuD Kassel	Baunatal	Gaz naturel	70,0	2012
EVH GmbH	HKW Trotha GmbH	Halle-Trotha	Gaz naturel	58,0	2012
E.ON Energy Projects GmbH	Kraftwerk Hattorf	Philippsthal	Gaz naturel	31,0	2012
Aluminium Oxid Stade GmbH	KWK AOS GmbH	Stade-Bützfleth	Gaz naturel	30,0	2012
MVV Energie AG	HKW Mannheim	Mannheim	Déchets	7,4	2012
Vattenfall Europe Generation AG	Moorburg	Hamburg	Anthracite	1 520,0	2013
EnBW Kraftwerke AG	Rheinhafendampfkraftwerk Bl. 8	Karlsruhe	Anthracite	874,0	2013
RWE Power AG	Westfalen D	Hamm	Anthracite	765,0	2013
RWE Power AG	Westfalen E	Hamm	Anthracite	765,0	2013
Evonik Steag GmbH	Walsum 10	Duisburg	Anthracite	725,0	2013
swb Erzeugung GmbH & Co. KG	GuD Mittelsbüren	Bremen	Gaz naturel	445,0	2013
Energie- und Wasserversorgung Bonn/Rhein-Sieg GmbH	HKW Nord	Bonn	Plusieurs sources d'énergie	70,0	2013
Vulkan Energiewirtschaft Oderbrücke GmbH	IKW VEO	Eisenhüttenstadt	Plusieurs sources d'énergie	56,0	2013
swb Entsorgung GmbH	MHKW	Bremen	Déchets	26,0	2013
E.ON Kraftwerke GmbH	Datteln 4	Datteln	Anthracite	1 055,0	2014
Grosskraftwerk Mannheim AG	GKM 9	Mannheim	Anthracite	845,0	2014
GDF SUEZ Energie Deutschland AG	Kohle 1	Wilhelmshaven	Anthracite	731,0	2014
Total				**12 089**	

Source: Bundesnetzagentur.

Tableau 9 – Fermetures prévues jusqu'en 2014

Opérateur	Nom de la centrale	Localisation	Source d'énergie	Capacité (MW)	Date d'arrêt
RWE Power AG	nicht näher angegeben		Lignite	980,0	2011
Salzgitter Flachstahl GmbH	Kraftwerk SZ AB	Salzgitter	Autre source d'énergie	72,0	2011
Infracor GmbH	Kondesationsturbine KT 6	Marl	Plusieurs sources d'énergie	16,9	2011
RWE Power AG	nicht näher angegeben		Lignite	980,0	2012
E.ON Kraftwerke GmbH	Staudinger 3	Großkrotzenburg	Anthracite	293,0	2012
Stadtwerke Duisburg AG	HKW II/B	Duisburg	Anthracite	133,0	2012
E.ON Kraftwerke GmbH	Shamrock Kessel 1-4	Herne	Anthracite	132,0	2012
E.ON Kraftwerke GmbH	Datteln 3	Datteln	Anthracite	113,0	2012
swb Erzeugung GmbH & Co. KG	Block 3	Bremen Mittelsbüren	Plusieurs sources d'énergie	110,0	2012
E.ON Kraftwerke GmbH	Datteln 1	Datteln	Anthracite	95,0	2012
E.ON Kraftwerke GmbH	Datteln 2	Datteln	Anthracite	95,0	2012
MVV Energie AG	HKW Mannheim	Mannheim	Déchets	33,4	2012
RWE Power AG	nicht näher angegeben		Anthracite	213,5	2013
MIBRAG Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH	KW Mumsdorf	Mumsdorf	Lignite	60,0	2013
Vulkan Energiewirtschaft Oderbrücke GmbH	IKW VEO	Eisenhüttenstadt	Plusieurs sources d'énergie	50,0	2013
RWE Power AG	nicht näher angegeben		Anthracite	213,5	2014
EnBW Kraftwerke AG	Gemeinschaftskraftwerk Mannheim Block 3	Mannheim	Anthracite	203,0	2014
EnBW Kraftwerke AG	Gemeinschaftskraftwerk Mannheim Block 4	Mannheim	Anthracite	203,0	2014
Total				**3 996**	

Source: Bundesnetzagentur.

Annexe 5 : Données historiques en termes de production d'électricité en Allemagne

Tableau 10 – Production d'Electricité Brute en Allemagne

en GWh	**2008A**	**2009A**	**2010A**
Lignite	150 600	145 600	147 000
Anthracite	124 600	107 900	116 000
Gaz Naturel	86 700	78 800	84 500
Pétrole	9 200	9 600	7 500
Total Energies fossiles	**371 100**	**341 900**	**355 000**
Nucléaire	**148 800**	**134 900**	**140 500**
Eolien	40 600	38 600	36 500
Hydro	20 400	19 100	19 700
Biomasse	22 300	25 500	28 500
Solaire	4 400	6 600	12 000
Autres	4 700	5 100	5 600
Total Renouvelables	**92 400**	**94 900**	**102 300**
Autres	24 700	21 500	23 200
Total Production (brute)	**637 000**	**593 200**	**621 000**
Importations d'électricité	40 200	40 600	42 171
Exportations d'électricité	62 700	54 900	59 878
Balance	**(22 500)**	**(14 300)**	**(17 707)**
Consommation d'électricité (y compris les pertes de puissance)	**614 500**	**578 900**	**603 293**

Source: BDEW.

Annexe 6 : Données historiques en termes de capacités installées en Allemagne

Tableau 11 – Capacités installées connectées aux TSO et DSO au 31 décembre 2010 (capacités nominales nettes)

en MW	**2010A**
Lignite	23 300
Anthracite	21 301
Gaz Naturel	20 636
Pétrole	4 042
Total Energies fossiles	**69 279**
Nucléaire	**20 457**
Eolien	27 051
Hydro	4 335
Biomasse	4 752
Solaire	17 019
Autres	1 041
Total Energies renouvelables	**54 198**
Pompage-Turbinage	8 035
Autres	8 232
Total Capacités installées	**160 201**

Source: Bundesnetzagentur.

Annexe 7 : Détail des calculs

Hypothèses Retenues

- Facteurs de conversion
  - 1 toe = 12,00 MWh (source : IEA)
  - 1 bcm = 11,11 TWh (source : IEA)
  - 1 tonne de charbon = 6,98 MWh (source : GDF Suez)

- Efficience énergétique
  - Nous avons besoin de l'efficience énergétique des centrales à gaz pour la conversion de notre calcul du manque à combler en TWh en une valeur de la consommation de gaz exprimée en bcm
  - Nous avons retenu l'hypothèse prise par Crédit Suisse, à savoir une efficience énergétique des CCGT de 60%

- Facteurs de charge
  - Deux jeux d'hypothèses ont été étudiés
    - Facteurs de charge calculés à partir des données de capacité et de production en Allemagne en 2010

$$Facteur\ de\ charge = \frac{Production\ d'électricité(GWh)}{Capacité\ installée\ (MW) \times 24 \times 365} \times 1000$$

    - Facteurs de charge issus des hypothèses de Crédit Suisse (novembre 2011), hormis pour le solaire, l'éolien et les autres énergies, où les facteurs de charge calculés par la méthode ont été utilisés (en raison de l'absence de données fournies par Crédit Suisse)
  - Nous avons retenu le premier jeu d'hypothèse pour nos calculs, qui reflète l'état actuel des facteurs de charge en Allemagne. Les hypothèses prises par Crédit Suisse nous servent à valider nos résultats. L'ensemble des tableaux est présenté ci-après

Tableau 12 – Facteurs de charge

	Hypothèses 1 Calculs	Hypothèses 2 Crédit Suisse
Facteur de Charge Lignite	72,0%	80,0%
Facteur de Charge Anthracite	62,2%	80,0%
Facteur de Charge Nucléaire	78,4%	80,0%
Facteur de Charge Gaz Naturel	46,7%	75,0%
Facteur de Charge Renouvelables	21,5%	25,0%
Facteur de Charge Hydro	51,9%	65,0%
Facteur de Charge Renouvelables sauf hydro	18,9%	20,0%
Facteur de Charge Solaire	8,0%	8,0%
Facteur de Charge Eolien	15,4%	15,4%
Facteur de Charge Eolien + Solaire	12,6%	12,6%
Facteur de Charge Autres Energies	17,3%	17,3%

Calcul du manque à combler

Les différentes étapes de notre calcul sont détaillées ci-après :

- Estimation de la production d'électricité par type de centrale à partir des données de fermeture et d'ouverture de centrales sur la période 2011-2014 fournies par la Bundesnetzagentur, et de l'échelonnement annoncé des fermetures des centrales nucléaires
- Comparaison de la production allemande d'électricité à la consommation estimée d'électricité en Allemagne, extrapolée à partir des prévisions de croissance du produit intérieur brut de l'Allemagne fournies par l'EIU
- Nous avons pris l'hypothèse d'une balance importations/exportations nulle sur la période d'extrapolation. Les producteurs d'électricité sont déjà engagés dans des contrats long-terme d'exportation et d'importation, mais pour simplifier l'analyse, nous supposons ici que ces contrats sont négligeables

Tableau 13 – Calcul du manque à combler avec notre premier jeu d'hypothèses sur les facteurs de charge (méthode utilisée)

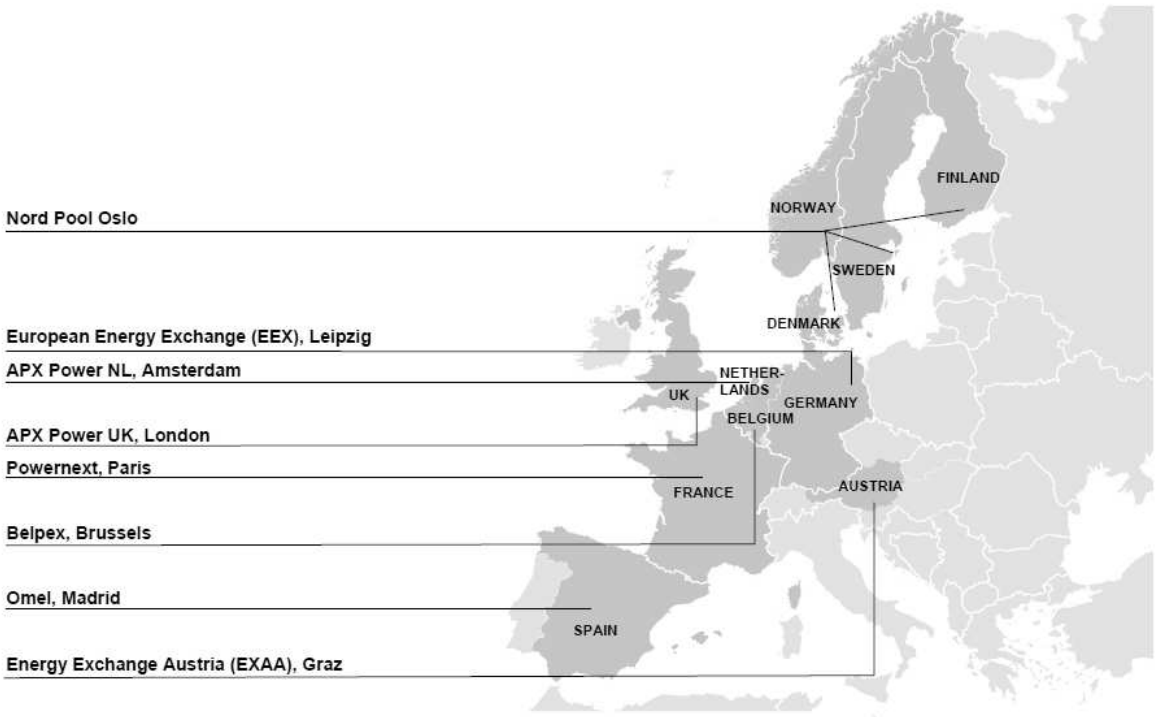
		2010A	2011E	2012E	2013E	2014E	2015E	2016E	2017E	2018E	2019E	2020E	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
Lignite	TWh	147	147	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152
Ouverture / (Fermeture)	*MW*		*70*	*710*	*(60)*	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Gain / (Perte) Induite	*TWh*		*0*	*4*	*(0)*	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Anthracite	TWh	116	116	115	140	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151
Ouverture / (Fermeture)	*MW*		--	*(111)*	*4 436*	*2 012*	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Gain / (Perte) Induite	*TWh*		--	*(1)*	*24*	*11*	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Nucléaire	TWh	141	97	97	97	97	89	89	80	80	70	70	42	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Ouverture / (Fermeture)	*MW*		*(6 292)*	--	--	--	*(1 275)*	--	*(1 284)*	--	*(1 392)*	--	*(4 058)*	*(4 039)*	--	--	--	--	--	--	--	--
Gain / (Perte) Induite	*TWh*		*(43)*	--	--	--	*(9)*	--	*(9)*	--	*(10)*	--	*(28)*	*(28)*	--	--	--	--	--	--	--	--
Gaz Naturel	TWh	85	85	87	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88
Ouverture / (Fermeture)	*MW*		*98*	*411*	*445*	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Gain / (Perte) Induite	*TWh*		*0*	*2*	*2*	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Renouvelables	TWh	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102
Ouverture / (Fermeture)	*MW*		--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Gain / (Perte) Induite	*TWh*		--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Autres Sources d'Energie	TWh	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
Ouverture / (Fermeture)	*MW*		*(78)*	*59*	*102*	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Gain / (Perte) Induite	*TWh*		*(0)*	*0*	*0*	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Total Production d'Electricité	**TWh**	**621**	**579**	**584**	**610**	**621**	**612**	**612**	**603**	**603**	**594**	**594**	**566**	**538**	**538**	**538**	**538**	**538**	**538**	**538**	**538**	**538**
Consommation d'Electricité	**TWh**	**603**	**621**	**618**	**622**	**630**	**640**	**650**	**660**	**670**	**681**	**694**	**707**	**720**	**734**	**748**	**762**	**776**	**790**	**804**	**818**	**832**
Balance Importations / (Exportations)	TWh	(18)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Manque à Combler	**TWh**	**--**	**43**	**34**	**12**	**9**	**27**	**38**	**56**	**67**	**88**	**100**	**141**	**182**	**196**	**210**	**224**	**238**	**252**	**266**	**280**	**294**

Tableau 14 – Calcul du manque à combler avec notre second jeu d'hypothèses sur les facteurs de charge (méthode non utilisée)

		2010A	2011E	2012E	2013E	2014E	2015E	2016E	2017E	2018E	2019E	2020E	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
Lignite	TWh	147	147	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152
Ouverture / (Fermeture)	*MW*		*70*	*710*	*(60)*	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Gain / (Perte) Induite	*TWh*		*0*	*5*	*(0)*	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Anthracite	TWh	116	116	115	146	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160
Ouverture / (Fermeture)	*MW*		--	*(111)*	*4 436*	*2 012*	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Gain / (Perte) Induite	*TWh*		--	*(1)*	*31*	*14*	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Nucléaire	TWh	141	96	96	96	96	87	87	78	78	69	69	40	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Ouverture / (Fermeture)	*MW*		*(6 292)*	--	--	--	*(1 275)*	--	*(1 284)*	--	*(1 392)*	--	*(4 058)*	*(4 039)*	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Gain / (Perte) Induite	*TWh*		*(44)*	--	--	--	*(9)*	--	*(9)*	--	*(10)*	--	*(28)*	*(28)*	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Gaz Naturel	TWh	85	85	88	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91
Ouverture / (Fermeture)	*MW*		*98*	*411*	*445*	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Gain / (Perte) Induite	*TWh*		*1*	*3*	*3*	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Renouvelables	TWh	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102
Ouverture / (Fermeture)	*MW*		--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Gain / (Perte) Induite	*TWh*		--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Autres Sources d'Energie	TWh	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
Ouverture / (Fermeture)	*MW*		*(78)*	*59*	*102*	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Gain / (Perte) Induite	*TWh*		*(0)*	*0*	*0*	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Total Production d'Electricité	**TWh**	**621**	**578**	**585**	**619**	**633**	**624**	**624**	**615**	**615**	**605**	**605**	**577**	**548**	**548**	**548**	**548**	**548**	**548**	**548**	**548**	**548**	**548**
Consommation d'Electricité	**TWh**	**603**	**621**	**618**	**622**	**630**	**640**	**650**	**660**	**670**	**681**	**694**	**707**	**720**	**734**	**748**	**762**	**776**	**790**	**804**	**818**	**832**
Balance Importations / (Exportations)	TWh	(18)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Manque à Combler	**TWh**	**--**	**43**	**33**	**3**	**(3)**	**16**	**26**	**45**	**55**	**76**	**89**	**130**	**172**	**186**	**200**	**214**	**228**	**242**	**256**	**269**	**283**

Annexe 8 : Principaux marchés électriques en Europe

Figure 43 – Marchés électriques en Europe



Source: RWE.

Annexe 9 : Données mensuelles relatives aux exportations et importations d'électricité réalisées par l'Allemagne

Tableau 15 – Exportations mensuelles d'électricité de l'Allemagne

en GWh	**Autriche**	**Suisse**	**Rép. Tchèque**	**Danemark**	**France**	**Luxembourg**	**Pays-Bas**	**Pologne**	**Suède**	**Total**
janv.-10	1 663	1 656	41	614	239	542	643	548	329	**6 275**
févr.-10	1 513	1 660	35	663	57	486	410	584	374	**5 782**
mars-10	1 675	1 713	17	836	28	511	362	622	293	**6 057**
avr.-10	1 577	1 260	17	465	7	518	881	584	85	**5 394**
mai-10	1 000	639	47	296	52	562	1 036	360	31	**4 023**
juin-10	701	486	42	471	3	507	920	161	61	**3 352**
juil.-10	853	781	53	439	6	482	943	525	139	**4 221**
août-10	733	795	78	583	--	435	576	405	127	**3 732**
sept.-10	969	1 146	45	594	6	470	584	254	254	**4 322**
oct.-10	1 178	1 520	92	423	168	521	330	513	224	**4 969**
nov.-10	1 376	1 433	78	377	99	546	707	466	206	**5 288**
déc.-10	1 467	1 464	19	710	130	579	1 550	312	232	**6 463**
Total 2010	**14 705**	**14 553**	**564**	**6 471**	**795**	**6 159**	**8 942**	**5 334**	**2 355**	**59 878**
janv.-11	1 589	1 640	6	728	27	567	1 578	207	191	**6 533**
févr.-11	1 653	1 754	116	511	18	540	1 022	399	152	**6 165**
mars-11	1 644	1 627	63	538	15	566	989	291	126	**5 859**
avr.-11	1 285	948	73	350	16	515	730	319	43	**4 279**
mai-11	820	744	38	248	--	440	279	160	13	**2 742**
juin-11	959	647	18	171	2	342	795	219	42	**3 195**
juil.-11	1 037	672	226	72	1	413	688	630	11	**3 750**
août-11	1 006	793	95	80	10	452	555	413	10	**3 414**
sept.-11	1 012	592	221	45	8	471	588	319	--	**3 256**
oct.-11	1 366	1 230	164	47	35	512	764	636	11	**4 765**
nov.-11	1 685	1 579	291	26	3	482	594	712	8	**5 380**
déc.-11	1 867	1 774	575	90	4	479	1 007	833	21	**6 650**
Total 2011	**15 923**	**14 000**	**1 886**	**2 906**	**139**	**5 779**	**9 589**	**5 138**	**628**	**55 988**

Source: ENTSOE.

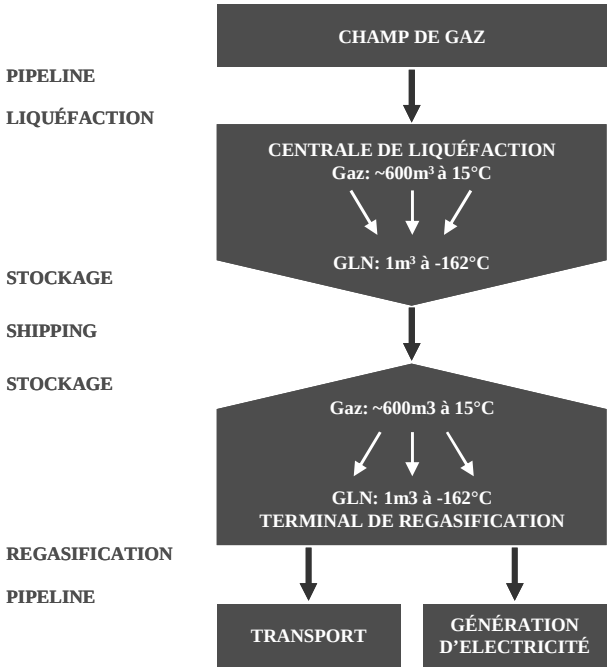
Tableau 16 – Importations mensuelles d'électricité de l'Allemagne

en GWh	Autriche	Suisse	Rép. Tchèque	Danemark	France	Luxembourg	Pays-Bas	Pologne	Suède	Total
janv.-10	510	90	971	205	576	116	239	3	1	**2 711**
févr.-10	419	57	831	115	910	104	247	--	--	**2 683**
mars-10	415	90	1 100	47	1 308	103	555	--	1	**3 619**
avr.-10	249	143	783	232	1 244	129	114	--	32	**2 926**
mai-10	596	270	484	411	920	155	209	10	230	**3 285**
juin-10	804	548	632	240	1 934	111	191	42	220	**4 722**
juil.-10	544	428	688	424	1 690	82	138	5	199	**4 198**
août-10	702	406	560	168	2 408	77	291	25	102	**4 739**
sept.-10	617	216	682	178	1 507	89	327	16	41	**3 673**
oct.-10	539	124	726	368	924	109	481	1	97	**3 369**
nov.-10	562	106	845	257	1 096	138	210	16	79	**3 309**
déc.-10	793	103	1 098	62	609	148	70	49	5	**2 937**
Total 2010	**6 750**	**2 581**	**9 400**	**2 707**	**15 126**	**1 361**	**3 072**	**167**	**1 007**	**42 171**
janv.-11	788	71	1 309	97	1 236	140	11	71	18	**3 741**
févr.-11	442	55	819	123	1 275	139	61	14	14	**2 942**
mars-11	447	128	1 033	140	1 648	197	86	72	29	**3 780**
avr.-11	386	288	839	457	1 819	123	228	27	22	**4 189**
mai-11	549	422	800	241	2 232	49	542	121	23	**4 979**
juin-11	647	345	754	519	2 201	--	250	77	256	**5 049**
juil.-11	382	504	415	540	2 274	47	309	4	303	**4 778**
août-11	514	230	429	474	1 937	79	424	16	293	**4 396**
sept.-11	358	351	512	540	1 392	79	396	22	227	**3 877**
oct.-11	509	137	887	524	1 149	101	321	6	165	**3 799**
nov.-11	113	132	709	674	1 654	80	427	3	330	**4 122**
déc.-11	222	99	902	726	1 498	90	166	--	367	**4 070**
Total 2011	**5 357**	**2 762**	**9 408**	**5 055**	**20 315**	**1 124**	**3 221**	**433**	**2 047**	**49 722**

Source: ENTSOE.

Annexe 10 : Chaîne de valeur du gaz naturel liquéfié

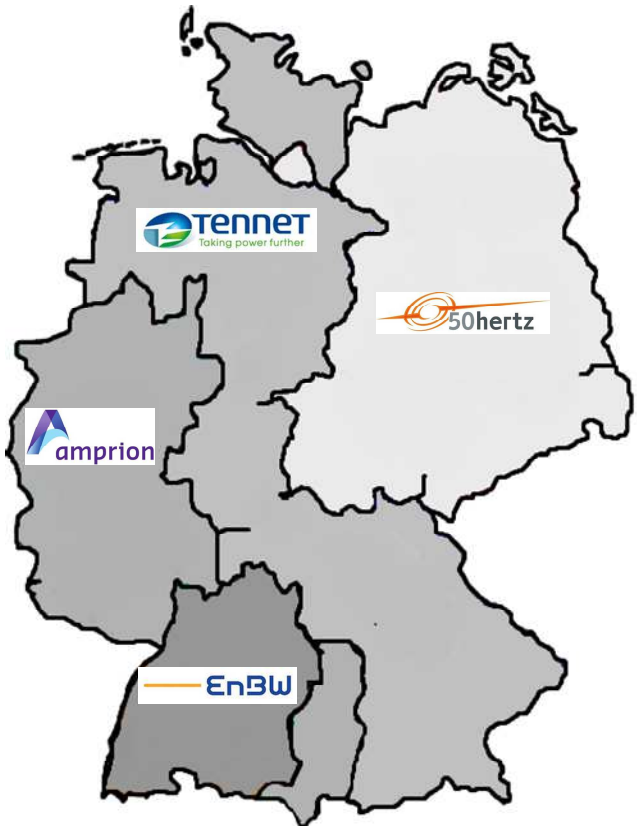
<u>Figure 44</u> – Chaîne de valeur du gaz naturel liquéfié



Source: RWE.

Annexe 11 : Zones de contrôle des quatre TSO (Transmission System Operator) allemands

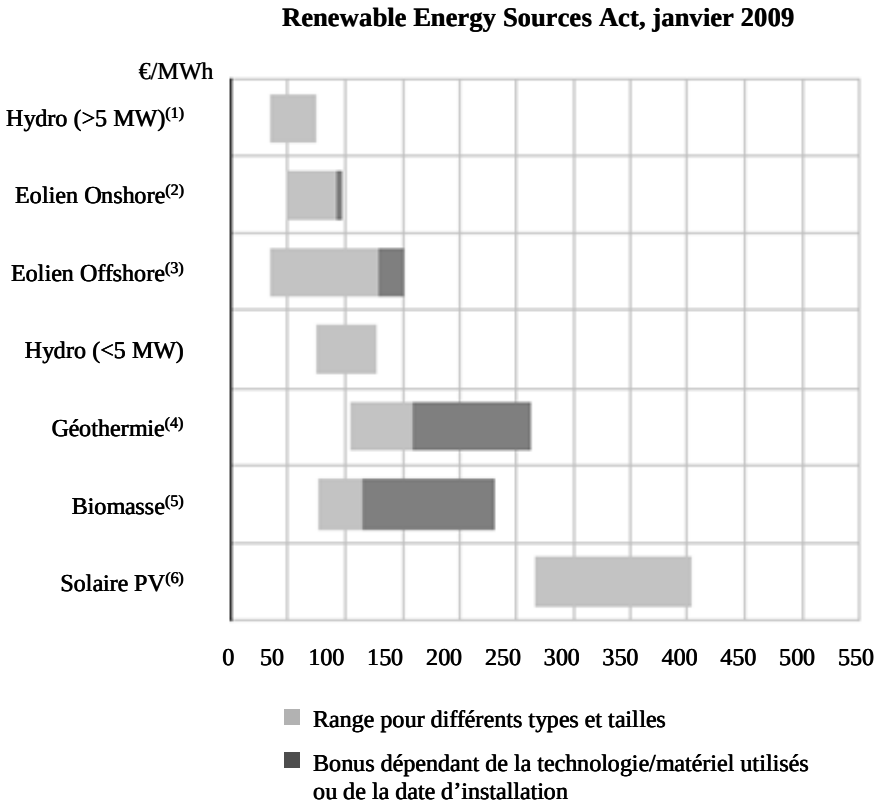
Figure 45 – Répartition géographique des zones de contrôle des TSO allemands



Source: Bundesnetzagentur.

Annexe 12 : Tarifs garantis de rachat d'électricité en Allemagne

Figure 46 – « Feed-in tariff » en Allemagne



Source: RWE, sur la base des données de l'EEG 2009.

(1) Uniquement dans le cas d'une modernisation et paiement uniquement pour l'augmentation de capital (à partir de 2009, pour une période de 15 ans).

(2) Bonus de 5 €/MWh pour les installations construites avant janvier 2014.

(3) « Starting fee » de 130 €/MWh pour les douze premières années puis de 150 €/MWh pour les installations construites avant le 31/12/2015.

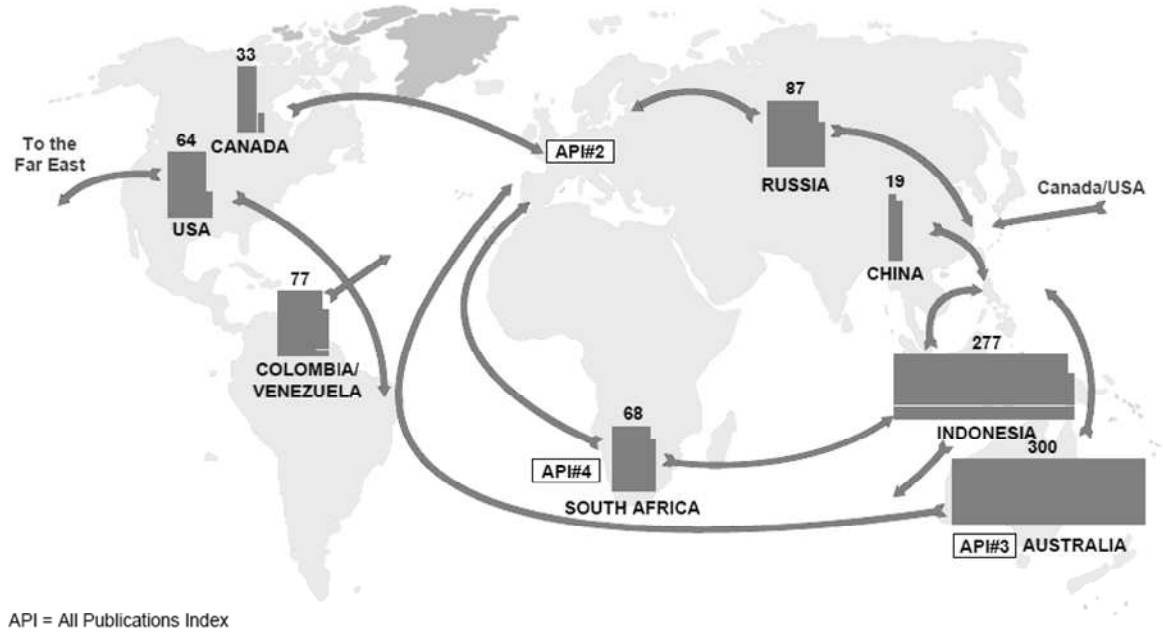
(4) Bonus pouvant aller jusqu'à 70 €/MWh. 40 €/MWh additionnels pour les centrales entrées en service avant le 31/12/2015.

(5) Tarif minimum pour les déchets de bois et la biomasse, tarif maximum pour le biogaz.

(6) Réduction de 13%, 12% ou 8% (en fonction de l'installation) à partir du 01/07/2010 et réduction supplémentaire de 3% pour toutes les installations à partir du 01/10/2010.

Annexe 13 : Routes maritimes du transport de charbon

Figure 47 – Principales routes maritimes pour le transport du charbon en 2010



Source: RWE, sur la base de données publiées par Verein der Kohlenimporteure e.V. (German Coal Importers' Association) dans le rapport annuel 2008/2009 publié en juillet 2011.

7. Bibliographie

Les ressources bibliographiques sont classées par catégories puis par ordre alphabétique du nom d'auteur au sein de chaque catégorie.

RAPPORTS ISSUS PAR DES AGENCES GOUVERNEMENTALES OU NON-GOUVERNEMENTALES

Arrhenius Institute for Energy and Climate Policy (2009), *« Anreize für Investitionen in konventionelle Kraftwerke – Reformbedarf im liberalisierten Strommarkt »*, Discussion Paper écrit par Helmuth-M. Groscurth et Sven Bode

Arrhenius Institute for Energy and Climate Policy (2011), *« Elements of a Sustainable Design for Electricity Markets »*, Discussion Paper écrit par Helmuth-M. Groscurth et Sven Bode

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2011), *« Auswirkungen des Moratoriums auf die Stromwirtschaft – Stromerzeugung, Auslastung der Kraftwerke, gesicherte Leistung, Netzsituation, Kraftwerksplanung, Stromaustausch mit dem Ausland, Einspeisungen und Großhandelspreise »*, Energie-Info

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2011), *« Statement on the consultation "Integration of electricity from renewables to the electricity grid and to the electricity market – RES-integration" »*, Public Consultation on the final draft of the *« National report: Germany »*

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2011), *« Brutto-Stromerzeugung nach Energieträgern 2011»*

BMU – Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (2011). « *Development of renewable energy sources in Germany 2010 – Graphics and tables version December 2011* », basé sur des données statistiques publiées par le Working Group on Renewable Energy-Statistics (AGEE-Stat)

Bundesnetzagentur (2011), *« Report on the impact of the nuclear power exit on transmission networks and on security of supply and Report on the need for a back-up nuclear power plant under the amended Atomic Energy Act »*, Executive Summary publié le 31 août 2011

Bundesnetzagentur (2011), *« Monitoring Benchmark Report 2011 »*, published under section 63 (4) and (5) in conjunction with section 35 of the Energy Act

ENTSOE European Network of Transmission System Operators for Electricity (2011-2012), *« An Overview of System Adequacy: Winter Outlook Report 2011/2012 and Summer Review 2011»*

European Commission (2011), *« 2011 Countries Factsheets – Energy Statistics for EU-27»*

European Commission (2011), *« 2011 Energy Roadmap 2050»*, Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions

European Commission (2010), *« EU Energy Trends to 2030 – Update 2009»*, Directorate-General for Energy in collaboration with Climate Action DG and Mobility and Transport DG

International Energy Agency (2011), *« Are we entering a golden age of gas? »*, Special Report, World Energy Outlook 2011

International Energy Agency (2010), *« Energy Technology Perspectives – Scenarios & Strategies to 2050 »*, Parts 1 & 2

International Energy Agency (2011), *« Trends in Photovoltaic Applications – Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2010 »*

International Energy Agency (2010), *« Projected Costs of Generating Electricity – 2010 Edition »*

Worldwatch Institute (2011), *«The World Nuclear Industry Status Report 2010–2011 – Nuclear Power in a Post-Fukushima World, 25 Years after the Chernobyl Accident »*

BASES DE DONNEES

Bundesnetzagentur, Données sur les ouvertures et fermetures de centrales prévues en Allemagne. Disponible sur <http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1911/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/Sonderthemen/Kraftwerksliste/VeroeffKraftwerksliste_node.html>

Economist Intelligence Unit, Données macro-économiques sur l'Allemagne

EEX, Données sur les profils de production d'électricité à partir des énergies solaire et éolienne. Disponible sur http://www.transparency.eex.com

ENTSOE European Network of Transmission System Operators for Electricity, Données sur la consommation d'électricité en Allemagne et les échanges d'électricité avec les pays voisins. Disponible sur <https://www.entsoe.eu/resources/data-portal/exchange/>

International Atomic Energy Agency – Power Reactor Information System, Données sur les réacteurs nucléaires allemands. Disponible sur <http://pris.iaea.org/Public/CountryStatistics/ReactorDetails.aspx?current=94>

PUBLICATIONS D'ENTREPRISES

British Petroleum (2011), *« BP Statistical Review of World Energy June 2011 »*

E.ON (2011), *« Facts & Figures 2011 »*

EDF (2011), *« Facts & Figures 2011 »*

EnBW (2011), *« Turning primary energy efficiently into electricity: The fossil-fired power plants of EnBW »*

RWE (2011), *« Facts & Figures 2011 »*

RWE (2011), *« Fact Book Renewable Energy »*

RWE (2011), *« Energy Trading and Gas Supply in Europe »*

Total (2011), *« Energie Hors Série – 50 ans du magazine »*

NOTES DE BROKERS

Laurens, D. (17 mars 2011), *« Renewable energy - A nuclear phase-out scenario and its impact on clean energy stocks »*, Société Générale Cross Asset Research, Equity Sector View

Chada, B., E. **Turpin**, N.J. **Ashworth**, I. **Kuzmin**, A. **Obaidullah** et C. **Dores** (18 avril 2011), *« European Utilities : German Nuclear – Negative Strategically & Financially »*, Morgan Stanley Research Europe

Becker, I. (9 mai 2011), *« European utilities »*, Kepler Research

Heck, M., A. **Estephan**, S. **Flynn**, P. **Gladkow** et S. **Hill** (7 juin 2011), *« German nuclear policy, Cabinet decides phase-out by 2022 »*, Macquarie Equities Research

Nájar Ríos, O. (24 juin 2011), *« German utilities: Facing a not so bad new scenario »*, Santander European Equity Research

Becker, I. (15 septembre 2011), *« European utilities »*, Kepler Research

Gorelova, A. (8 novembre 2011), *« Energy U-Turn – German Style »*, Steubing AG Research

Wulf, S. et C. **Rodler** (16 novembre 2011), *« German Energiewende »*, Warburg Research, Utilities / Renewable Energies

Ovchinnikov, A., K. **Fustier**, D. **Hewitt**, E. **Westlake**, S. **McCullagh** et V. **Gilles** (22 novembre 2011), *« Global Gas »*, Crédit Suisse Equity Research

Becker, I., C. **Introvigne** et R. **Mascarello** (10 janvier 2012), *« European utilities »*, Kepler Research

Chada, B., E. **Turpin**, N.J. **Ashworth**, I. **Kuzmin**, A.M. **Scaglia**, A. **Obaidullah**, C. **Dores** et A.N. **Azzola** (13 février 2012), *« European utilities : Cold snap has had limited impact, so far … »*, Morgan Stanley Research Europe

ARTICLES

Bundesnetzagentur (2011), *« Press conference of 27 May 2011 – Update of Bundesnetzagentur report on the impact of nuclear power moratorium on the transmission networks and security of supply »*

ENTSOE (02 avril 2012), *« ENTSO-E's Initial Review of the Winter Cold Spell 2012 »*, disponible sur https://www.entsoe.eu/news/announcements/newssingleview/article/entso-es-initial-review-of-the-winter-cold-spell-2012/?tx_ttnews%5BbackPid%5D=28&cHash=4f3f3510f0bf1285a9c3a232e135eb59

E.ON Energy Trading (consulté le 18 avril 2012), *« Insight – The road to a pan-European gas market »*, disponible sur http://www.eon-energy-trading.com/cms/en/insight_gas-trading.jsp

EU Energy (27 janvier 2012), *« German nuclear exit challenges »*

Gas in Focus (consulté le 18 avril 2012), *« Les terminaux méthaniers existants et en construction en Europe »*, disponible sur http://www.gasinfocus.com/infrastructures/les-terminaux-methaniers-et-en-construction-en-europe

Le Monde (13 avril 2011), *« Comprendre l'accident de Fukushima en 3 minutes »*, disponible sur http://www.lemonde.fr/japon/infographie/2011/04/13/comprendre-l-accident-de-fukushima-en-3-minutes_1506740_1492975.html

Le Monde (23 février 2012), *« Berlin taille dans les subventions au photovoltaïque »*, disponible sur http://www.lemonde.fr/europe/article/2012/02/23/berlin-taille-dans-les-subventions-au-photovoltaique_1647451_3214.html

Les Echos (3 avril 2012), *« Q-Cells, le champion allemand du solaire, dépose à son tour le bilan »*

Les Echos (14 avril 2012), *« Sortie du nucléaire en Allemagne : la France va devoir fermer 4 centrales »*

Les Echos (14 avril 2012), *« Soupçon de manipulation sur le marché de l'électricité en Allemagne »*

PGNiG Press Release (26 mars 2012), *« PGNiG intensifies shale gas exploration »*, disponible sur http://www.pgnig.pl/pgnig/com/8387?r%2Cnews%2CpageNumber=0&r%2Cnews%2CdateTo=&r%2Cnews%2CdateFrom=&r%2Cnews%2CnewsId=34979

Stratfor Geopolitical Diary (juin 2011), *« Russian Gas and Germany's Nuclear Gamble »*

Total (consulté le 18 avril 2012), *« Les défis de la liquéfaction du gaz naturel en mer »*, disponible sur http://www.total.com/fr/nos-energies/gaz-naturel/explorer-et-produire/nos-savoir-faire/gaz-naturel-liquefie/innovations/floating-lng-202093.html