

# RENFORCER LE MARCHÉ EUROPÉEN DE L'ÉLECTRICITÉ GRÂCE À LA COOPÉRATION FRANCO-ALLEMANDE

Stefan Bössner | ancien chercheur à l'Institut Jacques Delors

---

## RÉSUMÉ

Les législations nationales et européennes relatives à l'énergie et au climat ont encadré la transformation du système énergétique de l'UE. L'un des principaux objectifs consiste à créer un véritable marché intérieur de l'énergie et de l'électricité durable, afin d'encourager une économie sobre en carbone. **Malgré la convergence des politiques énergétiques observée dans certains domaines**, notamment sur la nécessité de favoriser le déploiement à faible coût des sources d'énergie renouvelables (SER), et l'interdépendance croissante des systèmes électriques des États membres de l'UE, **les politiques divergent dans d'autres secteurs**. Les mix énergétiques nationaux restent très distincts, tandis que l'organisation des marchés et les dépenses consacrées à toutes les formes d'énergie varient considérablement, tout comme les ambitions de transformer les systèmes énergétiques des États membres. **Ces divergences ont empêché les pays de pouvoir profiter des avantages d'un système électrique européen suffisamment interconnecté. Les États membres ont tendance à faire face à ces difficultés communes par des politiques nationales fragmentées** : l'adéquation de la capacité de production est assurée à un échelon purement national, le volume ou la concurrence sur ces marchés peu connectés sont insuffisants et des opportunités d'investissement communes sont gâchées.

Cependant, plutôt que de craindre l'interdépendance et de privilégier des solutions nationales, les ressources pourraient être utilisées de façon plus complémentaire et optimisée, ouvrant la voie à un système électrique plus flexible, qui sera nécessaire pour gérer les quantités toujours plus grandes d'électricité produite par les SER. Les investissements coopératifs multinationaux sont intéressants sur le plan économique dans tous les secteurs du système énergétique, des initiatives de recherche et de développement à l'amélioration de l'infrastructure. En plus d'améliorer l'adéquation de la capacité de production, la stabilité des réseaux et la sécurité énergétique, une approche plus collaborative de la politique énergétique européenne s'avérera moins coûteuse et plus efficace, un facteur non négligeable en cette période économique morose.

Une politique énergétique européenne commune et un véritable marché unique de l'électricité n'ont pas encore vu le jour en raison du manque de coopération entre les États membres et de la déficience des mécanismes de gouvernance communs afin de guider la transition énergétique européenne. Ce **Policy paper**, qui ne prétend pas être exhaustif, **analyse en profondeur la relation bilatérale entre la France et l'Allemagne dans le domaine de l'énergie, en particulier dans le secteur de l'électricité, afin d'illustrer ce problème et d'identifier des opportunités pour améliorer la coopération dans ce domaine.**

Dans un premier temps, **il montre à quel point les politiques énergétiques française et allemande ont développé de grandes similitudes au cours des dix dernières années, mais restent néanmoins très différentes** (Chapitre 1). Il évalue les ambitions et les positions de chaque pays au fur et à mesure que leur transition énergétique progresse. En France, cette transition a été récemment stimulée par la nouvelle loi sur la transition énergétique, des années après l'introduction de l'*Energiewende* en Allemagne. **Le Policy paper met ensuite en lumière les défis qui attendent la France, l'Allemagne et le reste de l'UE sur la voie d'un marché transformé et pleinement intégré** (Chapitre 2). Le Chapitre 3 **expose certaines stratégies afin de surmonter l'approche purement nationale des politiques énergétiques et de redéfinir le cadre des transitions énergétiques en France, en Allemagne et en Europe**. Le dernier chapitre **avance des propositions concrètes sur les moyens de renforcer la coopération bilatérale entre la France et l'Allemagne aux niveaux régional et européen afin de progresser sur la voie d'une politique énergétique commune plus efficace.**

---

## SOMMAIRE

INTRODUCTION	3
<b>1. Profils énergétiques de la France et de l'Allemagne : convergences et divergences</b>	<b>4</b>
1.1. Convergences	4
1.1.1. Déploiement des SER	4
1.1.2. Intégration du marché de l'électricité	4
1.1.3. L'« européanisation » du secteur de l'énergie	5
1.1.4. Recherche et développement	5
1.1.5. Gouvernance	5
1.2. Divergences	7
1.2.1. Profils énergétiques et ambitions	7
1.2.2. Résultats passés	8
1.2.3. Garantir l'adéquation de la capacité de production	9
1.2.4. Organisation et gestion du marché	10
1.2.5. Dépenses consacrées aux SER et prix de l'électricité	11
<b>2. Principales difficultés pour le système électrique franco-allemand et européen</b>	<b>13</b>
2.1. Adéquation de la capacité de production	13
2.2. Interdépendance des réseaux électriques : flux en boucle et signaux de prix	13
2.3. Infrastructure	15
2.4. Gagnants et perdants	16
2.5. Les avantages de la coopération politique	17
<b>3. La voie à suivre : optimiser les systèmes énergétiques en France, en Allemagne et dans l'UE</b>	<b>18</b>
3.1. Profils énergétiques : profiter des complémentarités	18
3.1. Organisation du marché : plus de flexibilité	20
3.2. Optimiser les investissements dans l'infrastructure	21
3.3. Intensifier la recherche et le développement en vue de faciliter la transition énergétique	22
3.4. L'optimisation dans un contexte européen	23
<b>4. Gérer l'optimisation – renforcer la gouvernance énergétique bilatérale, régionale et européenne</b>	<b>24</b>
4.1. Coopération bilatérale : priorités clés et gouvernance renforcée	24
4.2. Atteindre l'échelon régional : le moteur franco-allemand	26
4.3. Renforcer la politique énergétique de l'UE	27
CONCLUSION	29
BIBLIOGRAPHIE	30
SUR LES MÊMES THÈMES...	32

L'auteur souhaite remercier Gerald Stang (analyste associé de l'Institut d'études de sécurité de l'Union européenne) et Sami Andoura (chercheur senior de l'Institut Jacques Delors) pour leur contribution, ainsi que Johann Precht, Philippe Vassilopoulos, Melanie Persem et Leanoardo Meeus pour leur expertise et leur apport.

## INTRODUCTION

L'évolution des paysages énergétiques nationaux en Europe est rapide et déterminée par des marchés énergétiques de plus en plus mondiaux (l'envolée de la production de gaz de schiste aux États-Unis, la hausse de la demande de carburants fossiles en Asie) et par des décisions européennes en matière de politique énergétique. En plus de renforcer le marché intérieur européen de l'énergie, les États membres ont décidé, au niveau de l'UE, de transformer leurs systèmes énergétiques. Selon les dispositions du traité européen relatives à « [...] la préservation, la protection et l'amélioration de la qualité de l'environnement » (article 191, TFUE), l'un des principaux objectifs de la politique européenne est de progresser vers une économie sobre en carbone. Pour parvenir à cette économie durable, l'UE a adopté depuis 2008 plusieurs règles et règlements, dans le cadre du 1<sup>er</sup> paquet énergie-climat<sup>1</sup>, avec des objectifs pour 2020 : réduire de 20% les émissions de gaz à effet de serre (GES) par rapport aux niveaux de 1990, faire passer la part des énergies renouvelables à 20% dans la consommation finale d'énergie et augmenter l'efficacité énergétique de 20% (l'objectif des « 20-20-20 »).<sup>2</sup>

Ce cadre a relié entre elles les politiques énergétiques européennes et les stratégies énergétiques des États membres pour proposer des principes directeurs et des objectifs obligatoires. Par ailleurs, les progrès réalisés au niveau du marché intérieur de l'énergie et de l'électricité ont interconnecté les pays sur les plans commercial et physique.

Cependant, cette interdépendance des politiques et des marchés au niveau continental n'a été suivie ni par une volonté politique accrue de coopérer entre pays européens, ni par la mise en place de structures de gouvernance adaptées à cette coopération. Il est pourtant plus évident que jamais que l'interaction entre les politiques énergétiques nationales et européennes nécessite de renforcer la coopération entre les États membres de l'UE. Des décisions politiques prises dans un pays peuvent avoir des répercussions sur les systèmes énergétiques d'un autre pays ; ce problème risque de s'aggraver étant donné les grands changements sur les plans financier, politique et technologique qui seront nécessaires afin de transformer le système énergétique de l'UE en une économie sobre en carbone. Ces efforts pourraient être moins coûteux et plus efficaces s'ils s'accompagnaient d'un esprit de solidarité réciproque. La coopération renforcée, la gouvernance commune de l'énergie et la solidarité réciproque sont également nécessaires entre les États membres de l'UE dans la perspective du nouveau paquet énergie-climat 2030, adopté par le Conseil européen en octobre 2014.

Deux pays sont particulièrement à même de stimuler la coopération renforcée : la France et l'Allemagne, les deux moteurs de l'intégration européenne et de l'élaboration des politiques énergétiques de l'UE. Les deux pays révisent actuellement leurs systèmes énergétiques ; en Allemagne, l'*Energiewende* (changement de cap en matière d'énergie)<sup>3</sup> est bien avancé, tandis que la transition énergétique française a été récemment stimulée par un nouveau cadre juridique (loi sur la transition énergétique).<sup>4</sup> Cependant, pour diverses raisons historiques, économiques, voire culturelles, les approches nationales concernant ces changements de cap divergent dans certains secteurs, tandis qu'elles convergent et deviennent de plus en plus interdépendantes dans d'autres. C'est précisément pour cette raison que la coopération renforcée est absolument indispensable.

1. Bien que les politiques communes de lutte contre le changement climatique de l'UE remontent au moins aux années 1990, le paquet juridique contenant l'objectif des « 20-20-20 » est généralement connu sous le nom de 1<sup>er</sup> paquet énergie-climat.

2. Pour une analyse plus approfondie de la politique énergétique au niveau européen, voir Philipp Offenberg, « Bilan de la politique énergétique allemande dans un contexte européen », *Policy Paper n° 116*, Jacques Delors Institut – Berlin (ed.), août 2014.

3. Même si l'expression allemande *Energiewende* est souvent traduite par « transition énergétique », le terme « changement de cap » est plus correct car il signifie la révision globale prévue du système énergétique allemand.

4. Cependant, cette loi n'a pas été encore officiellement adoptée au moment de la publication de ce Policy paper.

Ce Policy paper expose certaines de ces divergences et convergences et décrira les difficultés pour concevoir un système énergétique sobre en carbone plus durable. Il tente de montrer dans quelle mesure la coopération renforcée entre la France et l'Allemagne pourrait non seulement profiter aux deux pays, mais également à l'UE dans son ensemble, en vue de son objectif de mettre en place une véritable politique énergétique européenne commune. Ce Policy paper se penche plus particulièrement sur le secteur de l'électricité et le marché unique européen de l'électricité, en s'attardant sur l'intégration des sources d'énergie renouvelables (SER), tout en évoquant d'autres domaines problématiques.

## 1. Profils énergétiques de la France et de l'Allemagne : convergences et divergences

### 1.1. Convergences

Les politiques et objectifs européens dans le domaine de l'énergie ont relié entre elles les stratégies nationales et européennes en la matière, favorisant la convergence entre certains aspects des paysages énergétiques de différents pays. La France et l'Allemagne ne font pas exception à la règle et poursuivent un processus de convergence dans plusieurs domaines.

#### 1.1.1. Déploiement des SER

Pour commencer, la décision de transformer les systèmes énergétiques français et allemand en vue de progresser vers une économie sobre en carbone a entraîné le déploiement croissant des sources d'énergie renouvelables (SER). Ce dernier s'est bien passé dans les deux pays, bien que leur développement en France ait été éclipsé par le déploiement rapide d'installations d'énergie solaire et éolienne en Allemagne. En 2012, l'Allemagne possédait la capacité installée d'énergie éolienne la plus élevée d'Europe (29% de la capacité installée totale européenne ou 31 GW)<sup>5</sup>, tandis que la France a une longue tradition d'hydroélectricité (environ 25 GW ou 18% de la capacité installée européenne)<sup>6</sup>. À elles deux, elles représentent plus de la moitié de la capacité de production d'énergie solaire photovoltaïque (solaire PV) (32,7 GW pour l'Allemagne, 4 GW pour la France) et sont les deux plus grandes productrices de biomasse de l'UE. De plus, elles emploient de nombreuses personnes dans le secteur des SER : depuis 2012, 45% des emplois dans le secteur européen de l'éolien sont occupés par un ressortissant allemand ou français (environ 130 000 personnes), ainsi que 50% des emplois dans le solaire PV (126 700 employés).<sup>7</sup>

#### 1.1.2. Intégration du marché de l'électricité

La France et l'Allemagne sont de plus en plus interconnectées dans le cadre du marché européen intégré de l'électricité. Les marchés énergétiques français et allemand figurent parmi les plus grands d'Europe en termes de liquidité et attirent des négociants de plus de 20 pays européens. La capacité de transfert nette d'électricité sur le Rhin est l'une des plus élevées, à environ 3 000 MW<sup>8</sup>, et depuis 2010, le marché allemand a été couplé aux marchés de la France et du Benelux, ce qui est considéré comme l'une des principales réalisations des politiques du marché intérieur européen de l'énergie<sup>9</sup>. Le couplage des marchés devrait rendre le système électrique continental plus compétitif et efficace concernant l'allocation des capacités de production.

5. Observ'er (ed.), « État des énergies renouvelables en Europe. 13<sup>e</sup> Bilan EurObserv'ER », 2013.

6. Eurelectric (ed.), « Hydro in Europe: Powering Renewables Synopsis Report », septembre 2011 et France Hydro Electricité Website, « Chiffres clés ».

7. En tant que cadre de référence, le secteur européen des SER emploie environ la moitié du nombre de personnes travaillant dans le secteur européen des carburants fossiles. Voir : Cambridge Econometrics (ed.), « Employment Effects of selected scenarios from the energy roadmap 2050 », octobre 2013.

8. *Ibid.*

9. La France et l'Allemagne font désormais partie du marché de la zone Centre-Ouest-Europe (CWE), qui les relie aux marchés du Benelux et du Danemark.

Il limite la sous-utilisation des ressources et renforce la sécurité des réseaux, la défaillance d'une importante source d'électricité dans un pays pouvant être compensée par la production d'énergie d'un autre pays.<sup>10</sup>

Grâce à cette intégration croissante, les volumes d'échange d'électricité entre la France et l'Allemagne ont augmenté de 48% entre 2008 et 2012.<sup>11</sup> En 2012, la France et l'Allemagne ont échangé environ 3% de leur production nationale totale d'électricité, l'Allemagne exportant 14 TWh en France et la France exportant 5,2 TWh en Allemagne. Cependant, des problèmes subsistent, qui seront exposés au chapitre 2.

### 1.1.3. L'« européanisation » du secteur de l'énergie

Le déploiement croissant des SER et la convergence accrue des marchés de l'électricité ont également favorisé des liens plus solides entre les énergéticiens français et allemands, qui figurent parmi les plus grandes entreprises d'Europe. Le marché allemand est dominé par E.ON (capacité installée de 53 GW) et RWE (52 GW), qui représentaient à eux deux environ 177 milliards d'euros de chiffres d'affaires en 2013. La France est dominée par GDF Suez (capacité installée de 49 GW en Europe)<sup>12</sup> et EDF (100 GW en France)<sup>13</sup>, qui ont généré à eux deux un chiffre d'affaires d'environ 156 milliards d'euros en 2013. La libéralisation croissante des marchés a incité ces champions nationaux à investir dans d'autres pays, dans les secteurs de la production d'énergie, de la distribution et du raffinage. E.ON possède, par exemple, une capacité installée de 2,8 GW en France, tandis que GDF Suez a une capacité installée de 2,4 GW en Allemagne. RWE gère 14 centrales hydroélectriques en France, tandis que EDF co-détient la centrale hydroélectrique de Iffezheim. À l'échelon plus local, des gestionnaires de réseau de distribution (GRD) allemands livrent de l'électricité à des clients français (comme E.ON en France), tandis que des énergéticiens français comme Veolia ont des actions dans plusieurs *Stadtwerke* allemandes.<sup>14</sup>

### 1.1.4. Recherche et développement

Paris et Berlin ont également intensifié leur coopération dans le domaine de la recherche et développement (R&D) en matière d'énergie. L'Institut Fraunhofer en Allemagne coopère avec l'Institut national de l'énergie solaire (INES) en France sur des modules de solaire PV dans le cadre du projet Sol-ION, et avec l'institut français CEA-LETI sur la recherche sur des appareils micro-électroniques. Récemment, l'Institut Fraunhofer, l'INES et le centre suisse d'électronique et de microtechnologie ont noué un partenariat afin d'examiner les facteurs et les opportunités économiques de construire une usine de fabrication de panneaux solaires photovoltaïques à grande échelle. Baptisée X-GW, l'usine a pour objectif de fabriquer de grands panneaux solaires PV d'ici à 2017. Des activités de recherche communes ont également donné lieu à la création de l'Institut européen de recherche sur l'énergie de Karlsruhe - une coopération entre l'université technique locale (KIT) et Électricité de France (EDF) - ou à la création de l'Institut franco-allemand de recherche sur l'environnement (DFIU). De plus, des programmes spéciaux d'échanges d'étudiants existent entre les deux pays dans le domaine des études techniques. Cependant, des projets de recherche à grande échelle n'ont pas encore vu le jour dans le domaine de l'énergie.

### 1.1.5. Gouvernance

L'Allemagne et la France ont clairement convergé à plusieurs niveaux. Cette tendance a également donné lieu à une coopération croissante au niveau de la gouvernance, bien qu'elle ne progresse que faiblement et tardivement par rapport à l'évolution rapide des marchés de l'énergie. Certaines avancées ont néanmoins été réalisées.

10. Böckers, V. et al., « Benefits of an integrated European electricity market », *DICE Discussion Paper No 109*, 2013.

11. Acer/CEER (ed.), « Rapport annuel sur les résultats du contrôle des marchés intérieurs du gaz naturel et de l'électricité en 2012 », 2013.

12. GDF Suez, « Document de référence », 2013 et EDF.

13. EDF, « Rapport d'activité 2013 ».

14. Les *Stadtwerke* sont une forme distincte de gouvernance allemande (et autrichienne) au niveau municipal. Ces « régies municipales » sont généralement chargées de fournir des services publics dans des domaines tels que la production et la distribution d'électricité, la gestion des déchets, la distribution de l'eau ou les transports publics.

À l'échelon européen, la France et l'Allemagne ont été les moteurs du paquet énergie-climat de l'UE, qui a défini l'objectif des « 20-20-20 ». Les deux pays ont également compté parmi les États membres les plus ambitieux durant les négociations qui ont mené au nouveau cadre pour 2030 et ont soutenu un objectif de réduction des émissions plus important, ainsi qu'un objectif contraignant pour les SER.<sup>15</sup>

**FAIRE PREUVE DE DÉTERMINATION SI L'UE SOUHAITE RESTER EN TÊTE DANS LES DOMAINES DE LA PROTECTION DU CLIMAT ET DU DÉVELOPPEMENT DURABLE**

Paris et Berlin semblent également considérer qu'il est important de faire preuve de détermination si l'UE souhaite rester en tête dans les domaines de la protection du climat et du développement durable.<sup>16</sup> Ces questions seront de plus en plus essentielles, notamment pour la France, qui accueillera la 21<sup>ème</sup> conférence de la CCNUCC, fin 2015, censée donner lieu à un nouvel accord sur la lutte contre le changement climatique.

Au niveau régional, l'Allemagne et la France participent à plusieurs initiatives de gouvernance telles que le Forum pentalatéral de l'énergie et la North Seas Countries' Offshore Grid Initiative (NSCOGI). De plus, les deux pays font partie du groupe Centre-Sud et Centre-Ouest des initiatives régionales du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER).

**ENCADRÉ 1 ► Quelques initiatives de coopération régionale avec la participation franco-allemande**

Créé en 2007, le Forum pentalatéral de l'énergie (FPE) réunit des experts, des autorités de régulation, des gestionnaires de réseaux de transport (GRT) et des ministres d'Allemagne, de France, d'Autriche, de Suisse et des pays du Benelux afin de faciliter l'intégration des marchés de l'électricité. Les ministres de l'Énergie jouent un rôle de coordinateur et sont assistés d'un secrétariat à Bruxelles.<sup>17</sup> Le Forum traite de questions telles que l'organisation des marchés de l'électricité et l'alignement des codes de réseau. Les activités du Forum pentalatéral de l'énergie ont permis le couplage des marchés évoqué plus haut entre la France, le Benelux et l'Allemagne/l'Autriche en 2010, qui peut être considéré comme un succès<sup>18</sup>, même si des difficultés subsistent (voir le chapitre 3).

La North Seas Countries' Offshore Grid Initiative (NSCOGI) réunit les ministres de l'Énergie de 10 pays de la mer du Nord et de la mer d'Irlande<sup>19</sup>, des représentants de la Commission européenne (CE) et des GRT, régulateurs et énergéticiens des pays concernés. L'objectif de la NSCOGI est de faciliter le déploiement à grande échelle de l'énergie éolienne offshore. Différents travaux ont été menés sur des questions telles que la conception des réseaux, les options d'interconnexion et l'intégration des marchés.

Le Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER) mène des activités semblables à celles du Forum pentalatéral de l'énergie, en mettant l'accent sur les affaires réglementaires et l'objectif d'accélérer l'intégration des marchés nationaux de l'énergie. Dans la même veine, des groupes régionaux sont établis dans le cadre des projets d'intérêt commun (PIC)<sup>20</sup> de l'UE ; cet instrument européen réglementaire et financier a été créé pour accélérer la mise en œuvre d'infrastructures énergétiques essentielles et renforcer ainsi la sécurité de l'approvisionnement.

La France et l'Allemagne sont également membres d'autres groupements régionaux tels que la Coopération énergétique dans la région de la mer Baltique (Allemagne) et l'initiative MEDREG (France), une association de régulateurs de l'énergie de l'UE et d'Afrique du Nord.<sup>21</sup> Il est intéressant de noter que si l'Allemagne fait également partie de la plateforme internationale IGCC (International Grid Control Cooperation), qui réunit des gestionnaires de réseaux de transport (GRT) d'Allemagne, d'Autriche, de Belgique, des Pays-Bas, du Danemark, de République tchèque et de Suisse sur des questions d'équilibrage régional, ce n'est pas le cas de la France.

Au niveau bilatéral, Paris et Berlin ont également créé des forums et des institutions de dialogue. En juin 2014, le BMWI en Allemagne (ministère fédéral de l'économie et de l'énergie) et la Direction Générale de l'énergie et du climat en France ont inauguré un groupe de travail interministériel de haut niveau. Cette étape visant

15. EurActiv (ed.), « Un enjeu de calendrier reflète les divisions de l'UE sur le climat », 2014 et EurActiv (ed.), « Huit pays de l'UE lancent un appel en faveur des énergies renouvelables », 2014.

16. Grâce aux niveaux élevés de la production de SER en Allemagne et de la production d'énergie nucléaire en France, l'Europe est effectivement la seule économie au monde à alimenter son économie avec près de 50% de technologies dont le niveau d'émissions est proche de zéro. La part des technologies sobres en carbone dans le mix électrique des États-Unis se situe aux alentours de 30%, tandis que cette part est encore inférieure en Chine, à savoir 12%. Source : AIE et EIA.

17. De Jong, J. et al., "A regional EU energy policy?", CIEP Paper 6/2013.

18. *Ibid.*

19. Allemagne, Belgique, Danemark, France, Irlande, Luxembourg, Pays-Bas, Norvège, Royaume-Uni et Suède

20. Voir chapitre 3, point 3.3.

21. L'initiative MEDREG concerne plusieurs pays non membres de l'UE situés dans la région du Moyen-Orient et de l'Afrique du Nord. Étant donné qu'elle sort du champ du présent Policy paper, elle ne sera pas analysée davantage.

à améliorer la gouvernance a été renforcée par la signature, le même mois, d'un accord interinstitutionnel entre l'agence DENA en Allemagne (Agence allemande pour l'énergie) et l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) en France. Dans la même ligne, l'Office franco-allemand pour les énergies renouvelables s'efforce, depuis 2006, de réunir des acteurs dans le domaine des SER des deux côtés du Rhin.

Ces convergences sur les questions de gouvernance sont de plus en plus nécessaires étant donné les liens plus soutenus entre les politiques énergétiques française et allemande en raison du déploiement des SER, de l'intégration des marchés et des activités d'investissement communes. Il faut toutefois souligner que ces initiatives de gouvernance bilatérale voient généralement le jour à la suite de convergences économiques et techniques, au lieu de les susciter. Si leurs systèmes énergétiques se sont rapidement interconnectés ces dernières années, il a fallu attendre 2014 pour voir la naissance d'un groupe de travail interministériel. De même, si la convergence a eu lieu malgré l'absence de solides initiatives de gouvernance bilatérale dans certains domaines, ce manque de gouvernance a également donné lieu à des divergences à d'autres niveaux dans le secteur électrique.

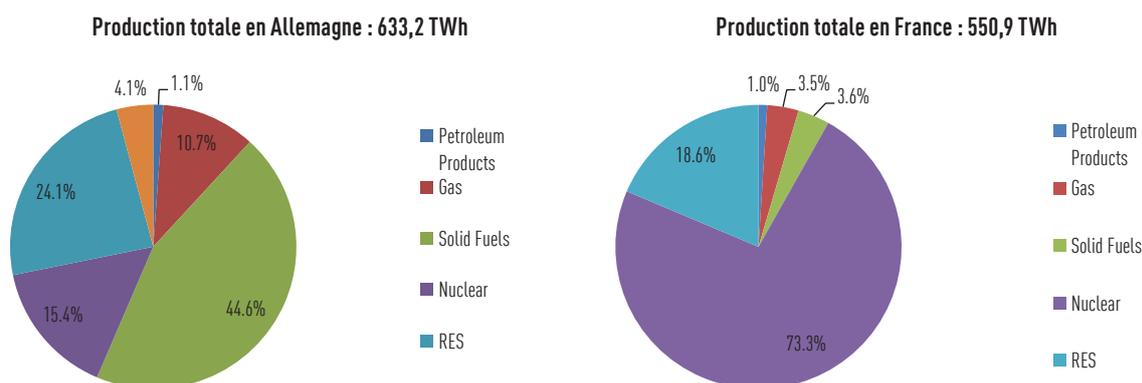
## 1.2. Divergences

La France et l'Allemagne ont des divergences considérables sur plusieurs sujets relatifs à l'énergie et à l'électricité, comme l'illustre la divergence d'évolution de leurs profils énergétiques très différents face à diverses pressions politiques, économiques et culturelles.

### 1.2.1. Profils énergétiques et ambitions

Les mix énergétiques nationaux varient considérablement au sein de l'UE<sup>22</sup> et entre l'Allemagne et la France. 45% de l'électricité allemande provient de carburants solides (surtout le charbon), tandis que l'énergie nucléaire représente près de 74% de la production française d'électricité.

GRAPHIQUE 1 ► Mix électrique, 2013, en pourcentage de la production totale



Source : RTE, AG Energiebilanzen e.v.

Même si la France<sup>23</sup> et l'Allemagne ont une longue tradition nucléaire, leurs politiques en la matière ont considérablement divergé ces dernières années. À la suite de l'incident de Fukushima-Daiichi en 2011, l'Allemagne a décidé de supprimer progressivement tous ses réacteurs nucléaires d'ici à 2022, tandis qu'en France, la nou-

22. L'Italie, par exemple, alimente son économie essentiellement avec du gaz, tandis qu'en Autriche, profitant de ses conditions géographiques, 68% de l'électricité provient de sources hydroélectriques renouvelables. L'utilisation du charbon est importante en Europe de l'Est, la Pologne produisant près de 90% de son électricité à partir du charbon.

23. L'énergie nucléaire est particulièrement importante en France, où environ 125 000 personnes sont directement employées dans l'industrie du nucléaire et où des entreprises comme Areva (chiffre d'affaires de 9,2 milliards d'euros en 2013) sont des acteurs internationaux dans le domaine de l'extraction, du traitement et de la commercialisation de l'uranium et des carburants nucléaires. Voir : Site Internet d'Areva, « Que représente le nucléaire dans l'économie française » et « Chiffres clés 2013 ».

velle loi sur la transition énergétique a confirmé le rôle essentiel de l'énergie nucléaire. Même si le gouvernement initialement prévoyait une baisse du nucléaire de 75% à 50% dans le mix électrique, cela ne plafonnerait la capacité nucléaire installée qu'à 64,85 GW. En outre, il reste à voir si la date de 2025 sera maintenue.<sup>24</sup> Cette divergence fondamentale sur le rôle de l'énergie nucléaire risque de subsister dans les années à venir, tout comme les différences considérables entre les deux pays concernant les mix énergétiques et électriques : le charbon devrait continuer de jouer un rôle important dans la production d'électricité de l'Allemagne, son utilisation ayant augmenté entre 2010 et 2013 afin de compenser en partie la baisse de la production nucléaire.<sup>25</sup> Par ailleurs, l'énergie nucléaire continuera de jouer un rôle essentiel en France, ce qui pose des problèmes très différents sur le plan de l'environnement.

De plus, compte tenu des différentes ambitions des deux pays sur l'ampleur de la transformation des systèmes énergétiques et électriques, ces divergences concernant le mix électrique devraient perdurer. Le gouvernement allemand prévoit que les SER représenteront 50% du mix électrique d'ici à 2030<sup>26</sup>, tandis que la France vise une part des SER de 32% dans la consommation énergétique finale brute à la même date, malgré l'absence d'objectifs obligatoires concernant la production d'électricité. Si ces objectifs peuvent sembler similaires, il est instructif d'examiner de plus près les résultats déjà obtenus concernant le déploiement des SER, la baisse de la consommation énergétique et la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> afin d'évaluer la probabilité de les atteindre.

### 1.2.2. Résultats passés

De 2004 à 2013, la part des SER dans le mix électrique allemand est passée de 9,8% à 24,1%. Des conditions météorologiques favorables ont parfois donné lieu à des résultats encore plus spectaculaires ; le 17 août 2014, la production d'électricité à partir de sources renouvelables a couvert 75% de la demande allemande d'électricité.<sup>27</sup> En France, les progrès sont plus modestes : la part des SER, qui représentait 13,8% du mix électrique en 2004, s'élevait à 18,6% en 2013.<sup>28</sup> Cette divergence s'explique en partie par les différents cadres juridiques des deux pays : en 2002, l'Allemagne a adopté une loi intitulée *Erneuerbare-Energien-Gesetz* ou EEG (loi sur les énergies renouvelables) et malgré des amendements réguliers depuis 2002, les principales dispositions sont restées intactes, garantissant une stabilité essentielle des investissements. La France, à l'inverse, a révisé son cadre juridique relatif aux SER à plusieurs reprises entre 2001 et 2010, ce qui a créé de l'incertitude parmi les acteurs des SER et entravé leur déploiement efficace. Le rythme des installations d'énergie solaire PV s'est effectivement ralenti entre 2010 et 2013, avant de repartir à la hausse en 2014 ; le tout est de savoir si cette tendance va se poursuivre, certains analystes observant une stagnation des nouvelles installations de solaire PV en France.<sup>29</sup> De plus, la nouvelle loi encadrant la transition énergétique française a longtemps été retardée et n'est pas encore adoptée<sup>30</sup>. Il reste à voir si le gouvernement français sera à la hauteur de ses ambitions et sera soutenu par un solide consensus social en faveur du déploiement des SER, comme ce fut le cas en Allemagne<sup>31</sup> ; en effet, des objectifs semblables ne donnent pas forcément des résultats semblables.

D'autres divergences apparaissent entre les deux pays concernant leur succès à réduire la consommation énergétique finale. Même si les deux pays ont souscrit à l'objectif de réduction de 20%, les résultats obtenus depuis 1990 ne pourraient être plus différents. Si l'Allemagne est parvenue à réduire sa consommation énergétique finale d'environ 10%, passant de 228,9 millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep) en 1990 à 213,1 Mtep en 2012, au cours de la même période, la consommation énergétique de la France a augmenté de 10% pour s'élever à 151 Mtep.<sup>32</sup>

24. La loi était en cours d'examen par le Sénat pendant la finalisation de ce Policy paper.

25. Fraunhofer ISE (ed.), « Kohlenverstromung zu Zeiten niedriger Börsenstrompreise - Kurzstudie », 2013.

26. Site Internet du Bundesregierung.

27. Wirtschaftswoche Green Edition (ed.), « Energiewende: Erneuerbare decken mehr als 70% des Strombedarfs », 2014. Les difficultés liées à cette part importante de la production d'électricité à partir de sources renouvelables seront évoquées au chapitre 2.

28. Il est intéressant de noter qu'environ deux tiers de l'électricité produite à partir des SER en France provient de l'énergie hydraulique. En Allemagne, seuls 20% de la totalité de l'électricité produite à partir des SER provenaient de l'énergie hydraulique en 2012.

29. Cals, Guilain. « Photovoltaïque: un courant à relancer », *Alternatives économiques*, No. 340, 2014.

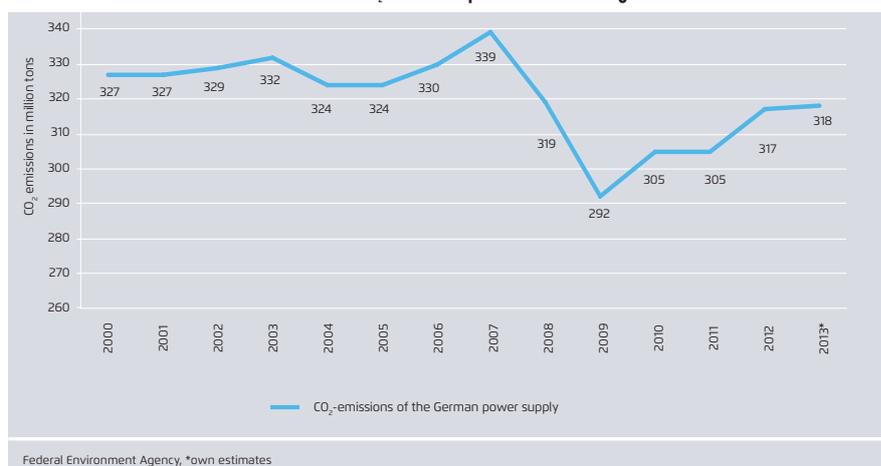
30. La loi était en cours d'examen par le Sénat pendant la finalisation de ce Policy paper.

31. Bien qu'ayant été récemment prise sous le feu des critiques en raison des prix élevés de l'énergie, l'*Energiewende* bénéficie d'un large consensus politique et social dans tous les grands partis et couches de la société.

32. Eurostat.

Berlin a également réduit, entre 1990 et 2012, ses émissions globales de gaz à effet de serre de 23,4%, à 964,6 millions de tonnes équivalent CO<sub>2</sub>, tandis que Paris réalisait une baisse plus modeste de 11,8%, à 506,4 millions de tonnes équivalent CO<sub>2</sub>. Toutefois, plusieurs nuances doivent être apportées : premièrement, la réduction des émissions de gaz à effet de serre est plus complexe en France, qui a déjà une économie relativement sobre en carbone grâce à l'énergie nucléaire. Deuxièmement, l'Allemagne est toujours de loin la plus grande émettrice de GES dans l'UE ; si le secteur français de l'énergie a émis environ 29 millions de tonnes équivalent CO<sub>2</sub> en 2012<sup>33</sup>, les émissions dues à la production allemande d'énergie ont atteint le niveau stupéfiant de 318 millions de tonnes.

**GRAPHIQUE 2** ▶ Émissions allemandes de CO<sub>2</sub> dues à la production d'énergie



Source : Agora Energiewende

Troisièmement, comme l'illustre ce schéma, l'Allemagne semble confrontée à un dilemme concernant sa transition énergétique. Malgré l'explosion des énergies renouvelables, les émissions ont été en hausse ces dernières années. Il est donc peu probable que l'Allemagne atteigne son objectif de réduction des émissions de 40% pour 2020 (par rapport aux niveaux de 1990), même si les récentes évolutions au niveau politique suggèrent que Berlin prend son échec potentiel très au sérieux.<sup>34</sup> Les émissions françaises dues à la production d'électricité ont également augmenté depuis 2011.<sup>35</sup> Parmi les raisons de cette hausse figurent le prix bas des émissions de carbone, le prix bas du charbon sur les marchés mondiaux et la rentabilité en baisse des centrales électriques au gaz, ainsi que la (lente) reprise économique. Le problème de la rentabilité des centrales au gaz est lié à la question de l'adéquation de la capacité de production, qui mérite une brève description et représente un point de divergence entre l'Allemagne et la France.

### 1.2.3. Garantir l'adéquation de la capacité de production

L'évolution rapide du secteur de l'énergie a eu des conséquences imprévues sur le réseau électrique en France, en Allemagne et dans l'UE, notamment sur sa capacité à fournir de l'électricité 7 jours sur 7, 24 heures sur 24. Ces dernières décennies, le système reposait sur une production d'électricité à partir des carburants fossiles, où les dépenses en matières premières (charbon et gaz), même si elles augmentaient régulièrement, étaient facilement calculées et imputées à des courbes de demande bien identifiées. Cependant, le déploiement accru de l'électricité produite à partir des SER a fait évoluer ce schéma de production – le vent ne souffle pas toujours et le soleil ne brille pas toujours. Si la production à partir des SER est faible, d'autres centrales, surtout celles qui fonctionnent avec des combustibles fossiles, doivent entrer en jeu afin de garantir une production d'électricité suffisante. Étant donné que cela est plus facile à faire en théorie qu'en pratique, les forces du marché et les contraintes liées aux infrastructures n'offrant pas la flexibilité nécessaire (voir les chapitres 2 et 3), différents mécanismes ont été testés pour assurer l'approvisionnement énergétique. L'une des options a

33. RTE (ed.), « Bilan électrique 2013 ».

34. DPA (ed.), « Wie Deutschland sein Klimaziel doch noch schaffen soll », *Hamburger Abendblatt*, 13.11.2014.

35. RTE (ed.), « Bilan électrique 2013 ».

consisté à effectuer des versements fixes à des producteurs d'électricité pour assurer la disponibilité permanente de la capacité de production – une réserve stratégique. Une autre option consiste à organiser un marché de capacité à part entière, où les producteurs d'électricité organisent des ventes aux enchères pour garantir l'approvisionnement énergétique en cas de besoin. De nouveau, la France et l'Allemagne ont des divergences à ce sujet. En Allemagne, des délibérations sont toujours en cours avec certains experts, qui considèrent que le marché allemand de l'énergie fonctionne bien et garantit la pleine adéquation de la capacité de production. En France, en revanche, la loi sur la transition énergétique prévoit déjà la mise en œuvre d'un marché national de capacité d'ici à 2016. Cette divergence pourrait creuser un écart entre les deux pays, notamment compte tenu de l'organisation très différente de leurs marchés de l'électricité.

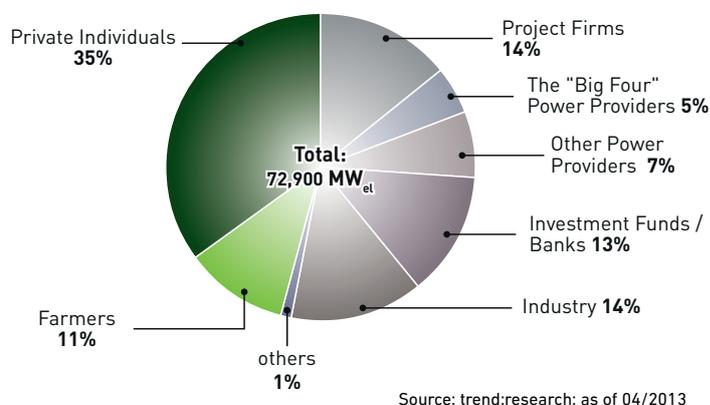
#### 1.2.4. Organisation et gestion du marché

La France et l'Allemagne ont toutes deux libéralisé leurs marchés, mais à des niveaux très différents. L'Allemagne permet une fixation libre des prix sur le marché, tandis que les consommateurs français bénéficient toujours de tarifs réglementés de l'électricité – plus de 90% d'entre eux bénéficient de prix plafonnés par le gouvernement.<sup>36</sup> Cela vaut aussi bien pour les clients industriels que pour les ménages, bien que les tarifs réglementés pour les grands consommateurs industriels doivent être progressivement supprimés d'ici à 2016. De plus, la concentration du marché est bien plus élevée en France qu'en Allemagne. En 2011, la part de marché du principal producteur d'électricité français, EDF, s'élevait à 86%, tandis que le champion national allemand E.ON ne représentait que 28,4% du marché allemand en 2010.<sup>37</sup>

“FIN 2013, 46% DES ENVIRON 73 GW DE CAPACITÉ INSTALLÉE DE SER EN ALLEMAGNE ÉTAIENT DÉTENUS PAR DES PARTICULIERS, DES INITIATIVES CITOYENNES ET DES AGRICULTEURS”

La situation est la même sur le marché au détail, où l'Allemagne compte plus de 1000 entreprises fournissant de l'électricité à ses consommateurs finaux, alors que la France n'en compte que 183.<sup>38</sup> Les structures de propriété sont également différentes, notamment dans le secteur des renouvelables. Fin 2013, 46% des environ 73 GW de capacité installée de SER en Allemagne étaient détenus par des particuliers, des initiatives citoyennes et des agriculteurs.<sup>39</sup> En France, le déploiement des SER relève essentiellement des grandes entreprises ; la propriété privée (des citoyens) ne peut être comparée au succès connu par cette approche verticale ascendante en Allemagne.<sup>40</sup> Cela aura certainement un impact sur l'avenir des ajouts de capacité assurés par les SER, les grandes entreprises subissant la pression de la production décentralisée d'énergie.

GRAPHIQUE 3 ► Capacité SER de l'Allemagne, par propriété



36. Acer/CEER (ed.), « Rapport annuel sur les résultats du contrôle des marchés intérieurs du gaz naturel et de l'électricité en 2012 », 2013.

37. Pas de données disponibles pour l'Allemagne en 2011 sur Eurostat.

38. Eurostat.

39. Agence allemande pour les renouvelables (ed.), « Renewable Energies – a success story ».

40. Selon M. Johann Margulies, responsable de l'énergie et du climat, Ville de Sevrans, France.

Source : Agence allemande pour les renouvelables

L'organisation du secteur des transports est également différente dans les deux pays. En France, un GRT, Réseau de Transport d'Électricité (RTE - détenu à 100% par EDF) gère le réseau français, tandis que le réseau allemand est géré par 4 GRT distincts, dont deux sont détenus par d'autres acteurs européens. TenneT est contrôlé par l'entreprise hollandaise TenneT Holding B.V. (100% publique), tandis que la société belge Elia possède la majorité de 50Hertz. Cette différence d'organisation du marché est un facteur important pour expliquer les divergences entre la France et l'Allemagne concernant les programmes d'investissement dans l'énergie et les prix de l'électricité.

### 1.2.5. Dépenses consacrées aux SER et prix de l'électricité

Il y a peu encore, Berlin et Paris avaient décidé de recourir à un programme de tarifs de rachat garantis (FIT)<sup>41</sup> pour encourager le développement des SER. Cet instrument a néanmoins fait l'objet de critiques en raison de la hausse des coûts qu'il implique, notamment en Allemagne. Si la France a dépensé moins de 4 milliards d'euros en 2012, Berlin a dépensé environ 17,5 milliards d'euros ; les coûts relatifs aux FIT ont constamment augmenté en Allemagne et devraient atteindre près de 20 milliards d'euros en 2014.<sup>42</sup> Cette pression des coûts a amené le gouvernement allemand à réviser sa loi sur les énergies renouvelables à l'été 2014, conformément aux nouvelles lignes directrices sur les aides d'État établies par la Commission européenne.<sup>43</sup> Le tableau suivant compare les aides accordées aux SER à celles consacrées aux carburants fossiles et le coup d'accélérateur que ces dernières ont donné aux secteurs du solaire photovoltaïque (solaire PV) et au secteur de l'éolien.

TABLEAU 1 ► Différentes dépenses – Différents succès

PAYS	AIDES CONSACRÉES AUX SER EN 2007 (MILLIARDS D'EUROS)*	AIDES CONSACRÉES AUX SER EN 2012 (MILLIARDS D'EUROS)**	SUBVENTIONS ACCORDÉES AUX CARBURANTS FOSSILES EN 2011 (MILLIARDS D'EUROS)***	CAPACITÉ DU SOLAIRE PV (GW)****		CAPACITÉ DE L'ÉOLIEN (GW)	
				2007	2012	2007	2012
France	<0,2	<4	2,7	0,05	4	2,5	7,4
Allemagne	3,5	17,5	5	3,8	32,7	22	31,1

Source : Ecofys, OECD, Eurobserv'ER

- \* Ecofys (ed.), « Financing Renewable Energy in the European Energy Market – Final Study », 2011.
- \*\* Ecofys (ed.), « Subsidies and costs of EU energy. An interim report », 2014.
- \*\*\* OCDE (ed.), « Inventory of estimated budgetary support and tax expenditures for fossil fuels 2013 », 2013.
- \*\*\*\* Toutes les données proviennent de Eur'Observ'ER, 2013.

Ces niveaux relativement inégaux des aides consacrées aux SER influencent les prix de l'électricité pour les consommateurs industriels et les ménages en France et en Allemagne ; ces derniers ont été en hausse dans les deux pays ces six dernières années, en raison de la répercussion des coûts des aides sur le consommateur. Le tableau suivant propose une vue d'ensemble de l'évolution des prix de l'électricité pour les ménages et les consommateurs industriels entre 2007 et 2013.

41. Les FIT garantissent aux producteurs de SER un certain montant par kWh d'électricité produite à partir des SER pendant une période définie (parfois plus de 20 ans). Étant donné que l'électricité produite à partir des SER est prioritaire sur le réseau allemand (et dans plusieurs pays européens en raison de la directive 2009/28/CE), elle doit être injectée dans le réseau quand la demande est faible. Elle peut contribuer à des prix de l'électricité négatifs, ce qui creuse à son tour l'écart entre le montant des fonds accordés aux GRT et le montant qu'ils doivent verser aux producteurs d'électricité à partir des SER en raison des dispositions relatives aux FIT. Ces coûts supplémentaires sont généralement répercutés sur le consommateur par le biais d'une taxe.

42. Fraunhofer ISE (ed.), « Kurzstudie zur Entwicklung der EEG Umlage », 2014.

43. En Allemagne, les installations de SER créées après le 1<sup>er</sup> août 2014 sont soumises à un nouveau système d'aide. Si les FIT pour l'éolien ont été réduits, les changements ont surtout touché le secteur du solaire PV : les installations de plus de 500 kW devront vendre leur électricité directement sur le marché et recevront une prime en plus du prix du marché. En France, la nouvelle loi prévoit également la mise en œuvre de systèmes de primes au lieu des FIT, conformément aux lignes directrices de la Commission européenne concernant « les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie » (2014/C 200/01), qui recommandent de supprimer totalement les FIT d'ici à 2016. Voir : [Site internet de l'Assemblée nationale](#).

**TABLEAU 2** ► Évolution des prix de l'électricité en centimes d'euros/kWh

PAYS	CONSOMMATEURS DOMESTIQUES 2007		CONSOMMATEURS DOMESTIQUES 2013	
	PRIX DE BASE	AVEC LES IMPÔTS ET TAXES	PRIX DE BASE	AVEC LES IMPÔTS ET TAXES
France	9,2	12,2	11	15,8
Allemagne	12,8	21,5	14,9	29,2
UE 28	11,6	15,6	13,8	20,1
PAYS	CONSOMMATEURS INDUSTRIELS 2007		CONSOMMATEURS INDUSTRIELS 2013	
	PRIX DE BASE	AVEC LES IMPÔTS ET TAXES	PRIX DE BASE	AVEC LES IMPÔTS ET TAXES
France	5,2	6,8	6,6	11,6
Allemagne	8,9	13,5	9,5	20,7
UE 28	8,5	11,5	9,3	14,7

Source : Eurostat

Si l'on constate que les aides consacrées aux SER par le biais de taxes telles que les FIT jouent un rôle dans l'augmentation des prix de l'électricité pour les consommateurs allemands et français, d'autres facteurs ont également un impact sur les prix.

Premièrement, en moyenne, les prix du carburant ont augmenté au cours des dernières décennies, ce qui a rendu la production d'électricité à partir des carburants fossiles plus coûteuse, les prix du charbon et ceux du pétrole ne connaissant un recul important qu'il y a peu, en raison également de l'essor des gaz de schiste aux États-Unis. Deuxièmement, les différentes formes d'énergie ont différents coûts de production. Si les coûts de production et d'exploitation des centrales électriques fonctionnant avec des combustibles fossiles sont élevés, les coûts d'exploitation des SER sont bas, mais ces dernières nécessitent d'importants investissements en amont. De plus, le parc nucléaire français totalement amorti peut fournir de l'électricité à bas coût (étant donné qu'il a été fortement subventionné par le passé), tandis que des technologies moins éprouvées telles que l'éolien offshore ont besoin de prix plus élevés pour être rentables. Troisièmement, des décisions stratégiques comme celles relatives à la politique industrielle contribuent également à augmenter les prix de l'électricité. C'est le cas en Allemagne, où de nombreux acteurs industriels ont été dispensés de payer leur part complète de financement de l'*Energiewende* en raison d'inquiétudes au sujet de leur compétitivité. En 2013, plus de 1500 acteurs industriels ont payé 0,05 centime/kWh afin de soutenir les énergies renouvelables, alors que le ménage moyen a payé 5,27 centimes/kWh par le biais du célèbre « supplément sur l'électricité renouvelable ». Dans le même temps, certaines industries allemandes bénéficient encore de contrats de livraison à long terme basés sur les prix de gros de l'électricité, qui ont baissé ces dernières années en raison de l'injection de SER et de la surcapacité installée générale. L'*Energiewende* profite donc aux acteurs industriels allemands, certains considérant que ces derniers pourraient payer davantage pour contribuer à une répartition plus équitable des coûts.

Comme nous l'avons vu dans ce chapitre, la France et l'Allemagne convergent dans certains secteurs de leurs politiques énergétiques, tout en divergeant dans d'autres. Plusieurs approches juridiques ont donné lieu à différents résultats sur la voie des objectifs nationaux et européens, tandis que l'organisation des marchés des deux pays reste très différente. Les obstacles relatifs à la transformation des systèmes énergétiques des deux pays sont de plus en plus visibles et la gouvernance politique pour les surmonter a été très insuffisante jusque récemment. Le prochain chapitre examine plus en détail ces obstacles et difficultés et analyse dans quelle mesure le manque de coopération et de gouvernance aggrave certains problèmes.

## 2. Principales difficultés pour le système électrique franco-allemand et européen

Les difficultés rencontrées par les réseaux français et allemands sont multiples. Il faut assurer l'adéquation de la capacité de production, tout en gérant l'interdépendance des réseaux électriques et en prévoyant des investissements suffisants pour mettre à jour le réseau électrique vieillissant. Étant donné que les investissements devraient générer différents rendements selon les acteurs des deux côtés du Rhin, ce chapitre tente également de démontrer à quel point ces questions sont étroitement liées et doivent être appréhendées dans le cadre d'un effort de coopération commun.

### 2.1. Adéquation de la capacité de production

La France et l'Allemagne suivent différentes approches pour garantir l'adéquation de la capacité de production, tout en gérant les aléas du marché. L'injection accrue de SER sur les marchés de gros a contribué à une surcapacité générale, qui a fait chuter les prix de gros de l'électricité et a compliqué le fonctionnement rentable des producteurs d'électricité classiques. De plus, les prix des émissions de carbone et du charbon étant tous deux très bas depuis quelques années, il est plus économique pour les deux pays de brûler du charbon que du gaz ; la production d'électricité à partir du gaz est donc devenue plus coûteuse, même à l'aide de centrales modernes au gaz à cycle combiné. En 2013, GDF Suez a mis à l'arrêt plus de 1,5 GW de la capacité de production des centrales au gaz en France<sup>44</sup>, tandis qu'en Allemagne, RWE a gelé plus de 12 GW de sa capacité depuis le début de l'année 2013.<sup>45</sup> Cependant, un approvisionnement énergétique fiable reste nécessaire pour répondre aux pics de la demande de gaz et fournir de l'électricité quand le soleil ne brille pas et quand le vent ne souffle pas. La France a décidé d'apaiser ces craintes en mettant en œuvre un marché de capacité d'ici à 2016, tandis que l'Allemagne examine encore dans quelle mesure un vaste mécanisme de renfort est nécessaire. Toutefois, créer des mécanismes de renfort unilatéraux, mal coordonnés et strictement nationaux ne fera qu'aggraver les difficultés relatives à l'adéquation de la capacité de production et pourrait avoir des répercussions sur les objectifs du marché européen de l'électricité.

Premièrement, une approche purement nationale pourrait fragmenter le marché intérieur européen de l'électricité, qui doit reposer sur le principe de l'échange d'électricité entre les États membres, et non sur 28 marchés énergétiques nationaux auto-suffisants. De plus, chercher avant tout des solutions nationales aux problèmes transnationaux pourrait donner lieu à une situation particulière où la France gèle sa capacité de production fiable, tandis que l'Allemagne connaît une pénurie.

Deuxièmement, un mécanisme de renfort mal conçu pourrait décourager les entreprises à réduire leurs émissions de carbone, les producteurs d'électricité ayant accès à des sources de revenus sans même investir dans des technologies sobres en carbone. Troisièmement, la création de plusieurs marchés parallèles complique un système européen déjà complexe sur un continent déjà marqué par des barrières perturbant la fixation des prix telles que la forte concentration du marché. La perturbation des signaux de prix est déjà à l'origine de grandes difficultés pour les réseaux électriques des deux pays, notamment l'apparition de flux en boucle.

### 2.2. Interdépendance des réseaux électriques : flux en boucle et signaux de prix

Comme mentionné ci-dessus, les systèmes électriques entre la France et l'Allemagne sont de plus en plus interconnectés aux niveaux commercial et physique. L'une des principales difficultés liées à cette interdépendance

44. GDF Suez (ed.), « Document de Référence 2013 ».

45. Balsler, M. et al., « RWE könnte weitere Kraftwerke stilllegen », *Süddeutsche Zeitung Online*.

est la question des flux en boucle et des flux de transit<sup>46</sup> de l'électricité. Il s'agit de flux d'électricité imprévus et indésirables qui se produisent quand la production ne répond pas à la demande. Étant donné le besoin de stabilité des réseaux électriques afin d'éviter les pannes générales, toute surproduction d'électricité doit être fluide, ce qui se fait selon les lois de la physique, et pas nécessairement selon des programmes de marché.<sup>47</sup>

Ces flux sont particulièrement difficiles à gérer en Allemagne. En 2012, les flux imprévus entre l'Allemagne et la France représentaient 60% de leur capacité de transport transfrontalière, seuls 40% de la capacité restant disponibles sur le marché. L'ACER a estimé les pertes pour les deux pays dues à l'utilisation inefficace des interconnexions affectées par des flux en boucle à 50 millions d'euros en 2012.<sup>48</sup> De plus, les coûts liés à la redistribution et à la compensation de ces flux imprévus ne sont pas négligeables : les GRT allemands y ont consacré 130 millions d'euros et les GRT français 1,3 million d'euros en 2012.<sup>49</sup> Cette différence peut notamment s'expliquer par le fait qu'à l'instar des flux en boucle allemands, qui ont déstabilisé les réseaux de pays plus à l'Est, les flux imprévus français font pression sur le réseau allemand, comme l'illustre le graphique 4.

GRAPHIQUE 4 ► Flux imprévus moyens, 2013 (MW)<sup>50</sup>



Source : ACER/CEER

Le déploiement rapide des SER et la priorité accordée à ces sources sur le réseau allemand et dans d'autres États membres en raison de la directive 2009/28/CE sont souvent considérés comme responsables de ces flux imprévus. Quand la production d'énergie éolienne est élevée, la quantité d'électricité produite à partir des SER injectée dans le réseau est supérieure à ce que nécessite la demande. La capacité de transport au sein de l'Allemagne étant limitée (voir le point 2.3), cela peut donner lieu à des flux imprévus d'électricité au-delà des frontières et poser problème aux réseaux des autres pays.<sup>51</sup> Cependant, des chercheurs ont observé des flux imprévus entre l'Allemagne et ses voisins même lorsque la production d'électricité à partir de l'énergie éolienne était quasiment nulle.<sup>52</sup>

46. Pour simplifier et étant donné que ces deux phénomènes sont le résultat des mêmes lacunes et sont à l'origine de problèmes semblables, ces deux expressions sont indifféremment utilisées dans ce document. Voir : Thema Consulting Group (ed.), « Loop flows – Final Advice », octobre 2013.

47. *Ibid.*

48. Rapport Acer/CEER 2013, p.105.

49. Rapport Acer/CEER 2013, p.203.

50. Rapport Acer/CEER Repot 2014.

51. De Jong, J. « A regional EU energy policy ? », Programme international d'énergie du Clingendael (ed.), CIEP Paper 2013/06, 2013.

52. Loreck, C. et al., « Impacts of Germany's nuclear phase-out on electricity imports and exports », Öko Institut (ed.), 2013.

D'autres facteurs pourraient ainsi également contribuer à l'apparition de flux en boucle, comme de faibles signaux de prix. Le marché européen de l'électricité n'est pas encore pleinement intégré et des distorsions telles que les prix réglementés subsistent, ce qui nuit à l'efficacité du marché et contribue ainsi à augmenter les flux en boucle, notamment en Allemagne où, à de multiples reprises, les importations de pays voisins ont été encouragées dans une seule zone de marché allemande même si la production y était déjà suffisante.<sup>53</sup>

Cependant, les faibles signaux de prix et les défaillances de marché sont également dus au fait que l'infrastructure électrique française, allemande et européenne n'est pas encore adaptée à de nouveaux schémas de production de l'électricité. L'adaptation nécessitera des investissements considérables dans les années à venir.

## 2.3. Infrastructure

Cet échange croissant d'électricité entre la France et l'Allemagne requiert d'importants investissements dans l'infrastructure électrique. En Allemagne, l'une des principales difficultés consiste à acheminer l'énergie produite à partir des SER dans le nord vers les centres de demande au sud du pays. Les lignes électriques à haute tension existantes sont considérées comme insuffisantes. L'Agence fédérale allemande des réseaux (Bundesnetzagentur) souligne que la mise à jour de l'infrastructure électrique (à savoir de nouvelles lignes haute tension, de meilleures interconnexions entre les *Länder*) nécessiterait des investissements compris entre 22 et 26 milliards d'euros au cours des dix prochaines années, selon de récentes estimations.<sup>54</sup> La France est confrontée aux mêmes difficultés. Selon la Commission de régulation de l'énergie (CRE), le pays a dépensé plus d'un milliard d'euros par an dans l'infrastructure électrique entre 2009 et 2012<sup>55</sup>, mais l'étude prospective de RTE prévoit qu'il faudra entre 35 et 50 milliards d'euros d'investissements supplémentaires avant 2030.<sup>56</sup> Les régions prioritaires sont la Bretagne et la Provence-Alpes-Côte d'Azur. Le graphique 5 propose une vue d'ensemble des investissements prévus dans les deux pays.

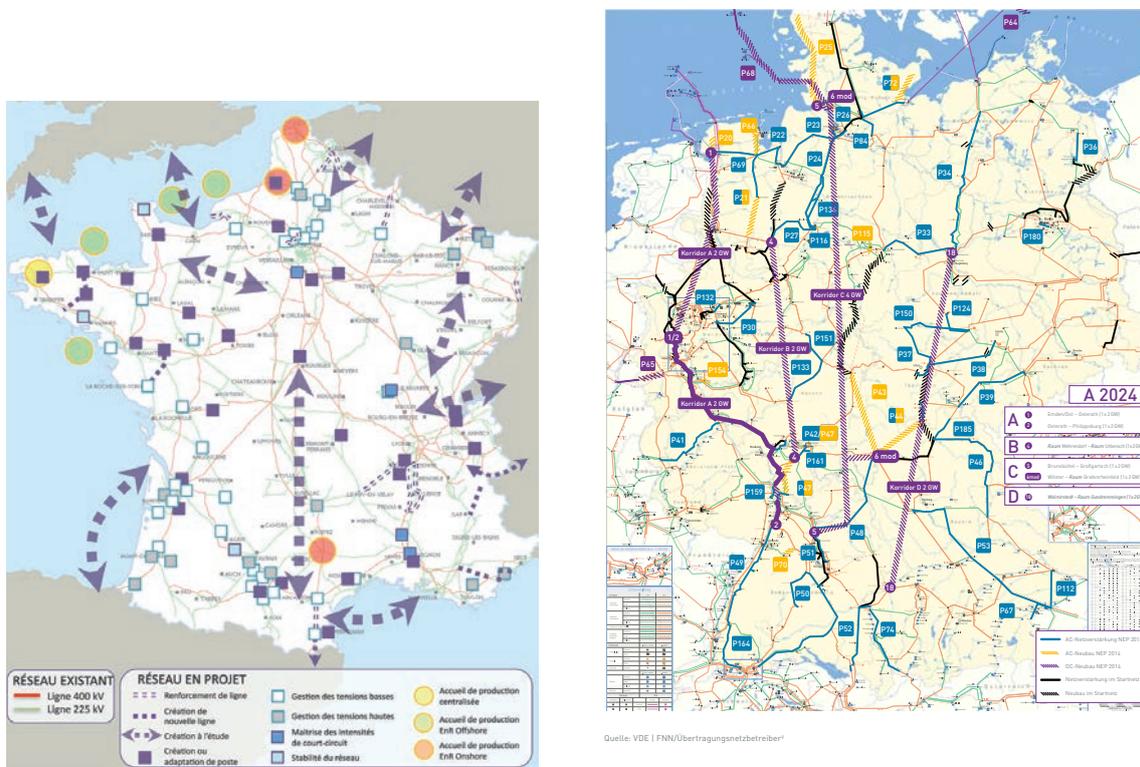
53. *Ibid.*

54. Bundesnetzagentur (ed), « Netzentwicklungsplan 2014, Fiche d'information ».

55. Site Internet de la Commission de régulation de l'énergie.

56. RTE (ed.), « Schéma décennal 2012 de développement du réseau de transport d'électricité », 2012.

GRAPHIQUE 5 ▶ Investissements prévus dans l'infrastructure électrique française et allemande



Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber\*

\* Die Abbildung basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (Stand: 01.01.2014). Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

Source : RTE, Bundesnetzagentur (Scénario A 2024)

Cet effort d'investissement est nécessaire pour réduire la congestion et améliorer l'utilisation des deux marchés. L'essentiel de ces investissements doit être consacré à renforcer la flexibilité du système afin de mieux intégrer les SER. Cependant, il faut examiner avec soin dans quelle mesure ces investissements sont nécessaires et quelles économies pourraient être réalisées en se contentant d'améliorer la gestion des marchés de l'électricité et de rendre leur organisation plus flexible. Alors que nous reviendrons sur ce point au chapitre 3, il est important de souligner que la hausse des investissements et la meilleure intégration transfrontalière des marchés devraient produire des résultats différents pour Berlin et Paris, ce qui constituera une autre grande difficulté.

## 2.4. Gagnants et perdants

Comme nous l'avons vu précédemment, les prix de l'électricité divergent entre la France et l'Allemagne pour plusieurs raisons, comme les différences au niveau de l'organisation des marchés, de leur concentration et des sources d'énergie primaires. Nous avons également vu dans quelle mesure les défaillances de l'infrastructure, tant sur les marchés nationaux qu'au niveau transfrontalier, entravaient les échanges bilatéraux d'électricité, et donc la convergence des prix. Cependant, si les goulets d'étranglement dus aux infrastructures sont atténués par de nouveaux investissements dans la capacité de transport, la théorie économique donne à penser que les deux pays n'en profiteront pas de la même façon. L'Allemagne étant un pays où les prix de l'électricité sont élevés, la hausse des échanges d'électricité fera probablement baisser les prix pour les consommateurs

allemands, tandis que les consommateurs français risquent de voir leurs factures augmenter. Les producteurs d'électricité allemands seraient sûrement perdants face à une production française à bas prix.<sup>57</sup>

De plus, les GRT pourraient être réticents à l'idée d'investir dans de nouvelles infrastructures si cela devait faire baisser leurs recettes provenant de la gestion de la congestion<sup>58</sup> et si les coûts devaient l'emporter sur les bénéfices.<sup>59</sup> Jusqu'à présent, les GRT sont indemnisés pour les pertes encourues lors de la mise à disposition de leur capacité pour des flux transfrontaliers par le biais du mécanisme de compensation entre les GRT (ITCM) (Règlement 838/2010), mais aucun mécanisme efficace de partage des coûts n'a encore été mis en place pour encourager les investissements dans l'infrastructure.<sup>60</sup> Ce problème de la répartition inéquitable des coûts et des avantages est essentiel car il touche à deux questions fondamentales : la coordination accrue et l'« euro-péanisation » croissante des systèmes électriques des deux pays.

## 2.5. Les avantages de la coopération politique

Pour commencer, renforcer l'intégration des marchés et l'interdépendance des systèmes électriques devrait être suivi d'un effort de coordination accru et d'une coopération plus étroite. Il est nécessaire d'intensifier la coopération pour permettre aux deux pays de s'informer l'un l'autre des grandes décisions de politique énergétique et d'exprimer leurs inquiétudes avant l'adoption d'une politique donnée. Par ailleurs, il faut une coopération plus étroite pour établir dans quelle mesure les points de vue divergents et les différentes priorités peuvent être satisfaits dans le cadre d'une stratégie énergétique mutuellement bénéfique. La France traverse actuellement une phase essentielle de mise en œuvre de sa propre transition énergétique. Étant donné que l'Allemagne a une longueur d'avance concernant le déploiement des SER et a acquis une expérience significative dans la gestion de ces difficultés, une coopération plus étroite entre les deux pays pourrait particulièrement profiter à la France afin d'éviter certaines erreurs sur le plan politique. Il faut néanmoins souligner que ce processus de concertation ne signifie pas l'harmonisation des politiques énergétiques. L'article 194 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE) autorise chaque État membre à utiliser n'importe quelle source d'énergie. Il stipule toutefois également que la politique énergétique de l'UE doit être menée « dans un esprit de solidarité ». Par conséquent, la coopération renforcée est non seulement nécessaire en raison des convergences croissantes sur certains sujets (et des divergences néfastes sur d'autres), mais elle est aussi clairement consacrée par la législation européenne.

“ LE RENFORCEMENT DE LA COOPÉRATION FRANCO-ALLEMANDE EST ENCORE PLUS BÉNÉFIQUE QUAND IL EST INTÉGRÉ DANS UN CONTEXTE EUROPÉEN ”

Deuxièmement, le renforcement de la coopération franco-allemande est encore plus bénéfique quand il est intégré dans un contexte européen, notamment du fait que les difficultés susmentionnées sont étroitement liées entre elles : une coopération trop faible peut générer une instabilité du réseau et une inadéquation de la capacité de production, qui est exacerbée par le manque d'investissement et l'organisation sous-optimale du marché. À son tour, cela fait obstacle au développement d'un système énergétique davantage fondé sur les renouvelables. De plus, ces problèmes existent dans d'autres États membres de l'UE : des flux en boucle se produisent entre l'Allemagne et ses voisins de l'Est, tandis que des goulets d'étranglement dus aux infrastructures entravent les échanges d'électricité entre la France et l'Espagne. Des investissements sont nécessaires dans toute l'Europe<sup>61</sup> et l'intégration des SER dans le réseau est un défi auquel tous les pays seront bientôt confrontés, à partir du moment où les SER représentent une certaine part de la production d'électricité du pays.

57. Jacottet, A. « commercialisables sur le marché de gros et desvariaion des prix telles que « Cross-border electricity interconnections for a well-functioning EU Internal Electricity Market », Oxford Institute for Energy Studies (ed.), 2012.

58. Frontier Economics London Ltd. (ed.), « Improving incentives for investment in electricity transmission infrastructure », 2008.

59. Les recettes provenant de la gestion de la congestion sont perçues quand les prix sur une zone de marché sont plus élevés que la capacité d'exportation de cette zone. Ce différentiel de prix crée des revenus sans propriétaire sur le marché spot et est distribué, en fonction de l'organisation du marché, essentiellement aux GRT.

60. Gerbaulet, C. et. al., « Regional cooperation potentials in the European context: Survey and Case Study evidence from the Alpine region », *Economics of Energy & Environmental Policy* No.3/2, 2014.

61. REGRT-E (ed.), « Ten Year Network Development Plan 2012 », 2012.

En outre, relever ensemble les défis liés aux investissements permet de mieux y faire face. Une perspective plus européenne élargit également le cercle des investisseurs potentiels. Selon les estimations de la société de conseil Booz & Co, uniquement sur le marché de l'électricité, entre 2,5 et 4 milliards d'euros d'économies par an pourraient être réalisées si les marchés européens de l'électricité étaient pleinement intégrés contrairement à la situation actuelle, où les États membres n'apportent que des solutions nationales.<sup>62</sup> Une étude de la Technische Universität Berlin est parvenue à la même conclusion, selon laquelle une approche coordonnée en vue de renforcer les réseaux électriques, l'utilisation des SER et les capacités de réserve pourrait générer des profits de 23 milliards d'euros par rapport à des approches purement nationales au cours des 26 prochaines années.<sup>63</sup> S'il est toujours difficile de réaliser des analyses coûts-bénéfices et des exercices de modélisation et qu'il faut les interpréter avec précaution, ce montant représente près d'un quart des fonds nécessaires pour garantir la stabilité du système et l'adéquation de l'infrastructure électrique européenne d'ici à 2020, selon les plans de développement du REGRT-E.<sup>64</sup>

Cependant, dans quelle mesure la coopération peut-elle être renforcée ? Hormis une gouvernance plus solide (voir chapitre 4), la coopération renforcée aurait besoin d'un objectif, d'un leitmotiv pour organiser et diriger cet effort communautaire. L'optimisation des ressources et des systèmes énergétiques constitue un objectif susceptible de répondre à ce besoin.

### 3. La voie à suivre : optimiser les systèmes énergétiques en France, en Allemagne et dans l'UE

Les politiques énergétiques allemande et française sont déterminées dans une certaine mesure par l'objectif des « 20-20-20 » de l'UE. Si cet objectif est nécessaire pour lutter contre le changement climatique, les moyens pour l'atteindre ont été récemment critiqués. Le malaise au sujet de la hausse des coûts due au déploiement des SER est croissant (même en Allemagne), tandis que les difficultés susmentionnées auxquelles les réseaux français, allemand et européen sont confrontés ont suscité des inquiétudes quant à la stabilité du système. De plus, la compétitivité économique européenne et la sécurité de l'approvisionnement énergétique figurent également à l'ordre du jour, comme l'ont illustré les récentes négociations sur le paquet énergie-climat 2030, qui a souligné la division croissante entre les États membres sur le niveau d'ambition de l'UE dans la lutte contre le réchauffement de la planète. Un nouveau leitmotiv de coopération, acceptable pour tous les États membres, semble donc nécessaire. Prenant l'exemple de l'optimisation du système énergétique, ce chapitre tente de déterminer dans quels domaines l'optimisation est essentielle et susceptible d'apporter des avantages considérables, et dans quelle mesure elle ne doit pas se limiter à la France et à l'Allemagne, mais être étendue à d'autres régions et à l'UE dans son ensemble.

#### 3.1. Profils énergétiques : profiter des complémentarités

Les profils énergétiques très différents de la France et de l'Allemagne doivent être considérés comme un avantage pour renforcer aussi bien la stabilité du réseau que la sécurité de l'approvisionnement.

Le rayonnement solaire moyen est, par exemple, plus élevé en France (~1400 kWh/m<sup>2</sup>) qu'en Allemagne (~1200 kWh/m<sup>2</sup>) ; il serait donc plus efficace d'installer des panneaux solaires PV dans le sud de la France que dans le nord de l'Allemagne. Si les efforts en R&D de l'Allemagne (et la production de masse chinoise) ont contribué à diviser par trois le prix des panneaux solaires ces cinq dernières années<sup>65</sup>, l'adoption d'une approche purement

62. Booz & Co (ed.), « Benefits of an integrated European Energy Market », 2013.

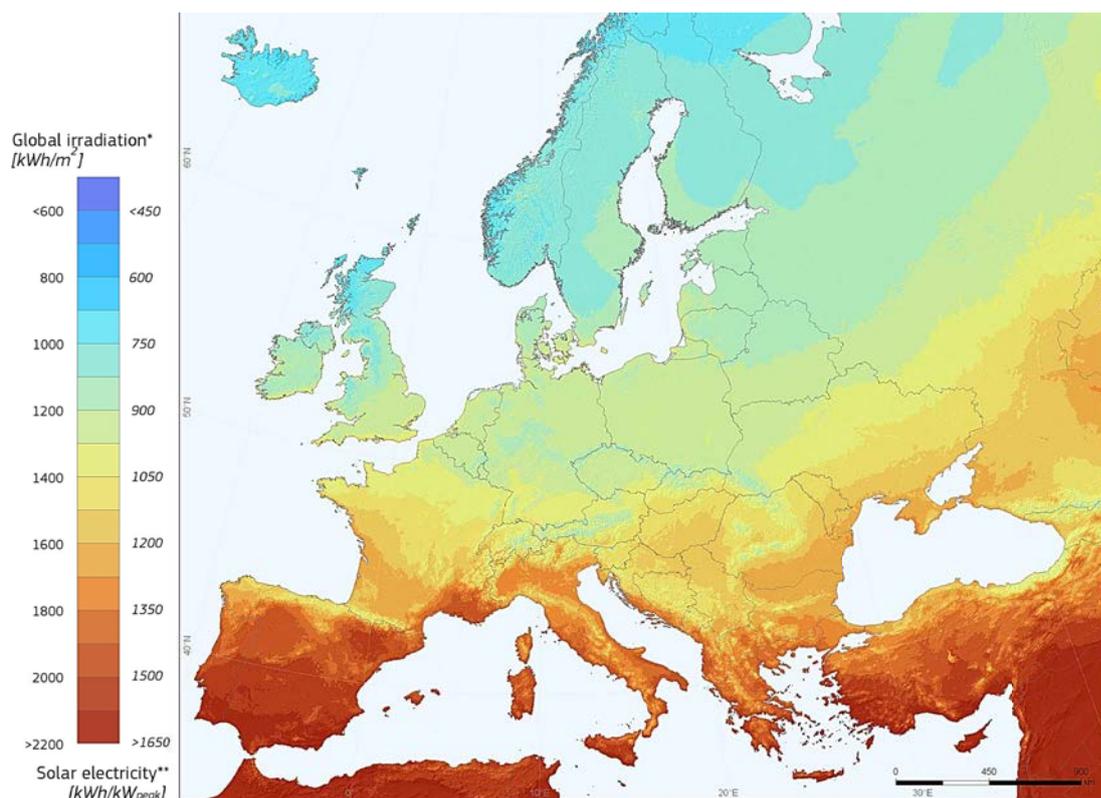
63. Rechlitz, J. et al., « Development Scenarios for the Electricity Sector. National Policies versus Regional Coordination », Technische Universität Berlin, WIP Working Paper No. 2014-01, 2014.

64. REGRT-E (ed.), « Ten Year Network Development Plan 2012 », 2012.

65. Cals, Guilain. « Photovoltaïque : un courant à relancer », *Alternatives économiques*, No. 340, 2014.

nationale pour le déploiement de ces panneaux prive de certains gains d'efficacité potentiels.<sup>66</sup> Si tous les pays restent libres de choisir leurs sources d'énergie, il pourrait être prudent de capitaliser sur des avantages comparatifs nationaux et de faire profiter tous les consommateurs européens de ces avantages dans le cadre du marché intérieur européen de l'électricité, notamment en ces temps de crise économique. Le graphique 6 illustre le potentiel en matière d'énergie solaire de la France et de l'Allemagne.

GRAPHIQUE 6 ► Potentiel en matière d'énergie solaire en Europe



Source : Centre commun de recherche de la Commission européenne ; plus il y a de rouge, plus le potentiel est élevé, la France ayant, avec la région autour de Marseille, un potentiel de 2000 kWh/m<sup>2</sup>

Cette « communautarisation » des ressources optimisées par le biais du marché intérieur de l'électricité serait particulièrement utile pour l'hydroélectricité, qui pourrait jouer un rôle essentiel afin de contrebalancer la production de SER. L'un des principaux problèmes concernant la production intermittente de SER étant le stockage, l'hydroélectricité est le moyen le plus économique de stocker de l'électricité sous la forme d'une énergie cinétique potentielle. L'hydroélectricité peut également être activée en quelques minutes si d'autres sources d'énergie sont défaillantes. Dans un système de ressources optimisé, la production de SER de l'Allemagne et de la France pourrait être contrebalancée par l'énergie nucléaire française, sachant que cette dernière continuera de jouer un rôle important dans le mix électrique du pays. De plus, les capacités en hydroélectricité des deux pays pourraient jouer un rôle essentiel afin de stocker le surplus d'électricité produite à partir des SER.

Cependant, la France comme l'Allemagne sont traditionnellement des exportateurs nets d'électricité. Il pourrait donc être nécessaire d'étendre cette optimisation à l'échelon régional, puis européen. L'énergie solaire est produite à moindre coût dans le sud de l'Europe (Espagne, Portugal), l'éolien offshore est déployé plus facilement au large des côtes du Royaume-Uni (en raison des conditions géologiques et météorologiques) et le potentiel de l'hydroélectricité est encore largement sous-exploité en Europe de l'Est.

66. Par ailleurs, des FIT garantis, même s'ils sont coûteux, ont contribué à instaurer une stabilité des investissements très appréciée et ont ainsi favorisé le déploiement rapide des SER en Allemagne.

Capitaliser sur des avantages comparatifs dans le domaine de l'énergie pourrait également contribuer à renforcer l'adéquation de la capacité de production continentale et à répartir les risques de défaillance du réseau. Il serait donc judicieux d'étendre l'optimisation au-delà de l'échelon national pour garantir que les avantages dans un pays peuvent profiter à d'autres pays. Toutefois, pour profiter de cette optimisation, il faut adapter l'organisation actuelle du marché.

### 3.1. Organisation du marché : plus de flexibilité

La flexibilité est une caractéristique essentielle d'une organisation optimisée du marché, notamment en ce qui concerne le déploiement croissant des SER. Les SER étant de plus en plus compétitives, les producteurs de SER devront redoubler d'efforts pour stabiliser et équilibrer les marchés sur le continent.

Pourtant, les capacités transfrontalières entre la France et l'Allemagne sont actuellement allouées au maximum 45 minutes avant leur livraison sur les marchés intrajournaliers.<sup>67</sup> Même si un nouveau modèle de calcul fondé sur les flux sera mis en place au cours du premier semestre 2015, ce qui permettra de rendre l'allocation et l'utilisation des capacités transfrontalières plus efficace, l'échéance de 45 minutes pourrait ne pas suffire pour intégrer l'électricité produite à partir des SER de manière satisfaisante sur le marché. De plus, la liquidité des marchés intrajournaliers pourrait être plus élevée et l'utilisation des capacités transfrontalières n'est pas organisée de façon optimale, ce qui entrave les échanges d'électricité.<sup>68</sup> Après avoir renforcé et optimisé les outils et instruments des marchés intrajournaliers, l'intégration des marchés entre l'Allemagne et la France pourrait consister à mettre en place un marché d'équilibrage transfrontalier, les profits promettant d'être conséquents.<sup>69</sup> Cependant, à l'heure actuelle, les accords d'équilibrage ne sont adoptés que directement entre les acteurs concernés (les GRT), de manière bilatérale, et ignorent toute perspective européenne. Les réglementations visant à gérer les équilibres sont aussi différentes à travers l'UE et constituent un obstacle aux échanges transfrontaliers en temps réel. La diversité des produits commercialisables sur le marché de gros et des échéances peuvent être à l'origine d'une allocation inefficace des ressources et nuire à l'intégration plus poussée des SER sur le marché. L'un des principaux objectifs de la coopération renforcée entre la France et l'Allemagne dans le domaine de l'énergie doit être de supprimer ces obstacles aux échanges d'électricité transfrontaliers afin de capitaliser sur leurs profils énergétiques complémentaires.

Les deux pays font également partie d'un marché régional plus grand, le marché de la zone Centre-Ouest-Europe (CWE). Par conséquent, l'intégration plus poussée entre les marchés français et allemand doit se faire de telle sorte qu'elle puisse ensuite être étendue à la zone CWE et, au final, à l'UE dans son ensemble. L'adoption des codes de réseau du CACM (Capacity Allocation and Congestion Management) visant à rendre l'utilisation des capacités transfrontalières plus efficace (définis conjointement par l'ACER, le REGRT-E et la Commission européenne et prévus pour 2015) est une étape dans la bonne direction, mais d'autres mesures sont nécessaires.

“ LA GESTION DE LA DEMANDE EST CENSÉE AIDER LES CONSOMMATEURS À DEVENIR PLUS ACTIFS ”

L'organisation des marchés en vue de leur flexibilité doit être réalisée en tenant compte des besoins des consommateurs français, allemands et européens dans le cadre de la gestion de la demande. La gestion de la demande est censée aider les consommateurs à devenir plus actifs en leur permettant d'adapter leurs habitudes de consommation à des prix dynamiques. Si les prix étaient fondés sur le coût réel de l'électricité (par exemple des prix plus élevés en cas de pic de la demande), les consommateurs pourraient être encouragés à éteindre certains appareils ménagers lorsque les prix sont élevés. Cela contribuerait à aplanir la courbe de la demande, en la rendant plus élastique et en renforçant la stabilité du réseau. Cependant, même si la gestion de la demande est considérée comme un instrument essentiel pour renforcer la flexibilité, peu de régions (la région Harz en Allemagne, la

67. Mahuet, A. (Présentation), « Case example on Power Exchanges: Market Coupling and Cross-Border Trading », École de réglementation de Florence (ed.), 2012.

68. Pöyry (ed.), « Proposition pour une nouvelle architecture du marché de l'électricité - Rapport pour France Énergie Éolienne », Septembre 2014.

69. Vandezande, L. et al., « Assessment of the implementation of cross-border balancing trade between Belgium and the Netherlands », Université de Louvain (ed.), 2009.

région Nice avec son projet REFLEXE) disposent de mesures permettant de rendre les systèmes énergétiques plus flexibles, telles que les systèmes de compteurs intelligents ou de tarification quasi en temps réel. Sur cette question, le potentiel d'optimisation est élevé et des efforts plus soutenus pourraient être déployés afin de stimuler la flexibilité du côté de la demande. La France et l'Allemagne pourraient toutes deux profiter de la coopération renforcée avec les États membres nordiques et la Norvège, où les systèmes de compteurs intelligents et de « tarification intelligente » sont plus développés que sur le reste du continent.

Toutefois, accroître la flexibilité par le biais de la gestion de la demande ou d'une organisation différente du marché (en vue de résoudre des problèmes tels que les flux en boucle ou de mieux intégrer l'électricité produite à partir des SER) ne réglera qu'une partie du problème. Il faut également redoubler d'efforts au niveau de l'optimisation des investissements dans l'infrastructure énergétique française, allemande et européenne.

### 3.2. Optimiser les investissements dans l'infrastructure

Comme mentionné au chapitre 2, les réseaux électriques français et allemand auront besoin d'investissements conséquents dans les années à venir. En plus de la stabilité du réseau et de l'accessibilité financière, des investissements optimaux doivent également tenir compte de l'évolution des systèmes énergétiques nationaux. En Allemagne, le déploiement des SER se fait de plus en plus de façon décentralisée, ce qui pose la question de la participation des particuliers au financement de l'infrastructure dont ils continuent d'avoir besoin quand leurs panneaux solaires ne produisent pas suffisamment d'électricité. L'Allemagne a également besoin d'investissements conséquents dans des projets d'infrastructure à grande échelle, comme le corridor Nord-Sud allemand, qui pourrait nécessiter une approche plus centralisée de la planification du réseau. Pour optimiser les stratégies d'investissement, ces dernières devront tenir compte de la dichotomie entre les approches centralisées et celles décentralisées. Si ce problème est moins sensible en France, renforcer la coopération serait également bénéfique. Le système électrique français risque de devenir de plus en plus régional sur le moyen et le long terme en raison de solutions de SER à petite échelle toujours plus économiques pour les logements privés, comme le solaire PV et les pompes à chaleur. L'Allemagne pourrait donc apporter à la France des enseignements utiles sur la façon de gérer cette décentralisation.

Cependant, l'optimisation des investissements dans l'infrastructure peut comporter des avantages encore plus grands si elle est réalisée au-delà de l'échelon national ; de même, pour tirer le meilleur parti de la complémentarité des profils énergétiques, il faudra déterminer avec soin le niveau d'investissement nécessaire dans la capacité de transport transfrontalier. Dans le cas de la France et de l'Allemagne, les différents prix de l'électricité sur les marchés spot soulignent la nécessité d'intensifier les investissements transfrontaliers<sup>70</sup> même si l'utilisation optimale de la capacité existante pourrait rendre certains investissements inutiles. Si des investissements supplémentaires sont toutefois nécessaires, la répartition inégale des avantages constitue un obstacle. Les décisions actuelles relatives aux investissements de part et d'autre de la frontière sont mises en œuvre selon le principe que chaque partie assume les coûts qui surviennent sur son territoire.<sup>71</sup> Cependant, les avantages et les coûts d'investissement réels pourraient être très différents. Si une nouvelle ligne de transport entre la Suède et la Norvège a, par exemple, été construite, essentiellement (75%) sur le territoire suédois, c'est la Norvège qui a largement profité des avantages à court terme.<sup>72</sup> La coopération doit donc être renforcée afin d'élaborer des plans d'investissement bilatéraux fondés sur une analyse des coûts-bénéfices approfondie, qui garantisse une allocation efficace des nouvelles capacités transfrontalières. Un mécanisme de compensation pourrait être mis en place afin de ne pas indemniser les GRT uniquement pour les pertes de recettes provenant de la gestion de la congestion dues aux nouveaux investissements réalisés.

De nouveau, ces problèmes ne concernent pas uniquement l'Allemagne et la France. L'UE a récemment pris l'initiative d'encourager une approche plus collaborative concernant les investissements dans l'infrastructure

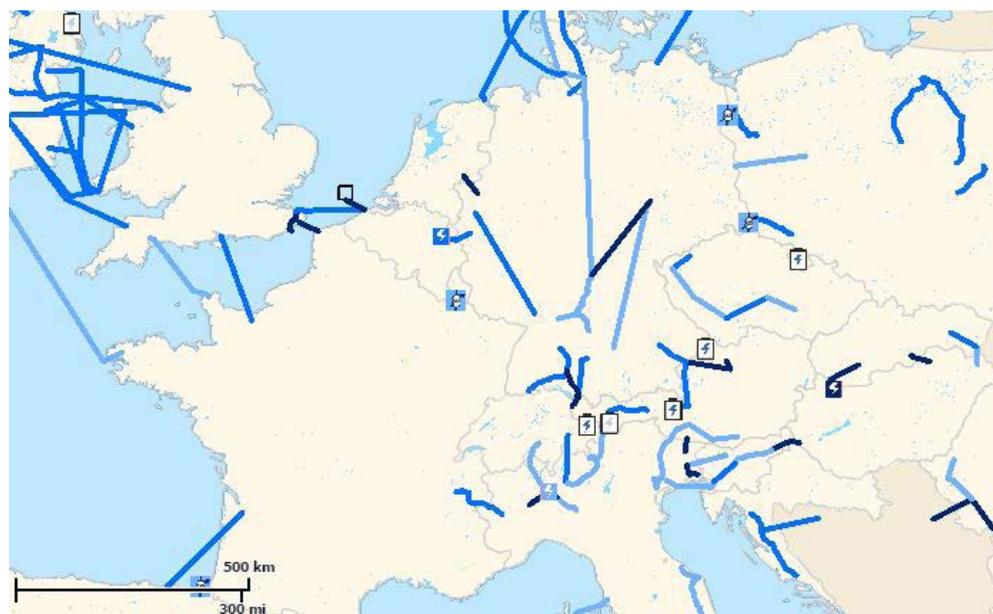
70. En moyenne au cours de l'année 2013, les prix de base présentaient une différence de près de 6 euros sur les marchés spots respectifs. Même si les prix de l'électricité varient considérablement d'une heure à l'autre et d'une année à l'autre, des tendances peuvent quand même être établies. Site Internet EPEX Spot.

71. Meeus, L. et al., « Guidance for project promoters and regulators for the cross-border cost allocation of projects of common interest », École de réglementation de Florence (ed.), 2014.

72. Meeus, 2014.

en adoptant une liste de « projets d'intérêt commun (PIC) » en vertu du règlement 347/UE/2013. Ces PIC ont des objectifs stratégiques spécifiques, notamment renforcer la sécurité énergétique de l'Union, développer le marché intérieur de l'énergie et/ou réduire les émissions de CO<sub>2</sub>. Cependant, ces projets peuvent également être considérés comme une tentative d'optimiser les investissements en envisageant ces derniers sous un prisme régional ou européen. Des institutions de financement telles que l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) et le Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER) développent déjà des codes et des exemples de bonnes pratiques en vue d'optimiser et d'accélérer les investissements dans les PIC. Le graphique suivant propose une vue d'ensemble des PIC dans le secteur de l'électricité à réaliser d'ici à 2022.

GRAPHIQUE 7 ► Projets d'intérêt commun dans le secteur européen de l'électricité<sup>73</sup>



Source : Commission européenne ; le bleu foncé indique les projets censés être terminés avant fin 2017.

La mise en place d'un système électrique optimisé, plus flexible et doté d'infrastructures adaptées en France, en Allemagne et dans d'autres États membres doit néanmoins reposer sur un raisonnement scientifique solide. Seule une analyse claire des difficultés et des propositions concrètes sur les moyens de surmonter ces dernières peut donner lieu à un système énergétique sobre en carbone optimisé.

### 3.3. Intensifier la recherche et le développement en vue de faciliter la transition énergétique

Les efforts d'optimisation devraient également porter sur la recherche et le développement. Premièrement, les initiatives de R&D pourraient renforcer la complémentarité des profils énergétiques de la France et de l'Allemagne en permettant d'améliorer des technologies énergétiques existantes telles que les panneaux solaires, ou de remédier à des difficultés telles que le stockage d'électricité. Ce dernier aspect est essentiel pour les deux pays, les besoins de stockage risquant d'augmenter avec le déploiement continu des SER. Si des installations de stockage classiques, comme les réservoirs hydroélectriques, sont largement répandues, d'autres technologies pourraient être examinées en détail pour vérifier qu'elles peuvent stocker de l'énergie sans augmenter les coûts de manière considérable. L'une des technologies potentielles pourrait être la conversion d'électricité en

73. Plusieurs projets restent confinés à un territoire national. Cependant, ils ont un impact positif sur le réseau européen dans son ensemble, étant donné que l'état des infrastructures nationales a un impact sur les flux d'électricité transfrontaliers. Si les lignes nationales d'électricité sont congestionnées, les GRT nationaux pourraient être amenés à réduire les échanges transfrontaliers en vue de stabiliser le réseau national. La plus grande fluidité du système électrique intérieur facilite donc également le commerce transfrontalier et par conséquent, le déploiement optimal des ressources.

gaz (technologie « power to gas »).<sup>74</sup> Même si cette technologie n'en est qu'à ses balbutiements,<sup>75</sup> la coopération dans le domaine de la recherche pourrait permettre de grandes avancées. À l'heure actuelle, des installations de conversion d'électricité en gaz sont testées en Allemagne (Prenzlau, Falkenhagen et Stuttgart) et en France (Dunkerque), auxquelles participent E.ON, ENERTRAG, GDF Suez et AREVA.<sup>76</sup> Certaines des avancées prévues pourraient être réalisées en regroupant les efforts de recherche dans le cadre d'entreprises communes.

Un deuxième domaine de coopération au niveau de la recherche pourrait consister à renforcer la flexibilité du système électrique pour mieux intégrer les SER et éviter les menaces sur la stabilité du réseau. Les régulateurs nationaux et les GRT pourraient nouer des partenariats plus étroits avec des instituts de recherche nationaux au sein de chaque pays, chaque partie offrant une perspective différente sur les enjeux. Les liens intra-nationaux étant renforcés entre les parties prenantes, cet effort de collaboration devrait relier les deux rives du Rhin. De nouveau, les différences entre la France et l'Allemagne (part plus importante de SER intermittentes en Allemagne vs. statu quo sur l'énergie nucléaire en France) ne doivent pas être considérées comme un obstacle à une coopération renforcée en R&D, mais comme un avantage. Différents systèmes donnent lieu à différentes expériences, qui peuvent entraîner différentes politiques. Les conclusions tirées de ces politiques peuvent ne pas s'exclure mutuellement, mais constituer la base d'une politique énergétique plus solide et plus collaborative.

Troisièmement, l'adaptation de l'infrastructure et les investissements dans cette dernière sont également un domaine prometteur, où les efforts de recherche peuvent être regroupés. Cela vaut particulièrement pour la répartition inégale des avantages. Les enjeux relatifs aux investissements dans les capacités transfrontalières avec une répartition équitable des coûts et des avantages dépassent clairement le cadre national. La coopération renforcée des parties prenantes est donc non seulement une vision politique, mais également une nécessité économique pour que l'intégration des marchés transfrontaliers porte pleinement ses fruits.

Cependant, il ne faut pas oublier que le fait de surmonter les difficultés mentionnées au chapitre 2 en optimisant les systèmes électriques des deux pays doit être envisagé dans un contexte européen, car la concrétisation de plusieurs avantages pourrait en découler.

### 3.4. L'optimisation dans un contexte européen

Parvenir à l'optimisation des ressources (à savoir l'utilisation efficace et aussi durable que possible des sources énergétiques), tout en tenant compte des besoins des pays voisins contribuerait à maximiser l'ensemble des profits en offrant la solution énergétique la plus efficace aux consommateurs européens par le biais du marché intérieur de l'électricité. Faire face ensemble aux difficultés est moins coûteux que des approches purement nationales car des économies d'échelle peuvent permettre d'investir dans des projets d'infrastructure ciblés et mutuellement avantageux. De plus, des systèmes énergétiques interconnectés et optimisés devraient renforcer la sécurité de l'approvisionnement, la défaillance d'une importante source énergétique dans un pays pouvant être plus facilement atténuée si ce dernier fait partie d'un plus vaste réseau de pays interconnectés.

**“ L'ALLEMAGNE, LA FRANCE ET LE RESTE DE L'EUROPE DOIVENT RÉALISER QUE LA COOPÉRATION RENFORCÉE N'EST PAS UNE MENACE ”**

Le renforcement de la coopération en vue de finaliser le marché intérieur européen de l'électricité entraînera également l'interdépendance croissante des États membres. Toutefois, plutôt que de craindre cette interdépendance et de tenter de surmonter les difficultés liées à l'évolution du système énergétique dans son ensemble en s'appuyant sur une perspective purement nationale, l'Allemagne, la France et le reste de l'Europe doivent réaliser que la

74. La technologie « power to gas » est l'une des solutions pour stocker de l'électricité. En période de surproduction, l'électricité est utilisée pour séparer l'hydrogène et l'oxygène présents dans l'eau par électrolyse. Différentes méthodes existent, mais l'hydrogène pourrait être directement injecté dans le réseau européen de gaz, utilisée pour le transport ou ultérieurement, pour la production d'électricité. Cette technologie est malheureusement encore très peu efficace et le processus est coûteux. De plus, il n'est pas certain que cette méthode soit la forme la plus avantageuse de stockage de l'électricité. Cependant, confirmer ou écarter cette hypothèse est précisément l'un des objectifs des études expérimentales.

75. Hermann, H. et al., « Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien », Öko Institut (ed.), mars 2014.

76. SIA partners (ed.), « Power-to-gas : état des lieux des projets réalisés, en cours ou programmés visant à préparer l'industrialisation du procédé ».

coopération renforcée n'est pas une menace, mais une occasion à ne pas manquer pour progresser sur la voie d'une économie sobre en carbone plus durable.

Une approche plus collaborative entre les États membres présente des avantages importants. L'expérience indique toutefois qu'au-delà du manque de motivation pour intensifier les efforts de coopération, les structures de gouvernance actuelles ne sont pas conçues, à l'heure actuelle, pour faciliter une coopération plus étroite. Le dernier chapitre formule certaines propositions sur les moyens d'améliorer les instruments de gouvernance de la France, de l'Allemagne et de l'UE afin d'accroître la coopération et de créer, au final, une véritable Union européenne de l'énergie.

## ENCADRÉ 2 ► Une Union européenne de l'énergie

À l'origine, le concept d'Union de l'énergie a été proposé par l'ancien président de la Commission européenne, Jacques Delors, et l'ancien président du Parlement européen, Jerzy Buzek. Les systèmes énergétiques des États membres étant de plus en plus interdépendants dans le cadre du marché intérieur de l'énergie et définis par des objectifs communs, comme les objectifs 2020 et 2030 de l'UE, les États membres peuvent trouver de la force dans l'unité. Au lieu de poursuivre uniquement des stratégies nationales, une approche européenne plus concertée pourrait leur permettre de réaliser des économies, de renforcer la stabilité du système énergétique et d'accélérer la transition vers une économie sobre en carbone. Le concept d'Union de l'énergie sort du champ du présent Policy paper et porte également sur l'aspect extérieur des politiques énergétiques européennes. Comme la récente crise ukrainienne nous le rappelle, les difficultés européennes relatives à l'énergie ne peuvent être résolues qu'en gardant à l'esprit le contexte international et l'évolution des marchés énergétiques mondiaux. L'unité vis-à-vis de partenaires énergétiques étrangers comme la Russie renforce la sécurité de l'énergie européenne. Au lieu de signer des accords individuels avec des entreprises russes comme Gazprom – et de creuser ainsi l'écart entre les États membres – les efforts européens pourraient être regroupés et mis au service d'un objectif commun tel que la diversification des ressources. Les anciennes crises au sujet de l'approvisionnement en gaz impliquant la Russie et l'Ukraine (2007, 2009 et 2012) ont amené les États membres à intensifier leur coopération et les avantages de cette coopération renforcée commencent déjà à se voir : grâce à une approche commune fondée sur la solidarité (et prévue par le Règlement 994/2010), les gazoducs sont devenus bidirectionnels dans plusieurs États membres, ce qui a permis l'inversion des flux et la livraison de volumes de gaz à des États membres en détresse. La coopération et la coordination croissantes entre les régulateurs et les autorités compétentes ont donné lieu à l'élaboration de plans d'urgence, tandis que les dispositions relatives au stockage ont renforcé la résilience du système. Ces progrès ont été confirmés par les tests de résistance du système gazier européen de la Commission européenne (COM (2014) 654 final), qui s'est avéré moins vulnérable qu'il y a quelques années, même s'il reste encore beaucoup à faire. De plus, les enquêtes de la Commission européenne au sujet de la conformité du projet South Stream de Gazprom avec la réglementation européenne (la Commission a conclu que le projet n'était pas conforme) ont certainement influencé la décision de Gazprom d'y renoncer pour le moment. Le corridor gazier sud-européen a donc été laissé ouvert pour d'autres partenaires que Moscou. Néanmoins, ce n'est qu'en réaction à une situation de crise que les dirigeants européens ont décidé d'agir et d'adopter des politiques énergétiques favorisant la solidarité. La politique énergétique européenne reste toutefois caractérisée par des approches fragmentées, *ad hoc* et *ex post*, et non des politiques énergétiques ambitieuses, communes et *ex ante*. Tirer profit du pouvoir économique et diplomatique de l'unité européenne est donc l'un des principaux objectifs de l'Union européenne de l'énergie.

## 4. Gérer l'optimisation – renforcer la gouvernance énergétique bilatérale, régionale et européenne

Une approche plus collaborative entre les États membres présente des avantages importants, mais les structures de gouvernance existantes ne sont pas conçues pour faciliter une coopération plus étroite. Ce dernier chapitre examine dans quelle mesure les instruments de gouvernance de la France, de l'Allemagne et de l'UE pourraient être améliorés afin d'accroître la coopération et de créer une véritable Union européenne de l'énergie.

### 4.1. Coopération bilatérale : priorités clés et gouvernance renforcée

Comme indiqué dans les précédents chapitres, les difficultés liées à la transformation des systèmes énergétiques français et allemand, dont l'objectif est de contribuer à l'émergence d'une économie sobre en carbone,

sont considérables. Plusieurs domaines prioritaires ont été identifiés, où le fait de renforcer la coopération franco-allemande est non seulement bénéfique, mais nécessaire :

- L'adéquation de la capacité de production doit être garantie, en privilégiant des solutions conçues au niveau bilatéral plutôt que national, et en s'appuyant sur les résultats obtenus sur la voie d'un marché unique européen de l'électricité.
- Le marché doit être organisé de manière plus flexible afin d'atténuer les menaces sur la stabilité du système et de permettre une meilleure intégration des énergies renouvelables.
- Il est essentiel de s'assurer que les investissements dans l'infrastructure sont réalisés de manière opportune et efficace, notamment au niveau transfrontalier, afin de garantir une répartition équitable des coûts et avantages.
- Ces mesures devraient permettre d'optimiser les systèmes électriques des deux pays, notamment si elles sont soutenues par un effort de recherche commun plus intense.

Comme évoqué au chapitre 1, des initiatives visant à renforcer la gouvernance sur ces questions ont été mises en œuvre, mais il faut faire davantage.

Au niveau politique, des réunions interministérielles doivent être organisées régulièrement, comme le stipule l'accord de juin 2014, et être suivies d'une feuille de route contenant des objectifs concrets à réaliser d'ici à la prochaine réunion. Ces objectifs pourraient être repris par des institutions telles que l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) et la Deutsche Energieagentur (DENA). Leur rôle pourrait consister à mettre en œuvre certains objectifs de la feuille de route, tout en enrichissant le débat par du savoir-faire technique dans les domaines prioritaires mentionnés ci-dessus. Ce contexte institutionnel pourrait servir de cadre d'orientation en vue de soutenir un nouvel instrument de gouvernance sur un plan plus technique.

Une sorte de forum ou de conseil bilatéral permanent pourrait, par exemple, être créé, qui réunirait les différentes parties prenantes des deux pays sous diverses configurations en fonction du sujet examiné, créant ainsi plusieurs commissions aux tâches spécifiques : les questions relevant de l'adéquation de la capacité de production pourraient être traitées par une commission composée de GRT des deux pays, de régulateurs de l'énergie français et allemands et de représentants du secteur de l'énergie de chaque pays. Les analyses nationales relatives à l'adéquation de la capacité de production pourraient ainsi être partagées et débattues afin d'élaborer une stratégie globale, qui traite des questions d'adéquation non pas d'un point de vue purement national, mais sous un angle bilatéral. Si la question de l'organisation du marché devait être évoquée, une autre commission pourrait avoir un programme davantage axé sur la recherche, des instituts de recherche participant aux réunions afin d'apporter leur contribution. Indépendamment du nombre et de la configuration de chaque commission, ce forum pourrait être placé sous le patronage des agences de l'énergie des deux pays (la DENA et l'ADEME) pour permettre la bonne circulation des informations de la base vers le sommet, mais également du sommet (niveau ministériel) vers la base.

L'organisation et la configuration de ce forum ou conseil pourraient varier, l'essentiel étant que les deux pays veillent à échanger régulièrement leurs points de vue, leurs études et leurs stratégies, en intégrant une grande variété de parties prenantes. Si la gouvernance renforcée ne nécessite pas d'accroître l'harmonisation, elle peut permettre une meilleure optimisation des ressources complémentaires. Il est néanmoins nécessaire d'intégrer cette optimisation des systèmes énergétiques des pays respectifs (ressources, marchés, investissements et infrastructures) dans un contexte régional, non seulement compte tenu des liens d'autres pays, comme les pays du Benelux et l'Autriche, avec les systèmes énergétiques franco-allemands, mais également en raison de l'important potentiel d'optimisation dans d'autres régions.

## 4.2. Atteindre l'échelon régional : le moteur franco-allemand

Des initiatives de coopération régionale et de gouvernance avec la participation franco-allemande existent déjà, comme le Forum pentalatéral de l'énergie et la North Seas Countries' Offshore Grid Initiative (NSCOGI). D'autres groupements régionaux sont en place à l'est, comme le groupe des quatre de Visegrad, mais sans la participation de l'Allemagne et de la France. Plusieurs instruments de coopération régionale ont été lancés avec une vision plus continentale, comme les initiatives régionales du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER) ou les groupes régionaux visant à faciliter la mise en œuvre de projets d'intérêt commun (PIC).<sup>77</sup> Il faut donc déterminer précisément dans quelle mesure chacune de ces initiatives peut apporter de la valeur ajoutée, tout en évitant les efforts en double.

Le Forum pentalatéral de l'énergie peut être considéré comme un succès ; il a en effet permis de réunir les parties prenantes et a favorisé la coopération sur d'importantes mesures telles que le renforcement de l'intégration du marché. Il a également été l'un des moteurs du couplage des marchés de la zone Centre-Ouest-Europe<sup>78</sup>, mais cet élan a été perdu récemment. Il est donc temps de relancer et de renforcer les capacités du forum. Des mesures utiles pourraient notamment consister à remplacer le programme de travail pour 2013 par un programme à plus long terme, qui précise des étapes concrètes pour les 5 prochaines années, à créer des groupes de travail dédiés aux difficultés liées à l'intégration des SER et à rendre les activités du Forum plus visibles en vue de susciter des échanges avec d'autres acteurs concernés.

**“ LA FRANCE ET L'ALLEMAGNE POURRAIENT JOUER UN RÔLE ESSENTIEL POUR PARTAGER LES ENSEIGNEMENTS TIRÉS ET LES EXEMPLES DE BONNES PRATIQUES ”**

La France et l'Allemagne pourraient jouer un rôle essentiel, notamment en ce qui concerne le déploiement des SER, pour partager les enseignements tirés et les exemples de bonnes pratiques avec d'autres membres. La France pourrait également profiter des échanges avec des acteurs clés d'autres pays, la relance de la transition énergétique dans le pays cherchant à éviter les erreurs des anciennes politiques énergétiques dans son voisinage. Ces efforts accrus concernant l'intégration des SER pourraient venir compléter d'autres initiatives régionales comme la NSCOGI, qui pourrait servir d'étude de cas concrète des questions examinées dans le cadre du Forum pentalatéral de

l'énergie, notamment celles relatives à l'intégration de parcs éoliens offshore allant des modalités d'interconnexion à l'organisation du marché.

Il serait également bénéfique de relancer la NSCOGI ; des réunions de haut niveau doivent de nouveau être organisées pour définir un programme ambitieux mais réaliste, fixant des objectifs modestes à atteindre dans un avenir proche. Le nouveau paquet énergie-climat 2030 ne contenant pas d'objectifs individuels contraignants en matière de SER, la coopération régionale croissante sur ces questions pourrait envoyer un signal fort à d'autres États membres, notamment si de grandes économies comme la France et l'Allemagne prennent ce sujet au sérieux. De plus, des systèmes de subvention communs pour l'électricité produite à partir des SER pourraient être étudiés, un domaine dans lequel la Suède et la Norvège ont une expertise à partager grâce à leurs instruments communs de soutien des SER.

La coopération régionale devrait également être élargie à l'Est, notamment au Groupe des quatre de Visegrad, réunissant la Pologne, la République tchèque, la Slovaquie et la Hongrie, qui a un groupe d'experts sur l'énergie. Les flux imprévus entre l'Allemagne, la Pologne et la République tchèque étant un sujet de préoccupation, il serait judicieux d'intégrer des parties prenantes allemandes dans le processus de délibération du groupe. Un mécanisme d'échange d'information entre le Forum pentalatéral de l'énergie, la NSCOGI et le Groupe des quatre de Visegrad pourrait être envisagé, avec des représentants de chaque forum participant aux réunions, aux séances de travail et aux conférences des deux organismes.

77. Parmi les groupements régionaux établis dans le cadre des PIC dans le secteur de l'électricité figurent le réseau énergétique en mer du Nord, le North Sea Infrastructure (NSI)-West Electricity, le NSI-East Electricity et le plan d'interconnexion des marchés énergétiques de la région de la Baltique (PIMERB). Voir : De Jong, J. et. al., « *Exploring a regional approach to EU Energy Policies* », CEPS (ed.), 2014.

78. De Jong, J., 2013.

La France, l'Allemagne et d'autres États membres doivent néanmoins veiller à ne pas dupliquer les instruments de gouvernance existants. D'autres initiatives régionales et associations européennes, comme le CEER, se penchent également sur les enjeux relatifs aux marchés de l'électricité (même s'ils le font sous un angle très réglementaire), tout comme des organismes européens tels que l'ACER. De plus, la récente mise en œuvre de groupements régionaux dans le cadre des PIC ajoute encore de la complexité, notamment compte tenu des fortes similitudes entre l'un des groupes régionaux, le réseau énergétique en mer du Nord et la NSCOGI.<sup>79</sup> C'est précisément là que le bât blesse. Les initiatives régionales sont tout à fait bienvenues, notamment quand elles peuvent permettre à l'UE de sortir de l'impasse et œuvrent ainsi en faveur du principe de subsidiarité.<sup>80</sup> Cependant, si ces dernières sont incontrôlées, elles pourraient compliquer davantage le système de gouvernance énergétique déjà complexe de l'UE, voire aller à l'encontre des efforts de coordination des politiques énergétiques des États membres.

### 4.3. Renforcer la politique énergétique de l'UE

**POUR AMÉLIORER  
LA STABILITÉ DU RÉSEAU,  
LES INVESTISSEMENTS ET  
L'INTÉGRATION DES SER, IL  
FAUT ADOPTER UNE APPROCHE  
VÉRITABLEMENT EUROPÉENNE**

Les difficultés du système électrique européen sont semblables à celles rencontrées aux niveaux régional ou des États membres, l'UE ayant adopté ses propres objectifs en vue de transformer son système énergétique. Les États membres ont décidé d'intégrer leurs systèmes énergétiques respectifs et de les rendre plus durables. Cette interdépendance croissante transpose les difficultés évoquées au chapitre 2 dans un contexte européen : pour améliorer la stabilité du réseau, les investissements dans l'infrastructure et l'intégration des SER, il faut adopter une approche véritablement européenne, et ce d'autant plus que les chefs d'État ont décidé, en octobre 2014, d'intégrer davantage les marchés énergétiques européens en renforçant l'objectif d'interconnexion, désormais à 15%.<sup>81</sup> Il est donc important d'intégrer l'intensification de la coopération régionale et bilatérale dans le cadre de gouvernance européen. Cela peut contribuer à établir une véritable politique énergétique commune, fondée sur un esprit de solidarité. Le renouvellement des institutions européennes à l'automne 2014 est l'occasion unique d'y parvenir.

Les conclusions du Conseil concernant le nouveau paquet énergie-climat 2030 soulignent clairement la nécessité de mettre en place un « système de gouvernance transparent et fiable » afin de garantir que l'UE atteigne ses objectifs en matière de politique énergétique et le programme de travail de 2015 de la Commission européenne mentionne explicitement l'objectif de créer une Union de l'énergie sous l'alinéa trois.<sup>82</sup> La structure de ce système de gouvernance n'est toutefois pas clairement définie.

Une première étape pourrait consister à capitaliser sur l'infrastructure existante et à rationaliser son fonctionnement. La proposition d'harmoniser les exigences en matière de rapports, comme le préconisent les conclusions du Conseil du 24 octobre 2014, semble être un bon point de départ. Actuellement, chaque objectif pour 2020 (baisse des émissions, SER, efficacité énergétique) nécessite son propre plan d'action national, qui doit être transmis à la Commission européenne. Il pourrait s'avérer plus efficace de regrouper ces différents volets dans un seul rapport-cadre global pour 2030 portant sur les trois objectifs.<sup>83</sup>

Les institutions européennes et les initiatives régionales existantes pourraient également être reliées entre elles de façon plus globale. L'ACER est déjà chargé de suivre les activités de coopération régionale sur des questions réglementaires en vertu de l'article 6.9 du règlement 713/2009.<sup>84</sup> Cette fonction devrait être renforcée. Des représentants de l'ACER pourraient également faire partie du Forum pentalatéral de l'énergie (FPE).

79. De Jong, J., 2014.

80. *Ibid.*

81. Selon les conclusions du Conseil européen du 24 octobre 2014, les États membres sont censés garantir, d'ici à 2030, que 15% de leur capacité installée de production d'électricité peut être transférée au-delà des frontières.

82. Commission européenne (ed.), « Programme de travail de la Commission européenne pour l'année 2015 – Un nouveau départ », COM (2014) 910 final.

83. Duwe, M., « Challenges and potential of a new governance framework for the EU's climate and energy policy for 2030 », Ecologic Institute (ed.), *Research Draft*, juin 2014.

84. Règlement 713/CE/2009.

L'ACER participe déjà à la NSCOGI et pourrait fournir à ces initiatives régionales, ainsi qu'à d'autres, des conseils et de l'expertise si nécessaire. D'autres institutions européennes, comme la Commission européenne ou le Parlement européen, devraient participer de manière plus active à des forums régionaux. La Commission européenne pourrait proposer des documents d'orientation à des initiatives régionales afin de s'assurer que les délibérations au niveau régional correspondent aux objectifs énergétiques de l'UE et aux prescriptions européennes en matière de législation. Ces propositions ne doivent pas être considérées comme un moyen de s'approprier ces initiatives de coopération régionale, mais de renforcer la communication entre différents niveaux de gouvernance. Un effort de communication plus poussé est nécessaire afin de rationaliser leur fonctionnement et de garantir leur bonne interaction.

Il pourrait être judicieux, en tant que deuxième étape, de renforcer les compétences des institutions existantes. L'ACER n'a pas les compétences pour définir des codes de réseau contraignants, mais uniquement pour donner des avis consultatifs sur les codes de réseau établis par le REGRT-E et pour publier des directives-cadres sur lesquelles les codes de réseau du REGRT-E doivent reposer. Pourtant, permettre à l'ACER d'établir des codes contraignants pourrait faciliter les échanges d'électricité transfrontaliers. Si le renforcement du mandat de l'ACER doit porter avant tout sur des détails techniques comme de nouveaux codes de réseau, les GRT des États membres pourraient également accroître les compétences du REGRT-E, notamment au niveau des décisions relatives aux investissements transfrontaliers. Un fonds spécial pourrait être créé et le REGRT-E pourrait être chargé de contrôler davantage les flux d'électricité en temps réel sur le réseau européen. Ces compétences accrues doivent néanmoins s'accompagner de plus de transparence au sein du REGRT-E afin de garantir que les actions sont menées dans l'intérêt des consommateurs européens.<sup>85</sup> De plus, il pourrait être utile de renforcer le personnel administratif au sein de l'ACER ou du REGRT-E afin qu'ils puissent remplir leurs nouvelles fonctions avec efficacité. Des bureaux régionaux pourraient être créés, qui travailleraient en étroite coopération avec les initiatives régionales déjà existantes mentionnées ci-dessus, ainsi qu'avec la Commission européenne.

Enfin, la présente période pourrait être l'occasion de doter les infrastructures administratives actuelles d'une structure de gouvernance renforcée. Lors de l'entrée en fonction de la nouvelle Commission, la nomination d'un vice-président de la Commission pour l'Union de l'énergie a été une première étape prometteuse. Dans sa lettre de mission au commissaire nommé, Maroš Šefčovič, Jean-Claude Juncker a notamment souligné que le nouveau commissaire devrait « coopérer avec les régulateurs et les parties prenantes aux niveaux national et européen afin d'améliorer, de renforcer et d'appliquer pleinement la législation européenne dans ce domaine ». Ce dernier est également censé gérer et organiser la représentation de la Commission dans « [...] les parlements nationaux et d'autres cadres institutionnels, ainsi qu'au niveau international » ; ainsi, le commissaire pour l'Union de l'énergie est clairement chargé de jouer un rôle de coordinateur et de facilitateur.<sup>86</sup> Les décideurs européens pourraient donc envisager d'établir un centre de liaison entre les initiatives régionales et les institutions européennes. Ce centre de liaison pourrait être directement sous la supervision du commissaire pour l'Union de l'énergie et assurerait non seulement la représentation de la Commission européenne dans des forums tels que le FPE, la NSCOGI ou le groupe de Visegrad, mais transmettrait également des informations à d'autres organismes et institutions de l'UE, tout en fournissant des conseils à partir des recommandations de la Commission européenne.

“ LA COOPÉRATION  
RENFORCÉE EST UNE  
NÉCESSITÉ POLITIQUE  
POUR UN SYSTÈME  
ÉNERGÉTIQUE SÛR, STABLE  
ET DURABLE ”

Cela aiderait l'UE à remédier à l'une des principales faiblesses de la politique énergétique européenne (également perceptible aux niveaux régional et bilatéral) : le manque de communication et de coopération, qui empêche à son tour d'établir une véritable politique énergétique commune et une Union de l'énergie. Les efforts de coopération accrus en vue d'optimiser le système énergétique européen et de surmonter les difficultés analysées au chapitre 2 (adéquation de la capacité de production, flux en boucle, investissements nécessaires, gagnants et perdants) n'ont pas pour objectif de priver les

85. Brüning, A. « Towards a green internal electricity market », Institut d'économie politique internationale Berlin (ed), Working Paper 31/2014.

86. Juncker, J.-C., « Lettre de mission à Maroš Šefčovič », 15 octobre 2014.

États membres de leur droit à définir leur politique énergétique. À l'inverse, l'interdépendance croissante entre les États membres a fait de la coopération renforcée non seulement une vision philosophique noble, mais également une nécessité politique pour un système énergétique sûr, stable et durable.

## CONCLUSION

La politique énergétique européenne est à un tournant. Le nouveau paquet énergie-climat 2030 de l'UE poursuit la transformation du système énergétique européen et constitue une nouvelle étape sur la voie d'un marché commun de l'énergie. La France et l'Allemagne - les deux moteurs traditionnels de la politique énergétique de l'UE - ont adopté leur propre législation ambitieuse afin de préparer des transitions énergétiques qui dépassent les ambitions de l'UE. Pourtant, malgré l'interdépendance croissante de leurs systèmes électriques et la définition d'objectifs semblables dans des domaines tels que le déploiement des SER et les efforts de réduction des émissions, la gouvernance bilatérale insuffisante de leurs transitions énergétiques a donné lieu à des divergences et des difficultés dans d'autres domaines. Leur organisation du marché est radicalement différente, des menaces potentielles sur la stabilité du système ne sont toujours pas réglées, l'adéquation de la capacité de production a souffert, l'intégration des SER demeure problématique et des investissements doivent être faits de toute urgence.

Ces défis doivent être relevés par l'Allemagne et la France, mais également par le reste des États membres de l'UE souhaitant établir des systèmes énergétiques sobres en carbone. Les niveaux insuffisants de coordination, de coopération et de gouvernance sur les questions énergétiques compliquent non seulement la résolution de ces problèmes, mais sont en réalité à l'origine de certains d'entre eux, les États membres continuant d'envisager leurs politiques énergétiques sous un angle très national. En raison de l'interdépendance croissante des systèmes énergétiques, cette priorisation des perspectives nationales est une vision à très court terme.

Les conséquences des approches non coopératives sur les questions énergétiques se faisant de plus en plus sentir, notamment les flux en boucle et les menaces sur l'adéquation de la capacité de production, la France et l'Allemagne ont commencé à renforcer leur gouvernance bilatérale sur ces questions. S'il s'agit d'une évolution bienvenue, il faut redoubler d'efforts à l'aide des structures de gouvernance existantes, mais également dans le cadre d'une nouvelle structure, afin d'obtenir des résultats concrets. La situation progressant peu à peu au niveau bilatéral, les initiatives franco-allemandes de gouvernance bilatérale doivent être étendues aux forums régionaux existants. La France et l'Allemagne font partie d'un marché de l'électricité plus vaste et représentent des piliers essentiels du marché intérieur européen de l'énergie. Alors que la nouvelle Commission européenne entre en fonction, le moment semble propice pour établir une véritable politique énergétique européenne commune, empêcher de futures crises et faire de la transformation du système énergétique européen un succès.

Cette dernière pourrait certainement être réalisée plus rapidement et à un coût moindre si les États membres renforçaient la gouvernance commune des questions énergétiques en optimisant leur utilisation des ressources, ce qui permettrait notamment d'accroître la flexibilité concernant l'intégration des SER et de mettre en commun leurs ressources intellectuelles et financières. Au-delà de la baisse des coûts, l'adoption de politiques énergétiques élaborées de manière plus collective et mises en œuvre conjointement faciliterait la planification et permettrait ainsi de renforcer la stabilité du système, ainsi que la sécurité de l'approvisionnement.

## BIBLIOGRAPHIE

### Articles universitaires, Sources de consultants et de think tanks

- Agora Energiewende (ed.), « The German Energiewende and its Climate Paradox », avril 2014.
- Böckers, V. et. al., « Benefits of an integrated European electricity market », *DICE Discussion Paper No 109*, 2013.
- Booz & Co (ed.), « Benefits of an integrated European Energy Market », 2013.
- Brüning, A. « Towards a green internal electricity market », Institut d'économie politique internationale Berlin (ed.), *Working Paper 31/2014*.
- Broccard, N. « The cost of nuclear electricity: France after Fukushima », *Energy Policy No. 66*, 2014
- Cambridge Econometrics (ed.), « Employment Effects of selected scenarios from the energy roadmap 2050 », octobre 2013.
- De Jong, J. et. al. « A regional EU energy policy? », *CIEP Paper 6/2013*.
- De Jong, J. et. al. « Exploring a regional approach to EU Energy Policies », CEPS (ed.), 2014.
- Duwe, M., « Challenges and potential of a new governance framework for the EU's climate and energy policy for 2030 », Ecologic Institute (ed.), *Research Draft*, juin 2014
- Ecofys (ed.), « Financing Renewable Energy in the European Energy Market – Final Study », 2011.
- Ecofys (ed.), « Subsidies and costs of EU energy. An interim report », 2014.
- Fraunhofer IPA & ISE (ed.), « Studie zur Planung und Aufbau einer X-GW Fabrik zur Produktion zukunftsweisender Photovoltaik Produkte in Deutschland », décembre 2013.
- Fraunhofer ISE (ed.), « Kohlenverstromung zu Zeiten niedriger Börsenstrompreise – Kurzstudie », 2013.
- Fraunhofer ISE (ed.), « Kurzstudie zur Entwicklung der EEG Umlage », 2014.
- Frontier Economics London Ltd. (ed.), « Improving incentives for investment in electricity transmission infrastructure », 2008.
- Gerbaulet, C. et. Al. « Regional cooperation potentials in the European context: Survey and Case Study evidence from the Alpine region », *Economics of Energy & Environmental Policy No.3/2*, 2014
- Agence allemande pour les renouvelables (ed.), « Renewable Energies – a success story ».
- Jacottet, A. « Cross-border electricity interconnections for a well-functioning EU Internal Electricity Market », Oxford Institute for Energy Studies (ed.), 2012.
- Hermann, H. et. al. « Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien », Öko Institut (ed.), mars 2014.
- Juncker, J.-C., « Mission letter to Alenka Bratusek », 10 septembre 2014.
- Kalantzis, F.G. et. al., « Analyzing the impact of futures trading on spot price volatility: Evidence from the spot electricity market in France and Germany », *Energy Economics No 36*, 2013.
- Loreck, C. et. al. « Impacts of Germany's nuclear phase-out on electricity imports and exports », Öko Institut (ed.), 2013.
- OCDE (ed.), « Inventory of estimated budgetary support and tax expenditures for fossil fuels 2013 », 2013.
- Observer (ed.), « État des énergies renouvelables en Europe. 13e Bilan EurObserv'ER », 2013.
- Offenberg Philipp, « Bilan de la politique énergétique allemande dans un contexte européen », *Policy Paper n° 116*, Jacques Delors Institut – Berlin (ed.), août 2014.
- Mahuet, A. (Presentation), « Case example on Power Exchanges: Market Coupling and Cross-Border Trading », École de réglementation de Florence (ed.), 2012.
- Meeus, L. et. al., « Guidance for project promoters and regulators for the cross-border cost allocation of projects of common interest », École de réglementation de Florence (ed.), 2014.
- Rechlitz, J. et. al., « Development Scenarios for the Electricity Sector. National Policies versus Regional Coordination », Technische Universität Berlin, *WIP Working Paper No. 2014-01*, 2014.
- REN 21 (ed.), « Renewables Global Status Report 2014 », 2013.
- SIA partners (ed.), « Power-to-gas : état des lieux des projets réalisés, en cours ou programmés visant à préparer l'industrialisation du procédé ».
- Thema Consulting Group (ed.), « Loop flows – Final Advice », octobre 2013.
- Vandezande, L. et. al., « Assessment of the implementation of cross-border balancing trade between Belgium and the Netherlands », Université de Leuven (ed.), 2009.

## Articles en ligne et Pages d'accueil des institutions

- Acer/CEER (ed.), « Rapport annuel sur les résultats du contrôle des marchés intérieurs du gaz naturel et de l'électricité en 2012 », 2013.
- Acer/CEER (ed.), « Rapport annuel sur les résultats du contrôle des marchés intérieurs du gaz naturel et de l'électricité en 2013 », 2014.
- Site Internet d'Areva.
- Site Internet de l'Assemblée nationale.
- Balsler, M. et. al., « RWE könnte weitere Kraftwerke stilllegen », *Süddeutsche Zeitung Online*.
- Bundesnetzagentur (ed.), « Netzentwicklungsplan 2014, Fiche d'information ».
- Site Internet du Bundesregierung.
- Site Internet de la Commission de régulation de l'énergie.
- Cour des comptes (ed.), « La politique de développement des énergies renouvelables », 2013.
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (ed.), « Deutsche Verteilnetzstudie 2012 ».
- DPA (ed.), « Wie Deutschland sein Klimaziel doch noch schaffen soll », *Hamburger Abendblatt*, 13.11.2014.
- Site Internet EDF Deutschland.
- EDF, « Rapport d'activité 2013 ».
- REGRT-E (ed.), « Ten Year Network Development Plan 2012 », 2012.
- E.ON, « Rapport annuel 2013 ».
- Site Internet EPEX Spot.
- EUFORES (ed.), « Joint Declaration of Members of Parliament », 21 juin 2013.
- EurActiv (ed.), « Huit pays de l'UE lancent un appel en faveur des énergies renouvelables », 2014.
- EurActiv (ed.), « Un enjeu de calendrier reflète les divisions de l'UE sur le climat », 2014.
- Eurelectric (ed.), « Hydro in Europe: Powering Renewables Synposis Report », septembre 2011.
- Commission européenne (ed.), « Un cadre d'action en matière de climat et d'énergie pour la période comprise entre 2020 et 2030 », COM(2014) 15 final.
- Conseil européen, « Conclusions », 4 février 2011.
- Commission européenne (ed.), « Programme de travail de la Commission européenne pour l'année 2015 – Un nouveau départ », COM (2014) 910 final.
- Eurostat, « Consommation finale d'énergie par secteur ».
- Eurostat, « Part de marché du plus grand producteur d'électricité ».
- Eurostat, « Prix de l'électricité pour consommateurs domestiques ».
- Eurostat, « Prix de l'électricité pour consommateurs industriels ».
- GDF Suez, « Document de référence 2013 ».
- France Hydro Électricité Website, « Chiffres Clés ».
- Modelregion Harz Webpage (ed.), « Landkreis als Vorreiter. Regenerative Modellregion Harz ».
- RTE (ed.), « Bilan électrique 2012 ».
- RTE (ed.), « Bilan électrique 2013 ».
- RTE (ed.), « Schéma décennal 2012 de développement du réseau de transport d'électricité », 2012.
- Page d'accueil de RTE.
- E.ON, « Rapport annuel 2013 ».
- Page d'accueil du programme Smartgrid-Reflexe.
- Turner, S., « Good governance is vital to realizing the EU's 2030 clean energy ambition », EurActiv (ed.), 2014.
- Site Internet Umweltbundesamt.
- Wirtschaftswoche Green Edition (ed.), « Energiewende: Erneuerbare decken mehr als 70% des Strombedarfs », 2014.

**DE LA COMMUNAUTÉ EUROPÉENNE DE L'ÉNERGIE À L'UNION DE L'ÉNERGIE**

Jacques Delors, Sami Andoura et Jean-Arnold Vinois, *Tribune – Le Mot*, Institut Jacques Delors, février 2015

**DE LA COMMUNAUTÉ EUROPÉENNE DE L'ÉNERGIE À L'UNION DE L'ÉNERGIE – UNE NOUVELLE PROPOSITION POLITIQUE**

Sami Andoura et Jean-Arnold Vinois, préface de Jacques Delors, *Études & Rapports No. 107*, Institut Jacques Delors, janvier 2015

**BILAN DE LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE ALLEMANDE DANS UN CONTEXTE EUROPÉEN**

Philipp Offenberger, *Policy paper No. 116*, Jacques Delors Institut – Berlin, août 2014

**ENGAGER L'EUROPE DANS LE MONDE**

Jacques Delors, Pascal Lamy, António Vitorino, Eneko Landaburu, Elisabeth Guigou, Etienne Davignon, Nicole Gnesotto, Philippe De Schoutheete, Elvire Fabry et Sami Andoura, *Tribune, Notre Europe – Institut Jacques Delors*, June 2014

**QUEL NOUVEAU PAQUET ÉNERGIE-CLIMAT POUR L'UE ?**

Sami Andoura et Stefan Bössner, *Tribune – Le Mot*, Notre Europe – Institut Jacques Delors, mars 2014

**POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE : DÉFIS EUROPÉENS, RÉPONSES ESPAGNOLES**

Eloy Álvarez Pelegrý et Macarena Larrea Basterra, *Policy Paper No. 106*, Notre Europe – Institut Jacques Delors / Orkestra, mars 2014

**LA SOLIDARITÉ ÉNERGÉTIQUE EN EUROPE : DE L'INDÉPENDANCE À L'INTERDÉPENDANCE**

Sami Andoura, préface de Jacques Delors, *Études & Rapports No. 99*, Notre Europe – Institut Jacques Delors, juillet 2013

**POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE : LE TALON D'ACHILLE DES ÉTATS BALTES**

Agnia Grigas, in Agnia Grigas, Andres Kasekamp, Kristina Maslauskaitė et Liva Zorgenfrei, « Les États baltes dans l'UE : passé, présent et futur », préface de Jerzy Buzek, *Études & Rapports No. 98*, Notre Europe – Institut Jacques Delors, juillet 2013

**LA COMMUNAUTÉ EUROPÉENNE DE L'ÉNERGIE, C'EST MAINTENANT !**

Sami Andoura, Jerzy Buzek, Jacques Delors et António Vitorino, *Tribune, Notre Europe – Institut Jacques Delors*, mai 2013

**COMMENT REDONNER DE LA PERTINENCE AU SYSTÈME DE PERMIS D'ÉMISSIONS ?**

Stephen Tindale, *Policy Paper No. 82*, Notre Europe – Institut Jacques Delors, mars 2013

**LE RÔLE DU GAZ DANS LA DIMENSION EXTÉRIEURE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE EUROPÉENNE**

Sami Andoura and Clémentine d'Oultremont, *Policy Paper No. 79*, Notre Europe – Institut Jacques Delors, mars 2013

**LA FRANCE, PIONNIÈRE D'UNE COMMUNAUTÉ EUROPÉENNE DE L'ÉNERGIE**

Jacques Delors, Sami Andoura et Michel Derdevet, *Tribune publiée dans Le Figaro*, Notre Europe – Institut Jacques Delors, janvier 2013

**LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE À L'HORIZON 2050: UN DÉFI MULTIPLE POUR L'EUROPE**

Sami Andoura et Clémentine d'Oultremont, *Policy Paper*, Notre Europe, mai 2012

**FINANCEMENT DES INFRASTRUCTURES ÉNERGÉTIQUES TRANS-EUROPEENNES : PASSÉ, PRÉSENT ET PERSPECTIVES**

Christian von Hirschhausen, *Policy Paper No. 48*, Notre Europe, novembre 2011

**UNE STRATÉGIE ÉNERGÉTIQUE EXTÉRIEURE POUR L'UE**

Sami Andoura et Agata Hinc, *Article du Rapport Think Global – Act European*, Notre Europe, juin 2011

**DÉCLARATION CONJOINTE DE JACQUES DELORS ET JERZY BUZEK EN FAVEUR D'UNE NOUVELLE COMMUNAUTÉ EUROPÉENNE DE L'ÉNERGIE**

Jerzy Buzek et Jacques Delors, *Tribune*, Notre Europe, mai 2010

**VERS UNE COMMUNAUTÉ EUROPÉENNE DE L'ÉNERGIE : UN PROJET POLITIQUE**

Sami Andoura, Leigh Hancker et Marc Van der Woude, préface de Jacques Delors, *Études & Recherche No. 70*, Notre Europe, mars 2010

Directeur de la publication: Yves Bertoncini • La reproduction en totalité ou par extraits de cette contribution est autorisée à la double condition de ne pas en dénaturer le sens et d'en mentionner la source • Les opinions exprimées n'engagent que la responsabilité de leur(s) auteur(s) • L'Institut Jacques Delors ne saurait être rendu responsable de l'utilisation par un tiers de cette contribution • Traduction à partir de l'anglais: Charlotte Laigle • © Institut Jacques Delors

