

Bilan d'étape de la transition énergétique allemande

Par **Hartmut Lauer**, membre de la société allemande d'énergie nucléaire (KTG), **Henri Safa**, directeur adjoint de l'I2EN, et **Joël Guidez**, représentant du CEA à l'ambassade de France à Berlin de 2009 à 2011

en substance...



La transition énergétique se traduit dans la pratique par une introduction massive d'énergies renouvelables dans le mix électrique, des énergies pour la plupart intermittentes et non pilotables. Le fait que l'électricité ne soit pas disponible lorsque l'on en a besoin et qu'inversement elle soit produite en grande quantité lorsque la demande est faible entraîne des difficultés de gestion du réseau électrique. S'appuyant sur l'exemple allemand, l'article présente les limites physiques et économiques liées au développement à grande échelle et dans un délai très court de ces énergies intermittentes. Comme le vieil adage l'énonce, les auteurs rappellent que « l'enfer est pavé de bonnes intentions », et que le développement des énergies a eu un certain nombre d'effets pervers comme l'augmentation brutale du prix de l'électricité, pour des résultats faibles en termes écologiques avec une remontée de la production de CO₂ depuis 2009.

LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE EN ALLEMAGNE : OÙ EN EST-ON ? (RÉF. 1, 2, 12, 13)

En 2000, l'Allemagne a fait le choix d'une sortie du nucléaire compensée par une production électrique basée sur un développement accru d'énergies renouvelables (ENR). Les exploitants nucléaires se sont vu allouer un quota d'électricité restant à produire. En mars 2011, quelques jours après l'accident de Fukushima, le gouvernement annonçait un nouveau plan énergétique, confirmant le processus engagé dix ans auparavant et accélérant la sortie du nucléaire. Huit réacteurs ont été immédiatement arrêtés. Les neuf réacteurs restants devant s'arrêter au plus tard en 2022.

Avec le plan « *Die Energiewende* » le gouvernement allemand détermine les lignes conductrices de la

stratégie énergétique jusqu'en 2050 et comprend des objectifs précis et chiffrés de 2020 à 2050 :

- diminution de la consommation d'énergie primaire de 50 % d'ici 2050 (par rapport à 2008) ;
- diminution des émissions de gaz à effet de serre de 40 % en 2020 et entre 80 % et 95 % en 2050 (par rapport à 1990) ;
- confirmation de l'arrêt définitif des sept réacteurs nucléaires les plus anciens du parc ainsi que de la centrale plus récente de Krümmel, avec des dates butoirs pour les neufs restants (les trois derniers devant fermer en 2022) ;
- accompagnement de l'arrêt du nucléaire par une forte croissance des ENR dans la production électrique (35 % en 2020, jusqu'à 80 % en 2050), couplée à une baisse de la consommation électrique (-10 % en 2020 et -25 % en 2050 par rapport à 2008).

Afin de promouvoir le développement massif des ENR, un mécanisme de soutien financier a été instauré dès l'année 2000, garantissant au producteur un prix d'achat de l'électricité renouvelable sur une période de 20 ans. Ce tarif de rachat donnait à l'investisseur une très bonne visibilité et une rentabilité assurée sur une longue période de temps.

LA MONTÉE EN PUISSANCE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES INTERMITTENTES

Grâce aux tarifs de rachat très avantageux, la progression des ENR a été fulgurante entre 2000 et 2016. La puissance installée a été multipliée par 12, de telle sorte que la puissance installée (solaire + éolien) a dépassé les 90 GW en 2016. Cependant, comme cette génération est intermittente, ces installations n'ont produit que 20 % du courant en 2015 (réf. 14 et fig. 1).

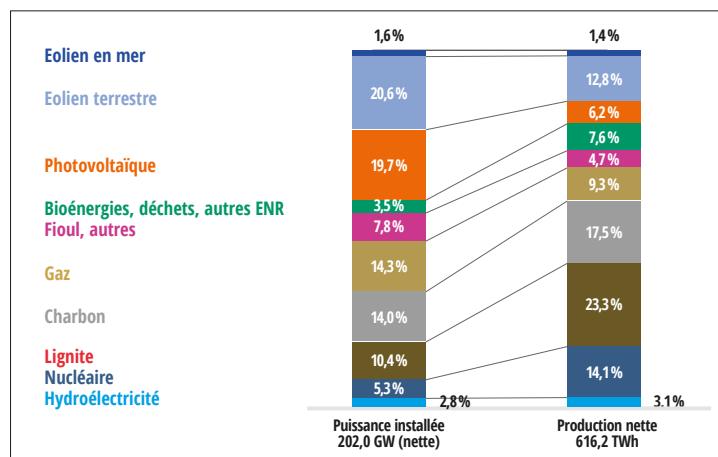


Figure 1 : Bilan des puissances installées en Allemagne et de leur production électrique nette pour l'année 2015 (réf. 15).
Source : BDEW, Stand (2016)

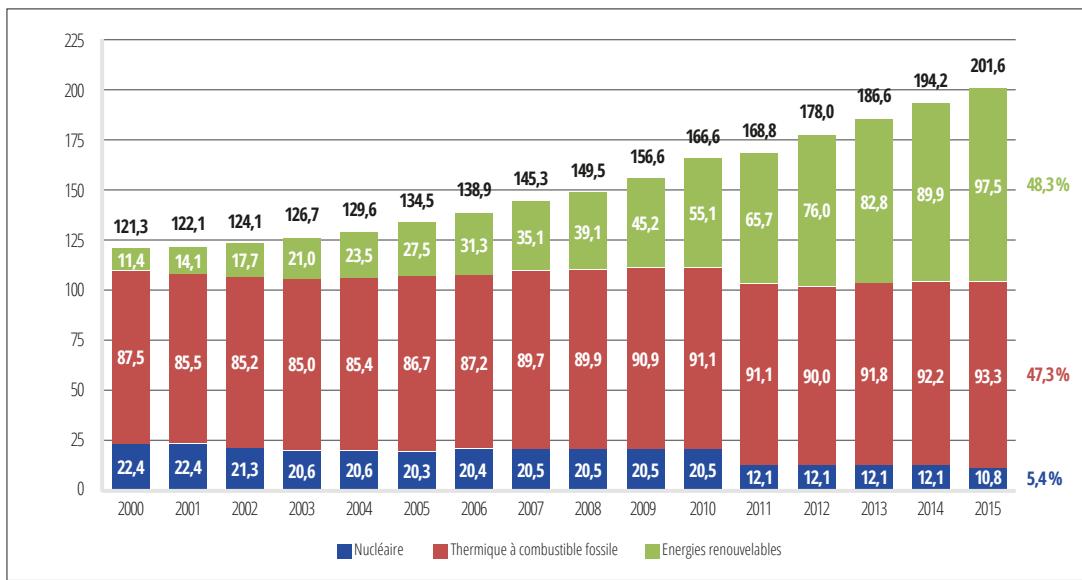


Figure 2: Évolution des puissances électriques installées en Allemagne de 2000 à 2015 (réf. 15).
Source : BDEW, Stand (2016)

À titre de comparaison, le parc nucléaire français dispose d'une puissance installée plus faible (63,3 GW) mais produit annuellement 3,5 fois plus d'électricité car son facteur de charge est proche de 80 %.

Notons aussi que le nucléaire allemand, qui ne représente plus que 5 % de la puissance installée totale, a produit 14,1 % du courant en 2015.

LES DIFFICULTÉS LIÉES À L'INTERMITTENCE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Les ENR sont fluctuantes

Tout d'abord, il convient de souligner que toutes les ENR ne sont pas intermittentes. Certaines sont programmables (hydraulique, bioénergies, etc.). En Allemagne, ces énergies représentent, en 2015, 6,3 % de la puissance nette installée et ont assuré 10,7 % de la production nette (réf. 14 et fig. 1). Mais les deux piliers du développement des ENR en Allemagne sont surtout l'éolien et le solaire. Le facteur de charge est de l'ordre de 10 % pour le solaire et varie entre 20 % pour l'éolien terrestre jusqu'à environ 30 % pour l'éolien en mer. Ceci conduit à une production

aléatoire qui peut varier de zéro à plus de 80 GW, et donc excéder la valeur de consommation maximale en Allemagne¹.

Comment fait l'Allemagne pour éviter les coupures de courant avec ce gigantesque parc ENR fluctuant ?

Un argument des soutiens aux ENR est souvent que le réseau allemand continue, même la nuit et sans vent, à éviter les coupures de courant. En effet, en Allemagne la sécurité d'approvisionnement de l'électricité est toujours parmi les plus élevées en Europe.

La raison en est très simple. Quand bien même près de 100 GW d'ENR ont été installés, les allemands ont conservé disponibles les 100 GW de centrales conventionnelles (Fig. 2). Ces sources sont capables à elles seules d'assurer la totalité du courant demandé en toutes circonstances, notamment lorsque les renouvelables ne sont pas disponibles.

On se trouve en fait dans une situation de surcapacité très luxueuse avec deux parcs de production disponibles, dont l'un suffirait largement à satisfaire la demande.

Le parc allemand a donc en 2015, une puissance nette installée de 202 GW pour une consommation maximale d'environ 84 GW.

Un réseau de plus en plus difficile à gérer

Toutefois on observe entre 2014 et 2015 une hausse importante des interventions des gestionnaires des réseaux allemands pour éviter une coupure de courant, notamment les opérations de *redispatching*². Cette hausse des interventions provient pour l'essentiel du retard pris dans le développement du réseau, lequel n'arrive pas à suivre le rythme auquel se développent les ENR.

Moderniser le réseau électrique prend du temps. Outre les contraintes administratives, l'installation de nouvelles lignes à haute tension se heurte aux refus des riverains et aux associations de protection de la nature. En 2015, les coûts de stabilisation du réseau ont plus que doublé par rapport à 2014 et dépassé un milliard d'euros (réf. 21).

Outre les coûts pour une capacité conventionnelle de réserve, le *redispatching* et *countertrading*, c'est l'indemnisation des producteurs

1. La demande maximale au cours de l'année 2015 fut de 83,2 GW (réf. 20) **2.** Redispatching: interventions consistant à modifier le plan de production et/ou de charge de manière à modifier les flux physiques sur le réseau de transport.

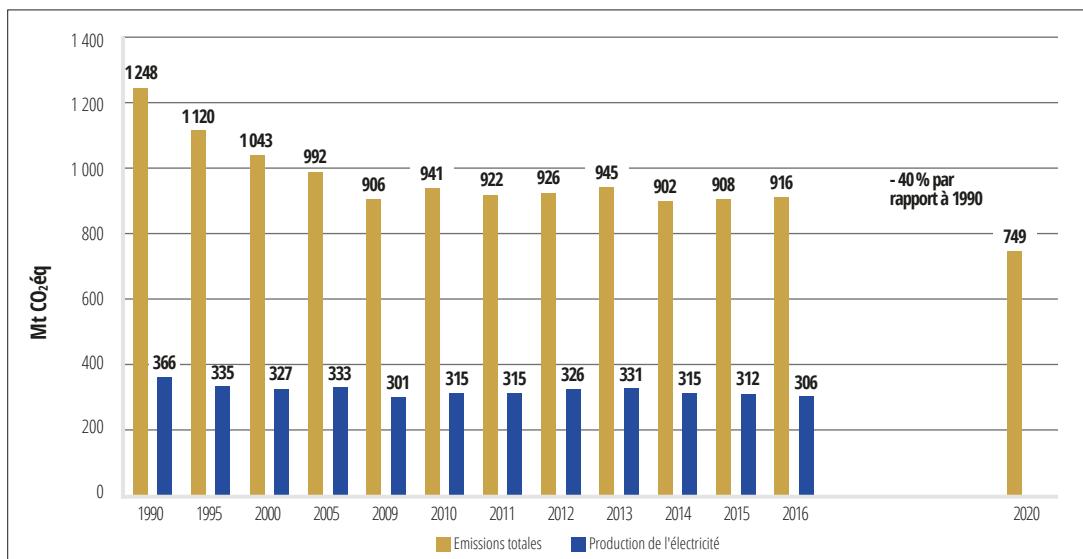


Figure 3: Évolution des émissions allemandes de gaz à effet de serre entre 1990 et 2016 (réf. 19, 22 et 24).

d'ENR qui pèse lourd dans la facture. Ce courant « vert » est prioritaire sur le réseau. Toutefois, si le réseau n'est pas en capacité d'accueillir cette production d'électricité – parce qu'il sature – la loi allemande prévoit d'indemniser financièrement les producteurs d'ENR.

L'intermittence : un problème non linéaire

Tant que la puissance installée du parc ENR intermittent reste faible et de l'ordre de grandeur des stockages disponibles, en particulier dans les barrages à STEP³, le problème se pose peu. Mais si leur puissance augmente et que l'on atteint une puissance installée supérieure aux valeurs moyennes puis maximales de consommation, le problème devient très difficile à résoudre. L'Allemagne prévoit à l'horizon de 2030 une part de 50 % des ENR à la production d'électricité dont environ 30 % d'ENR intermittentes. Si pour atteindre cet objectif, elle augmente son parc d'éolien et de photovoltaïque de 50 %, ceci nécessitera un investissement considérable. Nonobstant, la production sera toujours quasiment nulle les nuits sans vent. *A contrario*, elle fournirait une puissance considérable de plus de 130 GW en bonnes

conditions, puissance impossible à écouler sur le réseau allemand, voire européen.

Le stockage d'électricité, miracle technologique ou mirage économique ?

Le stockage permettrait de stocker les surproductions et de limiter les perturbations sur le réseau. Cependant, les moyens « classiques » comme les batteries électrochimiques disponibles avec un bon rendement, sont à la fois hors de prix (on estime qu'un stockage d'une heure double le prix du courant) et polluants.

Les STEP entre deux bassins hydrauliques offre des rendements élevés (70 % à 80 %), mais les capacités d'installations hydrauliques allemandes sont limitées (7 à 11 GW). Même si une recherche intensive est menée en Allemagne (réf. 3, 4 et 5) sur des pilotes innovants (installations à air comprimé, vecteur hydrogène...), il n'existe pas, à part des STEP, de solution techniquement mature, compétitive et disponible à l'échelle industrielle. Dans les faits, c'est le parc classique pilotable qui joue actuellement ce rôle support permettant de pallier les défaillances des ENR. Et ceci, à un prix nettement plus faible

que tous les procédés de stockage d'électricité. Une étude de la société suisse Prognos AG pour le compte des exploitants de centrales au charbon (réf. 8) montre la nécessité de maintenir la double structure (ENR + parc conventionnel en *backup*) jusqu'à 2050 et certainement au-delà.

Pour augmenter le parc intermittent tout en supprimant le parc thermique en support, le stockage deviendra incontournable. La capacité de stockage devrait croître d'un facteur 180 (réf. 7) ce qui semble techniquement peu crédible à l'horizon de 2050.

IMPACT SUR LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

La chute ininterrompue des prix sur le marché de l'électricité

En cas de bonnes conditions climatiques se déverse sur le réseau allemand une puissance très importante du solaire et d'éolien pouvant atteindre plus que la valeur de pointe maximale de consommation allemande.

Pour écouler ce surplus de production, le gestionnaire de réseau allemand le brade à l'export à des tarifs défiant toute concurrence

3. STPE : station de transfert d'énergie par pompage turbinage.

ce qui entraîne parfois même des prix négatifs. Le marché européen de l'électricité en devient complètement perturbé. Les tarifs de rachat des ENR allemands ont entraîné un effondrement des prix Spot qui oscille autour de 30 €/MWh en 2016. Cette baisse ne concerne évidemment pas le producteur d'ENR qui est assuré de vendre son courant produit quoi qu'il arrive à un prix garanti par l'État.

Pourquoi les prix à la production s'effondrent alors que la facture du consommateur allemand augmente toujours ?

La facture du consommateur allemand a plus que doublé depuis 2000. En 2017, le prix de l'électricité pour les ménages (consommation 3500 kWh/an) atteindra un record de 291,6 € par MWh, affichant l'une des valeurs parmi les plus élevées en Europe (en France, 153 €/MWh en 2015⁴).

Pour protéger l'industrie électro-intensive, les coûts de l'*Energie-wende* sont principalement supportés par les ménages et les petites entreprises (réf. 9, 16, 18.)

- › la production/distribution correspond à seulement 19,3 % du coût;
- › les tarifs des réseaux pèsent pour 25,7 % du prix;
- › les taxes représentent 55 % du prix de l'électricité, contre un tiers en France, et sont en constante augmentation.

On assiste de fait à un processus de financiarisation du produit dont le prix de vente final est de moins en moins représentatif du coût de production.

Estimation des coûts cumulés de la transition énergétique

En 2016, le soutien aux ENR a coûté au consommateur allemand de l'ordre de 24 milliards d'euros⁵ et la facture devrait continuer d'augmenter pour financer la transition énergétique. Globalement, le tournant

énergétique (pour le seul secteur de l'électricité) est estimé à 520 Mds€ de 2000 à 2025 (réf. 10). Les investissements ne s'arrêteront pas pour autant en 2025.

Pour fixer les idées, la production annuelle du parc ENR allemand actuel correspond à la production que fourniraient neuf réacteurs nucléaires de type EPR. Non seulement l'investissement correspondant aurait été beaucoup plus faible, mais surtout ces EPR auraient produit à la demande, de manière continue, non intermittente et sans perturber les réseaux.

IMPACT SUR LES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE (GES)

Pourquoi la transition énergétique en Allemagne n'a pas entraîné une réduction des émissions de CO₂ ?

Tout d'abord, le nucléaire arrêté ne produisait pas de CO₂. Or, le nucléaire contribuait pour près de 30 % de la production en l'an 2000 alors qu'il n'en produit plus que 14 % aujourd'hui. Cette différence de 16 % a été remplacée par une augmentation équivalente des ENR. Le tournant énergétique allemand est actuellement confronté au paradoxe d'une stagnation des émissions CO₂ pour la production d'électricité malgré une forte croissance des ENR. Une des raisons est la baisse du prix spot qui a rendu les centrales à gaz non rentables (dont certaines, neuves, ont été mises sous cocon). Dès 2010 les centrales à charbon et à lignite produisent à moindre coût que les centrales à gaz et les éjectent du marché. Les prix du charbon ont fortement baissé avec les exportations américaines liées au développement du gaz de schiste aux États-Unis. Une autre raison est la forte hausse de l'exportation de l'électricité principalement produite dans les centrales à lignite. Les exploitants des centrales conventionnelles obtiennent des prix de vente plus avantageux

en exportant notamment vers les Pays-Bas, l'Autriche et la Suisse. En 2015, le solde exportateur a atteint un nouveau record de 55,5 TWh (réf. 17).

On peut noter aussi que la méthanisation produit des fuites de méthane, gaz à effet de serre à pouvoir de réchauffement 25 fois plus élevé que le CO₂, pas forcément bien comptabilisé (réf. 11).

Par ailleurs, d'ici 2022, il va encore falloir compenser un déficit supplémentaire qui sera dû à la fermeture programmée des réacteurs nucléaires toujours en activité. Pour les raisons indiquées précédemment, il ne sera pas facile de suppléer aux 14 % correspondants restants en production décarbonée par des renouvelables.

LE FUTUR DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE EN ALLEMAGNE

Une croissance des ENR qui ralentit

Une réforme de la loi EEG votée le 8 juillet 2016 au Parlement allemand prévoit une meilleure intégration des ENR au marché (réf. 23). L'une des mesures phares de cette réforme est notamment le passage d'un système où le montant du soutien aux ENR est prédéfini par la loi à un système concurrentiel où la rémunération accordée sera définie à l'issue d'appels d'offres. Du coup, on observe en 2016 un ralentissement des progressions du solaire et de l'éolien terrestre.

Un surcoût à venir, caché aux consommateurs allemands

Pour le moment, le coût de la transition énergétique a été supporté par le consommateur allemand. Les difficultés à venir, les coûts du transport et des réseaux, et les futurs coûts additionnels de stockage qu'il faudra rajouter aux coûts d'investissement, vont contribuer de manière non linéaire à une augmentation de la facture pour ce même

4. Comme en Allemagne, la France a institué une taxe pour soutenir le développement des énergies renouvelables dite « Contribution au service public de l'électricité » (CSPE) qui a très fortement augmenté (multipliée par 5) ces cinq dernières années. Cette taxe a entraîné une augmentation de + 40% du prix de l'électricité pour les ménages entre 2009 et 2015. 5. Dont 10,6 Mds€ pour le solaire photovoltaïque, 6,2 Mds€ pour le biogaz, 4,6 Mds€ pour l'éolien terrestre et 1,7 Mds€ pour l'éolien en mer. Si cette production était vendue sur le marché de l'électricité, elle aurait été vendue pour environ 6 Mds€.

consommateur, sans qu'il en voie aujourd'hui réellement les limites. Les gouvernements ont décidé des transitions énergétiques en laissant les citoyens dans l'ignorance totale des coûts. Selon un récent rapport de la Cour des comptes dont des extraits ont été publiés en janvier 2017 (réf. 25) le ministère fédéral de l'économie et l'énergie, responsable pour la gestion et le contrôle, ne semble avoir aucune visibilité sur les répercussions financières de l'*Energiewende*.

Des difficultés politiques et des demi-vérités techniques

Le parc thermique en support pour pallier l'intermittence restera indispensable et ce, pour longtemps. Les dernières déclarations du « Klimaschutzplan 2050 » exposées par Barbara Hendricks⁶ (réf. 6) lors de la COP22 à Marrakech indiquent des engagements sectoriels fermes pour 2030 et rappellent l'objectif de réduction de GES de 80 % à 95 % d'ici 2050 par rapport à 1990. Toutefois, les objectifs 2030 semblent de moins en moins réalistes étant donné les résultats obtenus à ce jour.

On notera aussi que les chiffres présentés concernant la baisse des émissions de GES allemands ne prennent jamais l'an 2000,

date de début de l'*Energiewende* comme référence mais toujours 1990, date précédant la fusion avec l'Allemagne de l'Est et ses vieilles centrales à charbon très polluantes. La fermeture et la modernisation de ces vieilles centrales a permis, contrairement à l'*Energiewende*, des gains substantiels en émissions de CO₂, fort utiles dans les bilans écologiques comparatifs.

La loi française sur la transition énergétique et la croissance verte prévoit de ramener à 50 % la part de la production nucléaire dans le mix électrique, en la remplaçant principalement par de la production ENR. Nos voisins allemands se sont engagés sur cette voie dès 2000, avec une grande détermination et des moyens considérables dont la France ne dispose pas.

Le bilan de la transition énergétique en Allemagne peut, en 2015, se résumer comme suit :

- un coût exorbitant pour générer environ 20 % des 650 TWh/an par l'éolien et le solaire;
- pas d'effet sur les émissions de CO₂ (le charbon indispensable en back-up contrebalance l'effet de l'introduction des ENR dans

un mix où l'énergie nucléaire était déjà décarbonée);

- des problèmes additionnels induits par la gestion de l'intermittence et les injections forcées et aléatoires sur les réseaux;
- la nécessité de conserver la totalité du parc thermique pour pallier les intermittences des ENR, faute de moyens de stockage crédible;
- et en conséquence, une envolée des factures pour les ménages allemands.

Avec l'aspect non linéaire des effets de l'intermittence, on entre dans une phase à venir, encore plus difficile, où les 14 % restants de production nucléaire devront être compensés d'ici 2022, alors que la simple augmentation des puissances ENR installées ne suffira pas à résoudre le problème du remplacement.

Sur les problèmes liés à l'intermittence des ENR, une récente étude (réf. 7) publiée par Hans-Werner Sinn, ancien président de l'Institut allemand des études économiques d'utilité publique conclut sur cette phrase : « *Étant donné toutes ces difficultés, il serait avantageux pour la communauté mondiale d'observer prudemment les résultats de l'expérience allemande avant de l'imiter et de démanteler ses réacteurs nucléaires.* »

6. Ministre fédéral de l'environnement en Allemagne.



références

- [1] « Bilan des conséquences de l'accident de Fukushima sur la politique énergétique allemande » - RGN n°4 (2011) • [2] « Point sur la situation énergétique en Allemagne, dix-huit mois après la décision d'abandon du nucléaire » RGN n°5 (2012) • [3] Fraunhofer, Metastudie Energiespeicher • [4] Agora - Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. • [5] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FFE): Merit Order of energy storage in 2030 • [6] « Klimaschutzplan 2050 » présenté au COP22, BMUB (2016) • [7] « Buffering volatility: a study on the limits of german energy revolution » Leibnitz institute university Munich, CES-ifo Group Munich (2016) •
- [8] « Bedeutung der thermischen Kraftwerke für die Energiewende » PROGNOS AG (2012) • [9] « Comparaison des prix de l'électricité en France et en Allemagne » Document DG trésor (2013) • [10] DICE - Düsseldorfer Institut für Wettbewerbsökonomik (2016) EEG & Co. treiben Energiewendekosten auf 520 Milliarden Euro. • [11] M. Holmgren & al., « Measurements Of Methane Emissions From Biogas Production », Report 2015:158, Energiforsk, 2015 • [12] « Les retombées sur le nucléaire du nouveau concept énergétique allemand » RGN n° 1 (2011) • [13] « Tournant énergétique en Allemagne suite à l'accident de Fukushima » RGN 5 (2011) •
- [14] Stromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern, Netto -Stromerzeugung 2015, BDEW (2016) • [15] Kapazität und Erzeugung 2015, Gesamte Elektrizitätswirtschaft, BDEW (2016) • [16] BDEW-Strompreisanalyse (2017), Communiqué de presse du 15 février 2017, « Steuern und Abgaben beim Strompreis erreichen erneut 2017 Rekordhoch » • [17] AG Energiebilanzen (2016): Stromerzeugung nach Energieträgern 1990 - 2016 • [18] Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken - BDEW (2016) • [19] « Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2016 » AGORA Energiewende (2017) • [20] AGORA Energiewende, Agorameter • [21] BDEW, Redispatch in Deutschland, Auswertung der Transparenzdaten (2016) • [22] Emissionsen der von der UN -Klimarahmenkonvention abgedeckten Treibhausgase, Umweltbundesamt (2016) • [23] EEG-Novelle endgültig verabschiedet, Office franco-allemand pour la transition énergétique (2016) • [24] « Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid- Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2015 » Umweltbundesamt (2016) • [25] Rechnungshof kritisiert Gabriel: Kein Überblick über Energiewendekosten - ARD (2017) ≤