

# Coûts système des installations de production d'énergie renouvelable

## Éléments, approches et perspectives

### Juillet 2021

Auteur :  
Markus Wagenhäuser, OFATE.

Contact :  
Sarah Dalisson, OFATE, [sarah.dalisson@developpement-durable.gouv.fr](mailto:sarah.dalisson@developpement-durable.gouv.fr)

## Résumé

Face au développement continu de la production électrique variable issue des énergies renouvelables (EnR), comme le prévoient les objectifs de la politique énergétique, tant en France, avec la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), qu'en Allemagne avec la loi sur les énergies renouvelables (EEG), il devient de plus en plus indispensable d'établir une distinction entre les coûts de production de l'électricité et leurs coûts système. Les coûts système en matière d'intégration des EnR variables englobent notamment les coûts de profil, d'intégration au réseau, de maintien de la fréquence et des centrales d'appoint.

Pour diverses raisons, la répartition des différents coûts entre les installations en particulier, ainsi que l'optimisation système globale s'avèrent complexes. Jusqu'à présent, le processus décisionnel n'a que partiellement pris en compte les approches visant à passer à un « LCOE système ». Des tentatives sont déjà entreprises pour tenir compte de la question des coûts système par le biais de divers instruments (par exemple dans les appels d'offres pour les projets d'énergie renouvelable ou dans la planification du réseau).

Soutenu par :



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

Soutenu par :





## Sommaire

Résumé	1
Disclaimer	3
Contexte	4
<b>I. Coûts système des installations de production d'énergie renouvelable</b>	<b>6</b>
I.1. Éléments des coûts système d'une installation de production d'énergie renouvelable	6
I.2. Approches de la prise en compte des coûts système	8
I.2.1 LCOE système	8
I.2.2 Approche globale de la planification du système	10
<b>II. Prise en compte des coûts système des installations de production d'énergie renouvelable en Allemagne et en France</b>	<b>11</b>
II.1. Prise en compte actuelle en Allemagne et en France	11
II.2. Planification des systèmes électriques	13



## Disclaimer

Le présent texte a été rédigé par l'Office franco-allemand pour la transition énergétique (OFATE). La rédaction a été effectuée avec le plus grand soin. L'OFATE décline toute responsabilité quant à l'exactitude et l'exhaustivité des informations contenues dans ce document.

Tous les éléments de texte et les éléments graphiques sont soumis à la loi sur le droit d'auteur et/ou d'autres droits de protection. Ces éléments ne peuvent être reproduits, en partie ou entièrement, que suite à l'autorisation écrite de l'auteur ou de l'éditeur. Ceci vaut en particulier pour la reproduction, l'édition, la traduction, le traitement, l'enregistrement et la lecture au sein de banques de données ou autres médias et systèmes électroniques.

L'OFATE n'a aucun contrôle sur les sites vers lesquels les liens qui se trouvent dans ce document peuvent vous mener. Un lien vers un site externe ne peut engager la responsabilité de l'OFATE concernant le contenu du site, son utilisation ou ses effets.



## Contexte

Le LCOE (*Levelized Cost of Electricity* ou coût actualisé de l'énergie) sert généralement à évaluer les nouvelles capacités de production d'électricité sur le plan économique. Critère utilisé pour les centrales conventionnelles depuis plusieurs décennies, il représente le coût de production d'un kilowattheure (kWh) d'électricité d'une installation donnée. Par rapport aux centrales conventionnelles de base à alimentation quasi linéaire (en particulier le nucléaire et le charbon) sur lesquelles le système électrique relativement centralisé reposait jusqu'ici, l'intégration dans le système d'un kilowattheure d'électricité renouvelable (issue d'éoliennes ou de centrales photovoltaïques) constitue un facteur économique plus important lorsqu'elle est répartie sur les unités produites<sup>1</sup>.

Le débat scientifique sur ce sujet distingue plusieurs éléments de coût qui seront examinés plus en détail dans ce mémo<sup>2</sup>. Ces coûts résulteraient des caractéristiques spécifiques des projets suivants : stochastique et variabilité temporelle de l'alimentation, décentralisation de la fourniture loin des centres de consommation, etc.<sup>3</sup>. Les coûts système par rapport à l'intégration de la production variable d'énergie renouvelable comprennent notamment les éléments suivants :

- Les coûts liés au profil de production des installations et aux effets sur l'évolution des prix du marché de gros ;
- Les coûts de maintien de la fréquence à court terme dans le cadre du redispatching ou de la gestion de l'injection ;
- Les coûts d'intégration aux réseaux de transport et de distribution : agrandissement nécessaire du réseau, investissements dans la flexibilisation comme les systèmes de stockage, etc. ;
- Les coûts des centrales d'appoint (marchés de capacité comme en France ou diverses réserves stratégiques en Allemagne), ainsi qu'en raison du recours accru à la flexibilité des centrales conventionnelles (et donc aussi la diminution de leurs durées de fonctionnement).

Face au développement continu de la production électrique renouvelable variable, comme le prévoient les objectifs de la politique énergétique, tant en France avec la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et la loi Energie-climat qu'en Allemagne avec la loi sur les énergies renouvelables (EEG), il devient de plus en plus indispensable d'établir une distinction entre le LCOE et les coûts de système. La répartition des différents coûts entre les différentes installations, ainsi que l'optimisation globale du système s'avèrent difficiles en raison de leur grande complexité.

Ce mémo présente tout d'abord les différents éléments des coûts de système des installations de production d'énergie renouvelable et le débat scientifique à propos de la prise en compte de ces mêmes coûts de système (chapitre I.). L'intégration actuelle et les futures conditions de base éventuelles de prise en compte des coûts système des installations d'EnR en Allemagne et en France y seront ensuite abordées (chapitre II.).

Le présent mémo entend documenter les coûts engendrés par les centrales de production d'énergie renouvelable et leur intégration au marché et au réseau en vue d'un calcul économique. Les coûts sont financés par l'intermédiaire des prix de l'électricité, mais le refinancement des différents postes dans les deux pays s'effectue selon des approches différentes qui seront décrites ci-après.

---

<sup>1</sup> Diverses analyses abordent également la question de la fiabilité du calcul du LCOE concernant les investissements dans de nouvelles capacités de production conventionnelles, en particulier dans le contexte du recul de la durée d'exploitation dans un système électrique reposant sur les EnR. Voir par exemple *RethinkX 2021, The Great Stranding* ([lien](#) vers le document en anglais).

<sup>2</sup> Ueckerdt et al. 2013, *System LCOE: What are the costs of variable renewables*, p. 9 et 10 ([lien](#) vers le document en anglais).

<sup>3</sup> Hirth et al. 2015, *Integration costs revisited*, p. 925 et 928 ([lien](#) vers le document en anglais).

### Focus : Composition des prix de l'électricité et répartition des coûts des installations de production d'énergie renouvelable

Les coûts liés au développement des énergies renouvelables, ainsi qu'à leur intégration au marché et au réseau sont essentiellement financés par des redevances ou des prélèvements. En France, les producteurs participent aussi financièrement aux mesures de raccordement au réseau, c'est-à-dire qu'une partie du développement du réseau est financée par le soutien aux énergies renouvelables via la contribution au service public de l'énergie (CSPE). L'exemple ci-après détaille la composition du prix de l'électricité pour les clients particuliers. En France comme en Allemagne, les prix de l'électricité du marché de détail sont constitués des éléments suivants :

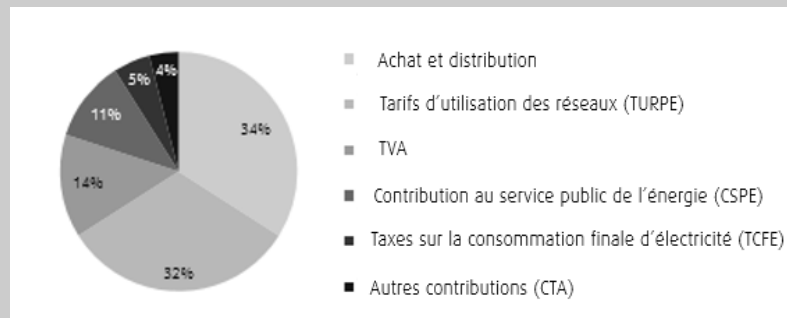


Figure 1 : Composition du prix de l'électricité sur le marché de détail français fin juin 2020, source : [CRE 2020](#), mise en forme : OFATE

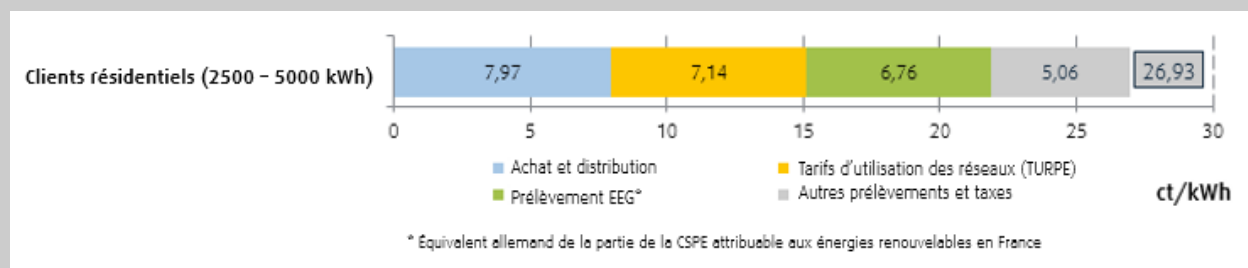


Figure 2 : Composition du prix de l'électricité sur le marché de détail allemand au 1<sup>er</sup> avril 2020, source : [BNetzA 2021](#), mise en forme : OFATE

# I. Coûts système des installations de production d'énergie renouvelable

En France comme en Allemagne, les appels d'offres permettent de fixer le montant des tarifs d'achat de la production d'énergie renouvelable. Pour soumettre une offre, les porteurs de projet recourent au LCOE afin de calculer les coûts prévisionnels de leur projet sur toute sa durée de vie. Même si cette approche est fonctionnelle et facile à mettre en œuvre pour l'évaluation microéconomique d'un projet donné malgré de nombreuses incertitudes, une approche uniquement axée sur le projet est insuffisante pour rendre des arbitrages économiques en matière de transition énergétique. C'est pourquoi les paragraphes ci-après entendent examiner les coûts système des installations de production d'énergie renouvelable et présenter différentes approches afin de tirer parti de cette optique pour la prise de décisions.

## I.1. Éléments des coûts système d'une installation de production d'énergie renouvelable

Le coût actualisé de l'énergie ou LCOE permet de calculer le coût du cycle de vie d'un projet, en l'occurrence d'une installation de production d'EnR. Cette méthode permet de comparer des installations dont les structures de production et de coûts diffèrent<sup>4</sup>. La formule suivante est utilisée pour calculer les coûts de production de l'électricité (exprimés en c€/kWh ou en €/MWh).

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}}$$

LCOE	Coûts de production de l'électricité en c€/kWh ou en €/MWh
$I_0$	Montant des investissements en euros
$A_t$	Total des coûts annuels en euros pour l'année t
$M_{t,el}$	Production annuelle d'électricité en kWh
i	Taux d'intérêt réel calculé
n	Durée de vie économique de l'installation en années
t	Année de la période d'exploitation (1,2,...n)

**Figure 3 :** Formule de calcul du coût actualisé de l'énergie/LCOE, source : [Fraunhofer ISE 2018](#), mise en forme : OFATE

La méthode de calcul du LCOE tient compte des coûts fixes et des coûts variables d'exploitation des installations, de maintenance, d'assurance, etc. La structure de financement est représentée par le coût moyen pondéré du capital (*Weighted average cost of capital*, WACC) en calculant un taux d'intérêt prévisionnel. L'actualisation sur la durée de vie utile permet ainsi de comparer les différentes technologies de production.

Une étude de 2018 de l'Institut Fraunhofer pour les systèmes énergétiques solaires (Fraunhofer ISE) a repris l'approche LCOE pour calculer les coûts actualisés des centrales conventionnelles et renouvelables<sup>5</sup>. Pour servir de référence aux centrales renouvelables, les coûts de production des nouvelles centrales conventionnelles (charbon et gaz) ont été retenus. Une étude de janvier 2020 de l'Agence de la transition énergétique (ADEME) sur les coûts des énergies renouvelables fournit également des estimations pour la France et aboutit à des conclusions similaires<sup>6</sup>.

En fonction du type d'installation et du site, les systèmes photovoltaïques en Allemagne affichent un LCOE compris entre 3,71 et 11,54 c€/kWh (hors TVA) au moment de la publication. L'étude distingue les petits et grands systèmes photovoltaïques en toiture des centrales solaires au sol. L'éolien terrestre enregistre des coûts compris entre 3,99 et

<sup>4</sup> Fraunhofer ISE 2018, coûts de production de l'électricité renouvelable, p. 31 ([lien](#) vers le document en allemand).

<sup>5</sup> Fraunhofer ISE 2018, coûts de production de l'électricité renouvelable ([lien](#) vers le document en allemand).

<sup>6</sup> ADEME 2020, les coûts des énergies renouvelables et de récupération en France, données 2019 ([lien](#) vers le document).

8,23 c€/kWh. Ceux de l'éolien en mer, nettement supérieurs à ceux constatés aujourd'hui, s'établissent à entre 7,49 et 13,79 c€/kWh. Pour la méthanisation, la fourchette ressort à entre 10,14 et 14,74 c€/kWh<sup>7</sup>.

Le tableau suivant présente les plages de coûts pour les centrales de production renouvelable et conventionnelle en Allemagne en mars 2018.

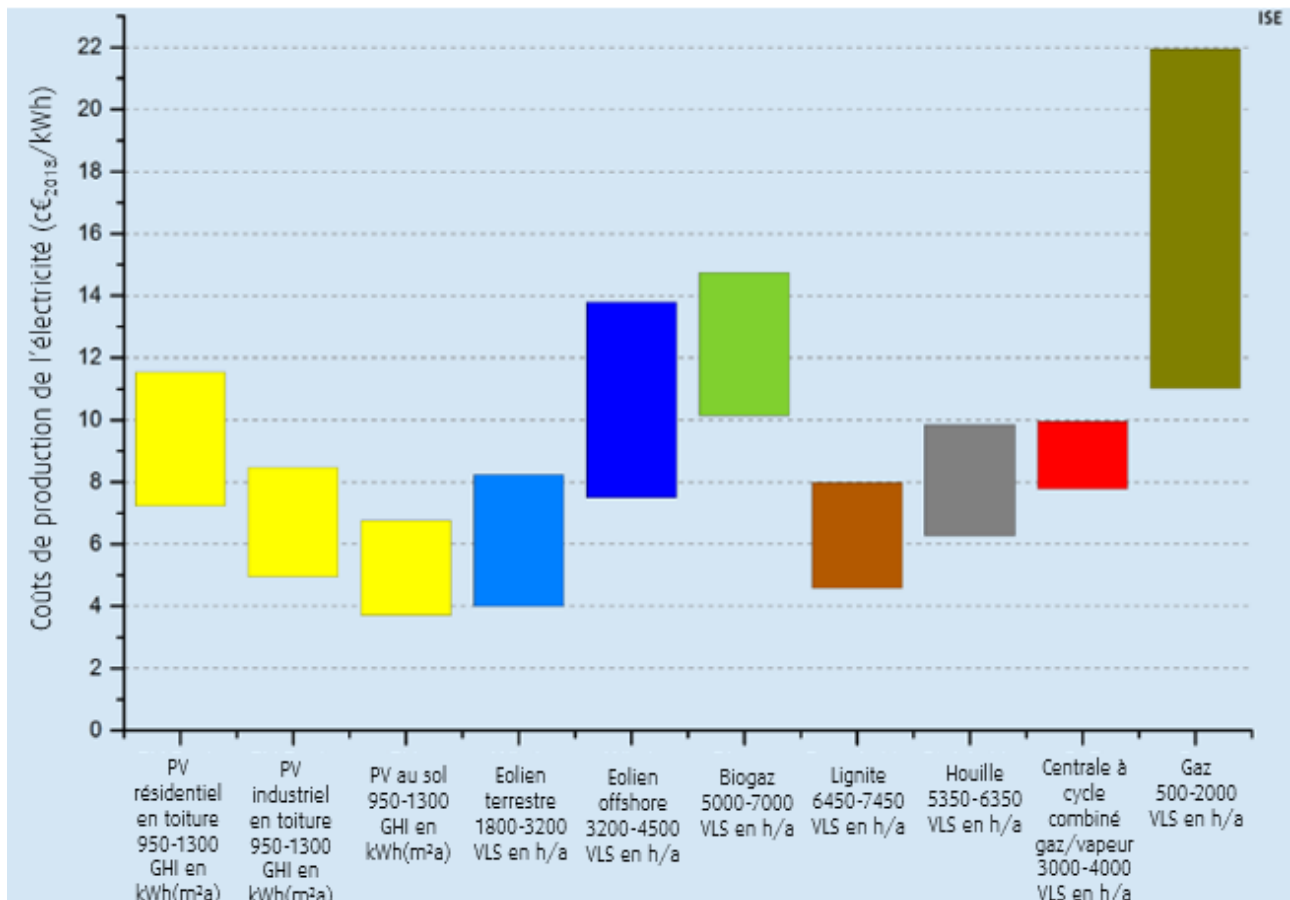


Figure 4 : Coûts de production de l'électricité de différentes technologies de production en Allemagne en 2018, source : [Fraunhofer ISE 2018](#)

Dans cette même analyse de l'Institut Fraunhofer ISE, l'évolution du LCOE jusqu'en 2035 a également été modélisée. Pour les systèmes photovoltaïques, d'importantes économies sont attendues grâce aux impacts conjugués de l'expérience et des économies d'échelle, ce que l'on peut par ailleurs déjà observer. Selon les calculs de cette étude, le LCOE continuera à diminuer pour atteindre, à partir de 2030, une valeur inférieure à 4,70 c€/kWh pour les installations en toiture et à 2,41 c€/kWh pour les centrales au sol. De nouvelles réductions de coûts sont également prévues pour l'éolien, avec cependant une réduction probablement un peu plus lente pour l'éolien terrestre et plus rapide pour l'éolien offshore.

Un grand nombre de publications scientifiques ont abordé la problématique du coût des énergies renouvelables. Les paragraphes ci-dessous présentent la répartition des coûts système établie par Hirth et al. en 2015. Leur article publié dans la revue *Renewable Energy* distingue les éléments de coût supplémentaires suivants :

- coûts d'équilibrage du système électrique (*Balancing Costs*),
- coûts d'intégration au réseau (*Grid-related Costs*),
- coûts induits par le profil de production des centrales EnR (*Profile Costs*).

<sup>7</sup> Fraunhofer ISE 2018, p. 2 ([lien](#) vers le document en allemand).



Dans la lignée des contributions précédentes, Hirth et al. distinguent ces éléments de coût en fonction des principales caractéristiques des centrales EnR : incertitude, décentralisation et variabilité de la production. Les coûts de stabilisation du système résultent des écarts entre les prévisions de production et la production d'électricité réelle des centrales et de la nécessité qui en résulte d'interventions de court terme de la part du gestionnaire de réseau de transport, en particulier pour maintenir la fréquence du système électrique. En Allemagne, on parle de gestion de l'alimentation. Des ajustements de la programmation des centrales conventionnelles dans le cadre du *redispatching* interviennent également. Les coûts des services système diffèrent sensiblement en Allemagne et en France. Le rapport de suivi 2020 de l'Agence fédérale allemande des réseaux (BNetzA) fait état de coûts de mise en œuvre de mesures de sécurité du réseau et du système (notamment la gestion de l'alimentation, le *redispatching* mais aussi la mobilisation et le maintien de centrales de la réserve de réseau) de l'ordre de 1,3 milliard d'euros pour l'ensemble de l'année 2019. (2018 : 1,5 milliard d'euros).

Les coûts d'extension et de flexibilisation des réseaux électriques résultent d'une disparité de la valeur marchande de l'électricité en raison de la situation géographique de la centrale concernée. Dans le cas de l'éolien au nord et au nord-est de l'Allemagne, par exemple, où de nombreux parcs ont déjà été implantés sur un site présentant un profil de production très similaire, la demande d'électricité est plutôt faible (avec des répercussions sur les revenus) tandis qu'au même moment, dans d'autres régions, le volume d'électricité injectée dans le réseau est moindre, alors que la consommation y est plus importante<sup>8</sup>. Afin d'atteindre l'équilibre du marché à l'intérieur de la zone tarifaire, l'électricité doit parfois être transportée sur de longues distances. Exemple caractéristique : les lignes de transmission de courant continu terrestres qui, à l'avenir, transporteront l'électricité du nord au sud et au sud-ouest de l'Allemagne.

Les coûts de profil résultent de l'impact de la variabilité temporelle de la production sur l'évolution des prix du marché. Ces coûts sont dus au fait que bien que la production et la consommation du système électrique doivent s'équilibrer à tout moment, la production d'énergies renouvelables est variable et les pics de production et de consommation ne se produisent pas au même moment. Face à la hausse du nombre d'installations de production supplémentaires, ces écarts, s'ils ne peuvent être neutralisés en améliorant les prévisions, par exemple, doivent être compensés par le déploiement massif d'infrastructures de stockage de l'électricité produite.

## 1.2. Approches de la prise en compte des coûts système

Les coûts d'intégration ou coûts système des installations de production d'énergie renouvelable individuelles pourraient être en principe pris en compte en étendant l'approche LCOE, comme l'indique la littérature scientifique. Une perspective de planification globale du système vient compléter cette approche.

### 1.2.1 Système LCOE

D'après Hirth et al. 2015, la figure suivante illustre les différents effets et les coûts système associés d'une éolienne terrestre.

---

<sup>8</sup> Hirth et al. 2015, p. 929 ([lien](#) vers le document en anglais).



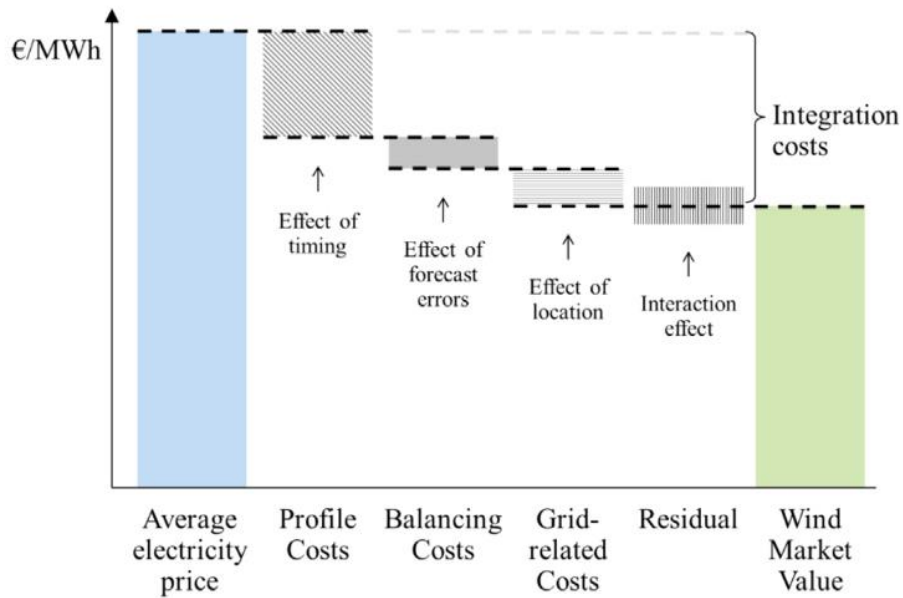


Figure 5 : Répartition des coûts système d'une éolienne terrestre, source : [Hirth et al. 2015](#)

Dans ce document reposant sur une publication antérieure de [Ueckerdt et al. 2013](#), les coûts d'intégration sont définis comme la différence entre le prix moyen de l'électricité et la valeur marchande d'une technologie de production donnée. Il est alors possible de calculer un LCOE système (voir également la figure ci-dessous).

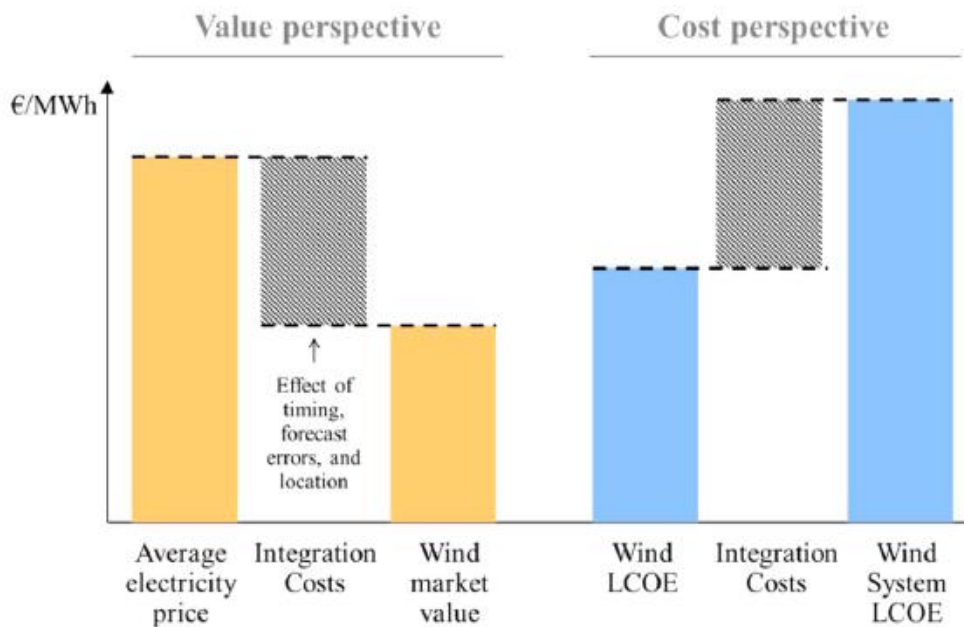


Figure 6 : Déduction du LCOE système d'un projet éolien, source : [Hirth et al. 2015](#)

Une analyse comparative complète de la littérature internationale a permis de calculer des estimations des différents éléments des coûts système dans l'article de Hirth et al. de 2015<sup>9</sup>. Au final, ce comparatif a mis en lumière des coûts d'intégration au réseau (coûts de stabilisation du système, d'intégration au réseau et de profil) de l'ordre de 2,5 c€/kWh

<sup>9</sup> Hirth et al. 2015, p. 932 à 934 ([lien](#) vers le document en anglais).

à 3,5 c€/kWh pour un développement des énergies renouvelables de 30 à 40 %. En d'autres termes, avec un prix moyen de l'électricité de 7 c€/kWh sur le marché de gros et une valeur de la production éolienne de 3,5 c€/kWh à 4,5 c€/kWh, les coûts d'intégration induisent une hausse des seuls coûts de production (LCOE) de 35 à 50 %. En outre, il faut s'attendre à une augmentation des coûts d'intégration si le développement des EnR se poursuit. Si ce développement est massif, les auteurs partent du principe que les coûts liés au profil de production représenteront environ deux tiers des coûts d'intégration<sup>10</sup>. Les systèmes électriques intégrant un fort pourcentage d'énergies renouvelables nécessitent également de flexibiliser la production des centrales conventionnelles. Le capital immobilisé dans les centrales conventionnelles serait globalement beaucoup moins utilisé, un phénomène baptisé « effet d'utilisation » (*utilization effect*).

Une autre contribution de [Reichenberg et al. 2018](#) (en anglais) se réfère aux analyses d'Ueckerdt et al. de 2013 et de Hirth et al. de 2015 et souligne que les analyses précédentes se sont contentées d'examiner plus en détail des pourcentages d'EnR allant jusqu'à 40 % sans tenir compte non plus du potentiel des systèmes de stockage. Les échanges transfrontaliers destinés à compenser les écarts de production n'ont pas non plus été pris en compte. Selon l'étude de Reichenberg et al. de 2018, au-delà de 40 % d'énergies renouvelables dans le mix énergétique, les coûts d'intégration augmenteraient. Comparé à 5 % d'énergies renouvelables, un pourcentage de 85 % d'EnR induirait un quasi-doublement des coûts système d'une installation individuelle.

## 1.2.2 Approche globale de la planification du système

Optimiser le développement des énergies renouvelables au moyen du LCOE système semble intéressant, car cette optimisation permettrait de mettre en évidence les coûts économiques de chaque installation et d'évaluer le projet en question de manière plus complète. Comme précédemment évoqué, il est toutefois difficile de ventiler les différents coûts entre les installations et d'optimiser ainsi globalement le système. L'approche suivante complète donc la réflexion.

Dans le cadre d'un colloque scientifique de l'Institut Louis Bachelier sur l'évaluation du coût total des énergies renouvelables, qui s'est tenu en France le 12 avril 2018, les coûts système des installations de production d'énergie renouvelable ont été au cœur du débat mené par les différentes parties prenantes concernées. Dans ce contexte, Robin Girard de l'Ecole des Mines ParisTech a fait une présentation sur la manière dont une perspective système globale pourrait conduire à un optimum économique dans le développement des énergies renouvelables<sup>11</sup>. Selon lui, il est difficile d'attribuer les coûts système uniquement aux différentes installations de production d'énergie renouvelable. Il est plutôt nécessaire de comparer plusieurs scénarios systémiques futurs. Il fait référence en l'occurrence aux scénarios prospectifs du gestionnaire du réseau de transport français RTE<sup>12</sup>. Outre la diversification du mix de production, les solutions envisageables pour optimiser les coûts système des énergies renouvelables sont notamment le stockage, la gestion de la demande, le délestage de consommation, le développement du réseau et les transformateurs pilotables. Les mesures visant à accroître l'interconnectivité du réseau électrique européen et l'efficacité énergétique doivent aussi être prises en compte.

Lors de ce colloque, le gestionnaire de réseau de transport RTE, représenté par Thomas Veyrenc, a présenté la prise en compte actuelle des coûts système des EnR dans la future planification du réseau dans le cadre des schémas décennaux de développement du réseau en France (SDDR)<sup>13</sup>. Dans ce contexte, différents scénarios cherchent à déterminer les coûts du système global en cas de développement modéré ou massif des énergies renouvelables et de différents scénarios de réduction de la part du nucléaire dans le mix énergétique. Dans ces différents scénarios (ampère, hertz, volt, watt), les coûts des centrales d'appoint, par exemple, varient considérablement jusqu'à 1,2 c€/kWh. On constate

---

<sup>10</sup> Hirth et al. 2015, p. 934 ([lien](#) vers le document en anglais).

<sup>11</sup> Girard 2018, communication présentée au colloque sur l'évaluation du coût total des énergies renouvelables ([lien](#) vers le document).

<sup>12</sup> RTE, Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, Edition 2017 ([lien](#) vers le document)

<sup>13</sup> Veyrenc 2018, communication présentée au colloque sur l'évaluation du coût total des énergies renouvelables ([lien](#) vers le document).



que les coûts d'agrandissement du réseau dépendent fortement de la localisation des nouvelles capacités de production d'EnR. La démarche de comparaison de différents systèmes émergents complète la réflexion au niveau du projet individuel et peut ainsi accompagner le processus de décisions sur le plan de l'optimum économique.

## II. Prise en compte des coûts système des installations de production d'énergie renouvelable en Allemagne et en France

Au-delà de ces considérations théoriques, quelques approches pratiques de prise en compte des coûts système du côté de la réglementation et de la planification du système ont déjà été engagées dans les deux pays.

### II.1. Prise en compte actuelle en Allemagne et en France

#### Situation en Allemagne

En Allemagne, l'intégration aux réseaux des énergies renouvelables est au centre des discussions depuis l'entrée en vigueur de la première loi sur les énergies renouvelables (loi EEG) en 2000 avec une approche pratique axée sur le modèle de rendement de référence de l'éolien terrestre<sup>14</sup>. Un facteur de correction est utilisé pour augmenter ou diminuer le taux de soutien en fonction du gisement éolien du site en question. Cette approche vise à stimuler le développement de l'éolien dans les sites moins ventés (dans le sud de l'Allemagne, par exemple) afin d'influer sur le profil et les coûts d'intégration au réseau. Dans une certaine mesure, une répartition des installations sur l'ensemble du territoire allemand s'est amorcée ; in fine, cependant, la production se concentre au nord et au nord-est de l'Allemagne en raison de l'attractivité de ces régions pour les installations éoliennes.

En Allemagne, la question des services système et du bridage des centrales de production d'énergie renouvelable dans le cadre de la gestion de l'alimentation concerne jusqu'ici principalement l'éolien terrestre. Au centre du débat depuis des années, l'extension impérative du réseau, afin de transporter l'essentiel de la production éolienne concentrée dans le nord vers les centres de consommation de l'ouest et du sud, joue un rôle important dans la mise en œuvre de la transition énergétique. Comme en France, des hypothèses systémiques sur la place future des énergies renouvelables sont formulées dans le cadre de la planification du développement du réseau des quatre gestionnaires de réseau de transport (Amprion, TransnetBW, 50 Hertz et Tennet) ; ces hypothèses influent à leur tour sur l'agrandissement nécessaire du réseau acté juridiquement par la [loi fédérale de planification des réseaux](#). Dans le cadre de cette planification du réseau à long terme, différents scénarios sont à l'étude en vue d'optimiser la restructuration du système électrique tout en maintenant sa stabilité.

Les appels d'offres pour l'éolien terrestre instaurés par la loi EEG de 2017 tiennent compte des retards de développement du réseau grâce à la composante dite « zone de développement du réseau ». Dans ces zones du nord de l'Allemagne, où les capacités de raccordement au réseau sont insuffisantes pour les nouveaux parcs éoliens, seul un nombre limité de projets a pu candidater à l'obtention d'un soutien sous la forme d'un contrat de complément de rémunération. Du fait de la sous-souscription des appels d'offres dès 2018, ce dispositif a eu un effet limité. La régionalisation souhaitée de l'implantation de nouvelles capacités, en particulier de nouveaux parcs éoliens terrestres, doit maintenant être encouragée par la création d'une bonification destinée à favoriser la construction de nouvelles centrales au sud de l'Allemagne appelée « *Südbonus* » dans les appels d'offres pour l'éolien terrestre : à terme, conformément à la loi EEG 2021, 15 % du volume soumis à appel d'offres seront réservés à des projets au sud de l'Allemagne. Ce pourcentage doit être porté à 20 % à partir de 2024<sup>15</sup>. Les dispositions relatives au *Südbonus* n'ont pas encore été validées par

---

<sup>14</sup> Voir aussi à ce sujet le mémo de l'OFATE sur le modèle de rendement de référence de 2018 ([lien](#) vers le document).

<sup>15</sup> Pour plus de détails à ce sujet, voir le mémo de l'OFATE sur la loi EEG 2021 ([lien](#) vers le document).

la Commission européenne qui a été doit statuer sur ces mesures au titre des aides d'Etat. Elles font actuellement l'objet d'un examen approfondi<sup>16</sup>.

Autre élément de prise en compte des coûts système des EnR : le soutien aux installations combinées dans le cadre de l'appel d'offres Innovation lancé en septembre 2020. À compter de 2020, d'abord à titre facultatif, puis de manière obligatoire à partir de 2021, seules les installations combinées, c'est-à-dire interconnectant directement plusieurs unités de production d'énergie renouvelable de différentes technologies (PV, éolien, biogaz) ou constitués de centrales de production d'énergie renouvelable munies d'un système de stockage d'électricité, pourront concourir aux appels d'offres Innovation. L'Agence fédérale allemande des réseaux (BNetzA) a annoncé les détails de la première date de soumission des offres (1<sup>er</sup> septembre 2020)<sup>17</sup>. Cet instrument des installations combinées vise à tester l'amélioration de l'intégration système des énergies renouvelables afin de pouvoir pérenniser la production et mutualiser l'exploitation des points de raccordement au réseau.

Outre l'essor grandissant des solutions domestiques de stockage de l'électricité solaire, des accumulateurs industriels à batteries à même de participer au maintien de la fréquence des réserves primaire, secondaire et tertiaire sont également installés. Par ailleurs, les centrales d'appoint permettent d'assurer la stabilité du système. Contrairement à la France, l'Allemagne a opté pour un système de type *Energy only* sans marché de capacité. Néanmoins, la loi relative à l'évolution du marché de l'électricité du 30 juillet 2016, amendant la loi sur le secteur de l'énergie (EnWG), transfère différentes centrales conventionnelles dans plusieurs réserves dites « stratégiques » : la réserve réseau (article 13d de la loi EnWG), la réserve de capacité (article 13e), la réserve sécuritaire (article 13g) et les équipements réseau spéciaux (article 11.3)<sup>18</sup>. À terme, on peut aussi supposer que, quelle que soit leur technologie, des capacités de centrales de secours pilotables seront nécessaires pour garantir la stabilité du système électrique. D'après une récente étude de l'Institut d'économie de l'énergie de l'Université de Cologne (EWI), le relèvement des objectifs climatiques de l'UE impliquerait d'augmenter sensiblement le nombre de centrales à turbine à gaz et à vapeur (soit une puissance installée allant jusqu'à 35 GW en 2038) pour accompagner la sortie du charbon<sup>19</sup>.

### Situation en France

Ces dernières années, la France elle aussi a enregistré une forte progression de sa production d'électricité d'origine renouvelable. Afin d'assurer l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau électrique et de maintenir simultanément la sécurité d'approvisionnement et la maîtrise des coûts, des schémas régionaux de raccordement aux réseaux des énergies renouvelables (S3REnR) ont été instaurés dans le cadre du paquet législatif [Grenelle II](#) de 2010<sup>20</sup>. Les S3REnR proposent une programmation régionale détaillée de développement du réseau. Les capacités de raccordement au réseau d'installations d'énergies renouvelables sont réservées pour une période de dix ans ([article D321-21-1](#) du Code de l'énergie). Ainsi, le développement de nouvelles capacités renouvelables est intégré en amont dans les plans des gestionnaires de réseau, ce qui leur permet de pouvoir anticiper et accélérer les mesures de renforcement et d'extension. Dès 2012/13, des appels d'offres ont ciblé les projets photovoltaïques innovants en France métropolitaine et dans les départements et territoires d'outre-mer, comme les solutions spéciales pour grandes centrales solaires insulaires (systèmes combinés PV - stockage, par exemple), afin de favoriser leur intégration au réseau dans les conditions particulières des départements et territoires d'outre-mer<sup>21</sup>.

---

<sup>16</sup> BMWi, communiqué de presse du 29/04/21 sur l'examen par la Commission européenne de la loi EEG 2021 ([lien](#) vers le site du BMWi, en allemand)

<sup>17</sup> BNetzA 2020, informations relatives à l'appel d'offres énergies renouvelables innovantes ([lien](#) vers la page en allemand).

<sup>18</sup> NextKraftwerke 2021, les réserves réseau en Allemagne ([lien](#) vers la page en allemand).

<sup>19</sup> EWI 2021, effets d'un relèvement des objectifs climatiques européens sur le marché allemand de l'électricité, p. 9 ([lien](#) vers le document en allemand).

<sup>20</sup> Pour plus de détails sur les S3REnR, voir ce [mémo de l'OFATE](#).

<sup>21</sup> Commission de régulation de l'énergie (CRE) 2020, informations relatives aux appels d'offres ([lien](#) vers le site Internet).



Dans le cadre de la réforme territoriale engagée par la [loi n° 2015-991 du 7 août 2015](#) dite loi « NOTRe »<sup>22</sup>, des compétences plus étendues en matière de transition énergétique, notamment l'élaboration des schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET), ont été transférées aux régions et communes françaises redéfinies. Les objectifs régionaux relatifs au développement des EnR ont ensuite été intégrés, entre autres, dans la définition des capacités de raccordement dans le cadre de l'adoption de nouveaux S3REnR.

Contrairement à l'Allemagne, la France a décidé de mettre en place un marché de capacité. Suite aux négociations avec la Commission européenne, un [décret modifié du 29 novembre 2016](#) a défini la réglementation du marché de capacité français. Chaque fournisseur d'électricité est tenu d'acheter suffisamment de certificats de capacité pour couvrir la consommation électrique de son portefeuille de clients pendant les périodes de pointe hivernales. La CRE publie le prix de référence des certificats chaque année le 15 janvier.

Même si l'écrêtement de la production d'énergie renouvelable est jusqu'à présent beaucoup moins important en France qu'en Allemagne, la gestion de la production renouvelable excédentaire est au centre des débats depuis quelques années. Dès l'automne 2017, le ministre de la Transition écologique et solidaire a créé un groupe de travail sur le raccordement au réseau et les réseaux électriques. Pour le gestionnaire du réseau de transport RTE et le gestionnaire du réseau de distribution ENEDIS, un dimensionnement plus adapté des réseaux conformément aux S3REnR, accompagné d'un écrêtement minime de la production lors des rares cas de production à capacité maximale, permettrait de réduire significativement les investissements nécessaires pour le renforcement des deux réseaux.

Les garanties d'origine pourraient également jouer un rôle dans l'optimisation économique de la réorganisation des systèmes électriques à l'avenir. En principe, les installations de production d'énergie renouvelable bénéficiant d'un soutien public n'ont pas été en mesure de générer des garanties d'origine en France et en Allemagne. Le [décret n° 2018-243](#) du 5 avril 2018 encadre la mise aux enchères de ces garanties d'origine. Les exploitants d'installations de production d'énergie renouvelable sont tenus de céder leurs garanties d'origine s'ils souhaitent bénéficier d'une aide publique. L'État français a désigné POWERNEXT comme organisme chargé de la certification et de l'organisation des appels d'offres. Les garanties d'origine sont librement échangées, et les exploitants ne perçoivent donc pas d'aides complémentaires<sup>23</sup>. Les revenus tirés de ce mécanisme servent à diminuer les coûts de soutien aux énergies renouvelables.

## II.2. Planification des systèmes électriques

Il convient de noter qu'il est difficile d'affecter les coûts système uniquement aux installations de production d'énergie renouvelable et, qui plus est, seulement aux différents projets. La prise en compte des coûts système supplémentaires est néanmoins d'une importance capitale, comme le souligne le récent rapport de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et de RTE sur la faisabilité technique d'un système électrique à forte intégration des énergies renouvelables en France, et rédigé dans le cadre de la planification à long terme du gouvernement français<sup>24</sup>. À priori, il existe désormais un large consensus scientifique sur la faisabilité technique d'un système électrique majoritairement constitué de sources d'énergie renouvelable tout en maintenant la sécurité d'approvisionnement. Selon les auteurs, le LCOE des différentes technologies renouvelables doit donc être pris en compte dans le processus de prise de décision avec les autres coûts système dans le cadre d'une analyse économique complète définissant différents scénarios.

---

<sup>22</sup> Pour plus de détails sur la réforme territoriale de la France dans le contexte de la transition énergétique, voir ce [mémo de l'OFATE](#).

<sup>23</sup> POWERNEXT 2019, Lancement réussi des enchères mensuelles pour les garanties d'origine ([lien](#) vers le communiqué de presse).

<sup>24</sup> AIE/RTE 2021, *Conditions and requirements for the technical feasibility of a power system with a high share of renewables in France towards 2050* ([lien](#) vers le document en anglais).



La hausse des coûts des services système, par exemple, souligne la nécessité de prendre en compte cette perspective système globale. Les approches, telles que celles suivies dans les appels d'offres Innovation en Allemagne avec installations combinées et optimisation des capacités de raccordement au réseau, indiquent les moyens de prendre davantage en considération une telle perspective. En France également, la question d'une régionalisation plus efficace de l'implantation des centrales renouvelables sur l'ensemble du territoire national fait l'objet de discussions depuis plusieurs années. L'objectif vise à soutenir davantage les projets locaux, notamment dans les régions où leur développement s'est avéré jusqu'ici moins dynamique. La publication des nouveaux cahiers des charges des appels d'offres photovoltaïques et éoliens est prévue pour le 2<sup>ème</sup> semestre 2021. D'autres mesures pourraient être décidées dans ce contexte.

Avec la notion d'intégration sectorielle, une extension de la transition énergétique aux secteurs de l'industrie, des transports, de la chaleur et du froid est de plus en plus mise en avant. La mise en œuvre réussie d'une transition énergétique intersectorielle nécessitera une planification globale, et pas seulement au niveau du système électrique. La planification conjointe d'autres infrastructures indispensables, telles que le développement d'un réseau européen de l'hydrogène, actuellement en discussion, devrait également jouer un rôle important à terme<sup>25</sup>. En outre, une perspective plus européenne concernant la planification des systèmes électriques ou énergétiques contribuera inévitablement à coordonner le développement futur synchronisé des énergies renouvelables, par exemple en définissant une structure de production cible commune, en prenant en compte les coûts globaux des différentes mesures au niveau de l'Union Européenne, en fournissant conjointement des capacités de réserve et en augmentant les capacités de transport transfrontalières, comme cela est déjà en partie le cas aujourd'hui.

---

<sup>25</sup> Pour plus de détails, voir cette [conférence de l'OFATE](#) de mars 2021.