

L'évolution des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables en France

Sidney Lambert-Lalitte*, Arash Farnoosh*, Céline Zhang Yang**

@ 96765

Mots-clés : renouvelables, mécanismes de soutien, mix énergétique, tarifs d'achat garantis, complément de rémunération

Les tensions géopolitiques de 2022 ont ravivé le débat sur la dépendance énergétique des pays membres de l'Union européenne. Cet article explore en détail les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables en France et retrace l'évolution de ces mesures, notamment la transition des tarifs d'achat garantis vers le complément de rémunération. Ce dernier, introduit en 2016, a renforcé l'intégration des énergies renouvelables intermittentes sur le marché tout en assurant un niveau de risque de prix acceptable pour les producteurs. En 2022, il a contribué à limiter les hausses des prix de l'énergie tout en générant des revenus pour l'État.

Introduction : le développement des énergies renouvelables intermittentes en France

De nombreux pays membres de l'Union européenne ont mis en place des politiques pour encourager la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables au début des années 2000. L'objectif sous-jacent était de soutenir le développement d'une électricité à faible émission de carbone et de protéger des technologies naissantes, encore incapables de concurrencer les moyens de production d'électricité installés en termes de coût et de disponibilité. Les énergies renouvelables intermittentes (EnRi) correspondent aux sources d'énergie dont la disponibilité varie de façon irrégulière et non planifiée, car dépendante d'une ressource naturelle. Cet article se concentre en particulier sur le cas du solaire photovoltaïque et de l'éolien à terre, dont les capacités installées en France ont le plus progressé depuis le début du siècle.

En France, la loi relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité et du gaz de février 2000 a introduit le mécanisme de tarif d'achat garanti (TAG) comme principal dispositif de soutien économique pour favoriser le développement des EnRi telles que l'éolien et le solaire photovoltaïque (PV). Puis, renforcés en 2005, les mécanismes de TAG se sont avérés particulièrement incitatifs, car les capacités installées en éolien et en solaire PV n'ont fait que croître depuis lors. Ainsi, au 31 décembre 2023, 23 292 MW de capacités éoliennes sont installés en France, et 19 047 MW pour le solaire photovoltaïque (Figure 1).

Bien que la France ne soit pas considérée comme un pays prééminent en termes de production d'EnRi, notamment en raison de la prédominance du nucléaire dans son mix énergétique, elle est toutefois aujourd'hui un des leaders de l'Union européenne en termes d'installations solaires et éoliennes. En effet, la France se positionne à la quatrième place pour les capacités éoliennes installées, derrière l'Allemagne, l'Espagne et le

* IFP Energies nouvelles – IFP School.

** Audencia Business School.

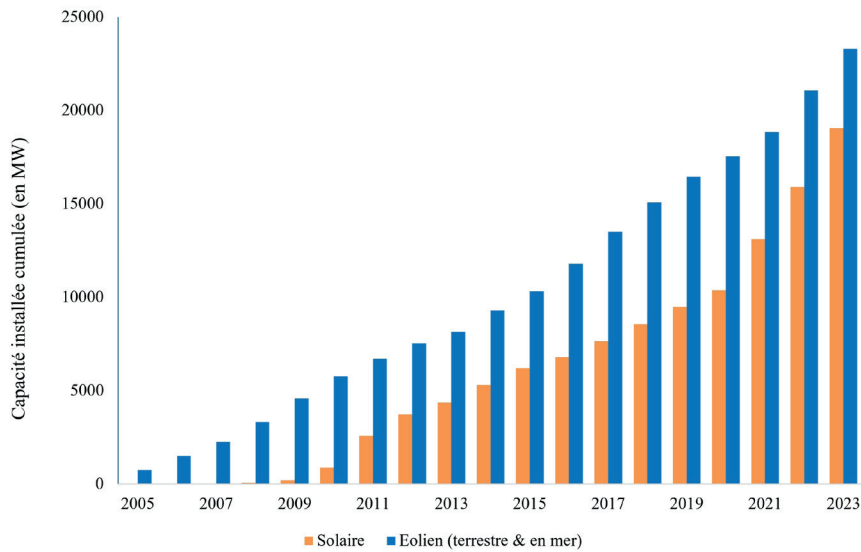


Figure 1. Capacités installées cumulées pour le solaire PV et l'éolien (terrestre et en mer) en France (2005-2023)

Source : RTE, 2024, «Panorama de l'électricité renouvelable en 2023»

Royaume-Uni; et se classe en cinquième position en termes de solaire PV, derrière l'Allemagne, l'Espagne, l'Italie et les Pays-Bas [IRENA, 2024].

Cet article passe en revue et analyse l'évolution des mécanismes de soutien aux EnRi en France. Des recherches se sont portées sur le cas de la France par le passé, sur les coûts associés à l'insertion des EnRi dans le système électrique, leur impact sur les prix de l'électricité sur les marchés ou encore les coûts de ces politiques de soutien [Debourdeau, 2011; Marcy, 2011; Crassous et Roques, 2014; Percebois et Hansen, 2015; ou plus récemment Michel et Deslot, 2019; Poupeau et Boutaud, 2019; Finon, 2023]. Cependant, peu d'articles ont étudié le déploiement des mécanismes de complément de rémunération en France. La recherche sur cette thématique s'est penchée avant tout sur le cas de pays où les EnRi jouent un rôle plus important dans le parc de production d'électricité [Winkler et al., 2016; Meus et al., 2021; Veenstra et al., 2024]. Toutefois, cette étude ne se limite pas simplement à analyser les dispositifs de soutien aux EnRi en France. À bien des égards, l'évolution récente des marchés et des politiques du solaire PV et de l'éolien en France

est similaire à la situation de plusieurs pays européens tels que l'Espagne, l'Italie, la République tchèque, le Royaume-Uni ou l'Allemagne. Comme dans le cas de la France, ces pays ont choisi de s'appuyer sur le mécanisme des TAG pour les EnRi, avant d'instaurer de nouveaux mécanismes pour pallier les lacunes induites par ces derniers. Ainsi, s'appuyant sur cette expérience, cet article fait l'hypothèse qu'une analyse de l'évolution des mécanismes de soutien aux EnRi en France peut informer les décideurs politiques sur la conception des mécanismes de soutien dans d'autres pays, ou pour d'autres types de technologies.

1. Premier dispositif de soutien aux EnRi : le mécanisme des tarifs d'achat garantis

Un aspect essentiel du récent développement des installations d'EnRi dans le monde, et en particulier en Europe, réside dans leur étroite dépendance aux politiques publiques. Les régions affichant les plus importantes capacités installées en éolien et en photovoltaïque sont celles où des mécanismes de soutien ont été en vigueur pendant de nombreuses années : le Japon, certaines

régions des États-Unis (notamment la Californie), ainsi que plusieurs pays européens tels que l'Allemagne, l'Espagne, l'Italie et, dans une moindre mesure, la France. Le cas de l'Espagne est particulièrement instructif : l'abandon des TAG en 2008 a entraîné une chute brutale du rythme des installations, passant de 2500 MW de nouvelles capacités installées en 2008 à seulement... 17 MW en 2009 [Bean, 2016]. Ainsi, les politiques de soutien ont joué un rôle crucial en orientant et stimulant le déploiement des capacités d'EnRi.

Le mécanisme de TAG présente trois caractéristiques principales visant à sécuriser les investissements dans les capacités de production d'électricité renouvelable :

- une obligation d'achat,
- un prix fixe,
- une période fixe pendant laquelle le prix fixe est garanti.

Un autre mécanisme vient compléter le mécanisme des TAG, cherchant à compenser l'acteur qui se voit imposer l'obligation d'achat pour les coûts supplémentaires engendrés par celle-ci et le tarif fixe (généralement sous la forme d'une redevance sur la consommation d'électricité). Chacun de ces éléments est déterminé par la loi et peut reposer sur des calculs procéduraux pré-établis en vue de leur révision au fil du temps, ce qui explique les variations importantes d'un pays à l'autre. Les TAG garantissent un « contrat quasi sans risque » pour le producteur d'électricité renouvelable, qui bénéficie de trois solides garanties réglementaires le protégeant de la concurrence sur le marché de l'électricité et lui offrant une visibilité quasi totale sur ses revenus futurs.

En France, le mécanisme des TAG a été instauré par la loi sur l'énergie de 2000, puis renforcé en 2005 dans le but de soutenir le développement des premières installations d'énergie renouvelable. Ce mécanisme a offert aux producteurs d'EnRi une incitation forte à profiter de ces opportunités, car il garantit la vente de l'électricité produite. En effet, les installations d'EnRi bénéficient

d'un accès prioritaire au marché, assurant ainsi que toute l'électricité générée sera achetée par un acheteur obligé, EDF Obligation d'Achat dans le cas de la France, filiale d'EDF. Les producteurs d'EnRi reçoivent alors un paiement fixe par unité d'électricité produite, à un tarif et pour une durée déterminée au préalable par la loi : 15 ans pour l'éolien et 20 ans pour le solaire PV. Ces tarifs ont été établis à un niveau suffisamment incitatif pour les investisseurs, souvent bien supérieur aux prix du marché de gros de l'électricité. Ainsi, les TAG fournissent un environnement de marché sécurisé pour les producteurs d'EnRi, leur permettant de bénéficier de coûts de capital plus bas pour leurs installations.

En d'autres termes, les revenus d'un producteur d'EnRi peuvent se calculer comme suit :

$$R = F \times q$$

Où :

- R : revenu du producteur d'EnRi sur une période donnée,
- F : niveau du TAG, déterminé par la loi,
- q : volume d'électricité injecté sur le réseau électrique sur une période donnée.

Pour les nouvelles installations, les TAG sont révisés trimestriellement pour refléter la diminution des coûts de l'industrie. En effet, à mesure que de nouvelles capacités sont déployées, le coût actualisé de l'énergie (ou LCOE, acronyme de *Levelized Cost Of Energy*) diminue, principalement grâce aux effets d'apprentissage et aux économies d'échelle. Ainsi, les TAG sont révisés à la baisse afin de limiter le coût d'une telle subvention pour la collectivité. En effet, l'obligé récupère le surcoût induit par l'obligation d'achat de cette électricité renouvelable via une taxe prélevée sur chaque consommateur d'électricité. En 2016, date de la réforme du mécanisme de soutien en France, cette taxe, appelée contribution au service public de l'électricité (CSPE), représentait 15 % du montant hors taxe des factures d'électricité des ménages et la part de la CSPE dédiée à la

couverture du surcoût des énergies renouvelables électriques en métropole s'élevait à 4,1 milliards d'euros, un montant presque six fois supérieur à celui de 2010 [CRE, 2024].

Le mécanisme des TAG a largement encouragé le développement des installations d'EnRi en France. Cependant, si la production d'électricité à partir d'EnRi a jusqu'alors protégé le producteur des variations de prix de marché, cette électricité n'exerce pas moins un impact sur l'équilibre physique entre l'offre et la demande. Cela a engendré plusieurs perturbations du marché, notamment des phénomènes de *missing money* (ou « argent manquant ») en période d'excès de demande à l'offre [Joskow, 2008] et de prix négatifs dans la situation inverse.

2. Les limites des tarifs d'achat garantis : *missing money*, prix négatifs et un poids financier pour la collectivité

Les TAG assurent aux producteurs d'énergies renouvelables des revenus garantis en dehors du marché de gros de l'électricité. En effet, en bénéficiant de la certitude que toute l'électricité produite sera achetée à un tarif fixé pour une période déterminée, les producteurs d'EnRi ne sont pas impactés par les fluctuations des prix de l'électricité sur le marché de gros, même s'ils influencent l'équilibre de ce marché.

L'électricité produite à coût marginal quasi nul, comme ce qui est le cas pour l'éolien ou le solaire PV, bénéficie d'un accès prioritaire au marché. Cela ajoute une offre supplémentaire sur le marché de gros pour les capacités électriques centralisées, ou génère une « destruction de demande » (dans le cas des installations en autoconsommation, où l'électricité produite est consommée directement sur site) (Figure 2).

Dans le mécanisme d'ordre de mérite, les centrales électriques sont mises en production en fonction de leur coût marginal de production respectif par ordre croissant. Le prix d'équilibre sur le marché est alors déterminé par le coût variable de la dernière centrale mise en service, celui-ci

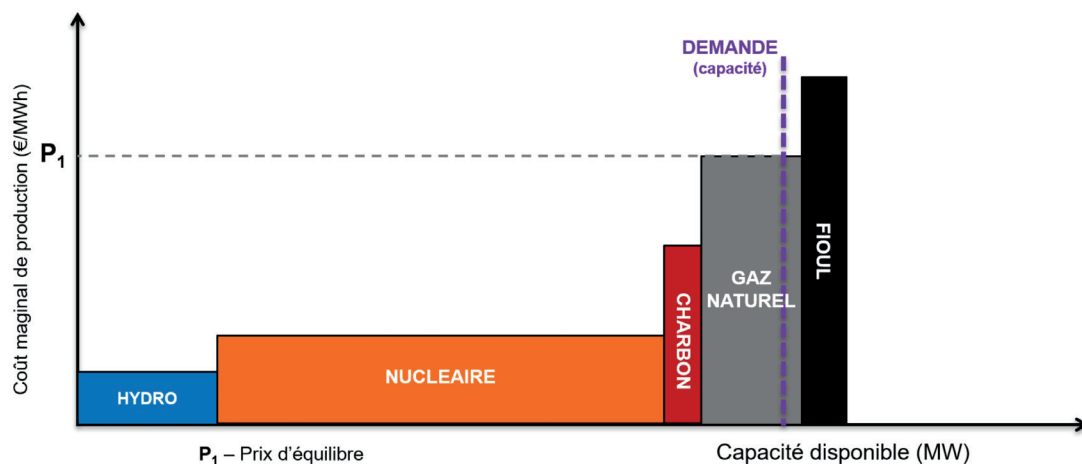
représentant le coût marginal du système. En conséquence, toute centrale électrique a la possibilité de récupérer une partie de ses coûts fixes lorsque la dernière centrale mise en production a un coût marginal plus élevé que le sien. Dans l'exemple illustré en Figure 2, les installations nucléaires récupèrent une partie des coûts fixes investis dans le scénario a, où elles sont considérées comme étant « inframarginales ». En revanche, dans le scénario b, l'offre supplémentaire d'énergie solaire et éolienne place le nucléaire en tant que technologie marginale. Cela conduit à une baisse des prix et les installations nucléaires ne sont rémunérées alors qu'à hauteur de leurs coûts variables. De plus, dans une telle configuration, les installations électriques produisant à partir de charbon et de gaz naturel sont évincées du marché, à ce niveau de demande donné.

Dans de telles situations, l'afflux de production d'électricité provenant de capacités renouvelables nouvellement installées conduit à ce que des moyens de production pilotable d'électricité tels que le gaz naturel ou le charbon soient moins sollicités sur le marché. Ils se retrouvent donc plus souvent en position marginale, voire évincés du marché, comme l'ont détaillé plusieurs études antérieures [Joskow, 2008; Stoft et al., 2013]. Cette éviction des moyens de production flexibles, qui les empêche de recouvrer leurs coûts fixes, a été particulièrement visible en France entre 2010 et 2015 (voir Tableau 1), en particulier pour les installations électriques produisant au gaz naturel. Par exemple, les centrales à gaz à cycle combiné (CCG) ont vu leur nombre moyen d'heures de fonctionnement annuel chuter de 80 %, passant d'environ 4500 heures en 2007 à environ 1000 heures en 2015.

L'augmentation des capacités renouvelables n'est pas le seul facteur déterminant dans cette éviction du marché. La baisse de la demande d'électricité sur le marché français notamment, résultant d'un ralentissement de l'activité économique, ainsi que la réduction du coût marginal de production de l'électricité à partir du charbon (attribuable à un charbon moins cher provenant d'un marché américain saturé et à un prix du carbone trop bas sur le SEQE-UE), ont également

L'évolution des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables en France

a.



b.

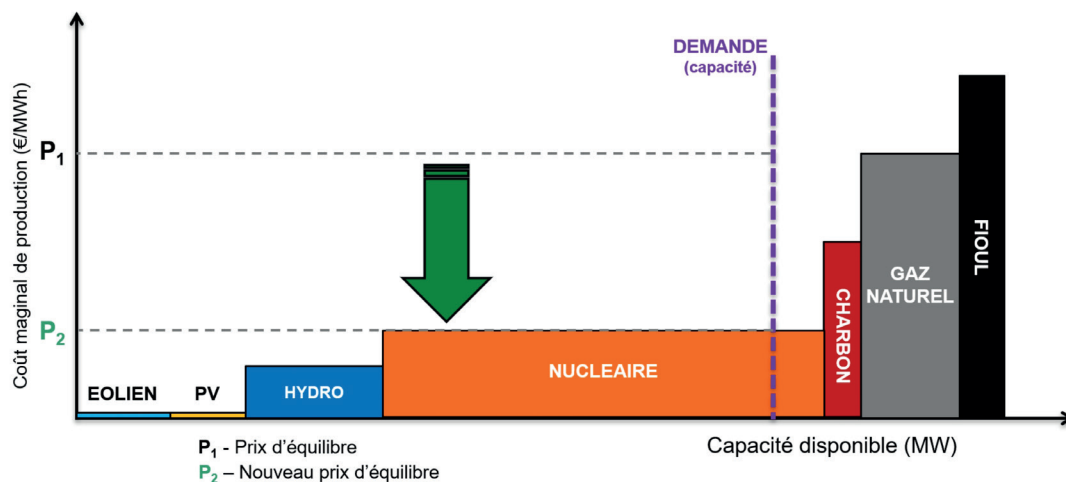


Figure 2. Le mécanisme d'ordre de mérite sans (a) et avec (b) l'ajout supplémentaire de l'énergie éolienne et solaire PV sur le marché de gros

joué un rôle majeur dans la « crise » des unités de production d'électricité au gaz naturel en France et en Europe.

Pour remédier aux problèmes de *missing money*, le marché de capacité a été mis en place en parallèle au marché de gros. En France, le marché

de capacité a été instauré en janvier 2017, permettant aux producteurs d'électricité thermique, ainsi qu'aux unités de production d'électricité variable et aux capacités d'offres d'effacement, de soumettre leurs offres de capacité. Les marchés de gros et de capacité permettent ainsi de rémunérer ces installations respectivement pour

	2007	2009	2011	2013	2015
Charbon	3 300	3 000	2 000	2 900	1 900
Gaz naturel (CCG)	4 500	4 200	3 600	1 500	1 000

Tableau 1. Nombre d'heures de fonctionnement annuel moyen du parc français de centrales à charbon et cycle combiné au gaz (CCG), 2007-2015

Source : RTE, 2015, «Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France»

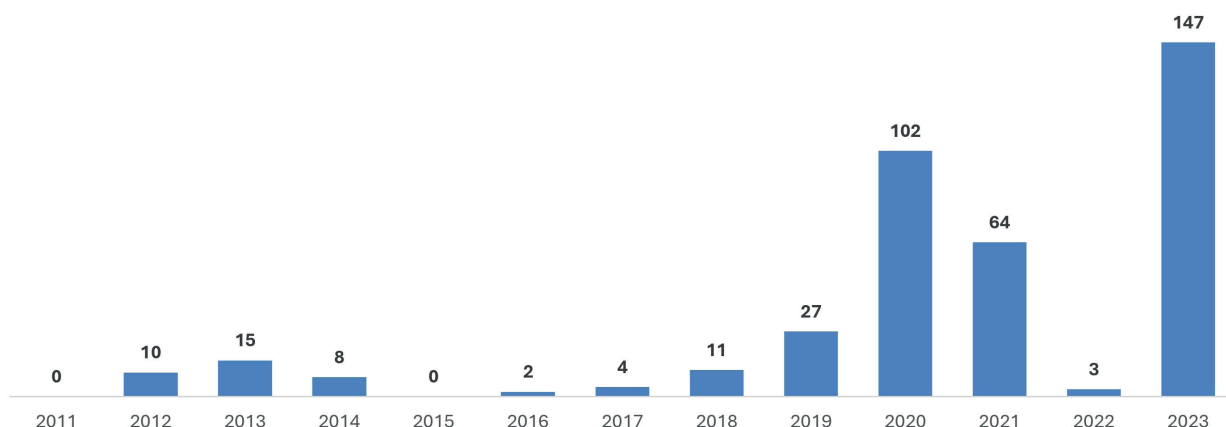


Figure 3. Nombre d'heures avec des prix négatifs sur le marché intrajournalier de l'électricité en France, 2011-2023

Sources : RTE, «Bilan électrique 2018», «Bilan électrique 2019» et «Bilan électrique 2023»

leur électricité produite (en volume), mais aussi pour la disponibilité des capacités de production (en puissance). Cependant, la Commission européenne a également encouragé les États membres à revoir les dispositifs de soutien aux EnRi afin de mieux intégrer les producteurs d'électricité variable sur le marché et de les rendre plus sensibles à leurs impacts sur l'équilibre offre-demande en électricité. Cette nécessité d'adaptation est l'une des raisons de la révision du mécanisme de soutien français pour certains segments de marché depuis 2016.

L'approvisionnement en EnRi a également conduit à l'apparition de prix négatifs sur le marché de gros. Ces prix négatifs surviennent lorsque des sources d'énergie intermittentes rencontrent une faible demande. Certaines sources d'énergie pilotables, qui ne peuvent pas être arrêtées et redémarrées rapidement tout en restant rentables, continuent à produire même lorsque la demande diminue, entraînant une baisse des prix pouvant aller jusqu'en territoire négatif. Ainsi, sur les marchés français *day-ahead* et *intraday* de l'électricité, il arrive que les prix de l'électricité deviennent négatifs.

L'évolution des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables en France

Dans certaines situations, les prix négatifs peuvent être utilisés pour gérer un excès soudain d'énergie et envoyer des signaux de marché appropriés visant à réduire la production. Les producteurs doivent alors comparer les coûts d'arrêt et de redémarrage de leurs centrales aux coûts de vente de leur énergie à un prix négatif. Si leurs moyens de production sont suffisamment flexibles, ils choisiront de cesser temporairement leur production, ce qui aidera à atténuer les prix négatifs sur le marché de gros et à réduire le déséquilibre entre l'offre et la demande en électricité. L'autre effet des prix négatifs est celui de l'augmentation de la consommation de gros consommateurs à même de bénéficier d'une telle situation.

Les prix négatifs se produisent lorsque la demande est faible et qu'une grande partie de l'offre provient de sources d'énergie intermittentes comme l'éolien et le solaire. Ce phénomène a été observé plus fréquemment au début des années 2010, avec l'augmentation des capacités solaires et éoliennes qui ont atteint un volume suffisant pour perturber le *merit order* sur le marché intrajournalier de l'électricité (Figure 3). En raison de capacités installées nettement plus élevées, les périodes de prix négatifs sont beaucoup plus fréquentes en Allemagne (134 heures avec des périodes de prix négatifs en 2018, et 301 heures en 2023) qu'en France (11 heures en 2018 et 147 heures en 2023).

Une autre critique courante à l'encontre du mécanisme de TAG est le poids financier élevé imposé aux consommateurs d'électricité. Depuis 2003, le soutien à l'électricité renouvelable repose sur la contribution au service public de l'électricité (CSPE), payée par les consommateurs en fonction de leur consommation et collectée par les fournisseurs d'électricité pour le compte d'EDF Obligation d'Achat. Cette taxe vise à compenser la charge de service public de l'électricité, due aux opérateurs contraints d'acheter cette électricité renouvelable. Le montant de la CSPE dédié à la compensation de l'acheteur obligé pour le rachat de l'électricité produite à partir d'EnRi a connu une croissance rapide à mesure que les capacités renouvelables augmentaient. Selon la Commission de régulation de l'énergie (CRE), sans modification du système de soutien aux sources d'électricité renouvelable, le fardeau financier pour les consommateurs d'électricité allait continuer de croître, faisant plus que doubler entre 2013 et 2025, dont plus de 75 % seraient alloués au solaire PV et à l'éolien [CRE, 2014]. Autant d'arguments justifiant d'une nécessaire réforme du dispositif de soutien aux EnRi.

	2022 (réalisé)	2023 (réalisé)	Objectifs 2023 (PPE 2019-2028)	Objectifs 2028
Solaire PV	15,9	19,0	20,6	[35,1 – 44,0]
Éolien terrestre	20,3	21,8	24,1	[33,2 – 34,7]
Éolien en mer	0,48	1,47	2,4	[5,2 – 6,2]

Tableau 2. Les objectifs français en termes de capacités installées en solaire PV et en éolien (en GW)

Source : ministère de la Transition écologique et de la Cohésion des territoires, 2023, «Chiffres clés des énergies renouvelables»

3. De grandes ambitions pour les EnRi : loi de transition énergétique pour la croissance verte de 2016 et Programmation pluriannuelle de l'énergie de 2018

Les multiples défis posés par le développement de l'approvisionnement en EnRi, tels que le *missing money*, les prix négatifs et le fardeau financier croissant imposé aux consommateurs d'électricité, ont suscité davantage d'attention ces dernières années, notamment en raison de l'augmentation des capacités solaires et éoliennes en France et dans d'autres pays européens. La France a présenté un programme ambitieux de développement des capacités renouvelables, avec notamment la promulgation de la loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) en 2015, ainsi que la loi relative à l'énergie et au climat en 2019. Il est notamment prévu de satisfaire 40 % de la consommation finale brute d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables d'ici 2030.

Ces lois sont complétées par la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), qui détaille les orientations et priorités d'action des autorités publiques concernant la gestion de l'ensemble des formes d'énergie en France, établissant des objectifs quantitatifs précis pour diverses technologies énergétiques (voir Tableau 2). La PPE 2023 a fixé des objectifs encore plus ambitieux que les années précédentes, visant à aligner les trajectoires d'investissements dans les nouvelles capacités installées avec les objectifs prévus par la loi. Par ailleurs, la loi de mars 2023 sur l'accélération de la production d'EnRi renforce le cadre juridique et réglementaire pour faciliter leur développement. Elle propose des mesures destinées à simplifier les procédures administratives, à améliorer l'acceptabilité locale des projets, et à faciliter l'installation des infrastructures nécessaires.

Sans réforme du dispositif de soutien, les problèmes évoqués précédemment ne feraient qu'empirer avec l'augmentation des capacités installées. Dans ce contexte, la Commission européenne a encouragé les pays membres à revoir leurs dispositifs de soutien aux EnRi dès 2014, afin

d'intégrer de manière plus efficace les sources d'énergie variables sur le marché de l'électricité de gros et d'alléger le fardeau financier des consommateurs d'électricité.

Le financement des EnRi par le biais des consommateurs d'électricité a été largement remis en question par les nouvelles lignes directrices de la Commission européenne sur les aides d'État en faveur de la protection de l'environnement et de l'énergie, adoptées en juin 2014. Dans ce document, la Commission européenne a demandé aux États membres d'annoncer progressivement la fin du régime dérogatoire à la règle de libre concurrence, qui interdit les aides d'État, dont ont bénéficié les énergies renouvelables pour encourager leur développement précoce. La Commission européenne vise ainsi à «encourager l'intégration dans le marché de l'électricité produite à partir de sources renouvelables», considérant qu'il «importe que les bénéficiaires vendent leur électricité directement sur le marché et qu'ils soient soumis aux obligations du marché».

4. Un mécanisme de complément de rémunération pour sensibiliser les producteurs aux prix de l'électricité

En 2016, le régulateur français a introduit un mécanisme de prime variable, autrement connu sous l'appellation de complément de rémunération (CR). Ce mécanisme vise à sensibiliser les producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables aux fluctuations des prix de l'électricité sur le marché de gros. Concrètement, les producteurs vendent leur électricité directement sur le marché de gros, mais reçoivent également une prime pour compenser la différence entre le revenu obtenu de cette vente et un niveau de rémunération de référence établi lors d'une procédure d'appel d'offres concurrentielle. Cette prime est ajustée rétroactivement, dans la mesure où son montant est ajusté pour compenser la différence entre la rémunération de référence et un revenu de marché de référence.

L'évolution des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables en France

Ainsi, dans le cadre d'un tel mécanisme, le revenu du producteur d'EnRi peut être calculé comme suit :

$$R = p \times q + q(c - p)$$

Où :

- R : revenu du producteur d'électricité renouvelable sur une période donnée,
- p : prix sur le marché de gros de l'électricité,
- c : tarif de référence du contrat, défini pour chaque segment de marché par le régulateur ou octroyé via un mécanisme d'appel d'offres,

- q : volume d'électricité injecté dans le réseau sur une période donnée.

La sensibilisation aux variations de prix pour les producteurs d'EnRi provient du fait que la prime n'est pas ajustée instantanément, mais régulièrement selon une périodicité définie à l'avance par le régulateur. En ce sens, elle se distingue du mécanisme de TAG car le CR est calculé selon l'écart entre un tarif de référence fixe, et une moyenne de prix calculée pour une période déterminée. En effet, la formule de la prime variable en France peut être calculée de la manière suivante :

$$CR = \sum_{i=1}^n q_i \times (c - \bar{p}_i) - q_{cap} \times p_{cap} + \sum_{i=1}^n q_i \times p_m$$

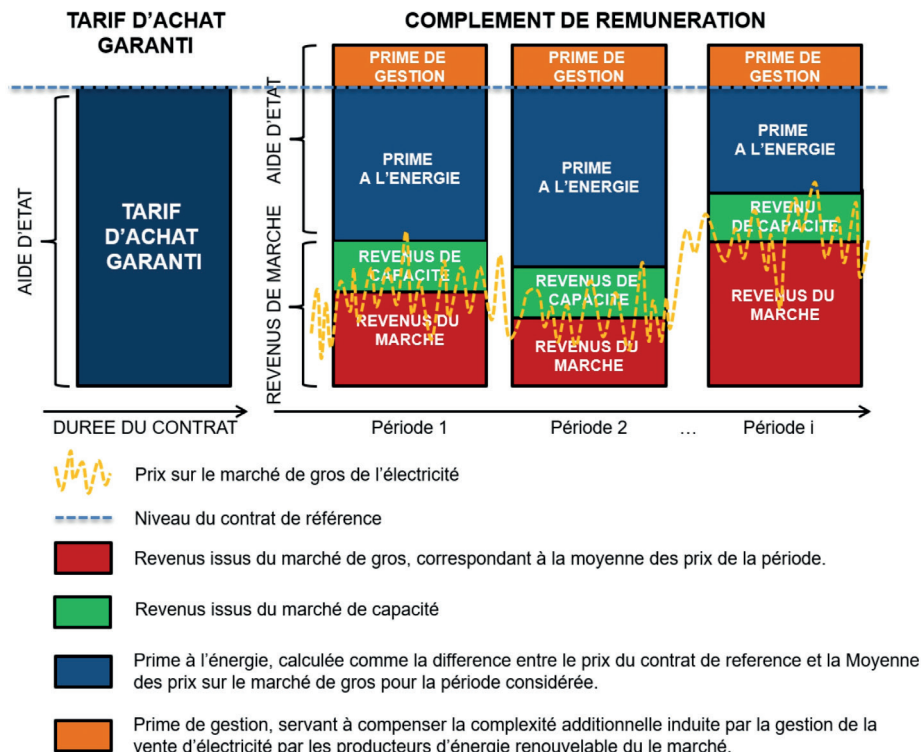


Figure 4. Comparaison entre le mécanisme de TAG et le mécanisme de CR

Source : auteurs

Où :

- CR : mécanisme de complément de rémunération,
- q_i : volume d'électricité injecté par l'installation sur la période i ,
- c : tarif de référence du contrat, défini pour chaque segment de marché par le régulateur ou octroyé via un mécanisme d'appel d'offres,
- p_i^* : prix de marché de référence de l'électricité pendant la période i ,
- q_{cap} : volume des garanties de capacité sur le marché des capacités sur une année,
- p_{cap} : prix de référence sur le marché des capacités,
- p_m : prime de gestion, proportionnelle à l'électricité produite.

Comme mentionné précédemment, le mécanisme de CR est constitué de trois éléments distincts.

Tout d'abord, une «prime énergétique», calculée comme la différence entre un prix de contrat de référence et le prix moyen du marché de gros sur une période donnée. Le terme p_i^* est défini soit comme la moyenne des prix spot positifs ou nuls déterminés par segment de marché pour chaque technologie, soit comme une moyenne d'un panier de prix à terme, ou une combinaison de ces deux références. En France, le prix de référence du marché de gros est basé sur le prix *day-ahead* de l'EPEX Spot. C'est ainsi que la prime énergétique est fixée pour la période i .

Deuxièmement, comme la prime énergétique est calculée en fonction du prix de référence du marché de gros, les revenus des producteurs obtenus sur le marché de capacité doivent être soustraits de la prime énergétique pour éviter leur double comptabilisation.

Enfin, une «prime de gestion» est accordée aux producteurs d'EnRi. Cette prime vise à compenser les coûts associés à la vente de l'électricité et aux garanties de capacité directement sur les marchés. L'inclusion de ces coûts de gestion est relativement nouvelle par rapport au mécanisme de TAG, où les coûts de gestion administrative et de commercialisation de l'électricité achetée ne sont pas compensés pour l'acheteur obligé.

Le producteur d'EnRi est ainsi sensibilisé aux variations du prix de l'électricité sur le marché de gros, car il a un intérêt à «batter la prime». En effet, lorsque le prix de gros est supérieur à la moyenne de la période, le producteur bénéficiera de ce prix élevé sur le marché de gros, en plus de la prime énergétique *ex post* qui est fixée pour une période donnée.

Le CR remédie ainsi à certaines lacunes du mécanisme de TAG mentionnées précédemment. Premièrement, la charge imposée aux consommateurs d'électricité via la CSPE sera réduite car une partie des revenus des producteurs d'énergie renouvelable sera générée directement sur le marché, à travers les revenus des marchés de gros et de capacité. Le soutien public couvrira alors le montant du complément (les primes énergétiques et de gestion), réduisant ainsi une partie du coût total du soutien aux EnRi pour la collectivité.

Deuxièmement, l'impact du *missing money* et des prix négatifs est atténué car les producteurs d'EnRi sont désormais acteurs sur le marché de gros. Avec des prix très bas, voire négatifs, les producteurs d'électricité peuvent être incités à investir dans des capacités de stockage pour retarder l'injection de leur production énergétique jusqu'à ce que les prix de l'énergie soient plus élevés. Dans le cas du mécanisme de TAG, le moment de l'injection n'a pas d'importance, ce qui peut entraîner un excédent potentiel d'offre sur le marché de gros (ou une demande résiduelle diminuée). De plus, en cas de prix négatifs, les producteurs d'EnRi en France ne bénéficient pas de la prime énergétique s'ils injectent leur production.

Avec l'introduction du CR, les producteurs sont désormais exposés aux signaux de prix du

marché. En collaboration avec des agrégateurs ou en utilisant des capacités de stockage privées, ils doivent désormais ajuster leur production afin de maximiser leurs revenus. En France, cette mesure est rendue obligatoire pour toutes les installations éoliennes et solaires PV dont la capacité excède 500 kW.

5. Le paramètre clé : la fréquence de réajustement du calcul du complément

Un élément crucial dans la conception du mécanisme de CR est la périodicité de révision du complément. En effet, le régulateur cherche à trouver un équilibre entre l'impact de l'exposition aux variations des prix de marché pour les producteurs d'EnRi, tout en maintenant un niveau de risque « acceptable ». La prévisibilité des flux de revenus futurs est un élément déterminant des coûts de financement pour les investissements

intensifs en capital, tels que les installations éoliennes et solaires.

Plus l'intervalle de révision de la prime est court, plus le mécanisme de CR se rapproche du mécanisme de TAG. En effet, une révision plus fréquente de la prime énergétique réduit l'écart des revenus effectifs par rapport au prix de référence du contrat (dans la formule ci-dessus), le tarif de référence agissant comme une force d'attraction autour de laquelle les revenus effectifs gravitent en fonction de la variation des prix obtenus sur le marché de gros. À l'inverse, un délai plus long rend le mécanisme de CR plus proche d'un mécanisme de type prime fixe, ce qui permet de sensibiliser les producteurs d'EnRi à leur impact sur les prix du marché de gros, mais entraîne une incertitude en termes de revenus, et donc peut potentiellement dissuader l'investissement dans les EnRi. Ainsi, pour de telles installations intensives en capital, les conditions de financement joueront un rôle crucial dans leur

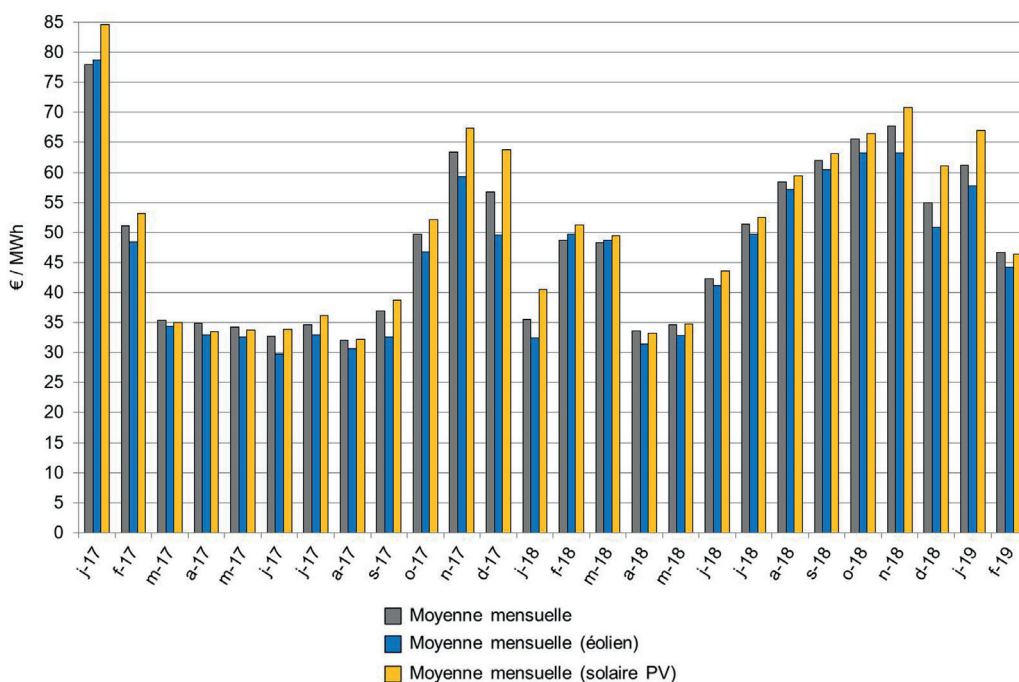


Figure 5. Prix spot moyens mensuels du marché *day-ahead* (en €/MWh), moyenne globale et pondérée par la production éolienne et photovoltaïque

Source : Commission de régulation de l'énergie

coût actualisé et, par conséquent, dans la rentabilité des projets.

En France, la prime est révisée tous les mois. Toutefois, le prix moyen de l'électricité sur le marché de gros est calculé pour chaque technologie : il représente la moyenne des prix spot positifs et nuls du marché *day-ahead*, pondérés par la production horaire de toutes les installations pour chaque technologie (Figure 5). Les prix moyens du marché sont ajustés par des facteurs spécifiques à chaque technologie pour l'éolien et le solaire PV, car les prix que ces technologies obtiennent sur le marché diffèrent structurellement du prix moyen. L'énergie éolienne obtient en moyenne des niveaux de rémunération plus bas en raison de pénétrations élevées de l'éolien, suscitant un afflux d'offre et une baisse des prix sur le marché. Le solaire PV obtient en moyenne des prix plus élevés car les installations PV génèrent de l'électricité uniquement pendant la journée, lorsque la demande d'électricité est généralement élevée, et que les prix sont donc également plus élevés [Held, 2014].

Dans ce scénario, les producteurs d'EnRi subissent les fluctuations intramensuelles des prix de gros de l'électricité sur le marché. En revanche, ils ne sont pas affectés par les variations saisonnières observables sur les marchés de gros de l'électricité en France. Si les prix *day-ahead* ont tendance à être plus élevés en hiver qu'en été (Figure 5), la prime énergétique est révisée tous les mois pour compenser de telles différences ; les producteurs d'EnRi bénéficient d'une prime énergétique plus élevée en hiver qu'en été et ne sont pas incités à injecter davantage de leur production pendant les périodes de prix plus élevés (par exemple, en planifiant leurs opérations de maintenance pendant les mois où les prix sont susceptibles d'être plus bas).

6. Le complément de rémunération : un système résilient face aux chocs de prix sur les marchés de l'énergie

L'année 2022 a été marquée par une volatilité sans précédent des prix de l'électricité, principalement due à l'instabilité géopolitique provoquée par la guerre en Ukraine, ainsi que par la faible disponibilité du parc de production nucléaire en France. La réduction des importations de gaz russe a entraîné une forte hausse des prix de l'énergie à travers l'Europe, forçant les États européens à rechercher des solutions pour stabiliser les prix sur les marchés énergétiques dans une situation de crise. En effet, le prix moyen de l'électricité sur le marché de gros français a atteint 275,9 €/MWh, contre 109,2 €/MWh en 2021 [CRE, 2023]. Cette augmentation drastique a mis en lumière l'importance des mécanismes de régulation comme le CR, qui a joué un rôle crucial en France.

En période de hausse des prix, comme en 2022, le CR s'est révélé particulièrement efficace. Ce mécanisme a permis au gouvernement de récupérer des fonds significatifs, car les producteurs d'énergies renouvelables ont été conduits à rembourser l'excédent perçu lorsque les prix du marché ont dépassé le tarif de référence attribué à chaque producteur soumis au mécanisme de CR. Selon la CRE, ce système a permis à l'État français de récupérer près de 13,7 milliards d'euros [CRE, 2023], autant de recettes ayant contribué à financer des mesures telles que les boucliers tarifaires et les amortisseurs, destinés à protéger les consommateurs et les entreprises de la hausse brutale des prix de l'énergie [CRE, 2024]. Cette stratégie démontre non seulement l'efficacité du complément de rémunération en période de crise, mais souligne également son rôle essentiel dans la stabilité économique et sociale du marché de l'énergie.

La force du CR en France repose sur un partage des risques entre les producteurs et l'État. En effet, le CR offre une stabilité financière aux producteurs d'EnRi, ce qui est essentiel pour attirer des investissements à long terme dans un secteur qui nécessite souvent des capitaux importants pour construire de nouvelles infrastructures, tout en

exposant les producteurs aux fluctuations des prix de marché. Cependant, en contexte de prix élevés sur les marchés de gros de l'électricité, les producteurs renouvelables, qui bénéficient de la hausse des prix, contribuent aux recettes publiques en remboursant le «trop perçu» entre les prix obtenus sur le marché de gros et le tarif de référence convenu par contrat. En ce sens, le CR se distingue du système de TAG, qui rémunère les producteurs d'EnRi d'un montant équivalent indifféremment du niveau de prix sur le marché de l'électricité. Dans un contexte de prix élevé, le CR s'est aussi montré plus résilient qu'un mécanisme de prime fixe, où les producteurs d'EnRi auraient bénéficié des revenus perçus sur les marchés de gros, mais aussi d'une prime versée pour chaque kilowattheure produit [Rystad Energy, 2022].

Le succès du modèle de CR instauré dans plusieurs pays membres de l'UE a exercé une influence considérable, inspirant des réformes à l'échelle européenne. En 2022, la Commission européenne a pris la décision de réformer structurellement le marché européen de l'électricité, en s'appuyant sur les leçons tirées de l'expérience des pays membres, dont la France. Ainsi le 21 mai 2024, le Conseil de l'UE a adopté de nouvelles mesures visant à rendre le marché de l'électricité plus «stable, abordable et durable».

Cette réforme, qui est entrée en vigueur en juillet 2024, encourage les pays européens à instaurer des contrats d'achat d'électricité à long terme avec des prix fixés à l'avance. L'objectif est de limiter la volatilité des tarifs et de créer une structure économique plus prévisible. Ces mesures s'appuient sur un système de primes variables conçu pour stabiliser les revenus des producteurs d'énergies renouvelables, réduisant ainsi l'impact des fluctuations du marché. L'ambition de cette réforme est de créer un marché de l'électricité plus résilient, capable d'absorber les chocs économiques et géopolitiques, tout en soutenant les objectifs climatiques de l'Union européenne.

Au cœur de cette réforme se trouvent les «contrats d'écarts compensatoires bidirectionnels», également connus sous le nom de «*contracts for*

difference» (CfD). Ces contrats visent à soutenir les investissements dans de nouvelles centrales de production d'électricité décarbonée, telles que l'éolien, le solaire, la géothermie et l'hydroélectricité. En outre, la réforme prévoit d'étendre l'application de ces contrats au secteur nucléaire, reconnaissant son rôle dans la transition vers une production d'énergie plus propre et durable.

Conclusion

Cet article examine les multiples limites ayant conduit au remplacement d'un mécanisme de TAG par un mécanisme de CR axé sur le marché, et comment ce nouveau dispositif de soutien devrait accompagner la maturation des technologies éoliennes et solaires.

L'étude suggère que les installations solaires PV et éoliennes à grande échelle en France sont à même de s'adapter à une répartition «plus équitable» du risque lié aux prix du marché, bien que le coût actualisé de l'électricité de ces deux technologies soit influencé par les nouveaux risques supportés par les producteurs d'EnRi. Notre étude indique qu'une sensibilisation adéquate aux prix permet à la puissance publique de limiter les coûts d'une politique de soutien tout en maintenant un niveau raisonnable de soutien à l'approvisionnement en EnRi.

L'année 2022 a mis en lumière la résilience du modèle de prime variable face à la volatilité des prix de l'électricité sur le marché de gros. En dépit de la hausse spectaculaire des prix, ce système a prouvé sa capacité à protéger les finances publiques tout en soutenant les consommateurs. Grâce à cette réforme, le CR a permis de mettre en place des mécanismes de boucliers tarifaires qui ont amorti les effets des fluctuations des prix pour les ménages et les entreprises. Ce modèle a démontré sa capacité à stabiliser les finances publiques tout en offrant la flexibilité nécessaire pour s'adapter aux conditions de marché. C'est pour cette raison que la Commission européenne recommande d'étendre l'application d'un mécanisme de prime variable à d'autres énergies, reconnaissant son efficacité dans la gestion des risques liés aux prix et dans

la protection des consommateurs à l'échelle européenne. Il apparaît nécessaire d'introduire davantage de signaux du marché afin de fournir les incitations appropriées pour réduire les coûts d'intégration des sources d'électricité variables, sans compromettre pour autant l'efficacité des dispositifs de soutien.

Par ailleurs, notre étude met en lumière l'importance fondamentale de l'intervalle de temps utilisé pour réévaluer périodiquement le CR, afin de sensibiliser efficacement les producteurs aux fluctuations des prix sur le marché. Nous observons qu'un intervalle plus court tend à orienter le mécanisme de CR vers un modèle de TAG, tandis qu'un intervalle plus long reflète davantage un modèle de prime d'achat fixe. En France, par exemple, la révision de la prime énergétique est mensuelle, permettant ainsi aux installations solaires PV et éoliennes de réagir aux variations à court terme des prix de gros de l'électricité, tout en les protégeant des fluctuations saisonnières. Avec la perspective de baisses significatives des coûts de ces technologies dans les années à venir, ainsi que la baisse attendue pour les technologies de stockage, qui offrent une solution de pilotage de l'injection d'électricité pour les moyens de production jusqu'alors intermittents, il pourrait être envisagé de rallonger cet intervalle de révision.

Le déploiement d'un dispositif de complément de rémunération pour les autres moyens de production d'électricité, tel que recommandé par la Commission européenne, devra nécessairement être adapté au caractère pilotable de ces installations, afin d'assurer un niveau de risque prix acceptable pour une industrie par nature intensive en capital, tout en évitant des effets de distorsions de marché par une gestion de la production pour capter une prime maximale.

RÉFÉRENCES

Bean P. et al., 2017. «Assessing the cost of renewable energy policy options – A Spanish wind case study», *Renewable Energy*, Volume 103, Pages 180-186.

Commission européenne, 2024. Communiqué de presse, «La Commission européenne autorise un régime d'aides français d'un montant de 900 millions d'euros visant à soutenir la production d'énergie et de combustibles à partir de la biomasse et de l'hydrogène renouvelable pour favoriser la transition vers une économie à zéro émission nette».

Conseil constitutionnel, 2023. Décision n° 2023-1065 QPC du 26 octobre 2023.

Conseil national de l'industrie, 2024. «Lancement d'une consultation sur la stratégie CCUS».

Crassous R., Roques F., 2014. «Coûts associés à l'insertion des EnR intermittentes dans le système électrique», *La Revue de l'Énergie*, n° 618, mars-avril 2014, pages 107 à 115.

CRE, 2014. «La contribution au service public de l'électricité (CSPE) : mécanisme, historique et prospective», octobre 2014.

CRE, 2022. Communiqué de presse, «La CRE réévalue les charges de service public de l'énergie à compenser en 2023 à -32,7 Md€».

CRE, 2023. Communiqué de presse, «La CRE réévalue les charges de service public de l'énergie à compenser en 2023 et évalue les charges de service public de l'énergie à compenser en 2024».

CRE, 2024. «Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 11 juillet 2024 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2025 et à la réévaluation des charges de service public de l'énergie pour 2024», Annexe 7 – «Historique des charges de service public de l'énergie».

Debourdeau A., 2011. «De la "solution" au "problème" : la problématisation de l'obligation d'achat de l'énergie solaire photovoltaïque en France et en Allemagne», *Politix*, n° 95, pages 103 à 127.

L'évolution des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables en France

Finon D., 2023. «Les secteurs électriques en marche vers un régime hybride combinant marché et planification», *Annales des Mines – Responsabilité & environnement*, n° 109, pages 29 à 34.

Held A. et al., 2014. «Best practice design features for RESE support schemes and best practice methodologies to determine remuneration levels», Fraunhofer ISI.

IRENA, 2024. «Renewable energy capacity statistics».

Joskow P., 2008. «Capacity payments in imperfect electricity markets: Need and design», *Utilities Policy*, Volume 16, Issue 3, Pages 159-170.

Kitzing L., 2014. «Risk implications of renewable support instruments: Comparative analysis of feed-in tariffs and premiums using a mean-variance approach», *Energy*, Volume 64, Pages 495-505.

Marcy C., 2011. «Électricité renouvelable : comment concilier politique industrielle et politiques environnementales», *Les Cahiers de Global Chance*, n° 30, pages 73-85.

Meus J. et al., 2021. «Renewable electricity support in perfect markets: Economic incentives under diverse subsidy instruments», *Energy Economics*, Volume 94, February 2021, 105066.

Michel L., Deslot Q., 2019. «Application à 2050 de la transition énergétique et de la neutralité carbone à la demande d'énergie, en France», *Annales des Mines – Responsabilité & environnement*, n° 95, pages 10-15.

Ministère de l'Économie, des Finances et de la Souveraineté industrielle et numérique, 2023. «France 2030 : un plan ambitieux sur le nucléaire de demain».

Ministère de la Transition écologique, 2024. «Les énergies renouvelables en France en 2023 dans le cadre du suivi de la directive (UE) 2018/2001».

Ministère de la Transition écologique et de la Cohésion des territoires, 2023. «Chiffres clés des EnRi».

Percebois J., Hansen J.-P., 2015. *Énergie : économie et politiques*, 2^e édition, Éditions de Boeck, Bruxelles, 830 p.

Poupeau F.-M., Boutaud B., 2021. «La transition énergétique, un nouveau laboratoire de l'action publique locale?», *Pouvoirs locaux*, n° 119, pages 28 à 36.

RTE, 2015. «Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France».

RTE, 2019. «Bilan électrique 2018».

RTE, 2020. «Bilan électrique 2019».

RTE, 2023. «Bilan électrique 2022».

RTE, 2024. «Bilan électrique 2023».

RTE, 2024. «Panorama de l'électricité renouvelable en 2023».

Rystad Energy, 2022. «EU revenue cap helps consumers, but may end up capping Europe's renewable energy ambitions», Press release, September 15, 2022.

Stoft S. et al., 2013. «Capacity Market Fundamentals», *Economics of Energy & Environmental Policy*, Volume 2, Issue number 2.

Veenstra A., Mulder M., 2024. «Impact of Contracts for Differences for non-carbon electricity generation on efficiency of electricity market», *Energy Economics*, Volume 136, August 2024.

Vie publique, 2023. «Loi du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables».

Winkler J. et al., 2016. «Impact of renewables on electricity markets – Do support schemes matter?», *Energy Policy*, Volume 93, June 2016, pages 157-167.

BIOGRAPHIES

SIDNEY LAMBERT-LALITTE est titulaire d'un master en Économie de l'entreprise et des marchés, avec une spécialisation en énergie et changement climatique de l'Université Paris-Dauphine. En 2012, il a participé à la préparation d'un rapport pour le ministère de l'Écologie, axé sur l'accès à l'énergie. Après avoir travaillé pour le département de développement durable de Schneider Electric, il a rejoint le Centre Économie et Management de l'énergie d'IFP School en 2014, où il est actuellement professeur assistant en Économie de l'énergie et du climat. Il est également responsable du programme Ingénieur spécialisé en *Energy Technology Economics and Management*.

ARASH FARNOOSH, ingénieur en énergie et économiste, est actuellement professeur et adjoint scientifique au directeur à IFP School (école d'ingénieurs d'IFP Energies nouvelles). Titulaire de

la Chaire électricité et transition digitale, il dirige également un programme d'executive master en management de l'énergie. Il est ingénieur diplômé de l'INSA et de l'ENSPM et également titulaire d'un master Recherche en Génie énergétique de l'Université de Toulouse. Il est docteur en Sciences économiques de l'Université de Montpellier et a obtenu son habilitation à diriger des recherches (HDR) à l'Université Paris-Nanterre. En 2023, il a été nommé chevalier dans l'ordre des Palmes académiques par la République française.

CÉLINE ZHANG YANG poursuit un master en Management à Audencia Business School et un master joint en Management de l'Énergie avec IFP School. Après une expérience en finance d'entreprise dans le département Énergie de BNP Paribas, elle a occupé des postes en finance chez EY et UBS à Londres.

À lire également dans *La Revue de l'Énergie*

- Le rôle du signal-prix dans la gestion d'un mix électrique «décarboné», *Jacques Percebois (n° 649, mars-avril 2020)*
- Renouvelables et réseaux électriques : regards France-Allemagne, *Florence Billault-Chaumartin, Marie Petitot, Eli Rakotomisa (n° 657, juillet-août 2021)*
- Marché de l'électricité : comment faire face aux épisodes de prix extrêmes?, *Jacques Percebois, Stanislas Pommeret (n° 662, mai-juin 2022)*

À retrouver sur www.larevuedelenergie.com.