

Japon : vers un mix 2030 équilibré entre nucléaire, charbon, gaz et ENR

En plein questionnement sur son avenir énergétique depuis l'accident nucléaire de Fukushima en mars 2011, le Japon va enfin se doter d'une stratégie énergétique. Les ministères de l'Économie (METI) et de l'Environnement ont présenté mardi 28 avril à un panel d'experts, un projet de texte qui fixe un mix électrique à l'horizon 2030. « *La stratégie esquissée répond aux préoccupations nationales du Japon : indépendance énergétique, réduction de la balance commerciale et soutien à la politique industrielle* », a estimé Sylvie Cornot-Gandolphe, présidente de SCG Consulting et chercheuse associée à l'Ifri, contactée par *Enerpresse*. Ce document, qui a fuité dans la presse japonaise en début de semaine, propose de relancer le nucléaire afin qu'il assure entre 20 et 22 % de la production électrique en 2030. La part des ENR devra atteindre 22 à 24 %, soit un doublement par rapport à aujourd'hui, ce qui peut sembler assez peu ambitieux. Enfin, les centrales fossiles verront leur part baisser drastiquement, en passant de 89 % aujourd'hui à 56 % en 2030. Dans ce domaine, le Japon vise une quasi-suppression des centrales au fioul, mais garde une place importante au charbon, avec 26 % visés en 2030 (30 % aujourd'hui). Cette place faite au charbon se fera au détriment du gaz naturel, puisque sa part dans le mix électrique doit passer de 43 % à 27 % en 2030. « *Le charbon fait partie intégrante de la stratégie industrielle du Japon qui cherche à exporter ses technologies de charbon propre*, a rappelé Mme Cornot-Gandolphe. *De son côté, le gaz devrait retourner à des niveaux plus bas, afin de n'assurer que sa fonction de production intermédiaire et de pointe. Le gouvernement n'a jamais caché sa volonté de réduire sa dépendance au gaz naturel, principalement à cause de son coût.* »

Sans être réellement une surprise, le gouvernement japonais réaffirme l'importance du nucléaire dans le mix électrique national. Néanmoins, sa relance n'est pas encore tout à fait acquise, pour le moment aucun réacteur n'a encore redémarré. Le premier devrait être Sendai 1, son exploitant Kyushu Electric a confirmé la semaine dernière son calendrier qui prévoit un redémarrage en juillet, malgré les oppositions locales. De plus, avec une durée d'exploitation limitée à 40 ans, les réacteurs existants ne suffiront pas à assurer l'objectif de 20 % de la production en 2030. Ce qui nécessite la construction de nouvelles tranches, ou l'extension de la durée de vie. Des sujets politiquement lourds.

Au-dessus de l'établissement de ce mix 2030, la stratégie énergétique élaborée par le gouvernement vise une réduction des émissions de GES entre 22 et 25 % en 2030 par rapport au niveau de 2013. Cet objectif est néanmoins appelé à évoluer à la marge, tout comme la répartition du mix électrique. L'objectif du gouvernement japonais est d'arrêter sa stratégie énergétique pour la réunion du G7 en Allemagne, en juin.

SOMMAIRE

NUCLÉAIRE

RU : Hinkley Point C : la décision de Bruxelles publiée au JOUE	2
Suède : Ringhals 1 et 2 vont fermer plutôt que prévu	2
Ukraine : L'UE ajoute 70 M€ pour renforcer la sûreté à Tchernobyl.....	2

ÉLECTRICITÉ

Mécanisme de capacité : 8 RPC qualifiés par RTE	3
Suisse : L'accord transitoire avec la Commission européenne s'éloigne de nouveau....	3

ÉNERGIE

Engie : baisse de 17 % du résultat opérationnel courant au 1 T	3
Le ministère de l'Économie publie un guide de l'achat public.....	4
Allemagne : Uniper, née de la scission d'E.ON	4
Suède : Vattenfall va supprimer 1 000 emplois.....	5
Espagne : Le gouvernement allège son soutien au charbon	5

GAZ

L'Inde veut négocier à la baisse un contrat de GNL qatari.....	6
--	---

ÉNERGIES RENOUVELABLES

Le CSE est saisi sur la réforme du tarif photovoltaïque T4	6
Maroc : Voltaia ouvre une filiale à Rabat baptisée VoltaMaroc	6

DOCUMENT

Extrait du projet d'arrêté reformant l'évolution du tarif PV T4	7
---	---

DOCUMENT

OFAENR - Évolution des mécanismes de soutien et intégration des ENR (2/2).....	8 à 15
--	--------

 **L'INDICE DE L'ÉLECTRICITÉ ENERPRESSE**

42,72 € (par MWh)



NUCLÉAIRE

ROYAUME-UNI

Hinkley Point C : la décision de Bruxelles publiée au JOUE

La décision de la Commission européenne du 8 octobre 2014, concernant la mesure d'aide que le Royaume-Uni envisage de mettre à exécution à titre du soutien en faveur de l'unité C de la centrale nucléaire de Hinkley Point, a été publiée au *Journal officiel de l'Union européenne* mardi 28 avril. Pour rappel, sur la base de l'évaluation réalisée, Bruxelles a considéré que « le paquet de mesures notifié par le Royaume-Uni implique une aide d'État qui, telle que modifiée par les engagements pris, est compatible avec le marché intérieur ». L'aide octroyée en faveur des 2 réacteurs EPR de Hinkley Point C « sous la forme d'un contrat d'écart compensatoire, de l'accord du secrétaire d'État et d'une garantie de crédit » est ainsi validée. La Commission souligne que pour prendre sa décision, elle s'est appuyée sur les clauses principales de financement connues au moment de l'examen du dossier. Les autorités du Royaume-Uni ont déclaré que les autres modalités et conditions ainsi que les documents de financement finaux « contiendront les clauses standard attendues de tout investisseur pour un projet similaire ». « Étant donné que la Commission n'a pas eu l'opportunité de vérifier l'exactitude de cette déclaration, dans l'hypothèse où les documents finaux modifieraient à tout égard la mesure telle que présentée actuellement à la Commission, ils devront lui être notifiés par les autorités du Royaume-Uni », souligne Bruxelles. Avec cette publication au JOUE, les opposants au projet vont pouvoir passer à l'action. L'Autriche, appuyée par le Luxembourg, entend mener une bataille juridique sur le schéma financier du projet britannique.

SUÈDE

Ringhals 1 et 2 vont fermer plutôt que prévu

Vattenfall a annoncé mardi 28 avril qu'il prévoyait d'avancer de 6 ans, aux alentours de 2019, la fermeture de deux réacteurs nucléaires de la centrale de Ringhals, dans l'ouest de la Suède.

« Ringhals 1 et 2 devraient être fermés entre 2018 et 2020, au lieu de 2025 comme annoncé précédemment », a indiqué le groupe dans un communiqué. La raison est la baisse de la rentabilité et l'augmentation des coûts. « La décision entre dans une logique d'entreprise. Il est bien sûr regrettable de fermer des unités de production qui fonctionnent bien, mais parfois c'est inévitable », a commenté le directeur de la production d'électricité du groupe, Torbjörn Wahlborg, cité dans le communiqué. Le groupe public suédois Vattenfall (cf. aussi p. 5), qui détient 70,4 % de la centrale, a précisé avoir informé l'allemand E.ON, l'autre actionnaire avec 29,6 %. La décision doit encore être entérinée par le conseil d'administration de la société qui gère la centrale, Ringhals AB. Ringhals 1 est un BWR développant une puissance de 878 MW qui a été mis en service en 1976. Ringhals 2, un PWR de 807 MW, a lui été mis en service en 1975. Les deux autres réacteurs de Ringhals (3 et 4) doivent rester en service jusqu'aux années 2040. La Suède compte 3 centrales nucléaires (Forsmark, Oskarshamn et Ringhals) entrées en service dans les années 1970 et 1980 avec dix réacteurs, dont cinq exploités par Vattenfall. Elles ont fourni 39 % de l'électricité consommée dans le pays en 2013.

UKRAINE

L'UE ajoute 70 M€ pour renforcer la sûreté à Tchernobyl

La Commission européenne a annoncé lundi 27 avril l'augmentation de 70 millions d'euros de sa contribution pour la restauration complète d'un environnement sûr à Tchernobyl, en Ukraine. Cette enveloppe annoncée le jour de la commémoration des 29 ans de la catastrophe, s'ajoute aux 360 M€ déjà apportés par l'Europe en vue de l'achèvement de plusieurs projets, et notamment du nouveau confinement en cours de construction autour

du sarcophage recouvrant le réacteur n°4. « *L'Union européenne fournit déjà à l'Ukraine un soutien financier sans précédent, et nous poursuivons dans cette voie*, a souligné Jean-Claude Juncker, président de la Commission. *Nos actes en disent beaucoup plus longs que nos paroles. L'UE contribue à rendre Tchernobyl sûr.* » La construction de ce nouveau confinement a été lancée en 2010 par le consortium Novarka sous direction française, et devrait être terminée autour de 2017. Ce projet estimé à 1,5 Md€ connaît néanmoins des difficultés de financement. Une conférence est organisée mercredi 29 avril à Londres afin de réunir les quelque 615 M€ qui manquent.

ÉLECTRICITÉ**FRANCE****Mécanisme de capacité : 8 RPC qualifiés par RTE**

La liste des responsables de périmètre de certification (RPC) dans le cadre du mécanisme de capacité s'allonge. Au 24 avril, six entreprises avaient rejoint les deux premières à avoir contractualisé avec RTE, à savoir Energy Pool et Smart Grid Energy. Alpiq Energie France, Hydronext, NovaWatt, Pont-sur-Sambre Power (KKR), Solvay Energy Services et Soven, filiale de Cofely (groupe Engie) font désormais partie de la liste. Un RPC est une personne morale tenue pour responsable des engagements pris par les exploitants des capacités dans son périmètre. RTE a lancé le 1^{er} avril la phase de certification du mécanisme de capacité.

SUISSE**L'accord transitoire avec la Commission européenne s'éloigne de nouveau**

Douche froide en Suisse. Alors que l'accord transitoire sur l'électricité avec la Commission européenne semblait redevenir une possibilité ces dernières semaines, Bruxelles renvoie à la stratégie fixée en décembre par les États membres. Pour elle, sans solution sur les questions institutionnelles, il n'y aura pas d'accord. La Suisse a reçu au milieu de la semaine dernière un appel téléphonique de Bruxelles en ce sens, a déclaré à l'agence *Ats*, Marianne Zünd, porte-parole de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), confirmant une information de la *NZZ am Sonntag*. « *Nous devons en prendre note* », a-t-elle dit. En visite à Bruxelles en janvier, la ministre de l'Énergie, Doris Leuthard, avait elle-même affirmé que le commissaire européen à l'Énergie, Miguel Arias Cañete, lui avait laissé entendre qu'il était « *possible* » d'arriver à une solution transitoire, mais « *à des conditions difficiles* ». Dans un communiqué cité par l'agence suisse, Bruxelles déclare que « *si la Suisse accepte les solutions institutionnelles nécessaires dans les prochains mois, un accord sur l'électricité pourrait être signé* ».

ÉNERGIE**FRANCE****Engie : baisse de 17 % du résultat opérationnel courant au 1 T**

Engie – nouveau nom de GDF Suez – a annoncé lundi 27 avril un repli de 17 % de son bénéfice opérationnel courant au premier trimestre, pénalisé par l'arrêt de centrales nucléaires en Belgique et la baisse du prix du pétrole. Le groupe a tout de même confirmé ses objectifs pour l'ensemble de l'année 2015. Il vise notamment un résultat net récurrent compris entre 3 milliards et 3,3 mds€, « *à climat moyen et régulation stable* ». En 2014, le producteur d'électricité et de gaz avait publié un bénéfice hors éléments non récurrents de 3,1 mds€. Au cours des trois premiers mois de l'année 2015, le groupe a dégagé un résultat opérationnel courant de 2,4 mds€ contre 2,9 mds€ un an plus tôt. Son excédent brut d'exploitation a atteint 3,6 mds€, contre 4 mds€ un an plus tôt, en baisse de 10 %. Le chiffre d'affaires s'est lui replié de 3 %, à 22,1 mds€ contre 22,7 mds€. *Le premier trimestre est « pénalisé par l'impact de la baisse des prix du pétrole et du gaz sur les activités d'exploration-*

production et sur les ventes de GNL, par l'indisponibilité des centrales nucléaires de Doel 3 et Tihange 2, en partie compensées par un effet change favorable, l'impact positif du climat, les mises en service des nouveaux actifs et la performance sur les coûts. Ces évolutions sont en ligne avec les prévisions annuelles du groupe, les éléments défavorables pesant davantage sur le premier semestre », a expliqué le groupe dans un communiqué.

Le chiffre d'affaires de la branche Global Gaz & GNL au 31 mars 2015 s'élève à 1,087 md€, en baisse brute de 34,6 % par rapport à fin mars 2014 et en décroissance organique de - 39,9 %. « Cette baisse s'explique par la chute des prix du pétrole et du gaz mais aussi par la forte baisse de l'activité GNL en volumes et en prix sur les marchés européens et asiatiques », précise Engie. « La production totale d'hydrocarbures à fin mars 2015 est en hausse de 1,3 million de barils équivalent pétrole (14,0 Mbep versus 12,7 Mbep à fin mars 2014) grâce aux contributions des mises en service en 2014 des champs de Juliet au Royaume-Uni, Amstel aux Pays-Bas et Gudrun en Norvège », ajoute-t-il. Le climat, qui avait pesé sur ses résultats au premier trimestre 2014 en raison d'un hiver très doux en Europe, a cette fois été « plus favorable ». La branche Energy International, qui regroupe les activités de production d'électricité hors d'Europe, a en revanche enregistré une « forte hausse » de son excédent brut d'exploitation, « grâce à la mise en service de nouveaux actifs », a souligné Engie. La branche Infrastructures, qui inclut notamment la filiale de distribution GRDF, a également connu une « forte progression », « bénéficiant d'un climat plus favorable » (hiver plus froid que l'année précédente) et « des hausses tarifaires annuelles ».

Le ministère de l'Économie publie un guide de l'achat public

Le ministère de l'Économie a mis en ligne la semaine dernière un « Guide sur l'achat public d'énergie »*. L'objet de ce guide est d'abord de permettre à tout acheteur soumis au code des marchés publics de comprendre la réalité des marchés de l'énergie et de la composition des prix du gaz et de l'électricité, puis de leur donner des clés pour la mise en place d'une procédure de mise en concurrence. Un outil précieux dans le cadre de la fin des tarifs réglementés pour les secteurs professionnels mais qui arrive un peu tardivement. D'autres versions seront publiées. « Cette première version est appelée à évoluer à mesure que les retours d'expériences liés à ce type de marchés seront mieux connus », a indiqué le ministère.

* www.economie.gouv.fr/daj/guide-achat-public-energie

ALLEMAGNE

Uniper, née de la scission d'E.ON

E.ON a divulgué lundi 27 avril des détails sur sa scission prévue à l'horizon 2016. L'entité qui regroupera les activités conventionnelles de production d'électricité, de trading et d'exploration-production va s'appeler Uniper pour « Unique Performance ». Dirigée par l'actuel directeur financier du groupe, Klaus Schäfer, elle commencera ses opérations au 1^{er} janvier 2016. Le patron actuel d'E.ON, Johannes Teyssen, gardera la tête de ce qui continuera à s'appeler E.ON et qui regroupera les métiers « d'avenir » du groupe, à savoir les renouvelables, les services autour de l'énergie et les réseaux. C'est en novembre 2014 que le groupe allemand, qui réalise plus de 110 milliards d'euros de chiffre d'affaires annuel et emploie un peu moins de 60 000 salariés, avait dévoilé son projet d'entreprise (cf. *Enerpresse* n°11211).

« Notre objectif est d'atteindre un degré élevé d'efficacité et de flexibilité afin d'exploiter de façon optimale notre portefeuille d'actifs de centrales électriques, d'installations de stockage de gaz, de terminaux méthaniers et de gazoducs. Nous créons une organisation allégée avec de courtes voies de décision de sorte que nous pouvons réussir à répondre aux besoins futurs du marché », a déclaré Klaus Schäfer dans un communiqué. Le nouvel E.ON aura son siège à Essen (ouest de l'Allemagne) et Uniper à Düsseldorf, là où est basé E.ON actuellement.

Le groupe a également divulgué lundi la composition des directoires des deux entités. Il a notamment débauché l'actuel directeur financier de la division santé de Siemens, Michael Sen, pour prendre la direction des finances d'E.ON.

SUÈDE**Vattenfall va supprimer 1 000 emplois**

Vattenfall a présenté mardi 28 avril des résultats en net recul au 1^{er} trimestre et a annoncé la suppression de 1 000 postes afin de réduire ses coûts. Pénalisé par un recul des ventes d'électricité au premier trimestre (46,4 TWh contre 50,1 TWh un an plus tôt), ainsi que par la chute continue des prix de gros de l'électricité sur les marchés, le bénéfice net de Vattenfall au premier trimestre s'est effondré de 42 %, à 5 milliards de couronnes suédoises (530 M€). « *La protection que nous pouvions avoir grâce aux contrats de long terme conclus lorsque les prix de gros de l'électricité étaient plus élevés, est en train de se réduire progressivement, ce qui signifie que les prix bas ont un impact de plus en plus important sur les résultats de Vattenfall* », a prévenu Magnus Hall, p-dg du groupe suédois.

Dans le cadre de la réorganisation du groupe introduite le 1^{er} avril (cf. *Enerpresse* n°11240), qui s'appuie désormais sur une division en secteurs d'activité plutôt que géographiques, Vattenfall a annoncé la suppression de 1 000 postes équivalent-temps plein « *dont environ la moitié dans des fonctions support* », selon M. Magnus, sans que soient précisés un calendrier et la localisation de ces suppressions. Par ailleurs, Vattenfall a indiqué continuer la réorientation de ses activités, avec le désengagement de ses opérations en lien avec le lignite en Allemagne, et le renforcement des investissements dans les énergies renouvelables, notamment l'éolien qui représente « *le secteur d'investissement le plus important au 1^{er} trimestre* », selon un communiqué du groupe.

ESPAGNE**Le gouvernement allège son soutien au charbon**

Le ministère espagnol de l'Énergie a décidé de réduire de 37 % la quantité de charbon produit en Espagne devant être obligatoirement acheté par les exploitants de centrales électriques espagnoles, et de réformer le dispositif de soutien à ce type de centrale, a rapporté la semaine dernière l'agence *Europa Press*. Le mécanisme précédent, en vigueur jusqu'au 31 décembre dernier, obligeait les 9 centrales à charbon d'Espagne à s'approvisionner en priorité en charbon « indigène », à hauteur de 6 millions de tonnes par an. Un mécanisme de compensation financière couvrait ensuite la différence entre le coût de production supplémentaire – le charbon espagnol étant plus onéreux – et le prix de marché. Ce dispositif, validé par la Commission européenne (cf. *Enerpresse* n°11215), assurait ainsi un soutien à la production de charbon espagnole ainsi qu'aux centrales à charbon. Le ministère de l'Énergie a ramené à 3,7 Mt la quantité de charbon indigène devant être acquise par les exploitants de centrales et a substitué au mécanisme de compensation sur le prix de vente de l'électricité produite, un mécanisme de paiement de la capacité. Selon l'agence, les exploitants recevront 72 000 € par MW installés. Ce qui porte le coût total de ce mécanisme de capacité à 326 M€, contre 500 à 600 M€ pour le dispositif précédent.

EN BREF

FRANCE La CRE a lancé sur son site Internet une nouvelle rubrique consacrée au règlement européen REMIT. Ce règlement que doit appliquer tous les États membres est relatif à l'intégrité et à la transparence des marchés de gros de l'énergie. REMIT s'applique aux acteurs de marché, c'est-à-dire à toute personne physique ou morale effectuant des transactions sur les marchés de gros de l'énergie.

GAZ

INDE

New Delhi veut négocier à la baisse un contrat de GNL qatari

L'Inde cherche à négocier une baisse d'au moins 10 % du prix de ses importations de gaz naturel liquéfié (GNL) pour l'année 2015 dans le cadre d'un contrat à long terme avec le Qatari RasGas, afin de s'adapter à une baisse de la demande locale, rapporte *Reuters* lundi 27 avril, citant une source gouvernementale. Ce contrat signé sur 25 ans porte sur 7,5 millions de tonnes de GNL par an. « *Nous voulons retirer le moins de volume possible* », a confié cette source, soulignant que l'Inde comptait s'appuyer sur le seuil de tolérance de 10 % qui existe au profit du client dans ce cadre de ce type d'accord. « *Mais nous sommes en train de négocier une coupe plus importante que 10 %* », ajoute-t-elle. Les prix spot de GNL en Asie ont fortement chuté depuis le mois de février. Les importations coûtent 13 \$ par Mbtu via ce contrat avec RasGas alors que les prix spot s'établissent entre 6 \$ et 7 \$/Mbtu, précise R. K. Garg, chef du service financier de la compagnie publique indienne Petronet LNG, cité par l'agence de presse.

ÉNERGIES RENOUVELABLES

FRANCE

Le CSE est saisi sur la réforme du tarif photovoltaïque T4

Le Conseil supérieur de l'énergie (CSE) a été saisi pour avis d'un projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 4 mars 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil, a-t-on appris. Son examen est prévu le 5 mai. Cet arrêté, dont *Enerpresse* publie un extrait page 7, vise à réformer l'évolution trimestrielle du tarif d'achat photovoltaïque pour les installations intégrées simplifiées au bâti (T4), selon les modalités arrêtées le 20 avril par la ministre de l'Énergie, Ségolène Royal (cf. *Enerpresse* n°11307). Le nouveau mécanisme instaure un seuil de 50 MW de demandes complètes de raccordement en dessous duquel le tarif est gelé. Cette disposition sera valable sur l'année 2015. À partir du 1^{er} janvier 2016, la baisse trimestrielle est limitée à 0,8 % si les demandes complètes de raccordement trimestrielles sont dans une fourchette de 30 MW à 50 MW (elle sera nulle en dessous de 30 MW). Cela limite la baisse annuelle du tarif T4 à 3,2 % contre 10 % avec le précédent dispositif, comme l'a annoncé la ministre.

MAROC

Voltaia ouvre une filiale à Rabat baptisée VoltaMaroc

Voltaia, producteur français d'électricité issue d'énergies renouvelables, a annoncé le 27 avril l'ouverture d'une filiale à Rabat, baptisée VoltaMaroc. Cette décision fait suite à la volonté de la société de s'implanter dans 3 nouvelles zones géographiques, conformément à l'objectif annoncé mi-janvier (cf. *Enerpresse* n°11240). Yoni Ammar s'est vu confié la direction de la filiale et intègre le comité exécutif du groupe Voltaia. L'ingénieur avait auparavant dirigé une entreprise de développement de projets solaires et éoliens en France, en Pologne et au Maroc, a indiqué le groupe. Avec sa nouvelle filiale, Voltaia développera, construira et exploitera des projets d'électricité à base d'énergies solaire, éolienne, hydraulique et biomasse. « *Voltaia se positionne tant sur les appels d'offres lancés par les autorités publiques que sur la vente d'électricité sur le marché libre marocain* », est-il précisé dans un communiqué. Le 6 avril, le producteur français avait exprimé son intérêt auprès de Masen, l'agence marocaine de l'énergie solaire, pour participer à l'appel d'offres international, lancé dans le cadre du programme Noor PV I.

EXCLUSIF

Extrait du projet d'arrêté reformant l'évolution du tarif PV T4

Enerpresse publie un extrait du projet d'arrêté présenté au CSE qui réforme l'évolution du tarif d'achat photovoltaïque T4 (cf. p. 6). La valeur du coefficient V'_i indique l'évolution tarifaire trimestrielle en fonction du volume des demandes complètes de raccordement.

Article 6

Le 5. de l'annexe 1 de l'arrêté du 4 mars 2011 susvisé est remplacé par les dispositions suivantes :

« 5. A l'issue de chaque trimestre, représenté par l'indice i , il est défini un coefficient V'_i en fonction du nombre de la puissance crête des demandes complètes de raccordement effectuées sur l'ensemble du territoire national durant le trimestre selon les tableaux suivant :

Si i est inférieur ou égal à 16

Puissance crête cumulée des installations souhaitant bénéficier du tarif d'intégration simplifiée au bâti et des installations souhaitant bénéficier du tarif d'intégration au bâti situées sur un bâtiment à usage principal autre qu'un usage d'habitation pour lesquelles une demande complète de raccordement a été effectuée durant le trimestre i	VALEUR du coefficient V'_i
Supérieure à 130 MW	0,095
Supérieure à 110 MW et inférieure ou égale à 130 MW	0,075
Supérieure à 90 MW et inférieure ou égale à 110 MW	0,060
Supérieure à 70 MW et inférieure ou égale à 90 MW	0,045
Supérieure à 54 MW et inférieure ou égale à 70 MW	0,035
Supérieure à 46 MW et inférieure ou égale à 54 MW	0,026
Supérieure à 30 MW et inférieure ou égale à 46 MW	0,020
Supérieure à 10 MW et inférieure ou égale à 30 MW	0,015
Inférieure ou égale à 10 MW	0,000

Si i est supérieur ou égal à 17 et inférieur ou égal à 18

Puissance crête cumulée des installations souhaitant bénéficier du tarif d'intégration simplifiée au bâti et des installations souhaitant bénéficier du tarif d'intégration au bâti situées sur un bâtiment à usage principal autre qu'un usage d'habitation pour lesquelles une demande complète de raccordement a été effectuée durant le trimestre i	VALEUR du coefficient V'_i
Supérieure à 160 MW	0,095
Supérieure à 120 MW et inférieure ou égale à 160 MW	0,06
Supérieure à 80 MW et inférieure ou égale à 120 MW	0,04
Supérieure à 50 MW et inférieure ou égale à 80 MW	0,02
Inférieure ou égale à 50 MW	0

Si i est supérieur ou égal à 19

Puissance crête cumulée des installations souhaitant bénéficier du tarif d'intégration simplifiée au bâti et des installations souhaitant bénéficier du tarif d'intégration au bâti situées sur un bâtiment à usage principal autre qu'un usage d'habitation pour lesquelles une demande complète de raccordement a été effectuée durant le trimestre i	VALEUR du coefficient V'_i
Supérieure à 160 MW	0,095
Supérieure à 120 MW et inférieure ou égale à 160 MW	0,06
Supérieure à 80 MW et inférieure ou égale à 120 MW	0,04
Supérieure à 50 MW et inférieure ou égale à 80 MW	0,02
Supérieure à 30 MW et inférieure ou égale à 50 MW	0,008
Inférieure ou égale à 30 MW	0

ÉVOLUTION DES MÉCANISMES DE SOUTIEN ET INTÉGRATION DES ENR

Source : Office franco-allemand pour les énergies renouvelables – Dernière partie

L'Office franco-allemand pour les énergies renouvelables (OFAEnR) a mis en ligne la synthèse de la conférence « *Évolution des mécanismes de soutien et intégration des énergies renouvelables au marché en France et en Allemagne* » qui s'est déroulée le 29 janvier 2015 au ministère de l'Économie et de l'Énergie à Berlin. Nous reprenons ci-après la suite de la synthèse.

2.2 Les conditions-cadres de la commercialisation directe et de l'autoconsommation

Commercialisation directe

Intervention 5 : La commercialisation directe de l'électricité sur le marché de gros : cadre réglementaire et perspectives – Une comparaison franco-allemande

La commercialisation directe doit résulter en une meilleure intégration des énergies renouvelables au marché et, par suite, en une réduction des coûts et l'efficacité du marché.

Christian Nabe, managing consultant du Service Systèmes d'approvisionnement électrique et marchés d'Ecofys, énonce les conditions-cadres requises :

- accès aux informations sur les marchés ;
- accès aux marchés liquides ;
- contrôle des opérateurs de vente directe par le biais des installations ;
- des prix raisonnables pour l'énergie d'ajustement ;
- des tailles d'installations suffisantes ;
- une architecture de marché compétitive.

« Les prix négatifs sont (...) un instrument de soutien à la flexibilité »

Christian Nabe, Ecofys

L'accès aux informations sur les marchés est important pour pouvoir faire des prévisions valables. Par ailleurs, plus la période faisant l'objet des prévisions est proche, plus la qualité de celles-ci est élevée. Par conséquent, l'accès aux marchés à court terme revêt une grande importance. Actuellement, l'accès aux marchés de réserve pour les énergies renouvelables est surtout réalisable pour les bioénergies. Grâce au contrôle des opérateurs de vente directe par le biais des installations, il est possible de mettre ces dernières à l'arrêt en cas de prix négatifs. « *Les prix négatifs sont (...) un instrument de soutien à la flexibilité* », déclare Christian Nabe. Que des prix négatifs soient autorisés reste cependant une décision politique.

ÉVOLUTION DES MÉCANISMES DE SOUTIEN ET INTÉGRATION DES ENR

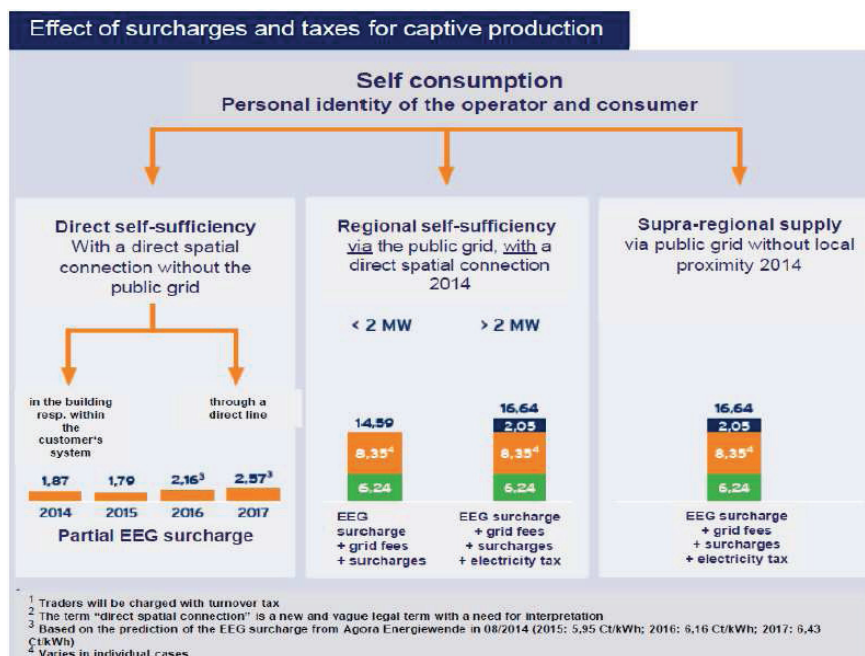
La commercialisation directe des bioénergies s'est avérée être comparativement simple ; par contre, du fait de la puissance des installations qui est en moyenne très faible, de nouveaux problèmes sont apparus, en particulier dans le secteur du photovoltaïque.

Pour les opérateurs de vente directe, une répartition des risques plus importante et la baisse des coûts de transactions ont pour conséquence des économies d'échelle. En l'absence d'instruments de contrôle, il faut donc s'attendre à une concentration du marché. Pour Christian Nabe, l'équilibre entre structures compétitives et taille d'entreprise optimale, obtenu par la concentration du marché, représente un des enjeux majeurs auxquels la politique doit faire face. Par ailleurs, la coordination entre les gestionnaires de réseaux et les opérateurs de vente directe en vue du contrôle des installations est une condition préalable à la réussite de l'intégration au marché des énergies renouvelables.

*Autoconsommation***Intervention 6 : Autoconsommation et consommation par des tiers à proximité directe**

Jörg Mayer, directeur du Syndicat allemand de l'industrie solaire (BSW-Solar) a mis l'accent sur la modification des conditions-cadres de la loi EEG 2014 pour le secteur photovoltaïque. La branche doit développer de nouveaux modèles en s'appuyant sur un couloir de développement, l'obligation de commercialisation directe, le prélèvement sur l'autoconsommation et le modèle des appels d'offres.

L'impact de la réforme se fait particulièrement sentir sur l'autoconsommation. Sauf pour certaines exceptions (telles les installations d'une puissance inférieure à 10 kWc et les systèmes autosuffisants, entre autres), un prélèvement sur l'autoconsommation est désormais dû par les installations photovoltaïques en autoconsommation depuis l'entrée en vigueur de la réforme.

Figure 4 : Modèles d'autoconsommation*

* Intervention de Jörg Mayer (BSW-Solar), 29/01/2015

Afin de calculer l'efficacité de l'autoconsommation, les consommateurs doivent prendre en compte différents facteurs :

- Quel est le taux d'autoconsommation ?
- Quelle est l'évolution du prix de l'électricité ?

ÉVOLUTION DES MÉCANISMES DE SOUTIEN ET INTÉGRATION DES ENR

- À quelle hauteur s'élève le prélèvement EEG devant être versé ?
- Quelle va être l'évolution du prix des systèmes photovoltaïques ?

Différents modèles existent dans le domaine de l'autoconsommation.

Il est important de déterminer quel modèle convient à quel investisseur. Dans ce contexte, la sécurité de planification joue également un rôle crucial.

III. L'intégration au marché par la commercialisation directe

3.1 Les acteurs centraux : la bourse et les opérateurs de vente directe

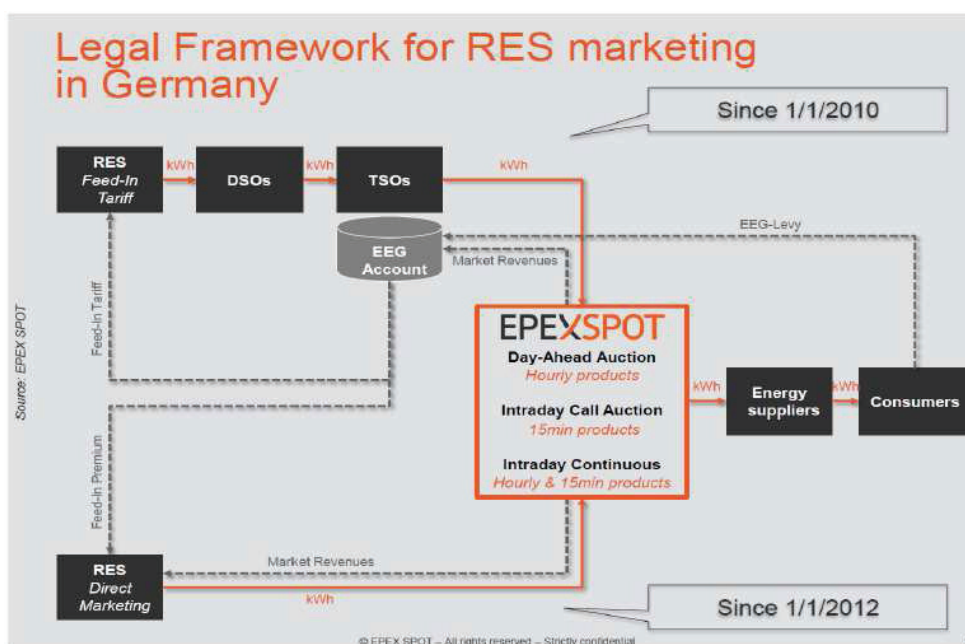
La bourse

Intervention 7 : Réussir une meilleure intégration des énergies renouvelables au marché : le rôle de la bourse

Le marché de gros de l'électricité est un phénomène relativement nouveau, résultant directement de la libéralisation du marché. Un prix de référence est communiqué à travers la mise en commun des offres, lequel reflète les meilleures informations de marché disponibles à un moment donné. Wolfram Vogel, directeur des affaires publiques et de la communication d'Epex Spot, insiste sur la dimension européenne de la bourse : malgré le fait que l'activité soit essentiellement concentrée dans quatre pays, elle représente environ 40 % de la consommation d'électricité en Europe.

Un concept central de cette européisation est le couplage des marchés. Initiative privée lancée à l'origine par les bourses de l'électricité en France, en Belgique et aux Pays-Bas, le projet a été rejoint en 2010 par l'Allemagne et l'Autriche, puis en 2014 par la Scandinavie, la Grande-Bretagne et la péninsule ibérique. Aujourd'hui, le projet est suivi par la Commission européenne qui élabore une directive correspondante.

Figure 5 : Conditions-cadres de la commercialisation des énergies renouvelables en Allemagne*



* Intervention de Wolfram Vogel (Epex Spot), 29/01/2015

ÉVOLUTION DES MÉCANISMES DE SOUTIEN ET INTÉGRATION DES ENR

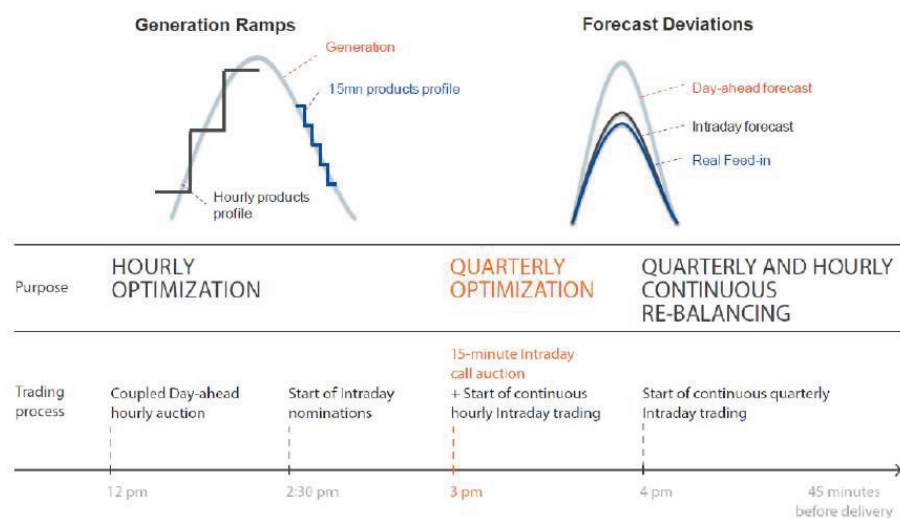
Dans le cadre du couplage des marchés, les gestionnaires des réseaux de transport calculent les capacités disponibles au niveau des interconnexions. Ces capacités sont directement intégrées aux carnets de commandes et négociées parallèlement avec l'électricité ; on parle alors d'enchères implicites. Outre les volumes d'échange et les prix, on obtient également la direction vers laquelle l'électricité est transportée, à savoir des territoires à bas prix vers les territoires où les prix sont élevés. Une des conséquences est l'équilibrage des prix sur le marché de gros. Depuis le couplage des marchés, la convergence des prix en France et en Allemagne se situe entre 46 % et 67 %. Toutefois, l'objectif du couplage des marchés n'est pas la convergence des prix, mais l'utilisation optimale des capacités de transport. Un autre effet du couplage consiste en l'atténuation des pics de prix grâce à une vaste zone d'échange transnationale et dotée d'une structure de l'offre et de la demande différenciée.

La bourse de l'électricité européenne est fortement impliquée dans la commercialisation des énergies renouvelables.

Les produits spéciaux facilitent l'intégration au marché des énergies renouvelables.

La flexibilisation croissante de la production d'électricité conduit à des variations du portefeuille dans l'intervalle d'une heure. Ceci entraîne une demande pour des produits à court terme sur les marchés. Le produit intraday 15 minutes du marché infrajournalier en négociation continue permet aux responsables de périmètre d'équilibre de maintenir l'équilibre sur la base de tranches de 15 minutes et d'éviter ainsi les coûts liés à l'énergie d'ajustement. La négociation des produits 15 minutes coïncide avec la production PV flexible. Aujourd'hui, les contrats 15 minutes représentent environ 30 % du volume intraday total.

Figure 6 : Produits de la bourse de l'électricité européenne Epex Spot*



* Intervention de Wolfram Vogel (Epex Spot), 29/01/2015

Epex Spot propose un autre instrument de flexibilisation relativement récent : l'enchère intraday quart d'heure. La liquidité du marché est concentrée par la mise aux enchères des 96 quarts d'heure du jour suivant, ce qui génère un signal de prix pertinent. 80 des 200 membres de la bourse ont recours à l'enchère quart d'heure.

D'après Wolfram Vogel, « *ce n'est pas le marché de l'électricité allemand, mais les marchés couplés européens qui se sont révélés être un instrument fiable en vue de l'intégration des énergies renouvelables.* »

Une note de synthèse réalisée par Epex Spot en collaboration avec l'OFAEnR ([cliquer ici](#)) fournit des informations détaillées sur le rôle de la bourse dans le cadre de la commercialisation directe.

« Ce n'est pas le marché de l'électricité allemand mais les marchés couplés européens qui se sont révélés être un instrument fiable en vue de l'intégration des énergies renouvelables ».

Wolfram Vogel, Epex Spot

ÉVOLUTION DES MÉCANISMES DE SOUTIEN ET INTÉGRATION DES ENR

Les opérateurs de vente directe

Conjointement à la bourse, les opérateurs de vente directe, qui commercialisent l'électricité renouvelable pour le compte des exploitants d'installations, jouent un rôle central.

Intervention 8 : Possibilités de valorisation de la production décentralisée d'installations renouvelables sur le marché – expériences issues de trois années de commercialisation directe

L'introduction de la prime de marché a déclenché une concurrence intense entre les opérateurs de vente directe. Janosch Abegg, Head of Market Acces & Integration of Renewables chez Statkraft, a brossé un tableau des enjeux de la commercialisation des énergies renouvelables.

Avant l'introduction de la prime de marché, les gestionnaires des réseaux de transport jouaient un rôle global. Ils achetaient l'énergie des installations renouvelables, garantissaient l'accès au marché, établissaient des prévisions, vendaient l'énergie réellement produite et supportaient le coût de l'énergie d'ajustement éventuellement nécessaire. Ils assumaient ainsi le risque de marché et le risque de contrepartie. L'ensemble des coûts de commercialisation était répercuté sur tous les consommateurs finaux par le biais du prélèvement EEG.

Dans le modèle de prime de marché, l'accès au marché, les prévisions, la vente et le coût de l'énergie d'ajustement sont pris en charge par les opérateurs de vente directe. Ce sont également eux qui supportent la plus grande part du risque de marché. Le risque de contrepartie, quant à lui, est désormais assumé par les producteurs d'énergies renouvelables.

La figure ci-dessous montre pour quelles raisons les différents objectifs sont liés au modèle de prime de marché, ainsi que le degré actuel de leur mise en œuvre.

Figure 6 : Objectifs de la commercialisation directe*

High hopes about the market premium model		
Target	Why?	Status so far
Improve forecast quality of renewables	Less reserve power	RMSE down to 3% and 1.5% (intraday)
Demand-driven production	Negative power price may cause extra costs of several 100 MEUR	Throttled production in some 60 hours; saving the levy ~40 MEUR
Renewables to offer reserve power	Sustainability of system	Proven concepts for reserve power from wind, regulation to come
Competition and Innovation	TSOs as largest power trader	> 70 marketers - 40 GW remote-controlled - steep cost degression

* Intervention de Janosch Abegg (Statkraft), 29/01/2015

La prime de marché recouvre différentes incitations. Elle est calculée à partir de la différence entre le prix de marché de référence de la bourse et la rémunération de référence pour chaque forme d'énergie. Pour les opérateurs de vente directe, il est donc préférable de ne vendre à la bourse que lorsque le prix de l'électricité est élevé afin d'obtenir une rémunération supérieure au prix de marché de référence, et ce en vue de réaliser un bénéfice aussi élevé que possible. Cette incitation a automatiquement pour effet que les opérateurs de vente directe proposent leur électricité lorsque la demande est

ÉVOLUTION DES MÉCANISMES DE SOUTIEN ET INTÉGRATION DES ENR

particulièrement forte - et donc le prix élevé. La prime de marché a ainsi pour but de garantir l'injection en fonction des besoins. Éviter des coûts supplémentaires constitue une autre incitation. Parallèlement à des données de prévisions améliorées et à un coût d'énergie d'ajustement plus faible, ce facteur est contrôlé par la pression concurrentielle qui, à son tour, démultiplie les efforts d'innovation. De plus, les opérateurs de vente directe recherchent de nouvelles sources de revenus par l'utilisation des énergies renouvelables comme énergie d'ajustement, par exemple.

Janosch Abegg constate que le système de prime de marché conduit donc à un comportement économique individuel optimal d'un point de vue macroéconomique, garantissant une injection conforme aux besoins.

« La plus grande centrale électrique est renouvelable ».

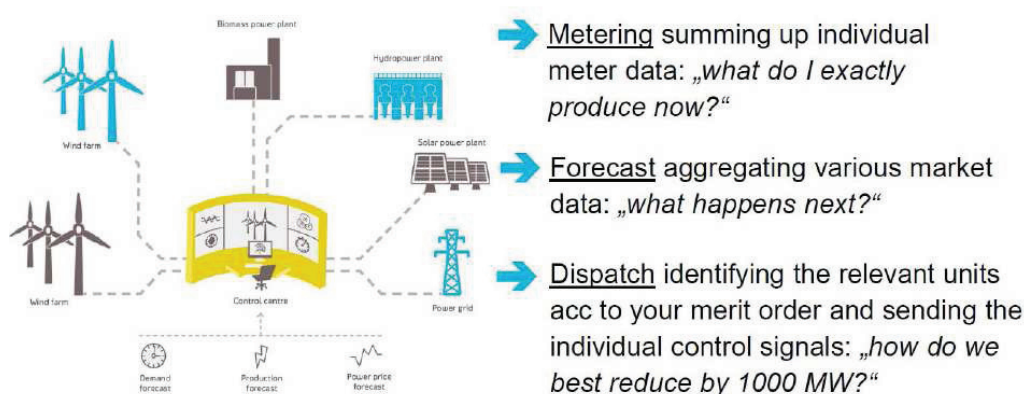
Janosch Abegg, Statkraft

À titre d'exemple, il cite la réaction aux prix négatifs : comme les opérateurs de vente directe dédommagent les producteurs d'énergies renouvelables lorsque ceux-ci brident leurs installations dans le cas de prix trop bas, un marché flexible - grâce aux technologies de stockage, par exemple - présente pour eux un grand intérêt.

Le groupe Statkraft répond à ces incitations par une centrale virtuelle - la plus grande centrale électrique d'Allemagne, d'après Janosch Abegg.

Figure 7 : Centrale virtuelle*

VPP = real-time control of many units and data



* Intervention de Janosch Abegg (Statkraft), 29/01/2015

Janosch Abegg énonce les avantages présentés par une centrale de ce type : grâce à l'accumulation des données de nombreuses installations, ainsi que par l'intégration d'un volume important de données de marché, la centrale virtuelle est à même de réaliser des prévisions exactes et de contrôler l'injection en fonction des besoins, de telle sorte que le coût total reste aussi bas que possible.

3.2 Enjeux et opportunités de la commercialisation directe

Table ronde 2 : Vente directe obligatoire ou optionnelle de l'électricité renouvelable sur le marché : quelles possibilités, quels impacts et quels défis à relever ?

La situation de départ en France et en Allemagne

Si, en Allemagne, la commercialisation directe fait partie des instruments de soutien aux énergies renouvelables depuis 2012 déjà, elle ne sera introduite en France qu'à partir de 2016. Sonia Lioret, déléguée générale de France Energie Eolienne (FEE), souligne les différences entre les situations de départ respectives des deux pays. Le raccordement rapide au réseau des projets, une liquidité élevée

ÉVOLUTION DES MÉCANISMES DE SOUTIEN ET INTÉGRATION DES ENR

sur le marché de gros et des règles relatives à l'énergie d'ajustement adéquates sont pour elle les conditions *sine qua non* d'une intégration réussie de l'électricité provenant d'énergies renouvelables.

La durée moyenne des projets étant plus courte en Allemagne et la liquidité sur les marchés plus importante, le système allemand ne peut pas être appliqué en France sans modifications : les coûts de l'énergie d'ajustement trop élevés interdiraient aux petits acteurs l'accès au marché. Inciter les consommateurs à adapter leur comportement de consommation à la production d'énergies renouvelables doit être un des objectifs visés.

La commercialisation directe : quelles conditions de réussite et quels résultats ?

Pour Oliver Götz, responsable Marchés financiers Electricité et Énergies renouvelables chez EnBW Trading, les indicateurs d'une commercialisation directe réussie en Allemagne sont : la part élevée de la puissance installée exploitée par la commercialisation directe, un nombre élevé d'opérateurs de vente directe et le faible poids des prix négatifs (le prix négatif moyen est monté, passant de - 60 €/MWh à - 15 €/MWh). Selon lui, la liquidité boursière plus importante peut être considérée comme un résultat tangible. Stefan Thimm, responsable du service Énergies renouvelables de la Fédération allemande des industries de l'énergie et de l'eau (BDEW) déclare que l'intensité de la concurrence a dépassé les attentes. D'après lui, les raisons en sont la prime de marché glissante et optionnelle, permettant d'abandonner les tarifs d'achat fixes par une transition fluide, d'une part ; et le montant élevé de la prime de marché fixé en 2012, d'autre part. Ces conditions préalables sont une incitation importante invitant à passer à la commercialisation directe. La réaction rapide des opérateurs de vente directe à une introduction éventuelle de primes de marché par le législateur a également été un critère décisif.

Des négociations entre les exploitants d'installations et les opérateurs de vente directe ont eu lieu avant l'introduction de cette mesure. Outre la liquidité boursière, Stefan Thimm voit dans la professionnalisation de la production d'énergies renouvelables une autre conséquence de la commercialisation directe : celle-ci a en effet contribué au développement des innovations et représente une valeur ajoutée pour le système dans son ensemble. Pour Sonia Lioret, le fort dynamisme du marché allemand représente une base solide pour l'intégration des énergies renouvelables au marché. Elle se demande si l'augmentation quantitative du volume d'échange déclenchée par la commercialisation directe doit être l'objectif de l'intégration des énergies renouvelables au marché. Dans la situation actuelle, il faut s'attendre selon elle à une poursuite de la concentration du marché du fait de la commercialisation directe. *« Au lieu de se demander comment nous pouvons adapter les énergies renouvelables au marché de l'électricité, il faudrait plutôt se demander comment le marché de l'électricité pourrait être adapté aux énergies renouvelables ».*

Oliver Götz fait remarquer que les installations dont la production fait l'objet d'une mise aux enchères dans le cadre d'appels d'offres doivent aussi commercialiser directement leur électricité. Les coûts pour les opérateurs de vente directe sont pris en compte dans les offres. Pour Sonia Lioret, la nature de l'interaction entre les appels d'offres et la commercialisation directe n'est pas encore clairement établie. Les procédures d'appels d'offres pourraient se baser aussi bien sur la prime de marché que sur un tarif d'achat fixe.

Zoom sur la répartition des risques

Antoine Guillou, coordonnateur Pôle Énergie du think tank Terra Nova, rappelle également que la structuration d'un marché est toujours le fait d'une décision politique. La production à court terme du marché actuel doit être optimisée et les risques doivent être répartis afin d'être supportés par l'acteur du marché qui, en termes de coûts, est le mieux à même d'y faire face.

« Au lieu de se demander comment nous pouvons adapter les énergies renouvelables au marché de l'électricité, il faudrait plutôt se demander comment le marché de l'électricité pourrait être adapté aux énergies renouvelables ».

Sonia Lioret, FEE

ÉVOLUTION DES MÉCANISMES DE SOUTIEN ET INTÉGRATION DES ENR

L'équilibre entre la répartition des risques et la mise en place d'incitations se présente comme un compromis influencé principalement par le choix de la méthode de calcul du prix de référence. Par ailleurs, il identifie deux questions clés distinctes : la répartition des risques entre les exploitants d'installations et les opérateurs de vente directe, et celle entre les consommateurs et les développeurs de projets. D'après Stefan Thimm, le premier point relève de l'élaboration des contrats, tandis que le second constitue une question élémentaire. La commercialisation directe a pour effet une augmentation des risques ; toutefois, la structuration joue un rôle majeur. Le choix d'instruments tels qu'une prime ex ante ou des subventions aux investissements aurait selon lui pour résultat des risques encore plus élevés.

Pour Sonia Lioret, le calcul de la prime de marché représente un facteur de risques fondamental. Les coûts de financement augmentent fortement dans le cas de la prime de marché fixe, comparativement au scénario avec prime de marché glissante.

Président / Directeur de la publication : Christophe Czajka.

Pour joindre directement vos correspondants composer le **01.40.13** suivi des 4 chiffres figurant entre parenthèses.

Directeur éditorial : François-Xavier Hermelin (50 93) - **Rédacteur en chef :** Philippe Rodrigues (50 59) - **Rédacteurs :** Andréas Petit (50 49) -

Christelle Deschaseaux (50 51) - Nadia Boubih (35 60) - **Assistante :** Stéphanie Leclerc (50 61) - Courriel : stephanie.leclerc@groupemoniteur.fr

Principal actionnaire : INFO SERVICES HOLDING - **Société éditrice :** Groupe Moniteur SAS au capital de 333 900 euros. RCS : Paris B 403 080 823

Siège social : 17, rue d'Uzès 75108 Paris cedex 02 - **Numéro de commission paritaire :** 0415 T 79611

Impression : AB Printed - 6 rue Eugène Barbier - 92400 Courbevoie - **Dépôt légal :** à parution.

TRANSITION ENERGETIQUE

demandez le programme !

TRANSPORTS
QUELLES
OPTIONS HORS
PÉTROLE ?



NUCLÉAIRE
QU'IMPLIQUE
UNE PART
DE 50 % ?



SOBRIÉTÉ
COMMENT
ACCÉLÉRER LE
MOUVEMENT ?



**CHOISISSEZ
VOTRE
FORMULE**

CLASSIQUE - 2 690 € HT / 1AN

250 numéros édition papier
dont N° Spécial Annuel

NUMERIQUE - 2 290 € HT / 1AN

250 numéros édition électronique
dont N° Spécial Annuel

maintenant sur
iPad® et Android !

ENERPRESSE
LE QUOTIDIEN DE L'ÉNERGIE



ENERPRESSE.COM

BULLETIN D'ABONNEMENT

Bulletin à renvoyer complété et accompagné de votre règlement à :
Groupe Moniteur - Enerpresse - 17 rue d'Uzes 75108 Paris cedex 02

ENERPRESSE
LE QUOTIDIEN DE L'ÉNERGIE

Oui, je m'abonne à ENERPRESSE pour 1 an (cochez la formule de votre choix) :

- 01 ☐ **Formule Classique au prix de 2 690 € HT / 1AN** 250 numéros version papier dont le numéro spécial annuel
02 ☐ **Formule Numérique au prix de 2 290 € HT / 1AN** 250 numéros version électronique dont le numéro spécial annuel

Je choisis de régler par :

☐ Chèque à l'ordre de Enerpresse

☐ Carte bancaire N° _____

Date d'expiration _____ mois _____ année Cryptogramme _____
(3 derniers chiffres du numéro figurant au dos de votre carte sur la bande de signature.)

☐ Par mandat administratif à réception de facture

Cachet et/ou signature obligatoire ▶

☐ Je souhaite recevoir une facture acquittée

☐ M. ☐ MME ☐ Mlle

NOM _____

PRÉNOM _____

SOCIÉTÉ _____

FONCTION _____

SERVICE _____

E-MAIL _____

ADRESSE _____

CODE POSTAL _____ VILLE _____

TEL. _____ FAX _____

N° DE SIRET _____ NAF _____

Offre valable jusqu'au 31/12/2015. (1) Offre valable uniquement pour tout nouvel abonné. Délai de livraison en recommandé 6 semaines après réception de votre règlement. Conformément à la loi "Informatique et Libertés" du 6 janvier 1978, vous pouvez accéder aux informations vous concernant, les rectifier, vous opposer à leur traitement ou à leur transmission éventuelle à des tiers, en écrivant au Service Abonnements.