

RESPONSABILITÉ & ENVIRONNEMENT

recherches débats actions

ANNALES DES MINES

Gérer
les énergies
intermittentes
électriques

RESPONSABILITÉ & ENVIRONNEMENT N° 69



JANVIER 2013

JANVIER 2013
NUMÉRO 69
PRIX : 23 €
ISSN 1268-4783

ISBN 978-2-7472-2026-2



9 782747 220262

SÉRIE TRIMESTRIELLE DES
**ANNALES
DES
MINES**
FONDÉES EN 1794

*Publiées avec le soutien
du ministère de l'Économie
et des Finances*



ANNALES DES MINES

FONDÉES EN 1794

RESPONSABILITÉ & ENVIRONNEMENT

Publiées avec le soutien du ministère de l'Economie et des Finances.
Le contenu des articles n'engage que la seule responsabilité de leurs auteurs.

ISSN : 1268-4783

Série trimestrielle • n° 69 - janvier 2013

Rédaction

Conseil général de l'Economie, de l'Industrie,
de l'Energie et des Technologies, Ministère de
l'Economie et des Finances (MEF)
120, rue de Bercy - Télédéc 797 - 75572 Paris Cedex 12
Tél : 01 53 18 52 68
<http://www.annales.org>

Pierre Couveinhes

Rédacteur en chef des *Annales des Mines*

Gérard Comby

Secrétaire général de la série « Responsabilité &
Environnement »

Martine Huet

Assistante de la rédaction

Marcel Charbonnier

Correcteur

Membres du Comité d'orientation

Le Comité d'Orientation est composé des membres
du Comité de Rédaction et des personnes dont les
noms suivent :

Jacques Brégeon

Collège des hautes études de l'environnement
et du développement durable, ECP, INA P-G,
SCP-EAP

Christian Brodhag

Ecole nationale supérieure des Mines de Saint-
Etienne

Xavier Cuny

Professeur honoraire Cnam, Conseil supérieur
de la prévention des risques professionnels

William Dab

Cnam, Professeur

Thierry Chambolle

Président de la Commission « Environnement »
de l'Académie des technologies

Hervé Guyomard

CNRA Rennes

Vincent Lafèche

Ineris, Directeur général

Yves Le Bars

Cemagref

Patrick Legrand

Inra, Vice-Président de la Commission nationale du
débat public

Benoît Lesaffre

CIRAD

Geneviève Massard-Guilbaud

Ecole des Hautes études en sciences sociales,
Directrice d'Etudes

Marc Mortureux

Directeur général de l'ANSES

Alain Rousse

Président de l'AFITE

Virginie Schwartz

Directive executive Programmes ADEME

Claire Tutenuit

Déléguée générale d'Entreprises pour
l'Environnement (EPE)

Membres du Comité de Rédaction

Philippe Saint Raymond

Président du Comité de rédaction,
Ingénieur général des Mines honoraire

Pierre Amouyel

Ingénieur général des Mines honoraire

Paul-Henri Bourrelier

Ingénieur général des Mines honoraire, Association
française pour la prévention des catastrophes
naturelles

Fabrice Dambrine

Haut fonctionnaire au développement durable, MEF

Pascal Dupuis

Chef du service du climat et de l'efficacité
énergétique, Direction générale de l'énergie et du
climat, MEDDE

Jérôme Goellner

Chef du service des risques technologiques,
Direction générale de la prévention des risques,
MEDDE

Rémi Guillet

Ingénieur général des Mines, CGEJET, MEF

Jean-Luc Laurent

Directeur général du Laboratoire national de
métrologie et d'essais (LNE)

Richard Lavergne

Chargé de mission stratégique Energie-Climat au
Commissariat général au Développement durable,
MEDDE

Bruno Sauvalle

Ingénieur en chef des Mines, CGEJET, MEF

Gilbert Troly

Administrateur de la Chambre syndicale des
Industries minières

Table des annonceurs

Annales des Mines : 2^e - 3^e - 4^e de couverture

Photo de couverture

Panneaux solaires et éolienne. Calais,
Lycée Léonard de Vinci, label HOE.
© atelier d'architecture I. Colas. Photo © Paillard/URBA images

Erratum

Dans le numéro 67, la photo de la page 43 est de
Thies Raetzke/VISUM-REA.

Abonnements et ventes <http://www.eska.fr>

Editions ESKA

12, rue du Quatre-Septembre - 75002 Paris

Serge Kebabitchief : Directeur de la publication

Tél. : 01 42 86 55 65 - Fax : 01 42 60 45 35

Tarifs : voir bulletin (page 4)

Conception

Hervé Lauriot-Prévo

Iconographie

Christine de Coninck

Publicité

J.-C. Michalon - ECC

2, rue Pierre de Ronsard - 78200 Mantes-la-Jolie

Tél. : 01 30 33 93 57 - Fax : 01 30 33 93 58

Vente au numéro par correspondance et disponible dans les

librairies suivantes : Guillaume - ROUEN ; Petit - LIMOGES ;

Marque-page - LE CREUSOT ; Privat, Rive-gauche -

PERPIGNAN ; Transparence Ginestet - ALBI ; Forum - RENNES ;

Mollat, Italique - BORDEAUX.

RESPONSABILITÉ

SOMMAIRE

GÉRER LES ÉNERGIES INTERMITTENTES ÉLECTRIQUES

5 Avant-propos
Gilles BELLEC

1. Les caractéristiques des énergies intermittentes électriques

1.1. Aspects techniques

8
Les caractéristiques des énergies intermittentes électriques sont-elles problématiques ?
Les particularités techniques du solaire et de l'éolien
Jean-Louis BAL et Cédric PHILIBERT



© Photo ©Camille Moirenc-CNR

16
Gestion des énergies renouvelables intermittentes sur les marchés de l'électricité
Matthieu BONNET

25
Gérer les énergies électriques intermittentes : les perspectives ouvertes par la recherche
Bernard BIGOT

1.2. Les modèles économiques

29
L'interaction entre les énergies nucléaire et renouvelables et ses effets systémiques dans les réseaux électriques bas carbone
Pr Jan Horst KEPLER et Marco COMETTO

36
L'impact des énergies intermittentes sur les prix de marché de l'électricité
Patrick ADIGBLI et Audrey MAHUET



© Photo ©Camille Moirenc-CNR

43
La contribution des énergies intermittentes à l'amélioration du bilan carbone
Jean-Louis BOBIN, Hubert FLOCARD, Jean-Pierre PERVÉS et Bernard TAMAIN

2. Impact sur les réseaux électriques et ajustement de l'offre à la demande

2.1. Les réseaux électriques en France

50
Les énergies intermittentes : quel impact sur les réseaux de transport d'électricité ?
Dominique MAILLARD

& ENVIRONNEMENT

Janvier 2013 ♦ Numéro 69

55

Gérer les productions électriques intermittentes
Au cœur des *smart grids*, les gestionnaires
de réseaux de distribution
Gilles GALLÉAN

60

Gérer les énergies intermittentes
pour la production d'électricité dans des îles
Bernard MAHIOU



© Paul Langrock/ZENIT-LAIF-REA



© Pierre Mérimée/REA

92

Le *flexing* électrique
Philip LOWE et Mark Van STIPHOUT

102

L'effacement diffus, une nouvelle filière
électrique mondiale, née en France, va accompa-
gner une transition énergétique juste
Pierre BIVAS

3. La politique industrielle

110

L'industrie éolienne française
Alain LIGER

117

Quelle politique industrielle en matière
d'électricité solaire photovoltaïque
Fabrice DAMBRINE

125

Gérer les intermittences électriques (production
et transmission d'électricité) : le point de vue
d'un industriel
Jérôme PÉCRESSÉ

Le dossier est coordonné par Gilles BELLEC

2.2. Les réseaux électriques en Europe

72

Le développement du réseau de transport électrique
allemand : un défi majeur pour les gestionnaires
Olivier FEIX

75

L'intégration des énergies renouvelables au sys-
tème électrique espagnol
Miguel R. DUVISION GARCIA et Ana RIVAS CUENCA

85

Quelle politique européenne pour les réseaux
électriques ?
Marc GLITA et Aurélien GAY

BULLETIN D'ABONNEMENT

A retourner accompagné de votre règlement
aux Editions ESKA <http://www.eska.fr>
12, rue du Quatre-Septembre - 75002 Paris
Tél. : 01 42 86 55 73 - Fax : 01 42 60 45 35

Je m'abonne pour 2013, aux Annales des Mines

Responsabilité & Environnement

4 numéros	France	Etranger
au tarif de :		
Particuliers	<input type="checkbox"/> 89 €	<input type="checkbox"/> 109 €
Institutions	<input type="checkbox"/> 117 €	<input type="checkbox"/> 141 €

Responsabilité & Environnement + Réalités industrielles

8 numéros	France	Etranger
au tarif de :		
Particuliers	<input type="checkbox"/> 171 €	<input type="checkbox"/> 206 €
Institutions	<input type="checkbox"/> 215 €	<input type="checkbox"/> 278 €

Responsabilité & Environnement + Réalités industrielles + Gérer & Comprendre

12 numéros	France	Etranger
au tarif de :		
Particuliers	<input type="checkbox"/> 219 €	<input type="checkbox"/> 276 €
Institutions	<input type="checkbox"/> 324 €	<input type="checkbox"/> 387 €

Nom

Fonction

Organisme.....

Adresse

.....

Je joins : un chèque bancaire
à l'ordre des Editions ESKA
 un virement postal aux Editions ESKA,
CCP PARIS 1667-494-Z
 je souhaite recevoir une facture

DEMANDE DE SPÉCIMEN

A retourner à la rédaction des Annales des Mines
120, rue de Bercy - Télédod 797 - 75572 Paris Cedex 12
Tél. : 01 53 18 52 68 - Fax : 01 53 18 52 72

Je désire recevoir, dans la limite des stocks
disponibles, un numéro spécimen :

de la série **Responsabilité & Environnement**
 de la série **Réalités industrielles**
 de la série **Gérer & Comprendre**

Nom

Fonction

Organisme.....

Adresse

.....

Publié par
**ANNALES
DES
MINES**
Fondées en 1794

Fondées en 1794, les Annales des Mines comptent parmi les plus anciennes publications économiques. Consacrées hier à l'industrie lourde, elles s'intéressent aujourd'hui à l'ensemble de l'activité industrielle en France et dans le monde, sous ses aspects économiques, scientifiques, techniques et socio-culturels.

Des articles rédigés par les meilleurs spécialistes français et étrangers, d'une lecture aisée, nourris d'expériences concrètes : les numéros des Annales des Mines sont des documents qui font référence en matière d'industrie.

Les Annales des Mines éditent trois séries complémentaires :

**Responsabilité & Environnement,
Réalités Industrielles,
Gérer & Comprendre.**

RESPONSABILITÉ & ENVIRONNEMENT

Quatre fois par an, cette série des *Annales des Mines* propose de contribuer aux débats sur les choix techniques qui engagent nos sociétés en matière d'environnement et de risques industriels. Son ambition : ouvrir ses colonnes à toutes les opinions qui s'inscrivent dans une démarche de confrontation rigoureuse des idées. Son public : industries, associations, universitaires ou élus, et tous ceux qui s'intéressent aux grands enjeux de notre société.

RÉALITÉS INDUSTRIELLES

Quatre fois par an, cette série des *Annales des Mines* fait le point sur un sujet technique, un secteur économique ou un problème d'actualité. Chaque numéro, en une vingtaine d'articles, propose une sélection d'informations concrètes, des analyses approfondies, des connaissances à jour pour mieux apprécier les réalités du monde industriel.

GÉRER & COMPRENDRE

Quatre fois par an, cette série des *Annales des Mines* pose un regard lucide, parfois critique, sur la gestion « au concret » des entreprises et des affaires publiques. *Gérer & Comprendre* va au-delà des idées reçues et présente au lecteur, non pas des recettes, mais des faits, des expériences et des idées pour comprendre et mieux gérer.

L'INDUSTRIE
AU
CONCRET

Avant-propos

par Gilles BELLEC*

La captation directe de nouvelles forces de la nature, permettant de mettre de nouvelles sources d'énergie au service des hommes, a de quoi nous faire rêver. Cela d'autant plus que ces nouvelles sources d'énergie sont renouvelables et que leur utilisation ne dégage pratiquement pas de gaz à effet de serre.

Le développement des sources électriques intermittentes auquel nous assistons, notamment en Europe, ne relève pas d'une mode passagère. Ainsi, depuis plusieurs années, l'Allemagne investit à elle seule plus de 20 milliards d'euros par an dans ce développement. Or, l'injection à grande échelle dans les réseaux d'une électricité dont la valeur d'usage est largement inconnue pose des problèmes techniques et économiques d'un caractère inédit.

Aujourd'hui, la valeur de l'électricité intermittente est souvent appréciée par référence à la « parité réseau », une expression apparue depuis quelques années dans les colloques consacrés à l'électricité. Il s'agit du coût complet (production et transport) de l'électricité « classique » au point où est produite l'électricité intermittente. Mais ce coût ne traduit pas correctement la valeur d'usage de l'électricité intermittente si l'on souhaite une fourniture (une puissance) garantie. La production intermittente ne permet d'économiser ni les moyens de production ni les réseaux nécessaires pour assurer cette garantie.

Sur quoi fonder alors la valeur économique de l'électricité intermittente ? Comparer entre elles les valeurs économiques d'un stère de bois, d'une tonne de charbon, d'un mètre cube de gaz ou d'un baril de pétrole est relativement facile. Toutes ces sources d'énergie sont comparables entre elles : toutes sont stockables et l'on peut en mesurer le pouvoir calorifique au moyen d'une unité de mesure commune, la tonne équivalent pétrole (Tep) ou le kilowattheure (kWh). On sait évaluer les coûts de production de ces sources d'énergie, et leurs prix sont révélés par des marchés efficients.

Il en va tout autrement en ce qui concerne l'électricité, pour laquelle aucun modèle économique ne semble encore stabilisé. En effet, avant d'être mesurable en tant que quantité d'énergie, l'électricité l'est en tant que puissance. Déployée pendant un certain temps, une puissance électrique (exprimée en kilowatts, kW) fournit une quantité d'énergie (exprimée en kilowattheures, kWh).

Le service de l'électricité consiste à mettre à la disposition des usagers (clients domestiques, industriels, collectivités locales) une puissance électrique mesurée en kW. Sa valeur d'usage varie d'une seconde à l'autre (le lieu de la livraison importe lui aussi, mais la mutualisation interrégionale des tarifs de réseaux – la péréquation – nous cache ce dernier point).

Les sources intermittentes d'électricité sont aujourd'hui rémunérées par le rachat des kWh qu'elles produisent. Ce

faisant, on ne tient pas compte de leurs performances en matière de régularité et de prévisibilité : aucun lien n'est fait entre leur coût de revient et leur valeur d'usage.

Cette question ne se posait pas par le passé, car la plus grande partie de l'électricité était produite à partir de sources fossiles stockables (liquides, solides ou gazeuses), ce qui conduisait à oublier la différence entre quantité d'énergie produite et puissance. Dans le domaine des sources intermittentes, seule l'hydroélectricité, relativement stockable, avait trouvé sa place, et sa rentabilité était largement assurée. Aujourd'hui, nous captions à grande échelle des forces de la nature qui sont beaucoup plus dispersées (éolienne et solaire, notamment), et cela pose des problèmes inédits.

Les monopoles publics ou privés savent depuis longtemps comparer entre eux les coûts des centrales électriques, bien que les temps de retour sur investissement dépassent souvent plusieurs décennies. Le fonctionnement de ces équipements est optimisé en suivant un « ordre de mérite » dans leurs performances. Le nucléaire est venu s'insérer dans cette logique économique, sans la modifier de manière notable.

En France, M. Marcel Boiteux a acquis une renommée internationale en démontrant qu'un même système de prix pouvait permettre à la fois d'optimiser à court terme l'exploitation d'un parc existant de centrales électriques, et d'organiser à long terme la programmation de nouvelles centrales. Ce système avait l'avantage de se rapprocher du fonctionnement d'un marché concurrentiel (même s'il fallait, en fait, tarifier au coût moyen, et non au coût marginal). Dans le monde réel, les hypothèses sous-jacentes à ce modèle étaient rarement réalisées, mais cette doctrine très largement reconnue permettait à la rationalité économique d'occuper une place centrale dans la gestion des systèmes électriques.

Ce remarquable outil intellectuel est devenu obsolète dans le contexte actuel, mais aucun autre n'est venu le remplacer.

Depuis une vingtaine d'années, en Europe, un système électrique s'est mis en place, fondé sur la mise en concurrence des productions électriques traditionnelles (fossiles et nucléaire). En réalité, ce nouveau système n'est pas encore réellement en vigueur. Des traditions nationales différentes coexistent toujours, et la concurrence en matière de production de kWh, souhaitée par le noyau institutionnel européen, ne s'est pas encore totalement imposée : la transition à partir de l'ancien système des monopoles ou oligopoles n'est pas encore achevée.

Avant même d'avoir pu établir la preuve de sa viabilité (ou de son échec) sur le long terme, ce système est aujourd'hui profondément déstabilisé par le développement rapide des productions intermittentes.

L'essor de ces nouveaux modes de production électrique (qui bénéficient d'une priorité dans la plupart des pays européens pour des raisons environnementales) réduit la durée de fonctionnement des moyens classiques de production d'électricité. Ainsi, les centrales à gaz, dont la rentabilité repose sur un fonctionnement allant de 3 000 à 4 000 heures par an, ne tournent plus en général que de 1 000 à 2 000 heures par an. De ce fait, elles ne sont plus rentables.

Aucune construction de nouvelles centrales thermiques n'est aujourd'hui lancée en Europe, hormis celle de centrales au charbon en Allemagne. Par ailleurs, le niveau moyen des prix de gros de l'électricité a artificiellement baissé (y compris avec des épisodes de prix négatifs). L'ensemble pénalise financièrement les centrales classiques, qu'il faudrait au contraire rémunérer pour le rôle d'assurance de la continuité de l'approvisionnement électrique qu'elles assurent, et pour le lissage des montées et des baisses de charge des réseaux qu'elles permettent : un nouveau système global reste donc à mettre en place, le système actuel menant à de multiples impasses.

Ce numéro de la série *Responsabilité Et Environnement des Annales des Mines* explore certains éléments encore épars d'un nouveau système qui est en train de se construire par étapes.

On a ainsi commencé par l'introduction à grande échelle dans les réseaux d'une production intermittente, qui exige instantanément (s'agissant d'électricité, une énergie difficilement stockable) des débouchés sur le marché : la place de marché de l'électricité que constituent les réseaux doit se réorganiser en conséquence.

C'est donc un âge d'or des réseaux qui se profile devant nous, et ce pour quelques années, voire pour quelques décennies.

Aujourd'hui, on a également pris le parti de remettre à plus tard le traitement des contraintes économiques inhérentes à la production d'électricité intermittente. Le facteur principal limitant leur développement est devenu le raccordement aux réseaux, car la construction de nouvelles lignes prend du temps. Les centrales éoliennes espagnoles, par exemple, tournent parfois à vide, faute d'une interconnexion suffisante entre les réseaux électriques espagnol et français. Autre exemple : l'écoulement optimal du nord vers le sud de la production des champs d'éoliennes *off-shore* de l'Allemagne nécessite la construction de nouvelles lignes électriques : c'est un des principaux verrous du tournant énergétique allemand.

L'équilibrage instantané de la puissance intermittente connectée au réseau pose des problèmes d'une ampleur nouvelle. Cet équilibrage est d'abord obtenu en modulant la production d'électricité conventionnelle, par exemple en ralentissant les machines tournantes des centrales de production fossile et nucléaire.

À certains moments, il peut devenir nécessaire de réduire la demande : c'est ce que l'on appelle l'*effacement*. Celui-ci peut être obtenu en ralentissant les moteurs et les *process* des industriels utilisant de l'électricité. Les grands consommateurs d'électricité sont familiarisés avec ce sujet ;

leur potentiel d'effacement est donc d'ores et déjà mobilisé (et dûment indemnisé).

Les consommateurs domestiques peuvent être mobilisés à leur tour, car ils disposent eux aussi d'un potentiel d'effacement. Des initiatives intéressantes (basées sur le volontariat) les mobilisent déjà. Mais pour être efficace, l'effacement nécessite qu'un signal tarifaire soit envoyé aux consommateurs par les distributeurs. Au temps où son monopole lui donnait une responsabilité sur l'ensemble du système électrique, EDF avait mis en place certains tarifs, comme l'EJP (« effacement jour de pointe », qui portait bien son nom) ou encore le tarif Tempo. Mais ces tarifs ont été progressivement abandonnés, alors même que le rôle qu'ils peuvent jouer en matière d'effacement serait plus que jamais nécessaire.

Un stockage temporaire de l'électricité (c'est-à-dire une mise en réserve de la force captée dans la nature) peut aussi contribuer à l'équilibrage de la puissance instantanée d'un réseau.

Dans le cas des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), ce stockage utilise l'eau. Mais à l'avenir, l'air comprimé fournira peut-être une solution, et il faudra trouver des sites géologiques adaptés. Les batteries électriques existent depuis longtemps, mais elles restent fort coûteuses ; on place beaucoup d'espoirs dans la recherche pour en faire baisser leur coût.

Aujourd'hui, la production intermittente injecte dans les réseaux une électricité aux caractéristiques diversifiées, dont personne ne connaît la valeur ; de ce fait, la rentabilité de ces solutions de stockage est difficile à évaluer, alors que l'on vient d'en voir le caractère indispensable. Sur le plan économique, le développement des productions intermittentes s'est fait à la fois *via* une mutualisation généralisée des tarifs (la contribution au service public de l'électricité-CSPE en France, et l'*Erneuerbare-Energien-Gesetz-Umlage*, en Allemagne) et *via* le report dans le temps des contraintes économiques liées à leur production.

Le retour de la prise en compte de ces contraintes économiques pourrait consister en la réinstauration d'un signal-prix qui soit adapté à la nouvelle électricité et qui prenne en compte les deux aspects du problème. La tarification électrique du futur reste à inventer : on peut imaginer (par exemple) une segmentation du marché qui pourrait être mise en œuvre dès maintenant, cela pratiquement sans frais supplémentaires.

Ainsi, le système bien connu de la tarification « heures creuses/heures pleines » (utilisé notamment pour les chauffe-eau) correspond à ce nouveau contexte. On n'a pas besoin d'attendre l'installation de compteurs de nouvelle génération pour rendre ce dispositif encore plus performant, en recourant à des chauffe-eau électriques modernes, dits à décalage de charge.

Pour le chauffage pendant la pointe hivernale de consommation électrique, on peut non seulement imaginer des tarifs saisonnalisés « été/hiver », mais aussi inciter le consommateur à réduire pendant une certaine durée (autour de deux heures) sa consommation d'électricité en

faisant appel au procédé bien connu du « fil pilote » qui contrôle la marche des radiateurs électriques à inertie. Une incitation similaire peut être mise en œuvre en ce qui concerne l'usage de certains appareils électroménagers, comme les lave-linge ou les lave-vaisselle. Enfin, l'électricité garantie en puissance « toutes heures » (par conséquent plus chère) pourrait être réservée à des usages comme la télévision, l'éclairage et la cuisson qui ne peuvent être ni anticipés ni décalés dans le temps.

Dans l'avenir, les réseaux électriques intelligents (*smart grids*) permettront une tarification instantanée fondée sur un comptage précis, orienté vers un équilibre entre la puissance produite et la puissance appelée.

D'autres modalités, comme l'autoconsommation sans subvention de l'électricité solaire dans les logements, constituent des exemples de modes de réintégration de la contrainte économique inhérente aux énergies renouvelables intermittentes.

Ce monde électrique largement nouveau n'existe pas encore, mais il est en filigrane dans les évolutions en cours.

Finalement, nous connaissons peut-être dans les années à venir une révolution tarifaire électrique semblable à celle que nous avons déjà connue dans le domaine des transports, où deux voyageurs voisins payent un service apparemment identique à des prix différents selon

les conditions dans lesquelles ils ont effectué la réservation de leur place.

Ce numéro des *Annales des Mines* ouvre des pistes. Il nous permet d'entrevoir les premières étapes concrètes d'un changement de grande ampleur.

L'insertion des sources de production intermittentes dans les réseaux électriques entraîne déjà des contradictions pour leurs systèmes de régulation, des contradictions qui vont aller en s'accroissant. Un nouveau système global de régulation reste à inventer ; il ne pourra pas ignorer durablement les contraintes économiques, comme c'est aujourd'hui le cas.

Les autorités politiques, nationales et européennes, seront aussi appelées à redéfinir, dans la chaîne électrique, les maillons où la mutualisation des coûts permet d'organiser des espaces légitimes de solidarité (c'est-à-dire le domaine des prix administrés et de la tarification des services réseaux), et ceux où la discipline de la concurrence, jugée plus efficace, peut donc être conservée ou réintroduite.

Voilà qui débouche sur d'autres débats, et sur d'autres publications ultérieures...

Note

* Ingénieur général des Mines, Conseil général de l'Economie, de l'Industrie, de l'Energie et des Technologies, ministère de l'Economie et des Finances et ministère du Redressement productif.

Les caractéristiques des énergies intermittentes électriques sont-elles problématiques ? Les particularités techniques du solaire et de l'éolien

Par Jean-Louis BAL* et Cédric PHILIBERT**

La variabilité (1) de certaines énergies renouvelables (principalement de l'éolien et du solaire photovoltaïque) pose des problèmes réels souvent mal compris et surestimés. La variabilité n'est pas une nouveauté pour les gestionnaires de réseaux électriques. Ceux-ci doivent constamment faire face aux variations de la demande d'électricité ainsi qu'aux incidents susceptibles d'affecter les outils de production ou les réseaux de transport et de distribution.

L'introduction dans les réseaux de renouvelables variables augmente certes le besoin de flexibilité, mais elle ne le crée pas, et l'on peut, par ailleurs, travailler à augmenter cette dernière. Examinons donc la situation française à court terme (à l'horizon 2020), puis les questions qui se posent pour la plupart des réseaux à plus long terme, avant de revenir sur les spécificités françaises.

Pour l'objectif 2020, la variabilité des énergies renouvelables n'est pas un souci

Afin d'atteindre 23 % d'énergie de sources renouvelables dans l'énergie finale, l'objectif que la France s'est assigné dans le cadre de la directive européenne dite « 20-20-20 » (20 % de renouvelables, 20 % de CO₂ en moins et 20 % d'amélioration de l'efficacité énergétique, ce qui conduirait à 27 %, voire à 28 % de la consommation d'électricité renouvelable), la Programmation pluriannuelle des investissements (PPI) prévoit, notamment, l'installation de nouvelles capacités de production électrique : 25 000 MW de capacités éoliennes (dont 6 000 MW *offshore*), 5 400 MW de solaire (photovoltaïque pour 90 %, et thermodynamique pour les 10 % restant), 2 300 MW de biomasse et 2 500 MW d'hydroélectricité à l'horizon 2020, sans oublier un renforcement (de 3 000 MW) des capacités de transfert d'énergie par pompage hydraulique.

Le développement de ces capacités de production à cet horizon constitue une modification sensible de l'offre de production du système électrique, qui est donc amené à s'adapter à ces nouvelles formes de production.

Le premier enjeu concerne la capacité d'accueil du réseau électrique : si nos territoires bénéficient d'importantes ressources naturelles renouvelables, il est fondamen-

tal de pouvoir injecter l'électricité produite sur le réseau. À titre d'illustration, s'agissant de l'éolien, filière pour laquelle les besoins de créations de capacités sont les plus importants, les projets de parcs dans les zones les plus ventées sont aujourd'hui fortement contrariés par le manque de capacité d'accueil du réseau électrique.

Lors de la concertation du Grenelle de l'Environnement, RTE avait aussi souligné que le raccordement des 19 000 MW éoliens terrestres nécessiterait un milliard d'euros d'investissement dans le réseau de transport. Malheureusement, l'anticipation de l'arrivée de ces nouvelles capacités de production a été difficile et les gestionnaires de réseaux comme les porteurs de projets sont aujourd'hui dans l'attente d'une vision précise des zones de développement des nouveaux moyens de production et des créations de capacités d'accueil y répondant. À ce titre, les professionnels ont des attentes très fortes concernant la mise en œuvre des Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables institués par la loi « Grenelle 2 », prévoient la création anticipée de capacités d'accueil et la réservation de celles-ci au profit de ces nouvelles formes de production.

En ce qui concerne les réseaux basse tension, le développement du photovoltaïque résidentiel incarne le changement fondamental ayant lieu aujourd'hui : l'apparition de

sites de production diffus à l'aval de réseaux électriques prévus initialement pour distribuer de l'électricité produite en amont. Cela constitue un enjeu majeur pour les réseaux de distribution, qui pourront désormais tirer pleinement profit des performances électriques des installations photovoltaïques présentes sur leurs réseaux (diminution des transits, fourniture ou absorption d'énergie réactive, fonctionnement en régulation de tension...).

Le deuxième enjeu concerne la gestion du système électrique et son adaptation au développement de nouvelles installations de production dites *fatales*. Sur ce point, il convient, tout d'abord, de rappeler que le système électrique est aujourd'hui conduit de manière à gérer une consommation subissant des variations d'une vingtaine de GW dans une même journée et qu'il est dimensionné pour faire face instantanément à des événements imprévus, tels que des pannes subites de groupes de production (jusqu'à 1 500 MW) ou des erreurs de prévision météorologique (un degré d'écart en moins, en hiver, se traduit par la consommation de 2 300 MW supplémentaires). En France, grâce au dispositif IPES (Insertion de la Production Éolienne et Photovoltaïque sur le Système) de RTE, la production éolienne est suivie en temps réel. De plus, cette production est prévue la veille pour le lendemain avec une précision satisfaisante, limitant ainsi très fortement les incertitudes sur les volumes produits. L'aléa résiduel (celui lié aux erreurs de prévision) reste très inférieur aux autres aléas auxquels doit faire face le système.

Dans sa contribution au débat public relatif à l'éolien en mer (2), RTE, le gestionnaire du réseau de transport français, souligne que « l'intermittence de la production éolienne ne représente donc qu'un aléa parmi beaucoup d'autres » et que « sous réserve d'une répartition géographique équilibrée et d'un développement adapté du réseau de transport, l'insertion de 20 000 MW d'éolien dans le système électrique français apparaît réalisable ». Ainsi, l'observabilité et la prévisibilité des productions « fatales » est actuellement l'enjeu principal de leur insertion à grande échelle sur le système électrique métropolitain. Le photovoltaïque (dont les capacités installées se développent) est également concerné et sa prise en compte par RTE dans le dispositif IPES est en cours (3).

En réalité, les différents facteurs de variabilité dans la production électrique flexible, avant de s'additionner partiellement, se masquent les uns les autres : de ce fait, l'introduction de renouvelables variables au niveau actuel ne crée pas de besoin d'investissement supplémentaire. Seuls les aléas de production les plus importants dimensionnent les besoins de marge. Ces aléas sont actuellement en France de l'ordre de 3 000 MW en été et de 4 500 MW en hiver, nous dit RTE. Couvrant les aléas les plus significatifs – erreur de prévision météorologique en hiver, par exemple – les marges correspondantes sont *a priori* suffisantes pour répondre aux aléas de moindre importance, comme ceux liés aux productions éolienne et photovoltaïque.

Naturellement, ces aléas doivent être analysés à l'échelle des réseaux, et non installation par installation. La variabilité est grande à l'échelle d'une éolienne ou d'un système photovoltaïque, mais elle est bien moindre, globalement.

L'ensemble des éoliennes peut certes avoir une production totale très faible à certains moments, et beaucoup plus forte à d'autres, et les systèmes photovoltaïques tombent tous à zéro la nuit, mais la vitesse d'évolution de leur puissance cumulée est bien plus faible qu'à l'échelle individuelle, et sa prévisibilité est supérieure.

Si l'insertion des renouvelables variables ne pose donc pas de difficultés techniques significatives à l'horizon 2020, on peut cependant s'interroger sur leurs conséquences en termes d'émissions de gaz à effet de serre dans notre pays, dont la production électrique est faiblement carbonée en raison de l'importance qu'y prennent l'hydroélectricité et, surtout, le nucléaire. Mais, là encore, il faut plutôt raisonner en termes européens du fait des interconnexions internationales. Contrairement à une opinion largement répandue, ce sont moins tant des kWh nucléaires français que les éoliennes françaises déplacent que des combustibles fossiles brûlés ailleurs en Europe, comme le relève RTE : « Grâce aux capacités d'interconnexion, le recours aux moyens de production les moins chers est fondamentalement recherché à l'échelle européenne, et non du seul Hexagone. Compte tenu de la très forte proportion d'électricité produite à partir d'énergie fossile en Europe, y compris en base, chaque kWh éolien produit en France (ou ailleurs sur le sol européen) vient donc, en pratique, se substituer, dans la très grande majorité des cas, à un kWh qui aurait été tiré d'énergies fossiles quelque part en Europe. Du point de vue du bilan énergétique, la production éolienne (et plus généralement, renouvelable) vient donc limiter le recours aux centrales thermiques fossiles en Europe, et les émissions de CO₂ associées. »

Cependant, il faut voir au-delà des 25 000 MW d'éolien et des 4 860 MW de photovoltaïque (PV) prévus pour 2020, alors que l'on débat en Europe d'objectifs pour les renouvelables à l'horizon 2030... et que le Syndicat des énergies renouvelables plaide pour un rehaussement de l'objectif « PV » à 20 000 MW pour 2020.

Nous allons voir que le problème n'est pas principalement d'ordre technique, mais plutôt d'ordre économique.

Au-delà de 2020 – Le cas général

Comme nous l'avons déjà dit : tous les réseaux électriques bénéficient d'une certaine flexibilité. Les sources de cette flexibilité peuvent être regroupées en quatre catégories principales : les interconnexions, la gestion de la demande (notamment de la demande de pointe), la flexibilité des divers moyens de production et, enfin, le stockage. Examinons-les brièvement, tour à tour :

- ✓ Les interconnexions, tout d'abord : l'équilibre à chaque instant entre production et consommation n'a besoin d'être réalisé que globalement, à l'échelle de l'ensemble du réseau interconnecté. Tout kW appelé doit être produit, mais peu importe la nature de la source de ce kW et sa localisation.
- ✓ La gestion de la demande de pointe : si la maîtrise de la demande vise à réduire les consommations d'électricité en général, la maîtrise de la demande de pointe permet de réduire ladite demande, qu'il faut ici

comprendre comme étant la demande de pointe nette de l'électricité générée par les renouvelables variables. Typiquement, la gestion de la demande de pointe repose sur une information en temps réel et une incitation tarifaire, et elle utilise les possibilités de report dans le temps de certaines consommations, en particulier grâce au stockage chez l'utilisateur (pour ce qui concerne les applications thermiques). Le compteur jour-nuit pour les chauffe-eau en est l'illustration la plus classique. Les possibilités qu'offre cette gestion sont à peine explorées à ce jour.

- ✓ La flexibilité des moyens de production : tous les moyens de production sont plus ou moins flexibles, c'est-à-dire qu'ils sont susceptibles d'augmenter ou de réduire leur production. Cependant, les vitesses d'évolution de celle-ci varient fortement, ainsi que leurs amplitudes. L'hydraulique de barrage offre la flexibilité la plus grande, tandis que les centrales nucléaires et celles à charbon présentent les vitesses de changement et les plages de variation les plus faibles. Les centrales à gaz à cycle combiné, et plus encore les turbines à combustible, sont les moyens de production à partir de combustibles fossiles qui offrent la plus grande souplesse.
- ✓ Le stockage d'électricité en réseau repose quasi exclusivement dans le monde, notamment en France, sur les stations de transfert d'énergie par pompage hydraulique (STEP).
- ✓ La capacité des réseaux électriques à intégrer des renouvelables variables d'un point de vue technique est très souvent sous-estimée. Des études de cas réa-

lisées par l'Agence Internationale de l'Énergie (IEA, 2011a) l'ont pourtant estimée entre 19 et 63 % (voir la figure 1 ci-dessous).

Le développement des connexions internationales permet non seulement d'augmenter le foisonnement des centrales de technologie analogue, mais aussi d'accroître les complémentarités entre différentes technologies faisant appel à des ressources primaires différentes. En particulier, en Europe du Nord, nous voyons se développer des interconnexions entre la Suède, et surtout la Norvège, le château d'eau de l'Europe, et les pays voisins à fort potentiel éolien, comme le Danemark, les Pays-Bas, l'Allemagne et la Pologne.

Il faut également jouer sur les complémentarités entre les diverses sources d'énergie renouvelable. On peut, par exemple, souligner que l'hydraulique permet de réguler la variabilité à court terme d'un parc éolien, grâce aux réserves accumulées dans les barrages (sans même faire appel aux STEP), mais que sa disponibilité varie d'année en année de façon significative en fonction des précipitations. À l'inverse, le productible éolien, qui est très variable à court terme, ne varie que fort peu d'une année sur l'autre. De même, le vent et le soleil présentent une bonne complémentarité d'une saison à l'autre, le productible éolien étant plus important en hiver, et le productible solaire plus fort en été. En Europe, un mix de 40 % de solaire et de 60 % d'éolien épouse d'assez près les variations saisonnières de la demande, qui est globalement plus forte en hiver, même si cela n'est pas le cas dans la zone la plus méridionale (voir la figure 2 de la page suivante), réduisant d'autant les besoins de stockage de longue durée ou l'appel à d'autres sources primaires.

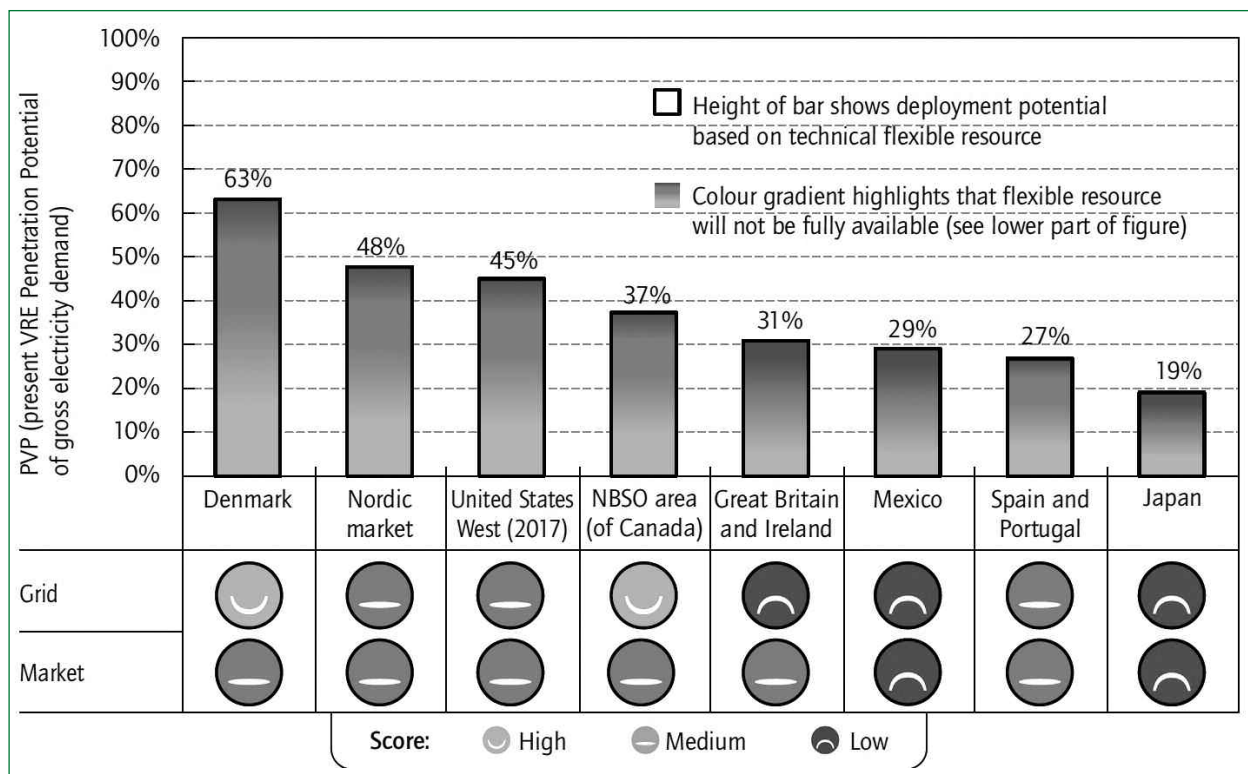


Figure 1 : Potentiels actuels de déploiement des renouvelables variables.
Source : IEA, 2011a.

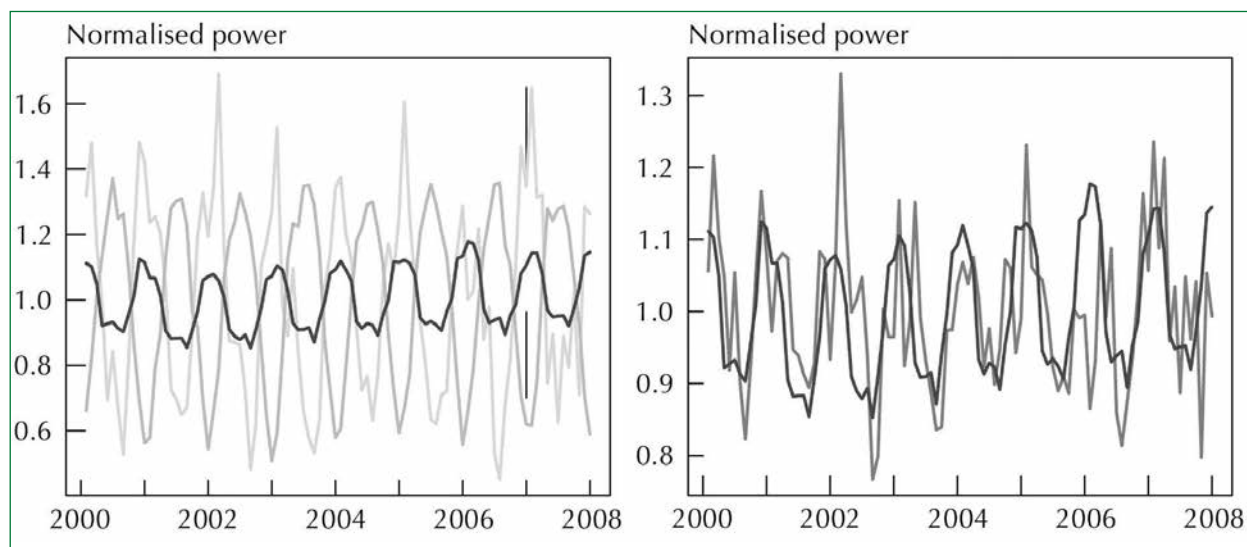


Figure 2 : Variations saisonnières comparées de la demande d'électricité en Europe et de la production d'un mix éolien (60 %) et solaire (40 %).

Figure de gauche : Courbe à plus forte amplitude : la production éolienne. Courbe intermédiaire : la production solaire. Courbe centrale : la demande électrique.

Figure de droite : Courbe à plus forte amplitude : la production d'un mix 60 % éolien et 40 % solaire. Courbe centrale : la demande électrique.

Source : D. Heide *et al.*, rep. IEA, 2011b.

La flexibilité des moyens de production classiques est elle aussi susceptible d'évoluer. En particulier, si, en Europe, l'hydraulique augmente désormais lentement, on pourrait envisager, à taille de réservoirs et apports naturels inchangés, d'augmenter sensiblement la capacité électrique des installations afin de les orienter plus nettement vers l'effacement des pointes nettes (IEA/MNE Brazil, 2012). Le potentiel de développement des STEP reste important, notamment dans les installations en cascade que l'on peut équiper de systèmes de pompage pour remonter l'eau des barrages inférieurs vers les barrages supérieurs, et donc sans qu'il soit besoin de créer des réservoirs supplémentaires. Dès que l'on vise des durées de stockage courtes, la création de réservoirs supplémentaires (quand le relief rend celle-ci possible) n'entraîne pas la mobilisation de superficies significatives, contrairement à l'hydraulique classique qui permet d'accumuler les précipitations de plusieurs semaines, voire de plusieurs mois.

Le scénario « 450 » du plus récent *World Energy Outlook* de l'AIE (IEA, 2012a), qui est compatible avec une stabilisation du réchauffement global autour de 2°C, envisage ainsi, pour l'Europe, un mix de 59 % de renouvelables et de 26 % de nucléaire en 2035. Une variante du scénario équivalent, le 2 DS Hi-Ren des *Energy Technology Perspectives* de la même agence (IEA, 2012b) prévoit pour l'Europe un mix comportant 43 % de variables renouvelables, pour un total de 73 % de renouvelables, les renouvelables considérées comme non variables (l'hydraulique, l'électricité ex-biomasse, la géothermie et le solaire thermodynamique présent principalement dans la péninsule ibérique) contribuant largement à l'intégration des variables.

Dans une perspective mondiale à encore plus long terme, on pourra distinguer trois grands types de zones du point de vue des ressources, selon un autre ouvrage de l'AIE, ses *Solar Energy Perspectives* (IEA, 2011b) : les zones bien ensoleillées et arides, où le solaire thermodynamique, avec ses capacités intrinsèques de stockage thermique de courte période, d'excellente efficacité aller-retour, permet d'intégrer des quantités importantes de renouvelables variables éoliennes et solaires photovoltaïques (voir l'encadré), les zones ensoleillées mais plus humides, de type équatorial, où l'hydraulique devrait fournir les capacités d'intégration souhaitées, enfin, les zones tempérées, comme l'Europe, où l'énergie renouvelable (principalement répartie en trois grandes masses : solaire photovoltaïque, éolien et hydraulique) est susceptible, dans l'état actuel des technologies, de rendre nécessaire un recours à des capacités fossiles flexibles pour « passer les pointes » sans sur-dimensionner les stockages dont la rentabilité économique se détériore rapidement quand chute leur fréquence d'utilisation. Les énergies marines sont prometteuses, mais on ne connaît encore pas grand-chose de leurs coûts et de leur disponibilité réels. Leur grande prévisibilité pourrait cependant être un atout considérable dans la constitution d'un mix électrique majoritairement renouvelable.

Le cas français

En France, les outils de flexibilité qui sont aujourd'hui en place (5 000 MW de STEP – bientôt 8 000 MW si les objectifs de la PPI sont respectés –, 9 000 MW de lacs de barrage, 24 000 MW de centrales thermiques à flamme et

Deux formes d'électricité solaire

Le solaire photovoltaïque (PV) et le solaire thermodynamique sont assez différents, mais complémentaires.

Le premier peut être développé sous la forme d'assemblages de toutes tailles, allant de quelques centimètres carrés (sur une montre) jusqu'à plusieurs hectares (dans une grande centrale au sol).

Son domaine de prédilection sera toutefois l'enveloppe des bâtiments existants ou à construire, principalement les toits, mais également les façades ou les surfaces voisines (couvertures de parkings, par exemple), dans les secteurs résidentiel et commercial.

Techniquement, les surfaces disponibles permettraient de couvrir de 15 % des besoins au Japon à 55 % des besoins aux Etats-Unis (le Nouveau Monde bénéficiant d'un ensoleillement plus important que l'Ancien). Là, proche des lieux de consommation, le photovoltaïque entrera en compétition avec le prix de détail de l'électricité du réseau, plus chère que l'électricité aux bornes des centrales à charbon, à gaz ou nucléaires.

Par ailleurs, le photovoltaïque utilise toute lumière, que celle-ci soit *directe*, quand le soleil est visible, ou *diffuse*, quand il se cache derrière les nuages.

Le solaire thermodynamique, lui, n'utilise aujourd'hui que la lumière directe, qu'il concentre au moyen de miroirs sur de petites surfaces absorbantes afin d'atteindre des températures de plusieurs centaines de degré, et son domaine d'élection est plutôt une centrale de plusieurs dizaines ou centaines de mégawatts, située en régions semi-arides : l'Afrique du Nord, le Moyen-Orient, l'Afrique du Sud, l'Inde, l'Australie, le Sud-ouest des Etats-Unis, le Mexique, le Nord du Chili, le Tibet, le Xinjiang et, potentiellement, la Mongolie intérieure, le Rajasthan et le Gujarat en Inde...

Une autre différence importante tient aux manières de gérer la variabilité de la ressource. Stocker l'électricité coûte cher aujourd'hui, bien plus que stocker de la chaleur. Le photovoltaïque, qui pourra produire jusqu'à 10 % environ de l'électricité totale, utilisera surtout comme stockage le réseau, en lui envoyant, aux heures les plus ensoleillées, tout excédent local de production, et en s'appuyant sur lui pour compenser les déficits. Il y a souvent une assez bonne coïncidence entre l'ensoleillement et la consommation d'électricité, mais cette coïncidence est loin d'être totale. Dans de nombreux pays en développement, la demande est plus forte au coucher du soleil, car elle reste tirée par l'éclairage. Dans les pays allant de tempérés à froids, la demande est plus forte en hiver qu'en été. Les centrales thermodynamiques, en stockant la chaleur solaire avant de produire l'électricité, dissocient l'une de l'autre, ce qui permet de faire mieux coïncider – sur un rythme quotidien – la production avec les pointes de demande, ce qui augmente beaucoup la valeur de l'électricité solaire. Elles peuvent également être hybridées avec un appoint fossile, voire servir d'économiseur de combustible sur une centrale aujourd'hui fossile. À plus long terme, il deviendra intéressant de produire de l'électricité solaire jour et nuit, une option dont la centrale solaire à tour Gemmasolar, en Espagne, démontre déjà la viabilité commerciale – la démonstration technique a été faite aux Etats-Unis, il y a déjà douze ans de cela, après que les autorités françaises eurent décidé (sans avoir pris le temps de la réflexion) d'arrêter la centrale Thémis, à Targassonne dans les Pyrénées.

8 000 MW d'interconnexions électriques avec les pays voisins) permettent sans doute d'intégrer significativement plus que les 25 000 MW d'éolien prévus pour 2020 (peut-être jusqu'à 40 000 MW d'éolien, voire davantage). Un parc éolien de 40 000 MW délivre en France une puissance moyenne de 8 500 MW, avec des oscillations de +/- 100 % autour de cette moyenne. Une puissance d'appoint de 8 500 MW serait donc suffisante pour gérer 40 000 MW éoliens installés.

La pénétration du solaire photovoltaïque dans les réseaux pose, quant à elle, des problèmes d'une autre nature, moins technique qu'économique. Les coûts éventuels du renforcement des réseaux ne paraissent pas devoir poser problème – le caractère fortement décentralisé de la production photovoltaïque est susceptible d'entraîner des économies de réseau aussi bien que des investissements addi-

tionnels, une étude précise reste à faire pour déterminer le solde. En revanche, le fait que la production photovoltaïque soit fortement concentrée dans le temps, plus que son aspect aléatoire, est susceptible, à fortes doses, d'entamer la rentabilité économique des centrales nucléaires. En effet, si celles-ci sont susceptibles d'un certain suivi de la demande nette, leur rentabilité repose sur un fonctionnement aussi continu que possible à pleine puissance (voir NEA, 2012). Mais il convient d'abord d'apprécier le développement à venir du photovoltaïque en fonction de l'apparition de la parité réseau (qui est atteinte lorsque le coût du kWh photovoltaïque produit rejoint le prix de vente de l'électricité) et des possibilités d'autoconsommation ainsi offertes de ce fait aux producteurs.

Or, le prix des systèmes photovoltaïques a connu des baisses considérables jusqu'à aujourd'hui, on peut construire

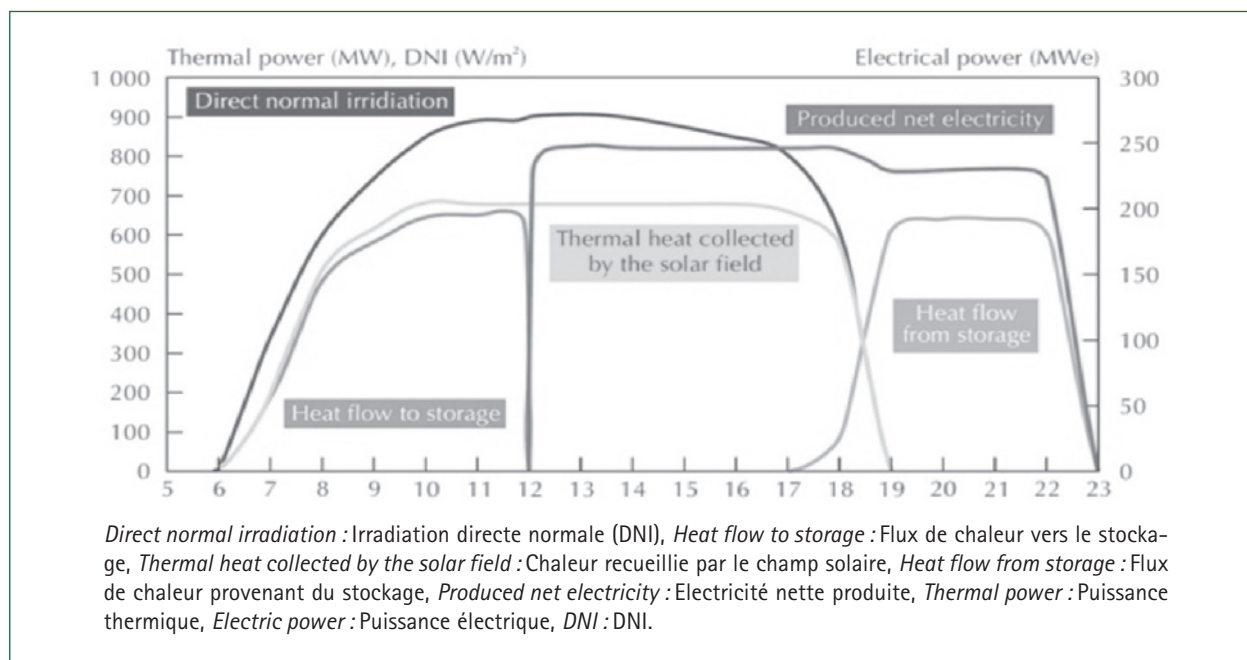


Figure 3 : Principe de fonctionnement d'une centrale solaire jour et nuit avec stockage thermique et appoint fossile. Source : ACS Cobra.

Les deux formes d'électricité solaire (photovoltaïque et thermique) nécessiteront que les réseaux d'électricité évoluent vers plus de flexibilité et plus d'intelligence pour être à même de gérer la variabilité du photovoltaïque (et surtout celle de l'éolien) avec de nouvelles lignes de transport en courant continu, de grande longueur, limitant les pertes et les emprises au sol, et franchissant les mers, pour apporter l'électricité solaire thermodynamique à un plus grand nombre de consommateurs..., en plus des grandes villes que sont Valence, Casablanca, Alger, Tunis, Tripoli, Alexandrie, Le Caire, Khartoum, San Diego, Los Angeles, et bien d'autres encore.

Néanmoins, mieux vaut aujourd'hui combiner les deux formes d'électricité solaire pour permettre aux gestionnaires de réseaux de bénéficier du stockage peu coûteux de l'électricité solaire thermodynamique. C'est plus simple en Afrique du Nord qu'en Europe, où le potentiel endogène se limite à l'extrême sud du continent.

Desertec, Transgreen et le Plan solaire méditerranéen sont nés de ce constat : l'Afrique du Nord dispose de telles ressources qu'elle peut sans difficulté satisfaire les besoins d'électricité de ses populations et de ses industries avec de l'électricité solaire (et éolienne), et en exporter des quantités importantes vers l'Europe, ce qui pourra l'aider à financer l'essor de ladite électricité. Les promoteurs de Desertec se sont fixé comme objectif une contribution à hauteur de 15 % de l'approvisionnement électrique de l'Europe (une limite plus politique que technique, car rien, sinon la peur d'une nouvelle dépendance, ne ferait obstacle à ce que l'Europe importe davantage d'électricité solaire et éolienne produite en Afrique du Nord).

des centrales au sol pour 1,2 euro par watt, amenant le coût de l'électricité photovoltaïque aux alentours de 100 euros le mégawatt-heure dans le sud de la France (au-dessus de l'éolien terrestre, et sans doute proche du coût de l'électricité qui sera délivrée par le premier EPR). Certes, le prix de marché actuel, sur le marché international, du module, souvent d'origine chinoise, mais du « premier tiers », le seul bancable, à moins de 0,60 dollar/kWh, ne reflète pas la totalité des coûts réels. Mais même en prenant pour hypothèse un coût jugé soutenable plus élevé de 25 %, un grand système « PV » au sol ressort à 1,7 dollar/kW (soit un peu plus de 1,3 euro/kW), ce qui permet d'établir les coûts de l'électricité photovoltaïque de la figure 4 de la page suivante, en fonction de l'ensoleillement (indiqué indirectement par le productible en kWh/kWc, ou *full load hours*) et le coût moyen du capital à entre 2 % et 10 % par an.

Il convient également d'évaluer les problèmes en fonction des évolutions prévisibles, comme, par exemple, la pro-

gression attendue des ventes de véhicules électriques ou hybrides rechargeables sur le réseau. Une bonne gestion de cette recharge devrait fournir des possibilités accrues d'écrasement de la demande nette en pointe. Les choses pourraient être simplifiées, dans le cas où les batteries seraient louées aux automobilistes selon le modèle proposé par Betterplace, ce qui permet par ailleurs des changements rapides de batteries dans des stations robotisées, seul moyen de donner à la voiture tout électrique une autonomie sans limite.

Les batteries constituent un moyen de stockage onéreux, justifié en relèvement de carburants liquides, mais beaucoup moins en relèvement du charbon ou du nucléaire. Si davantage de stockage apparaît nécessaire, on pourra augmenter la capacité des STEP. Au-delà des 3 000 MW prévus dans la PPI, on pourra s'intéresser aux options développées par Hydrocoop (LEMPÉRIÈRE, 2010) de STEP littorales (sur le modèle de la STEP de l'île japonaise d'Okinawa), sachant

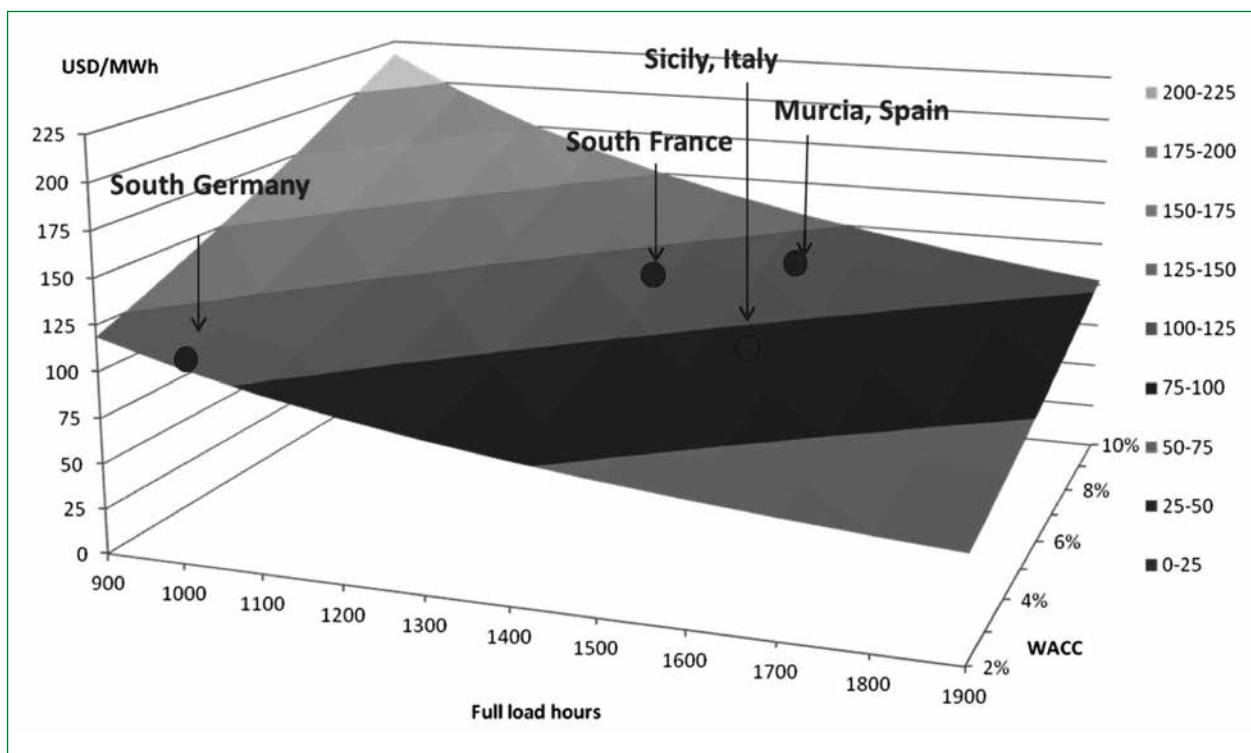


Figure 4 : Coûts actualisés de l'électricité photovoltaïque (grands systèmes au sol).
Source : C. Philibert, 2012.

qu'une seule STEP de ce type pourrait ajouter plusieurs milliers de mégawatts à nos capacités de stockage.

Cependant, couvrir intégralement des périodes prolongées – au demeurant assez rares – de faible production renouvelable conduit à créer des capacités de stockage peu sollicitées, et donc, au final, très coûteuses. Plutôt que de chercher à tout prix à évincer totalement les carburants fossiles dans la production d'électricité, mieux vaut sans doute s'employer à en réduire autant que possible la part dans leurs emplois directs dans le bâtiment, l'industrie et les transports. À cet égard, on pourra chercher à augmenter la flexibilité du petit parc thermique à flamme français : à émissions égales de CO₂, la substitution de centrales à gaz aux vieilles centrales à charbon permet de générer deux fois plus de kilowattheures, et de disposer, en pointe, de trois fois plus de mégawatts de puissance.

Pour autant, la première ressource de flexibilité en France restera sans doute l'ensemble des moyens renouvelables flexibles et fermes (l'hydraulique, en premier lieu, mais également la géothermie, l'électricité de la biomasse (dont le potentiel dans un pays riche de son agriculture et de sa forêt mériterait d'être davantage développé), voire le solaire thermodynamique, dans quelques régions particulièrement ensoleillées).

Enfin, il faut songer aux interconnexions du futur, et en particulier aux possibilités offertes par le développement des lignes haut voltage et à courant continu, qu'elles soient maritimes ou terrestres.

L'Europe de demain, pour aller vers de très hauts taux de pénétration d'énergies renouvelables, gagnera à développer

ses interconnexions avec ses marges orientales et, surtout, méridionales, bénéficiant ainsi de kWh éoliens plus stables et moins coûteux (les régimes des vents, sur les côtes occidentales du Maroc, sont particulièrement favorables) et de kWh solaires bien plus stables (car la ressource, de meilleure qualité, est particulièrement favorable, dans ces régions, aux technologies solaires thermodynamiques avec stockage intégré).

Notes

* Président du Syndicat des énergies renouvelables.

** Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie.

(1) Ce terme correspond mieux à la réalité du photovoltaïque et de l'éolien que celui d'*intermittence*, lequel évoque un fonctionnement aléatoire, de type « tout ou rien », plutôt qu'une variation continue et largement prévisible entre puissance nulle et pleine puissance.

(2) <http://www.debatpublic-eolien-en-mer.org/docs/docs/contribution-rte.pdf> – Consulté le 8 décembre 2012.

(3) Concernant les territoires de Corse et d'outre-mer, dans lesquels les réseaux électriques sont beaucoup plus sensibles (taille réduite, absence d'interconnexions,...), la situation est également intéressante, et les années à venir seront riches en enseignements : la « limite des 30 % » de puissance instantanée, officialisée dans l'arrêté du 23 avril 2008 et au-delà de laquelle le gestionnaire de réseau est autorisé à déconnecter les installations de production « à caractère fatal et aléatoire » afin de préserver l'équilibre du système, sera atteinte prochainement. Des travaux sont actuellement en cours, entre le SER et EDF-SEI, afin de définir un dispositif de stockage de l'électricité qui permette de dépasser cette limite.

Bibliographie

IEA (International Energy Agency), *Harnessing Variable Renewables – A Guide to the Balancing Challenge*, OECD/IEA, Paris, 2001a.

IEA, *Solar Energy Perspectives*, OECD/IEA, Paris, 2011b.

IEA, *World Energy Outlook 2012*, OECD/IEA, Paris, 2012a.

Nuclear Energy Agency, 2012, *Nuclear Energy and Renewables*, OEDC/NEA, Paris.

IEA, *Energy Technology Perspectives 2012*, OECD/IEA, Paris, 2012b.

IEA/MNE Brazil, *IEA Technology Roadmap: Hydropower*, OECD/IEA, Paris, 2012.

LEMPÉRIÈRE (F.), *Stockage d'énergie électrique dans le nord de la France*, Hydrocoop, Paris, 2010.
www.hydrocoop.org

Gestion des énergies renouvelables intermittentes sur les marchés de l'électricité

Par Mathieu BONNET*

À partir de la concession du Rhône et de la libéralisation du marché de l'électricité, la Compagnie Nationale du Rhône (CNR) a développé un modèle intégré de gestion des énergies renouvelables intermittentes hydrauliques, éoliennes et photovoltaïques autour de la prévision, de l'optimisation et de l'accès aux marchés. S'il est beaucoup plus difficile de gérer ces énergies que les moyens thermiques classiques, ce n'est cependant pas impossible. Le système développé par la CNR lui permet de mieux valoriser sa production et de développer des capacités de stockage. Il est indispensable pour pouvoir « se servir utilement » de ces énergies anciennes issues de technologies nouvelles. Ce modèle forme aujourd'hui le cœur du *process* de CNR, à côté de l'exploitation et de la maintenance de ses installations, et constitue la base de son développement futur. Celui-ci passera par l'agrégation d'autres actifs et par la nécessaire anticipation des évolutions que le système électrique pourrait connaître avec l'émergence des réseaux intelligents (*smart grids*), la production distribuée et de nouvelles possibilités de stockage.

Quelques points de repères

Depuis sa création, la Compagnie Nationale du Rhône (CNR) produit et gère une électricité d'origine à 100 % renouvelable ces actifs étant hydrauliques et plus récemment éoliens et photovoltaïques. C'est aujourd'hui le premier producteur en France, de par sa taille, dont l'énergie est uniquement renouvelable.

La CNR a été créée en 1933 pour aménager la concession du Rhône (du lac Léman à la Méditerranée) tant du point de vue de la production d'électricité hydraulique, que de la navigation et, à l'époque, de l'irrigation tout au long de la vallée du Rhône. Le premier groupe hydraulique mis en service à Génissiat date de 1948 (d'une puissance de 70 MW) et les derniers l'ont été en 1986 à Sault-Brénaz (pour une puissance de 45 MW), en amont de Lyon.

La puissance installée sur le Rhône est aujourd'hui de 3 000 MW, avec quelques projets de suréquipement en cours. De développeur et d'aménageur, l'activité de CNR devait se cantonner, après la construction des aménagements, à celle de concessionnaire (et cela d'autant plus que le projet Rhin-Rhône était arrêté). C'est la directive de 1996 sur la libéralisation des marchés de l'énergie, transposée en droit français par la loi du 10 février 2000, qui a permis à CNR de redevenir un producteur d'électricité de plein exercice. Avec la fin du monopole de la production, l'entreprise a pu de nouveau (retrouvant la situation d'avant 1946) avoir pleine possession de son électricité et

la commercialiser au travers des nouveaux marchés en développement : marché de gros, marchés règlementés du type bourses d'échange (comme EPEX), marché spot, puis infra-journalier, en France et en Europe). Ses statuts modifiés en 2003 actent ces changements profonds et font de la Compagnie un producteur d'électricité à part entière ayant en charge, notamment, la concession du Rhône et pouvant se développer partout en France et en Europe sur d'autres énergies. Au passage, la concession du Rhône a été modifiée et s'est enrichie de nouvelles obligations, avec notamment la mise en place d'une redevance de 24 % sur les ventes de la production d'électricité par le Rhône, charge que CNR est le seul concessionnaire à acquitter en France.

Ainsi, depuis 2000, en parallèle au développement de la mise en place de la libéralisation du marché de l'électricité, l'entreprise a développé ses ventes, mais a aussi réintégré l'ensemble des métiers de producteur, notamment ceux de l'exploitation et de la maintenance, en complément de l'ingénierie (pour son compte propre et le compte de tiers). Depuis 2006, forts de la gestion de l'hydraulique du Rhône, qui a demandé des développements techniques très importants pour pouvoir vendre l'énergie sur les marchés, nous avons fait un choix stratégique majeur, celui de nous développer dans les deux autres énergies renouvelables intermittentes, l'éolien et le photovoltaïque, la gestion des ces actifs complémentaires étant semblable à celle de l'hydraulique. Aujourd'hui, nous avons

développé 290 MW d'éolien et 15 MW de photovoltaïque en France (soit 10 % de la production installée du Rhône) et nous avons de nombreux projets de développement, non seulement en France mais aussi en Europe, pour profiter au mieux du marché européen et des diverses opportunités issues de la volonté de l'Europe d'accroître son parc de production renouvelable.

Globalement l'entreprise produit 15 térawatt-heure par an, ce qui représente 3 % de la production française et, grâce au Rhône, elle assure 25 % de la production hydraulique française (1).

Un modèle issu des contraintes propres aux énergies renouvelables intermittentes

Le choix fait par la Compagnie est de vendre son énergie sur les marchés de gros et réglementés, ainsi qu'à quelques clients finals. Ce choix a été dicté par deux considérations.

La première considération est d'ordre stratégique. Notre choix a été de ne pas développer de force commerciale d'envergure, mais de nous positionner en amont et d'offrir notre production à des fournisseurs comme les grandes *utilities* européennes ou les acteurs des marchés. Les bourses d'échange d'énergie permettent une liquidité et une profondeur suffisantes qui n'imposent pas un accès aux clients finals. Enfin, si le développement de la segmentation de l'électricité (à travers l'origine de production de celle-ci) commence à apparaître sur certains marchés, comme ceux des certificats de garantie d'origine ou de la labellisation, cela ne justifie pas encore une démarche commerciale importante.

La deuxième considération est d'ordre technique. Nous avons structurellement un risque de volume. À titre d'exemple, en 2011, l'hydraulicité a été historiquement basse, ce qui a entraîné une production de 30 % inférieure à la moyenne des vingt dernières années. La variable *volume* est une caractéristique fondamentale des moyens intermittents que l'on ne retrouve pas chez les moyens thermiques ; elle entraîne une gestion différente, si l'on veut optimiser les premiers. Les marchés de gros et les marchés réglementés nous permettent de vendre efficacement notre production, sans la rigidité du profil de charge des clients finals.

Comment cela fonctionne-t-il ?

Nous ne pouvons pas nous engager sur un volume de production trop important à long terme sans être en situation de risque. C'est là la nature même de l'intermittence de la production (2). Une politique de risque de placement a donc été développée basée sur l'historique de production et qui est actualisée en fonction des connaissances disponibles (marchés, technique, algorithmes, etc.).

Nous vendons ainsi notre production d'électricité progressivement dans le temps, en fonction de limites de volume et de signaux de prix (3). Ainsi, la production totale vendue d'une journée (Pt) est issue de ventes (Pi) ayant

eu lieu plusieurs « i » mois ou « i » années auparavant, la somme des (Pi) étant égale à (Pt). Plus on se rapproche de l'échéance et plus la précision de la production va être grande : c'est « l'horizon météorologique », alors qu'un an avant l'échéance, on aura vendu, au plus, pour cette journée, environ P/a (4), ces ventes étant basées sur des historiques de production. Il est donc nécessaire d'avoir une vision précise non seulement du temps qu'il va faire, mais aussi et surtout de l'impact que celui-ci va avoir sur la production de nos barrages, de nos éoliennes et de nos parcs solaires. C'est la raison pour laquelle la CNR a développé ses propres modèles de propagation issus de notre ingénierie et de notre centre de prévision, où travaillent nos experts météorologistes.

La variabilité du volume s'entend aussi dans le temps. Il n'est bien sûr pas équivalent d'avoir une capacité de stockage ou de ne pas en avoir. Le stockage va permettre de mieux gérer le volume dans la durée, et donc « de mieux vendre », c'est-à-dire de vendre aux meilleurs prix (on parle d'ailleurs, dans ce cas, de coût marginal d'opportunité). Or, la CNR gère des actifs ayant très peu de capacité de stockage : le Rhône se caractérise par des ouvrages de production « au fil de l'eau » et les énergies éolienne et photovoltaïque ne sont pas encore stockables de façon économique, ces capacités sont considérées comme « fatales ». Pourtant, grâce à nos développements techniques, qui sont très importants et sont le fruit de plus de quinze années d'efforts, nous sommes capables, en instrumentant l'ensemble de nos machines, de faire du suivi de charge. Grâce à des écluses synchrones (5), nous pouvons déplacer de l'énergie sur 24 heures et moduler ainsi la production du Rhône en fonction des conditions de vente les meilleures. L'ensemble des machines est ainsi piloté à distance et des algorithmes optimisent la marche de celles-ci en fonction de l'hydraulicité, des signaux de prix de vente et des disponibilités des machines. Les mêmes principes s'appliquent à l'éolien et au photovoltaïque.

Ces prix de vente de l'électricité varient en permanence, d'heure en heure, en fonction de l'offre et de la demande globale (voir l'encadré 1 de la page suivante). Il faut donc non seulement connaître en permanence les prix, mais avoir aussi la meilleure anticipation possible de l'évolution de ceux-ci. Nous avons donc créé notre propre accès aux marchés pour vendre notre électricité et pour connaître très finement l'évolution de son prix.

La mise en place de ce modèle qui repose sur le triptyque Prévision-Optimisation-Vente nous a permis d'augmenter la valeur de notre production et de tirer le meilleur parti possible de notre production renouvelable intermittente. Ce modèle a été rendu possible par la mise en place des bourses d'échange et des marchés de gros de l'électricité (voir l'encadré 2). Ces marchés, qui se développent depuis 2001, sont liquides, profonds, et ils offrent divers produits, allant de l'horaire à l'annuel, qui sont bien adaptés aux énergies renouvelables (EnR). Il est fondamental qu'un tel marché existe : il faut pouvoir trouver une contrepartie, sinon l'énergie serait perdue. Or, ce serait économiquement (au sens d'optimum collectif) une perte

Encadré 1**Fonctionnement sommaire des mécanismes de formation des prix sur le marché de l'électricité (on pourra, par exemple, utilement se référer à un ouvrage de référence en la matière, celui de J.P. Hansen et J. Percebois « Energie », de Boeck)**

Avec la libéralisation du marché, le prix de l'électricité est fixé en fonction de l'offre et de la demande, comme tout autre marché. Auparavant, le prix était généralement fixé en fonction d'un système dit de *cost plus* : le prix moyen permet de rémunérer le coût complet des moyens de production (avec marge : c'est le « plus ») en fonction de la production réalisée. À la différence des autres marchés, celui de l'électricité est particulier, dans la mesure où à chaque instant il doit y avoir équilibre entre l'offre et la demande (sinon, cela peut déboucher sur un *black out*). Le marché étant parfait, la théorie microéconomique nous donne alors le prix : c'est celui du coût marginal de la dernière unité de production permettant d'atteindre l'équilibre (un producteur va accepter un prix si celui-ci permet au minimum d'équilibrer ses coûts variables). La réalité est un peu moins simple : le marché n'est pas parfait (liquidité, information incomplète, coût de démarrage des unités thermique, *missing money*, etc.). Mais en première approximation, cela permet de tirer quelques grands principes :

- ✓ Le combustible des énergies renouvelables intermittentes (l'eau, le vent et le soleil) étant de coût nul (puisque, ressources non limitées-modulo un coût d'usage), le coût marginal est nul, donc le prix (si ces moyens équilibrent la demande) est nul ! À ce titre, on note que l'énergie biomasse est très différente : c'est non seulement un moyen thermique classique, mais le coût de la matière première n'est certainement pas nul.
- ✓ Dans notre système, le prix ne prend plus en compte les coûts complets des moyens de production. Comment prendre en compte les amortissements et les intérêts, et donc les coûts du capital et sa rémunération ? Normalement, si le marché est parfait, la distribution économiquement raisonnable des moyens de production va être telle que les prix dans l'année seront suffisamment longtemps supérieurs au coût marginal d'un moyen de production pour qu'ils permettent de compenser son coût complet lorsqu'il produit. C'est la théorie, car se pose en particulier la question de la *missing money* (voir référence *supra*). En pratique, les prix (trop bas) ne permettent pas de rémunérer le capital de certains moyens de production, comme, aujourd'hui, en Europe, les centrales « gaz-vapeur », ce qui pose la problématique des moyens des capacités dont on parle actuellement. On conçoit que dans ce système, si on est sur-capacitaire, avec un moyen de production de base du type nucléaire, on ne pourra jamais en construire de nouveau, car on ne pourra financer son coût complet.
- ✓ Si les prix de fourniture baissent, le coût de la facture ne baisse pas ! Il faut rajouter le transport, la distribution, les taxes et les soutiens aux EnR. Si ces soutiens sont temporaires (cessant une fois les investissements réalisés), il est logique que le consommateur bénéficie de prix bas de fourniture, ce qui pose le problème de la détermination des tarifs régulés.
- ✓ L'énergie hydraulique (de petite taille), éolienne et photovoltaïque, bénéficie de soutien en France (comme d'ailleurs en Europe, à travers divers systèmes) grâce à un prix de l'énergie garanti au MWh produit pour une certaine durée (15 ans pour l'éolien et 20 ans pour le photovoltaïque). Ce soutien est payé par chaque consommateur final (sauf en autoconsommation) à travers une contribution spéciale de 6 €/MWh environ en 2012, soit 5 % du prix TTC de la facture du particulier. Il a pour but de couvrir les coûts complets, ce que les prix de l'électricité ne permettent pas de faire (investissements trop importants ou prix trop faibles...).
- ✓ Les énergies intermittentes (à condition que le système électrique admette toujours leur injection – hypothèse non triviale, car les réseaux peuvent être surchargés) sont toujours les premières appelées.

d'opportunité (le coût marginal étant, quant à lui, proche de zéro).

Extension du modèle*L'amont*

Nous avons décidé d'étendre le fonctionnement de ce modèle initial à l'ensemble de notre périmètre, à savoir la

gestion des énergies renouvelables intermittentes qui sont, de fait, météorologiques. C'est ainsi que nous avons développé notre capacité éolienne en 2006 et, plus récemment, notre capacité photovoltaïque (en 2008).

Notre vision est celle de gérer de façon cohérente, sur les marchés, un mix d'énergies renouvelables intermittentes basé sur l'eau, le vent et le soleil, autour de nos actifs en propre, mais également d'actifs détenus par des tiers.

Encadré 2**Les marchés de gros et les bourses d'échange agrègent des acteurs qui traitent des flux physiques (en général).**

Le fonctionnement du système est le suivant :

Le gestionnaire du réseau (en France, RTE) est en charge de l'équilibre de celui-ci. Cet équilibre est fonction de l'offre et de la demande. De façon simplifiée, en J-1, il récolte la somme des offres (productions) et des demandes (consommations), heure par heure. En parallèle, les producteurs ont des besoins qui varient d'heure en heure (en fonction de leurs ventes finales). Soit ils ont leur propre production, qui suffit à couvrir leurs ventes, soit ils doivent se fournir sur le marché. Cela peut arriver en raison de machines à l'arrêt (maintenance, pannes) ou parce qu'il est moins onéreux de se fournir *via* un tiers plutôt que de mettre en service une nouvelle unité (prix du combustible trop cher, par exemple). Un système d'enchères se met en place qui aboutit à un prix. Pendant la journée J, si le producteur ne fournit pas x MW par rapport à son estimation, le réseau va être en déséquilibre (si la demande réelle ne varie pas dans le même sens que son estimation...). Dans ce cas, le gestionnaire de réseau pour équilibrer va devoir compenser (+ x MW), ce qui a un coût au moins égal à des enchères heure par heure en infra-journalier (on peut aussi agir sur la demande, par exemple en la délestant). Le producteur qui est en écart sera pénalisé de ce coût. Ainsi, chez CNR, un des critères de performance est la réduction des écarts.



© Photo ©Camille Moirenc-CNR

« Notre vision est celle de gérer de façon cohérente, sur les marchés, un mix d'énergies renouvelables intermittentes basé sur l'eau, le vent et le soleil, autour de nos actifs en propre, mais également d'actifs détenus par des tiers. », parc éolien de CNR implanté à proximité de la centrale EDF de Tricastin, Bollène (Vaucluse).

À partir des outils du Rhône, nous avons développé à la fois les prévisions et le contrôle de nos éoliennes et de nos parcs photovoltaïques. Aujourd'hui, nous disposons d'outils, parmi les plus innovants sur le marché, entièrement dédiés au fonctionnement d'une production intermittente.

La gestion spécialisée de ces énergies intermittentes est efficace et permet de compenser l'absence de stockage à

bas coûts. Pour notre modèle, le meilleur stockage est le marché, même si celui-ci ne permet pas de vendre à terme l'énergie disponible dans l'immédiat, mais au moins, la production produite est vendue, et n'est donc pas perdue (ce qui est la fonction première d'un stockage).

Pour limiter au maximum les variations et donc pour bénéficier de l'effet « tampon » du stockage, une solution

dégradée (c'est-à-dire sans stockage) consiste à multiplier les foisonnements d'énergies. Il vaut mieux avoir des parcs éoliens avec des régimes de vents différents et des moyens de production aux cycles différents, voire « complémentaires ». C'est aussi la raison pour laquelle il est efficace de gérer ensemble eau, vent et soleil, et cela dans des régions aux caractéristiques diverses. Nos travaux théoriques mettent en évidence le gain lié aux foisonnements d'énergies et les diminutions d'écart (voir les courbes de la figure 2).

Si l'intermittence est une contrainte, le développement des prévisions et la mise en place des marchés permettent, ainsi, aujourd'hui, d'une part, d'en limiter le caractère complètement aléatoire et, d'autre part, de pouvoir vendre les productions intermittentes et de mieux les gérer.

L'aval

Un autre axe de développement, complémentaire, de CNR, consiste aujourd'hui en une démarche sur l'aval.

La nature renouvelable de notre production lui confère un caractère « vert », qui est valorisable au travers de certificats de garantie d'origine. Ces certificats permettent de vendre un peu plus cher notre énergie à certains clients ou par l'effet de réglementations particulières (par exemple, l'énergie importée par l'Italie devait être issue pour une part de productions renouvelables certifiées pendant plusieurs années). La CNR a d'ailleurs été la première entreprise française à être certifiée par le TÜV allemand, et ce dès 2002. On assiste ainsi petit à petit à une segmentation du produit « électricité », certains clients y étant très attachés.

Nous pensons que c'est là un axe de création de valeur de niche, mais qui est bien adaptée à notre production. C'est la raison pour laquelle nous nous sommes très tôt intéressés au problème de la fourniture d'énergie verte pour les véhicules électriques.

Pour un électricien, le développement des véhicules électriques est d'abord une nouvelle demande qui ne cannibalise pas nos marchés existants. L'électricité ne représente, par exemple, qu'une part de 7 % des transports en France (trains). C'est donc potentiellement un énorme gisement de croissance. Si l'idée n'est pas neuve (puisqu'Edison pensait déjà développer le véhicule électrique en « réglant le problème de la batterie », ce qu'il n'a pu faire), c'est uniquement grâce aux progrès technologiques récents que ce concept est désormais économiquement viable. Au-delà du confort et de la non-pollution locale du véhicule électrique se pose immédiatement la question de l'origine de l'énergie que celui-ci utilise. Or, on sait que si l'on produit l'énergie pour ce véhicule à partir d'une centrale au charbon, globalement, on polluera deux fois plus que si l'on roulait avec un véhicule diesel (du puits à la roue). Dans le cas considéré, l'énergie devra être, disons le simplement, le moins carbonée possible.

Une production renouvelable remplit bien sûr ce premier critère, mais elle s'adapte également bien au caractère « aléatoire » de la charge des véhicules. C'est ainsi que nous avons développé et breveté une technologie permettant de prendre le contrôle à distance d'une batterie et de

la charger lorsque notre production intermittente le permet. Nous gérons ainsi un parc de stockage en face d'une production intermittente. Nous avons signé plusieurs partenariats avec des constructeurs automobiles et sommes en phase de déploiement à grande échelle.

Ces avancées nous ouvrent la voie vers la gestion locale des énergies renouvelables, qui sera sans doute un des développements importants de notre secteur au cours des prochaines années, tant pour réduire la problématique de l'intermittence sur le réseau que pour apporter des solutions au développement de l'autoconsommation qui va se développer en Europe.

Demain

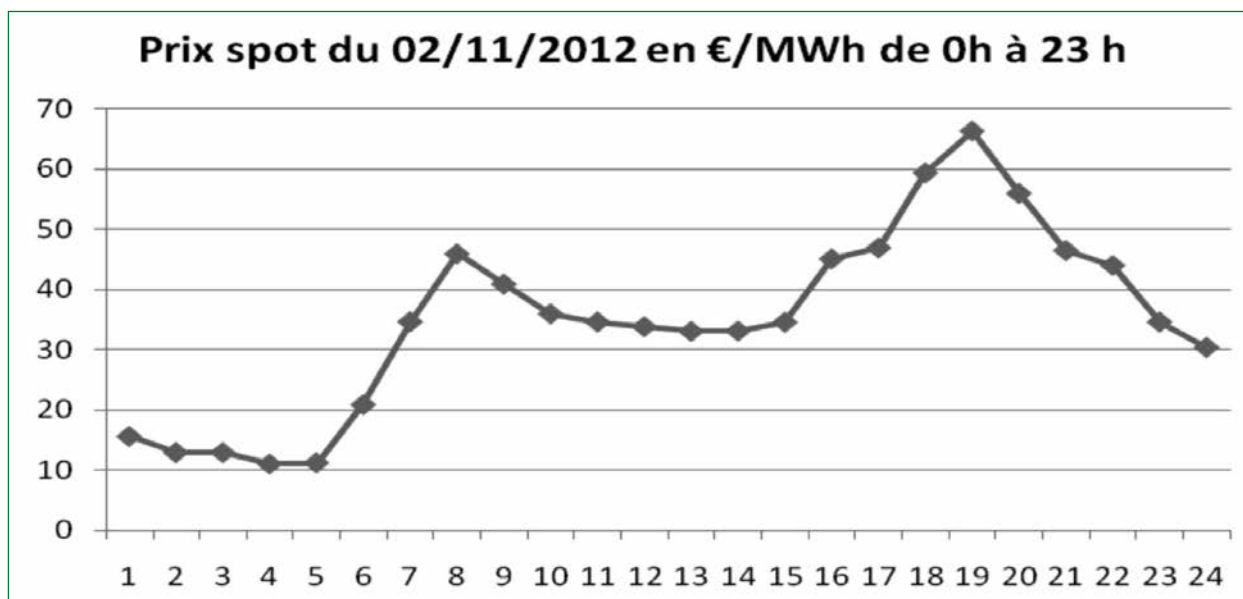
Le rôle des technologies

Depuis 2000, la croissance de la production des énergies renouvelables a été très importante en Europe. Même si elle varie d'un pays européen à un autre, celle-ci commence à se faire ressentir sur les marchés. On le sait, c'est l'Allemagne qui a le parc le plus important d'énergies intermittentes (la France a aussi un parc important, avec l'hydraulique, mais celui-ci est facilement modulable, à la différence de l'éolien et du photovoltaïque allemands). Fin 2011, l'Allemagne avait 25 GW de capacités photovoltaïques et 30 GW de capacités éoliennes (6).

Etant donné la structure du marché de l'électricité, cette puissance installée a un impact sur les prix européens. En août 2012, avec plus de 20 GW de puissance photovoltaïque injectée à midi, les prix du *peak* allemand étaient très faibles et inférieurs aux prix français, ce qui est une situation nouvelle sur le marché (7). Le coût marginal de ces énergies a ainsi tendance à faire baisser les prix globaux de l'électricité, dégradant le nombre d'heures de fonctionnement de moyens thermiques (et donc leur rentabilité). Ainsi, du point de vue macroéconomique, le développement des énergies renouvelables a un impact déjà fort, et ce n'est qu'un début.

La baisse très importante (même si pour certains, elle est artificielle) des coûts des panneaux photovoltaïques rend cette énergie proche de la fameuse parité réseau. En réalité, en autoconsommation, le coût complet d'une installation photovoltaïque pour un particulier est déjà équivalent au prix régulé de l'électricité que consomme ce même particulier (transport, distribution et taxes comprises). Cela veut dire qu'il serait plus intéressant de produire sa propre électricité que d'en consommer au tarif régulé. Reste un problème de taille : il faut stocker la production non consommée. Or, des systèmes de stockage à échelle d'une habitation arrivent sur le marché (notamment en Allemagne). Ainsi, il n'est plus loin le moment où les habitations auto-consommeront l'énergie qu'elles produiront de façon plus rentable qu'en s'approvisionnant sur le réseau.

C'est un problème de taille pour un producteur ! Grâce à l'avancée des technologies, le secteur de la production d'électricité est en transformation. Il y a soixante ans, la



Courbes 1 : Evolution sur la journée du 2 novembre 2012 du prix spot.

taille des installations de production électrique en faisant un monopole naturel de fait (se traduisant également comme tel au plan juridique) à la recherche de gains de taille (les unités sont devenues de plus en plus importantes, culminant avec l'EPR à 1,6 GW). Or, des unités de production passent aujourd'hui à une échelle « microscopique », avec les panneaux photovoltaïques. L'échelle n'est plus le gigawatt (GW), mais le kilowatt (KW), soit un rapport de 1 à 10^{-6} , et c'est le consommateur qui va, désormais, lui-même produire. On passe de la recherche d'économies d'échelle à celle de la quantité et de la standardisation. Les barrières à l'entrée constituaient le coût des grandes installations électriques et la capacité d'ingénierie pour mener à bien ces projets très complexes font place à un investissement à la portée d'individus et à un produit standard sur étagère, le panneau photovoltaïque. Ce dernier n'est finalement que le passage à la production industrielle d'une unité de production électrique, certes très petite, mais que les industries de masse du semi-conducteur et de l'automobile savent produire à des milliards d'exemplaires. C'est une phase extrême, mais la taille des éoliennes intermédiaires, de l'ordre du MW, montrait déjà cette tendance (rapport de 1 à 10^{-3}).

Face à ces changements très rapides, il était essentiel, en termes de stratégie d'entreprise, que nous en anticipions les conséquences. C'est la raison pour laquelle nous développons des solutions permettant de gérer cette autoconsommation en liaison avec une fourniture à partir de notre production renouvelable (il peut manquer de soleil ou de vent...). Nous testons ainsi différentes solutions de stockage à diverses échelles, au-delà des batteries pour véhicules électriques. Il faudra sans doute ainsi composer avec de nouvelles solutions techniques qui vont profondément changer la demande d'énergie avec une pression à la baisse ou au mieux une stagnation de celle-ci pour les producteurs.

Ces tendances impliquent le passage d'une gestion « centralisée » à une gestion « décentralisée », ou encore

à une gestion « distribuée ». On cite souvent le rôle des *smart grids* sans en définir plus avant les contours, mais il faut savoir que, pour que tout le système fonctionne, cela nécessitera des échanges d'informations plus importants entre des moyens de production, beaucoup plus nombreux et diffus, et les lieux de consommation. Déjà, nos systèmes de pilotage de batteries, de stockage et les systèmes d'aiguillages entre le choix d'auto-consommer, d'injecter sur le réseau ou de soutirer en fonction des prix instantanés et de la production disponible nécessitent de disposer de masses importantes d'informations dans notre centre de pilotage situé à Lyon. Au-delà des avancées technologiques et des nouvelles possibilités offertes aux consommateurs, on s'aperçoit qu'il y a aussi un fort attrait collectif pour la consommation d'une production locale, ce qui est le propre de nos énergies renouvelables intermittentes.

Les territoires

Le succès du développement de CNR a aussi reposé sur l'approche locale et territoriale qu'implique le développement des énergies renouvelables. C'est là un travail constant, que nous intensifions encore à l'avenir.

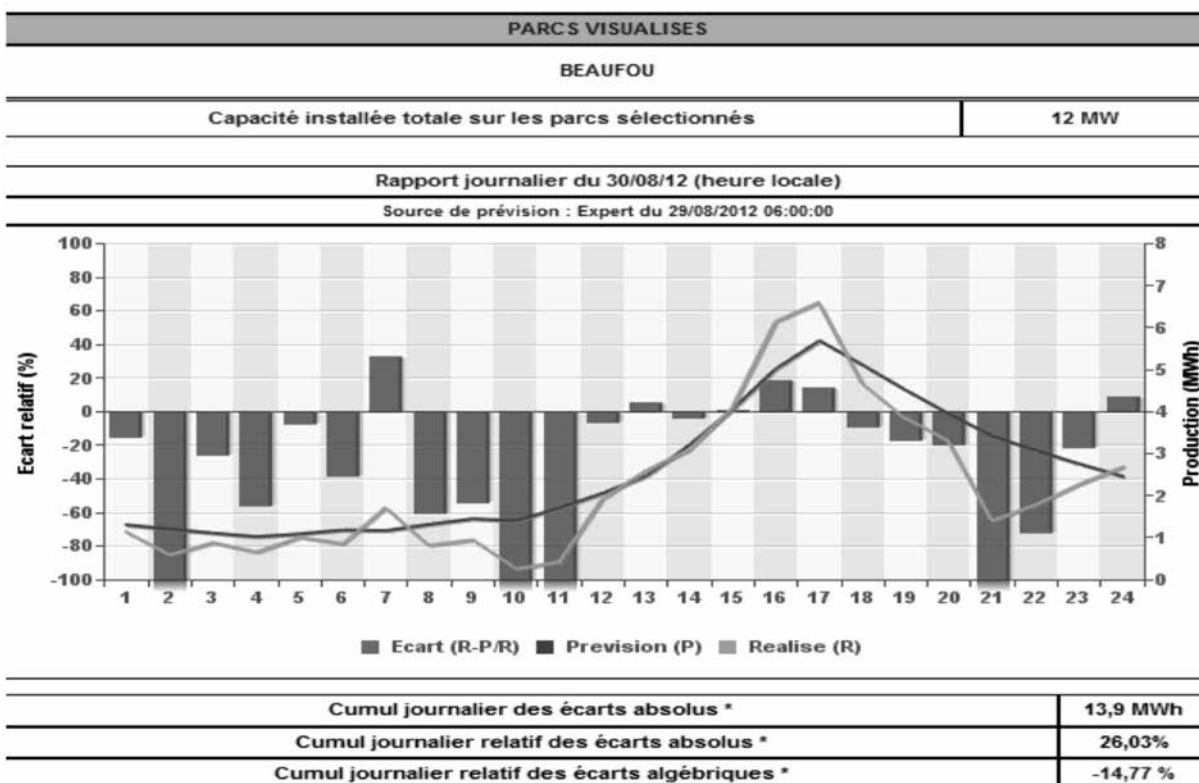
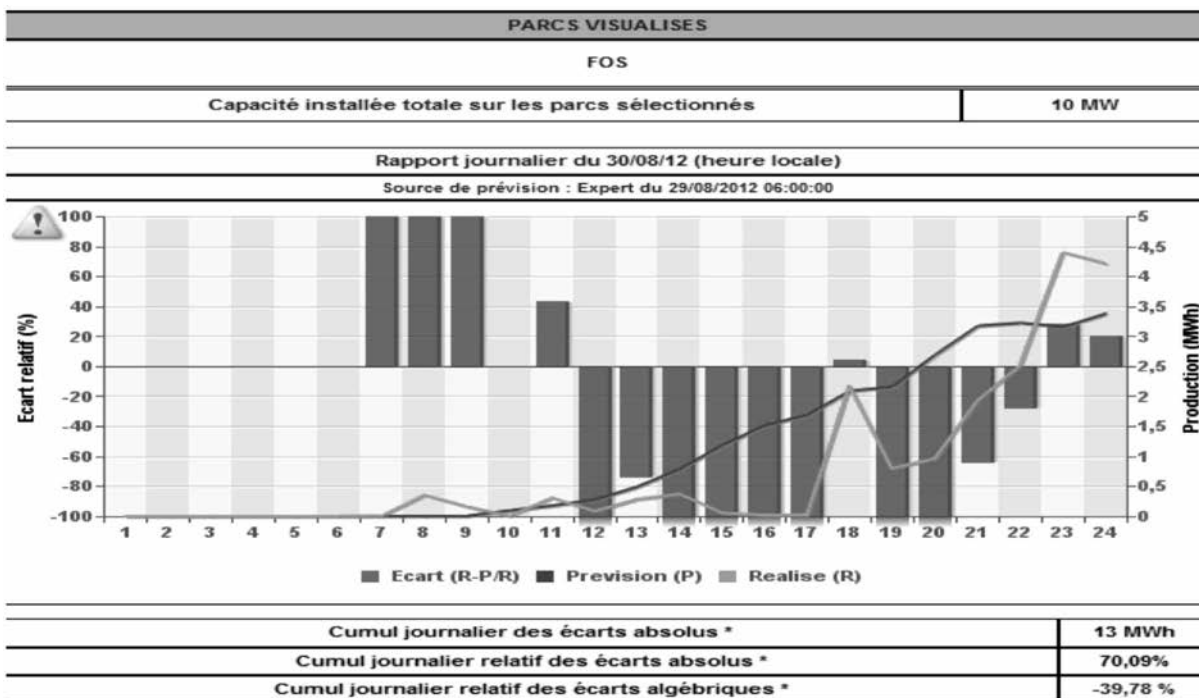
L'approche paraît simple. Nous produisons à partir d'une source locale d'énergie : l'eau, le vent, le soleil. Puisque nous « puisons » cette énergie dans les territoires, il faut qu'il y ait un retour vers ces territoires. C'est d'autant plus vrai que les systèmes renouvelables sont « ouverts ». L'hydraulique a un impact sur un cours d'eau : il y a des riverains, des usages multiples de l'eau. Une éolienne a un impact visuel à courte et moyenne distance (que l'on apprécie ou que l'on n'apprécie pas). Un parc photovoltaïque a une emprise au sol importante et doit utiliser des zones non exploitables.

Ainsi, pour la concession du Rhône, nous avons développé des plans dits de « mission d'intérêt général » autour

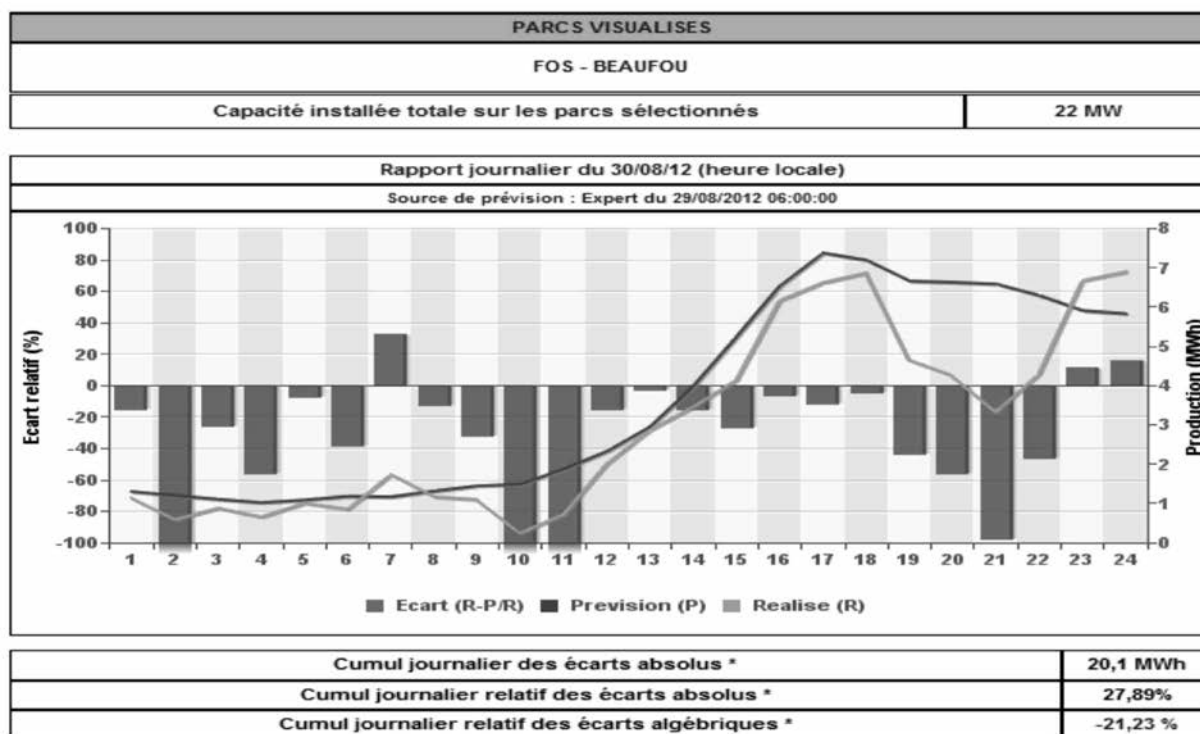
du fleuve, qui ont pour but de développer les territoires autour de la navigation, de l'environnement, de l'énergie et du développement économique. Plus de 30 millions d'euros sont ainsi investis chaque année tout au long du fleuve.

Pour l'éolien et le photovoltaïque, cela passe aussi par des projets locaux et par l'acceptation nécessaire des développements par les collectivités. Nous sommes durablement implantés, car nos actifs sont de longue durée et

parce qu'en tant que producteurs, nous les exploitons. Aussi devons-nous être, sinon souhaités, tout au moins acceptés. Beaucoup d'explications et d'informations sur les systèmes électriques et le rôle de ces nouvelles installations sont toujours nécessaires, ce qui est finalement compréhensible, puisque toutes ces évolutions ne datent que d'une dizaine d'années. Ces démarches sont indispensables si ces énergies renouvelables doivent se développer dans le futur.



Courbes 2



Courbes 2



Vue de la centrale-écluse de Beaucaire (Gard) achevée en 1970.

© Photo ©Camille Moirenc-CNR

Un point d'étape

La maîtrise des énergies renouvelables intermittentes est récente. C'est le cas en ce qui concerne les moyens de

production, avec l'éolien et le photovoltaïque (et une maîtrise qui est en perfectionnement constant en ce qui concerne l'hydraulique, qui a plus d'un siècle). C'est aussi le cas en ce qui concerne la gestion de l'énergie produite,

avec un développement des marchés de l'électricité qui offre un bon débouché, ceux-ci apportant la flexibilité nécessaire. Ce sont diverses avancées technologiques qui ont permis cette maîtrise. CNR a su profiter de la nouvelle structure des marchés en développant des solutions innovantes grâce à ses équipes de R&D dans des domaines transverses à la production, à travers la prévision météorologique, la modélisation, les télécommunications et les systèmes temps réel. Ce n'est là qu'une première étape. La prochaine, tout aussi importante, sera de renforcer notre gestion globale du mix renouvelable intermittent autour de l'hydraulique, de l'éolien et du photovoltaïque, à l'échelle européenne. Mais elle devra également nous permettre (grâce, là encore, aux avancées technologiques) d'apporter des solutions et de nouveaux produits adaptés aux futures productions décentralisées et aux évolutions que connaîtront encore nos systèmes électriques.

Notes

* Directeur général de la Compagnie Nationale du Rhône.

(1) Quelques chiffres sur CNR : CA 2011 : 1,1 b€; EBIT : 216 M€; RN : 150 M€; effectif : 1 400 personnes.

(2) Le risque est asymétrique : si l'on doit racheter de l'énergie, le prix a toujours (en général...) un plancher (0 €/MWh), mais pas de

plafond (ainsi, le 9 février 2012, on a atteint un prix de plus de 350 €/MWh, la moyenne *spot* 2012 se situant autour de 50 €/MWh).

(3) Dans la suite de cet article, le « prix de l'électricité » fait référence au prix de marché de l'électricité échangée entre opérateurs ou entre acteurs des bourses d'échange. C'est encore le prix de fourniture. Ce prix varie en fonction du produit : une puissance constante, généralement pendant une durée fixée (en pratique, toute durée est possible, pouvant aller jusqu'à plusieurs années). Le prix de l'électricité payé par le consommateur final comprend, quant à lui, le prix de fourniture auquel s'ajoute les coûts liés à la distribution et au transport de l'électricité, ainsi que diverses taxes.

(4) a est une variable dépendant de notre politique de risque qui est constamment améliorée, elle est aujourd'hui supérieure à 2.

(5) Ecluse synchronique : le Rhône est équipé de 19 ouvrages qui le décomposent en 19 compartiments d'eau représentant un volume total de : longueur du Rhône aménagé (L) X largeur du lit (l) X hauteur (H - une dizaine de centimètres). Cela permet d'obtenir un « réservoir » virtuel, que l'on peut gérer en turbinant plus ou moins le débit dans le temps et, donc, de déplacer de l'énergie dans la journée.

(6) À titre de comparaison, nous rappelons qu'il y a en France 62 GW de puissance nucléaire installée.

(7) « Historiquement », la France importe d'Allemagne en hiver (la consommation liée au chauffage électrique en France, laquelle est très dépendante de la température, alors que l'Allemagne se chauffe au gaz) et exporte de l'électricité vers l'Allemagne en été (hydraulique et nucléaire).

Gérer les énergies électriques intermittentes : les perspectives ouvertes par la recherche

Par Bernard BIGOT*

Au-delà de la difficile question des éventuels surcoûts prévisibles du kWh unitaire introduits sur le réseau et qu'il faut tenter de rendre aussi faibles que possible par l'amélioration des technologies de captage et de conversion, l'intégration en proportions croissantes d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables dans notre consommation nationale, d'abord en substitution aux combustibles fossiles, pose à la recherche des défis afin de limiter les contraintes dues au caractère intermittent de la plupart des énergies précitées. Les solutions proposées passent par le développement de capacités de stockage local ou centralisé performantes sur le plan technique tout autant qu'économique et par l'introduction des technologies de l'information dans les réseaux et les équipements électriques afin d'inverser la logique qui prévaut actuellement, de façon à ce que la demande s'ajuste désormais à l'offre, et non l'inverse, certes dans des proportions sans doute limitées, mais indispensables.

La France a le besoin impérieux de réduire fortement sa dépendance vis-à-vis des énergies fossiles. Elle en a consommé en 2010 134 millions de tonnes équivalent pétrole, soit 51 % de notre consommation d'énergie primaire et 70 % de notre consommation finale. Nous importons plus de 98 % de ce que nous consommons. La première raison est, bien sûr, qu'à l'échelle mondiale, l'exploitation massive de ces ressources, dont la disponibilité au rythme où nous les consommons n'est au mieux que d'un ou deux siècles, réduit d'autant cette durée et rapproche inexorablement la date de leur épuisement, privant ainsi les générations futures de leur usage. La seconde est l'impact fortement négatif, désormais de plus en plus probable, si ce n'est avéré, que leur combustion massive a sur l'environnement, la santé des populations et l'évolution du climat. La troisième est, pour la France, le coût de plus en plus insupportable que leur importation représente pour notre balance commerciale : nous avons dû dépenser 62 milliards d'euros en 2011 pour acheter sensiblement la même quantité de ces combustibles fossiles qu'en 2005, alors que nous n'avions dû déboursier, au titre de cette même année, que 23 milliards d'euros, soit une augmentation annuelle moyenne de + 28 % au cours de ces six dernières années, au point de représenter désormais plus de 90 % de notre déficit commercial !

Pour réduire cette dépendance, il nous faut économiser ces énergies, c'est-à-dire réduire l'ampleur des usages qui

font appel à ces précieuses ressources, et il nous faut, par conséquent, augmenter l'efficacité énergétique des technologies les plus consommatrices d'énergie. De même, il nous faut substituer aussi largement que cela est techniquement et économiquement possible des énergies renouvelables à notre consommation d'énergies fossiles. À cet égard, il est impératif de bien veiller à ne pas réduire notre capacité de production nucléaire – si nous en avons l'intention – avant d'avoir pu constater la faisabilité technique et économique de cette substitution massive et durable d'énergies renouvelables à notre consommation de produits fossiles. Sachant le poids que ces énergies ont dans les transports et le bâtiment, c'est dans ces domaines que doivent s'opérer en priorité le recours à la chaleur renouvelable et la conversion du brûleur à la pompe à chaleur et du moteur thermique au moteur électrique. Une fois cette constatation, je dirais même cette démonstration clairement établie, nous pourrions alors ajuster au mieux de nos intérêts les capacités respectives de production de chacune des sources d'énergie qu'elles soient d'origines renouvelable, nucléaire ou fossile, dont nous aurons globalement besoin pour les décennies à venir. Le défi auquel la recherche scientifique et la recherche technologique sont actuellement confrontées est celui de développer les technologies qui permettront de faire rapidement le meilleur usage des énergies renouvelables disponibles sur notre territoire et ainsi de réduire notre consommation d'énergie fossile.

Ces énergies se présentent toutes, en termes de consommation finale, soit sous forme de chaleur (solaire thermique, biomasse, biogaz, géothermie), soit sous forme d'électricité (hydraulique, photovoltaïque, solaire à concentration, éolien, hydrolien, énergie houlomotrice, conversion de la chaleur d'origine renouvelable en électricité,...). *In fine*, toutes, avec des rendements et donc des prix de production très variables, sont des sources potentielles d'électricité, laquelle est un vecteur particulièrement bien adapté aux besoins de nos sociétés modernes.

À l'exception des sources géothermiques, de l'hydraulique au fil de l'eau et de la chaleur issue de la biomasse ou du biogaz, toutes ces énergies ont un caractère intermittent, c'est-à-dire qu'il n'est pas possible de tableur sur elles pour garantir que le réseau de distribution électrique sera en capacité, à tout instant, de satisfaire la demande des consommateurs. L'enjeu, pour la recherche, au-delà de contribuer à l'optimisation économique du système de production, de stockage, de distribution et de consommation d'énergie électrique que nos concitoyens choisiront, est de pouvoir gérer aussi efficacement que cela est techniquement possible ce handicap de l'intermittence des énergies renouvelables productrices d'électricité dans une société fortement urbanisée et qui a l'ambition d'accroître sa production industrielle, le confort de vie de ses membres et la qualité des services qui leur sont offerts, ce qui exige majoritairement une énergie électrique disponible « à volonté ». Un véritable défi est cet objectif d'une capacité de l'offre susceptible de répondre en permanence à la demande d'électricité dans un pays où la puissance instantanée requise par les consommateurs varie sur l'ensemble de l'année entre 30 milliards de watts (GW) et plus de 105 GW, et qui, sur une même journée, peut varier de 30 GW à 60 GW en été, ou de 60 GW à 100 GW en hiver, ou encore où la consommation hebdomadaire nationale varie de 10 000 GWh fin décembre à 6 500 GWh à la mi-août, sachant que les variations de puissance requise peuvent atteindre jusqu'à 8 GW par heure !

D'un autre côté, ainsi qu'en fait état le récent rapport *Eolien et photovoltaïque : Enjeux énergétiques, industriels et sociétaux* de septembre 2012 du Conseil général de l'Économie, de l'Industrie, de l'Énergie et des Technologies et du Conseil général de l'Environnement et du Développement durable remis aux ministres en charge de l'Énergie et de l'Industrie, si nous développons, en France métropolitaine, les énergies renouvelables, les installations éoliennes terrestres pourraient produire utilement, en équivalent pleine puissance, près de 2 000 h en moyenne sur les 8 760 heures de l'année, la production des installations éoliennes marines serait de l'ordre de 3 000 heures et celle des installations photovoltaïques se situerait dans une fourchette allant de 1 300 heures à 1 700 heures (selon les régions).

Sur l'exemple précis de la période de grand froid qu'a connue la France entre le 1^{er} et le 14 février 2012, alors que la puissance électrique consommée a été comprise entre 70 et 105 GW, avec des variations jour-nuit de plus de 20 GW, et alors que la puissance nucléaire installée utilisable était de 62 GW, la puissance éolienne continentale

installée utilisable était de 6,5 GW et la puissance photovoltaïque installée utilisable était de 2,4 GW. Rapportée à une puissance de 1 GW installée, la puissance délivrée par les installations nucléaires a été de 0,99 GW + ou - 0,01 GW, celle délivrée par les installations éoliennes a été comprise entre 0,1 GW et 0,6 GW, avec des variations d'un jour à l'autre de plus de 0,4 GW, pour une moyenne, sur la période, de l'ordre de 0,25 GW. Enfin, la puissance délivrée par les installations photovoltaïques a été comprise entre 0,0 GW et 0,4 GW, avec des variations du maximum d'un jour à l'autre de plus de 0,3 GW, pour une moyenne, sur la période considérée, de 0,05 GW (H. Flocard et J-P. Le Gorgeu, *L'électricité pendant la vague de froid de février 2012*, Sauveons le Climat, mars 2012).

Il faut ajouter à ces données le fait que l'énergie éolienne peut connaître des sautes brutales de production difficilement prévisibles (par exemple, lorsque le vent dépasse la vitesse maximum acceptable, toutes les machines d'un champ éolien vont s'arrêter au même moment, par l'effet d'une mise en sécurité automatique).

L'hydroélectricité dont nous bénéficions connaît, quant à elle, des variations liées aux précipitations. Ces variations sont relativement amples, avec une production annuelle parfois supérieure de 15 % à la moyenne des deux décennies précédentes, et pouvant être jusqu'à 30 % inférieure lors des années de très faible pluviométrie. La puissance installée, qui est de 24 GW (dont 12 GW de puissance de pointe mobilisables en quelques minutes), suffit juste à assurer la sécurité de notre système électrique.

L'utilisation de la biomasse pour produire de l'électricité dans une centrale à flamme pendant les périodes de pointe est une autre possibilité. Sachant que notre parc forestier représente plus de 16 millions d'hectares, qu'un hectare produit par an en moyenne par photosynthèse de la biomasse à hauteur d'environ 5 tonnes d'équivalent pétrole, la production annuelle renouvelable de bois représente, en métropole, environ 35 millions de tonnes équivalent pétrole. Environ 20 % de ce volume sont déjà utilisés à des fins de chauffage domestique. Le rendement en électricité lorsque l'on utilise cette ressource est cependant modeste (30 %), ce qui invite à n'y faire appel que dans des circonstances où les autres ressources sont déjà entièrement mobilisées.

Ces données précises donnent la mesure des défis que doivent relever la recherche et l'industrie pour incorporer dans notre consommation électrique une proportion importante d'énergies renouvelables. Le problème n'est pas la quantité annuelle d'énergie renouvelable disponible sur le territoire national (elle est près de mille fois supérieure à celle que nous consommons). Le problème, c'est notre capacité à la capter, à la convertir en chaleur ou en électricité, et à la stocker pour en disposer quand nous en aurons besoin.

La première piste que la recherche doit explorer, c'est, de notre point de vue, le stockage de l'énergie électrique, de manière plus ou moins directe, ce qui inclut le stockage de la chaleur avant de la convertir en électricité, ou

encore la conversion de l'électricité en hydrogène qui sera utilisé en tant que tel ou pour produire de l'électricité ou des biocarburants de seconde génération dans un procédé impliquant une gazéification de biomasse non destinée à un usage alimentaire ou industriel.

Le mode de stockage de l'électricité le plus mature, c'est-à-dire là où les progrès technologiques que la recherche peut apporter à l'industrie sont relativement limités (matériaux, électroniques de puissance,...), fait appel à l'hydraulique : ce sont les STEP (stations de transfert d'énergie par pompage), qui pompent de l'eau d'un niveau bas pour la réinjecter à un niveau plus élevé pour stocker l'énergie sous forme gravitationnelle. Le rendement d'un cycle de ces STEP est compris entre 70 et 80 %. La seule limite est la disponibilité de sites aménageables. Être en capacité de stocker 1 % de notre consommation annuelle d'électricité conduirait à disposer de réservoirs d'un volume total de l'ordre de 5 milliards de m³ d'eau utilisables à cette fin, et chutant d'une hauteur de 40 m environ (10 m³ d'eau chutant de 36 m produisent 1 kWh !) sachant que 75 % des barrages français ont une chute inférieure à 40 m et que la chute la plus grande est de 180 m. Pour prendre la mesure de ce que cela signifie, songeons que le volume total d'eau stockable dans les dix plus grands barrages français représente 8 milliards de m³ et que l'expérience montre que la capacité annuelle de turbinage d'une STEP ne peut guère représenter plus de cinq fois sa capacité totale de stockage.

Une autre voie de stockage de l'électricité, encore pratiquement non exploitée dans notre pays, est celle du stockage d'air comprimé dans des cavernes souterraines naturelles. Les puissances d'énergie électrique stockables sont de l'ordre de quelques dixièmes de GW à quelques unités, avec des rendements de l'ordre de 50 %. La recherche doit se mobiliser sur la détection géophysique de réservoirs offrant les volumes souhaités et la résistance requise aux pressions envisagées, ainsi que sur les matériaux polymères qui, injectés dans les cavités considérées, en assureront la parfaite étanchéité, ou encore sur l'optimisation des capacités des compresseurs et des turbines à air comprimé en termes de performances intrinsèques et de durée de vie.

La voie la plus directe est celle des batteries électrochimiques. L'enjeu actuel le plus fort est de mettre au point des batteries capables d'alimenter des véhicules électriques ou des stations fixes de production d'électricité renouvelable dans de bonnes conditions de sécurité, en limitant les pertes d'électricité dans le temps en cas de non-usage, avec des capacités adaptées en termes de nombres de cycles de charge/décharge, de temps de charge et de densité d'énergie stockée permettant l'autonomie recherchée pour des coûts acceptables. Les générations techniques de batteries se succèdent (plomb-acide, pile alcaline, cadmium-nickel, nickel-zinc, lithium-soufre, lithium-air, lithium métallique, lithium-ion, lithium-polymères, lithium-fer phosphate,...). Le rendement du cycle charge-décharge atteint pour les meilleures options désormais 80 % et le nombre de cycles sans dégradation

notable des performances est désormais de plus de 8 000, ce qui correspond à une durée de vie de plus de vingt années. En quinze ans, la recherche a permis qu'une batterie d'un poids de 150 kg équivalent à celui d'un moteur thermique permette de passer de 45 kilomètres d'autonomie à 250.

Des progrès très spectaculaires ont été obtenus au cours des dernières années en termes de sécurité, de densité de stockage, de taux d'autodécharge et de densité énergétique. Songeons que si la totalité de notre parc automobile de voitures particulières et de véhicules particuliers qui parcourent quotidiennement moins de 250 km (environ 32 millions de véhicules), soit 90 % du parc actuel, était dotée d'une motorisation électrique, avec le kilométrage actuellement parcouru, la quantité d'électricité supplémentaire à produire ne serait supérieure que de 15 % à ce qu'elle est aujourd'hui.

Puisque ces voitures seraient immobilisées plus de 20 h par jour, le couplage des technologies de l'information à leur connexion au réseau électrique en vue de leur recharge permettrait au responsable du réseau de réaliser une réelle optimisation du stockage de l'électricité au plan national. Cette piste du véhicule électrique est sans aucun doute parmi les plus prometteuses puisque qu'à la fois, on réduit la consommation de pétrole et on traite le problème du stockage.

Ainsi, au-delà des recherches à conduire sur les performances et les coûts de production des batteries, depuis les composés chimiques dont sont faits les électrodes et les électrolytes jusqu'aux procédés d'assemblage et aux systèmes de gestion optimisée de l'électricité dans le véhicule, en veillant à ce que la plage de fonctionnement de la batterie demeure toujours à l'intérieur de la zone qui en assure un vieillissement aussi lent que souhaité, c'est sur toute la chaîne de transfert de l'électricité que la recherche doit se mobiliser, y compris dans un avenir que l'on espère le plus proche possible, pour atteindre une capacité de recharge à partir du réseau ou directement à partir des installations de production locale, solaire ou éolienne, et ce sans fil, par la voie électromagnétique.

L'hydrogène, enfin, est un moyen possible pour la gestion de l'intermittence des sources électriques d'origine renouvelable. Il serait produit par électrolyse de l'eau à haute température dans les périodes d'excédent d'électricité, avec la possibilité de le stocker sous forme comprimée ou par adsorption sur des solides poreux, puis de le récupérer pour produire de l'électricité grâce à une pile à combustible (le rendement du cycle complet, relativement faible, est actuellement de l'ordre de 30 %), ou encore de mélanger cet hydrogène au gaz naturel qui circule sur le réseau gazier, ce qui peut être fait dans une proportion allant jusqu'à 25 % sans modification des brûleurs, ou bien encore de le combiner au fur et à mesure de sa production avec le résultat de la gazéification de la biomasse qui aurait été collectée et stockée à cette fin pour produire la stœchiométrie adéquate sans perte de carbone, en vue de produire du bio-kérosène ou du biodiesel d'une grande pureté.

Enfin, il est possible de stocker la chaleur sous une grande variété de formes, par exemple en chauffant avec le rayonnement solaire un fluide (comme un mélange de sels fondus) ou, tout simplement, de l'eau dans un réservoir souterrain, qui restituera son énergie au moment choisi, pour ensuite faire fonctionner une turbine.

Il existe bien d'autres moyens de stocker les énergies renouvelables intermittentes pour une restitution ultérieure sous forme d'électricité : les volants d'inertie, la production de gaz liquéfié., des moyens que la recherche a pour mission d'optimiser.

Une autre voie de gestion maîtrisée de l'électricité intermittente consiste à mettre de l'intelligence dans les réseaux afin que le consommateur optimise son besoin d'électricité en privilégiant l'appel au réseau au moment où la production serait en excès par rapport à l'offre, et son retrait dans cas contraire. C'est la technique bien connue de l'effacement. Les technologies de l'information avec l'usage de capteurs électroniques au sein des équipements électriques et de moyens de transmission adaptés constituent un potentiel encore largement sous-exploité, que la recherche peut aider à déployer.

Afin de réduire les coûts d'investissements et de maintenance des réseaux, la stratégie que devrait adopter notre pays serait de consommer aussi largement que possible l'électricité d'origine renouvelable au niveau local, là où elle est produite. Songeons qu'en Allemagne, on a recensé, en 2011, 1 085 arrêts forcés d'éoliennes pendant 107 jours à cause de vents d'une force trop élevée conduisant à produire plus d'électricité que le réseau en place ne

pouvait en transporter. Développer un réseau capillaire dimensionné pour écouler la production maximale des éoliennes ou des panneaux solaires d'une région, alors que cette capacité ne sera atteinte que pendant une dizaine d'heures dans l'année, serait une aberration économique. Un stockage local qui effacerait ces pics de production est une solution sans doute beaucoup moins onéreuse.

Le développement des énergies intermittentes productrices d'électricité est une opportunité pour notre pays. Il nous permettra de réduire notre dépendance énergétique vis-à-vis des importations onéreuses de combustibles fossiles, tout en réduisant nos émissions de gaz à effet de serre. Tout l'enjeu est de le faire dans des conditions qui préservent l'équilibre permanent entre l'offre et la demande et dans des conditions de coûts auxquelles nos concitoyens sont désormais fortement attachés et qui sont indispensables à l'activité des entreprises comme à la santé financière des ménages. Cela ne se fera pas sans d'importants développements technologiques pour réduire le prix de ces énergies ainsi produites et le handicap de leur intermittence par leur stockage local et centralisé et par l'intégration d'intelligence dans les réseaux de distribution et les équipements électriques. La recherche est mobilisée pour relever les défis posés par ces nécessaires développements technologiques.

Note

* Administrateur général du CEA.

L'interaction entre les énergies nucléaire et renouvelables et ses effets systémiques dans les réseaux électriques bas carbone

Par Pr. Jan Horst KEPLER* et Marco COMETTO**

Nous présentons dans cet article une synthèse des résultats de l'étude « Énergies nucléaire et renouvelables : effets systémiques dans les réseaux électriques bas carbone » récemment publiée par l'Agence pour l'Énergie Nucléaire de l'OCDE. Cette étude analyse les interactions entre les technologies programmables et les énergies renouvelables variables (principalement l'éolien et le solaire), présente les principaux effets de ces interactions sur le système électrique et apporte des estimations empiriques systématiques des coûts associés pour six pays membres de l'OCDE.

Les effets systémiques des énergies renouvelables variables sont évalués de 15 à 80 dollars/MWh, selon la technologie utilisée, le pays et le niveau de pénétration. Ces effets systémiques induisent des surcoûts dans la production d'électricité qui peuvent aller jusqu'à 30 % et qui généralement ne sont pas reconnus. Actuellement, ces surcoûts sont supportés par les opérateurs de centrales programmables ainsi que par les consommateurs, à travers des tarifs plus élevés de l'électricité fournie par les réseaux. Les impacts sur l'énergie nucléaire sont particulièrement saisissants. Protégée dans le court terme par ses faibles coûts variables, l'énergie nucléaire risque de subir une dégradation significative de sa position compétitive à plus long terme, suite à la réduction des prix moyens de l'électricité et à la baisse des taux de charge induits par les énergies renouvelables variables.

L'étude de l'Agence de l'Énergie Nucléaire de l'OCDE recommande que les décideurs prennent désormais en compte ces effets systémiques et les internalisent selon le principe du « générateur payeur ». Elle conclut que, dans le cas où les régimes de subventions aux énergies renouvelables resteraient inchangés, le remplacement des moyens de production programmables arrivés en fin d'exploitation risquerait de ne pas être suffisant pour garantir la sécurité d'approvisionnement en énergie. Des changements significatifs dans la gestion des réseaux et l'allocation des coûts deviennent donc indispensables pour assurer une coexistence viable entre l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables, dans des systèmes électriques toujours plus dé-carbonés.

Qu'entend-on par effet systémique ?

Les centrales de production d'électricité ne sont pas des éléments isolés : elles interagissent entre elles, ainsi qu'avec les consommateurs et l'environnement naturel, économique et social par l'intermédiaire du réseau électrique. Leurs interdépendances sont accrues par le fait que seules des petites quantités de stockage d'électricité sont disponibles à des coûts compétitifs. La production d'électricité par une centrale donnée génère ainsi des coûts à la charge du système électrique dans son intégralité, qui dépassent le périmètre de la centrale considérée. L'intermittence de la production, la congestion ou l'instabilité accrue des réseaux constituent toutes des effets systémiques. D'autres effets, externes au marché de l'électricité, tels que l'impact sur la qualité de l'environnement ou les risques pour la sécurité d'approvisionnement, peuvent être également considérés comme des effets externes ou des effets de système, même s'ils sont d'une nature différente.

Cette étude s'intéresse principalement aux coûts engendrés au sein du système électrique pour les producteurs, les consommateurs et les gestionnaires de réseau de transport. Ce sous-ensemble des coûts systémiques véhiculés par le réseau électrique est désigné dans l'étude par l'expression « coûts réseau » (voir la figure 1). Globalement, ces coûts réseau peuvent être classés dans deux catégories : a) les coûts d'investissements supplémentaires destinés à l'extension et au renforcement des réseaux de transport et de distribution, ainsi qu'au raccordement de nouvelles capacités au réseau, et b) les coûts de l'équilibrage de la production, de la demande

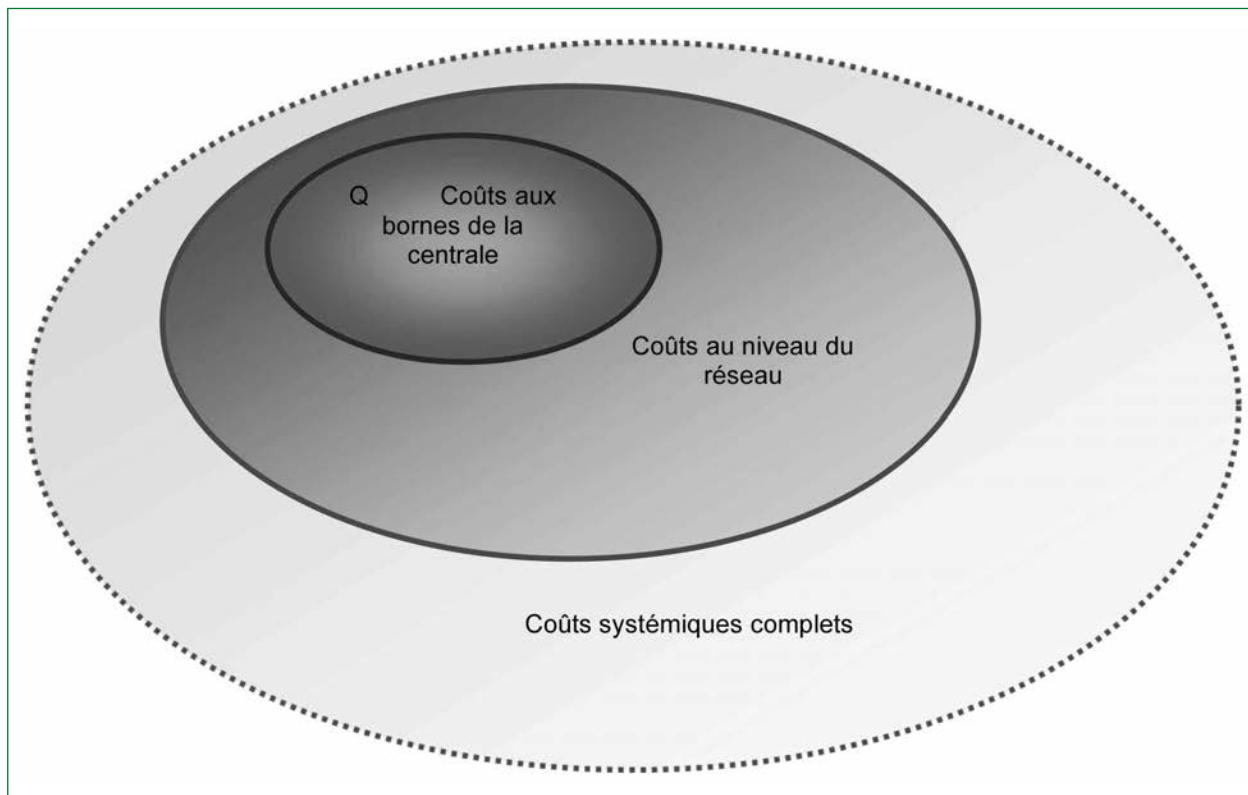


Figure 1 : Coûts aux bornes de la centrale, « coûts réseau » et coûts systémiques complets.

peut parfois demander beaucoup de temps, imposer des adaptations à la conception de la centrale ou avoir des conséquences sur son rendement. Toutefois, ces derniers coûts sont principalement pris en charge par le responsable de la centrale et ont un impact modeste sur le système électrique. En général, les coûts supplémentaires imposés par l'énergie nucléaire au système électrique pris dans son ensemble restent très limités.

Dans la plupart des pays de l'OCDE, les centrales nucléaires sont exploitées à un niveau de puissance stable et proche de la pleine capacité pour fournir de l'électricité en base ; tant que les prix sont stables, ce mode d'exploitation est non seulement le plus simple, mais également le plus rentable. Il y a cependant un certain nombre de pays où les centrales nucléaires participent aux réglages primaire et secondaire de la fréquence, contribuant ainsi à la stabilité du réseau électrique, ou fonctionnent en mode de suivi de charge, participant de façon significative à la flexibilité du système électrique. Pour différentes raisons, les centrales nucléaires en France et en Allemagne ont acquis

une expérience significative de fonctionnement en suivi de charge. En France, la capacité nucléaire est supérieure aux besoins en base pendant certaines périodes au cours desquelles il est nécessaire de réduire le taux de charge. En Allemagne, la part plus importante des énergies renouvelables variables a plusieurs fois conduit à des prix inférieurs aux coûts marginaux du nucléaire, et parfois même à des prix négatifs, ce qui a contraint les opérateurs nucléaires à baisser la charge. D'après les expériences française et allemande, les centrales nucléaires ont les capacités techniques suffisantes pour fonctionner en suivi de charge. Les capacités d'un suivi de charge à court terme des centrales nucléaires sont comparables à celles des centrales au charbon, et elles sont légèrement en-deçà de celles des centrales à cycle combiné. Elles restent clairement inférieures à celles des turbines à gaz à cycle ouvert (OCGT), mais les coûts variables très élevés de ces dernières limitent leur utilisation à la satisfaction des besoins correspondant aux pointes de consommation les plus extrêmes (voir le tableau ci-dessous).

	Temps de démarrage	Variation de puissance maximale en 30 sec	Vitesse maximale de variation de puissance (%/min)
Turbine à gaz à cycle ouvert (OCGT)	10-20 min	20-30 %	20 %/min
Centrale à gaz à cycle combiné (CCGT)	30-60 min	10-20 %	5-10 %/min
Centrale à charbon	1-10 heure(s)	5-10 %	1-5 %/min
Centrale nucléaire	2 heures - 2 jours	jusqu'à 5 %	1-5 %/min

Tableau 1: Comparaison de la capacité de suivi de charge des centrales programmables.

Mesurer les effets systémiques

Une des contributions principales de cette étude est l'évaluation quantitative de ces coûts systémiques au niveau

des réseaux, dans plusieurs pays membres de l'OCDE (notamment en Finlande, en France, en Allemagne, en Corée, au Royaume-Uni et aux États-Unis). À partir d'une méthodologie commune et de données issues d'études nationales, les

Allemagne												
Coûts systémiques au niveau réseau [USD/MWh]												
Technologie	Nucléaire		Charbon		Gaz		Eolien sur terre		Eolien offshore		Solaire	
	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%
Niveau de pénétration												
Coûts de réserve (adéquation)	0.00	0.00	0.04	0.04	0.00	0.00	7.96	8.84	7.96	8.84	19.22	19.71
Coûts de rééquilibrage	0.52	0.35	0.00	0.00	0.00	0.00	3.30	6.41	3.30	6.41	3.30	6.41
Connexion au réseau	1.90	1.90	0.93	0.93	0.54	0.54	6.37	6.37	15.71	15.71	9.44	9.44
Renforcement et extension du réseau	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.73	22.23	0.92	11.89	3.69	47.40
Coûts systémiques totaux au niveau réseau	2.42	2.25	0.97	0.97	0.54	0.54	19.36	43.85	27.90	42.85	35.64	82.95

Corée												
Coûts systémiques au niveau réseau [USD/MWh]												
Technologie	Nucléaire		Charbon		Gaz		Eolien sur terre		Eolien offshore		Solaire	
	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%
Niveau de pénétration												
Coûts de réserve (adéquation)	0.00	0.00	0.03	0.03	0.00	0.00	2.36	4.04	2.36	4.04	9.21	9.40
Coûts de rééquilibrage	0.88	0.53	0.00	0.00	0.00	0.00	7.63	14.15	7.63	14.15	7.63	14.15
Connexion au réseau	0.87	0.87	0.44	0.44	0.34	0.34	6.84	6.84	23.85	23.85	9.24	9.24
Renforcement et extension du réseau	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.81	2.81	2.15	2.15	5.33	5.33
Coûts systémiques totaux au niveau réseau	1.74	1.40	0.46	0.46	0.34	0.34	19.64	27.84	35.99	44.19	31.42	38.12

États-Unis												
Coûts systémiques au niveau réseau [USD/MWh]												
Technologie	Nucléaire		Charbon		Gaz		Eolien sur terre		Eolien offshore		Solaire	
	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%
Niveau de pénétration												
Coûts de réserve (adéquation)	0.00	0.00	0.04	0.04	0.00	0.00	5.61	6.14	2.10	6.85	0.00	10.45
Coûts de rééquilibrage	0.16	0.10	0.00	0.00	0.00	0.00	2.00	5.00	2.00	5.00	2.00	5.00
Connexion au réseau	1.56	1.56	1.03	1.03	0.51	0.51	6.50	6.50	15.24	15.24	10.05	10.05
Renforcement et extension du réseau	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.20	2.20	1.18	1.18	2.77	2.77
Coûts systémiques totaux au niveau réseau	1.72	1.67	1.07	1.07	0.51	0.51	16.30	19.84	20.51	28.26	14.82	28.27

Finlande												
Coûts systémiques au niveau réseau [USD/MWh]												
Technologie	Nucléaire		Charbon		Gaz		Eolien sur terre		Eolien offshore		Solaire	
	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%
Niveau de pénétration												
Coûts de réserve (adéquation)	0.00	0.00	0.06	0.06	0.00	0.00	8.05	9.70	9.68	10.67	21.40	22.04
Coûts de rééquilibrage	0.47	0.30	0.00	0.00	0.00	0.00	2.70	5.30	2.70	5.30	2.70	5.30
Connexion au réseau	1.90	1.90	1.04	1.04	0.56	0.56	6.84	6.84	18.86	18.86	22.02	22.02
Renforcement et extension du réseau	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	1.72	0.12	1.04	0.56	4.87
Coûts systémiques totaux au niveau réseau	2.37	2.20	1.10	1.10	0.56	0.56	17.79	23.56	31.36	35.87	46.67	54.22

France												
Coûts systémiques au niveau réseau [USD/MWh]												
Technologie	Nucléaire		Charbon		Gaz		Eolien sur terre		Eolien offshore		Solaire	
	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%
Niveau de pénétration												
Coûts de réserve (adéquation)	0.00	0.00	0.08	0.08	0.00	0.00	8.14	8.67	8.14	8.67	19.40	19.81
Coûts de rééquilibrage	0.28	0.27	0.00	0.00	0.00	0.00	1.90	5.01	1.90	5.01	1.90	5.01
Connexion au réseau	1.78	1.78	0.93	0.93	0.54	0.54	6.93	6.93	18.64	18.64	15.97	15.97
Renforcement et extension du réseau	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.50	3.50	2.15	2.15	5.77	5.77
Coûts systémiques totaux au niveau réseau	2.07	2.05	1.01	1.01	0.54	0.54	20.47	24.10	30.83	34.47	43.03	46.55

Royaume-Uni												
Coûts systémiques au niveau réseau [USD/MWh]												
Technologie	Nucléaire		Charbon		Gaz		Eolien sur terre		Eolien offshore		Solaire	
	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%
Niveau de pénétration												
Coûts de réserve (adéquation)	0.00	0.00	0.06	0.06	0.00	0.00	4.05	6.92	4.05	6.92	26.08	26.82
Coûts de rééquilibrage	0.88	0.53	0.00	0.00	0.00	0.00	7.63	14.15	7.63	14.15	7.63	14.15
Connexion au réseau	2.23	2.23	1.27	1.27	0.56	0.56	3.96	3.96	19.81	19.81	15.55	15.55
Renforcement et extension du réseau	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.95	5.20	2.57	4.52	8.62	15.18
Coûts systémiques totaux au niveau réseau	3.10	2.76	1.34	1.34	0.56	0.56	18.60	30.23	34.05	45.39	57.89	71.71

Tableau 2 : Coûts systémiques au niveau du réseau dans quelques pays de l'OCDE.

coûts d'équilibrage à court terme, les coûts d'adéquation de capacité à long terme ainsi que les coûts de connexion, d'extension et de renforcement des réseaux ont été calculés pour différentes technologies de production électrique. Les technologies considérées dans l'étude sont le nucléaire, le charbon, le gaz, le solaire photovoltaïque, l'éolien terrestre et l'éolien *offshore* (les coûts systémiques, calculés pour des niveaux de pénétration des différentes technologies de 10 % et de 30 %, sont présentés dans le tableau 2).

Les résultats obtenus montrent que les coûts systémiques des technologies programmables sont relativement modestes et généralement inférieurs à 3 dollars américains (USD)/MWh. Ces coûts sont considérablement plus élevés pour les technologies variables et peuvent atteindre 40 USD/MWh pour l'éolien terrestre, 45 USD/MWh pour l'éolien *offshore* et 80 USD/MWh pour le solaire. Pour ces technologies, les besoins d'adéquation du réseau et de connexion en constituent la partie la plus importante. La fourchette des valeurs estimées est très large (entre 15 et 80 dollars/MWh). Elle dépend des conditions géographiques et climatiques de chaque pays, de la technologie considérée et du niveau de pénétration de celle-ci. En particulier, les coûts de système augmentent plus que linéairement avec le taux de pénétration des énergies renouvelables variables. Toutefois, même dans les cas les plus favorables, les coûts de système des énergies renouvelables variables sont trop importants pour être ignorés (1).

L'estimation des coûts systémiques au niveau du réseau permet également de calculer les coûts complets de l'approvisionnement en électricité, avec et sans énergies renouvelables variables. Le coût total d'approvisionnement en électricité augmenterait, passant de 5 à 50 %, pour un taux de pénétration de 10 %. Ce coût augmenterait de façon considérable avec la part des énergies renouvelables : pour une part de marché de 30 %, le coût par MWh pourrait augmenter de 16 à 150 %, selon le pays. Cela est le résultat de la combinaison de plusieurs facteurs : coûts d'investissement, coûts d'équilibrage, coûts pour les capacités de réserve plus élevés et dépenses supplémentaires pour les réseaux de transport et de distribution.

Une autre contribution importante de cette étude réside dans l'évaluation de l'impact des énergies renouvelables

variables sur la rentabilité des technologies programmables de production d'électricité, en particulier la production électronucléaire, à la fois sur le court et le long terme.

À court terme et en conservant la structure actuelle du mix de production électrique, toutes les technologies programmables (nucléaire, charbon et gaz) vont subir une baisse des prix moyens de l'électricité et une réduction de leurs facteurs de charge. Grâce à des coûts variables relativement faibles, les centrales nucléaires existantes vont être relativement moins pénalisées que les centrales à gaz et à charbon, dont la rentabilité est déjà considérablement affectée dans certains pays. Le tableau 3 ci-dessous donne une première indication des baisses des facteurs de charge et de rentabilité pour les technologies existantes pour un cas d'étude (2).

Dans le long terme, l'introduction des énergies renouvelables variables va changer radicalement le mix de production optimal au fur et à mesure que les technologies à coûts fixes élevés sortiront du marché en raison de la diminution du facteur de charge. Le nouveau mix énergétique comprendra davantage de capacités de pointe (gaz) et de semi-base ; par contre, la part des moyens de production de base, tel que le nucléaire, diminuera considérablement. La figure 2 de la page suivante montre les courbes de charge des moyens programmables, avant et après l'introduction de 30 % d'électricité variable, ainsi que les mix énergétiques optimisés dans les deux configurations.

La mise sur le marché de grandes quantités d'électricité à faible coût marginal entraîne à court terme une baisse significative du prix moyen de l'électricité sur les marchés de gros (voir le tableau 3). Par contre, dans le long terme, le prix moyen de l'électricité aura tendance à rester stable suite à la reconfiguration du système et à la sortie des moyens de production d'électricité programmables à faible coût marginal.

Au final, le déploiement des énergies renouvelables variables pourrait avoir des conséquences inattendues pour les émissions de carbone dans le long et dans le court terme. Dans le court terme, les énergies renouvelables variables se substituent à des moyens de production programmables émetteurs de CO₂ (charbon et gaz) et permettent ainsi de réduire les émissions de carbone (de 30 à 60 %, dans nos exemples). Toutefois, de telles performances ne peuvent pas

		Niveau de pénétration de 10 %		Niveau de pénétration de 30 %	
		Eolien	Solaire	Eolien	Solaire
Pertes de charges	Turbine à gaz cycle ouvert (OCGT)	-54 %	-40 %	-87 %	-51 %
	Centrale à gaz à cycle combiné (CCGT)	-34 %	-26 %	-71 %	-43 %
	Centrale à charbon	-27 %	-28 %	-62 %	-44 %
	Centrale nucléaire	-4 %	-5 %	-20 %	-23 %
Pertes de rentabilité	Turbine à gaz cycle ouvert (OCGT)	-54 %	-40 %	-87 %	-51 %
	Centrale à gaz à cycle combiné (CCGT)	-42 %	-31 %	-79 %	-46 %
	Centrale à charbon	-35 %	-30 %	-69 %	-46 %
	Centrale nucléaire	-24 %	-23 %	-55 %	-39 %
Variation du prix de l'électricité		-14 %	-13 %	-33 %	-23 %

Tableau 3 : Pertes de charge électrique et de rentabilité à court terme.

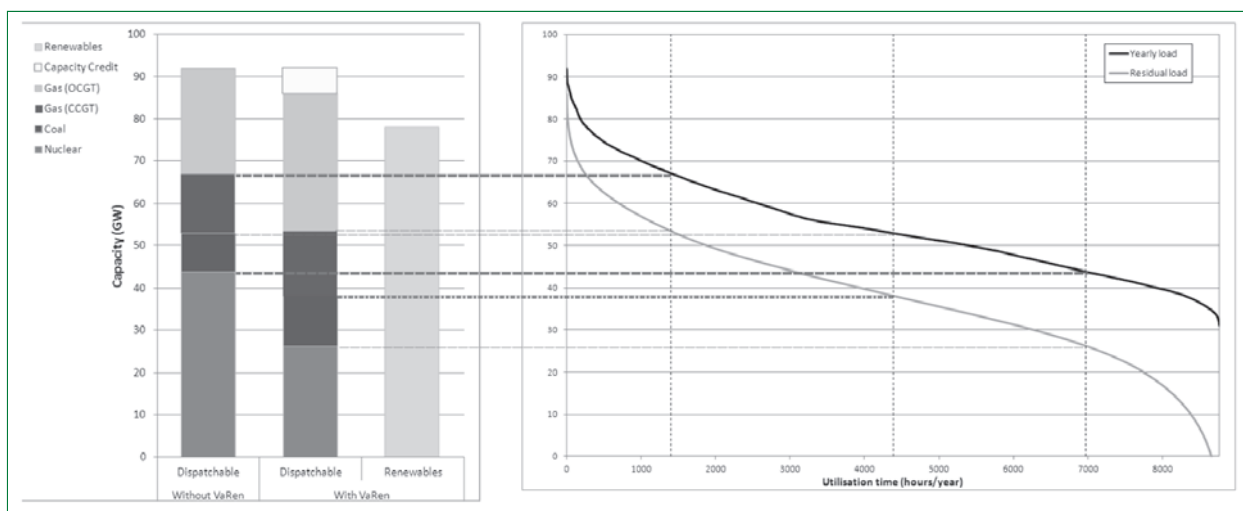


Figure 2 : Mix énergétique optimisé avec et sans renouvelables (30 % éolien).

toujours être maintenues sur le long terme. En particulier, les émissions de CO₂ peuvent augmenter lorsque le mix énergétique contient du nucléaire comme moyen de production de base. Dans ce cas et en maintenant inchangé le prix du carbone, la production d'électricité d'origine nucléaire est remplacée non seulement par des renouvelables, mais aussi par des combustibles fossiles émetteurs de CO₂ (le bilan en carbone dans le court et dans le long terme est dressé, dans le tableau 4, pour quatre scénarios analysés par l'étude OCDE).

L'internalisation des effets systémiques : nos recommandations en matière de politique énergétique

L'introduction de grandes quantités d'énergie renouvelable variable crée, à différents niveaux, une situation radicalement nouvelle sur les marchés de l'électricité de gros qui nécessitera l'adaptation rapide de tous les acteurs. Actuellement, les producteurs d'électricité programmable sont soumis à des pressions commerciales grandissantes dues à la baisse des prix de gros et à la réduction des facteurs de charge liées au déploiement des énergies renouvelables subventionnées. Les impacts sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité sont particulièrement inquiétants : seuls le surplus de capacité accumulé au cours de périodes passées et la faiblesse actuelle de la demande en électricité dans les pays de l'OCDE ont permis d'éviter des tensions plus sérieuses.

Du fait de leur ampleur, les coûts systémiques techniques et financiers ne peuvent plus continuer à être supportés de manière implicite et non transparente par les exploitants de technologies programmables, à travers des services actuel-

lement non rémunérés. Cela nécessite de créer des cadres institutionnels, réglementaires et financiers nouveaux et innovants qui permettraient l'émergence de marchés rémunérant les services de flexibilité et comportant la fourniture de services d'équilibrage à court terme et, surtout, la mise à disposition, en quantités suffisantes, de capacités de réserve programmables à long terme.

La rémunération des services de flexibilité actuellement fournis par les moyens de production programmables permettrait à ces derniers de générer des revenus supplémentaires et de pouvoir ainsi rester sur le marché et continuer à fournir ces services nécessaires aux systèmes électriques. Dans ce contexte, des paiements de capacité ou des marchés avec obligation de capacité pourraient jouer un rôle particulier dans la rémunération des capacités programmables uniquement au titre de leur disponibilité en cas de besoin. La mise en place de contrats à long terme et à prix fixes souscrits par les gouvernements sous la forme de contrats de différence ou de tarifs de rachat garantis permettrait aussi de garantir des parts de production certaine aux moyens de production programmables.

L'ampleur des effets de système attribuables aux énergies renouvelables demande de repenser les mécanismes par lesquels les subventions sont accordées. À l'heure actuelle, la combinaison des tarifs de rachat garantis (*feed-in tariff*) et de la priorité réseau accordée aux énergies renouvelables signifie qu'il n'y a aucune incitation à ce que celles-ci ajustent leur charge aux conditions générales du marché. D'autres mécanismes seraient plus efficaces que le système actuel : les primes d'achat (*feed-in premiums*) ou bien encore l'obligation pour tous les fournisseurs, y compris pour les producteurs d'électricité issue d'énergies renouvelables variables, d'injecter, heure par heure, des

	Référence [Mio tonnes of CO ₂]	10 % Penetration level		30 % Penetration level	
		Wind [%]	Solar [%]	Wind [%]	Solar [%]
Short-term	59.3	-31 %	-29 %	-66 %	-44 %
Long-term		2 %	4 %	26 %	125 %

Tableau 4 : Émissions carbone pour différents scénarios de déploiements de renouvelables

quantités constantes d'électricité dans le système. À plus long terme, on peut préconiser la fin progressive des subventions accordées aux énergies renouvelables variables couplée à l'internalisation des coûts d'équilibrage et de réseau et à une allocation des coûts de connexion aux développeurs des centrales.

Dans ce contexte, nous proposons quatre recommandations en matière de politique énergétique :

- ✓ a) Il est important de garantir la transparence des coûts de production de l'électricité au niveau système. Les décisions en matière de politique énergétique qui concernent les marchés de l'électricité doivent prendre en compte l'ensemble des coûts systémiques relatifs aux différentes technologies.
- ✓ b) Des instruments de régulation doivent être préparés avec l'objectif de minimiser les coûts systémiques et de favoriser leur internalisation au moindre coût. Quatre points ont une importance particulière pour rendre les futurs marchés de l'électricité plus robustes et pour garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité :
 - La réduction des revenus des exploitants de moyens de production programmables due à l'effet de compression doit être reconnue et compensée de manière adéquate par des paiements de capacité (ou par des marchés comportant des obligations en termes de capacité).
 - Pour internaliser de manière effective les coûts systémiques d'équilibrage et d'adéquation, tous les exploitants devraient être obligés d'injecter, heure par heure, des quantités constantes d'électricité dans le système, plutôt que des quantités aléatoires d'électricité variable.
 - Bien que les coûts de renforcement du réseau et d'interconnexion soient difficiles à imputer à une technologie en particulier, les coûts de connexion au réseau doivent autant que possible être alloués aux exploitants concernés.
 - Les conséquences en matière d'émissions de carbone de différentes stratégies de fourniture de capacités de réserve doivent être analysées et internalisées au moyen d'une taxe carbone robuste.

- ✓ c) L'intérêt des technologies programmables bas carbone venant en complément de l'introduction des énergies renouvelables variables doit être reconnu d'une manière plus affirmée. La combinaison des marchés de capacité, des contrats d'approvisionnement à long terme et des taxes carbone peut fournir un environnement de marché permettant à l'énergie nucléaire et aux autres technologies programmables bas carbone de rester économiquement viables.
- ✓ d) Des ressources flexibles pour les systèmes « bas carbone » doivent être développées. Au stade actuel du développement technologique, les systèmes électriques à faibles émissions de carbone vont inévitablement être basés sur des parts significatives d'énergies renouvelables variables et d'énergie nucléaire. Par conséquent, nous recommandons que des ressources flexibles soient développées sur la base d'une approche systémique dans laquelle l'ensemble des coûts et des interdépendances soit reconnu. Cela nécessitera d'augmenter les aptitudes de suivi de la charge pour les technologies bas carbone programmables (y compris le nucléaire), d'accroître les capacités de stockage, d'augmenter les interconnexions internationales et d'améliorer la flexibilité de la demande face aux évolutions du marché.

Notes

* Professeur d'économie à l'Université Paris-Dauphine, directeur scientifique de la Chaire *European Electricity Markets* (CEEM) et codirecteur du Master Energie, Finance Carbone (EFC) (jusqu'au mois de février 2012).

** Analyste en énergie nucléaire, Agence de l'Énergie Nucléaire (AEN) de l'OCDE.

(1) À titre d'exemple, les coûts de système pour l'éolien s'élèvent à un tiers des coûts de génération pour une technologie de base aux États-Unis, et à la moitié, en Europe.

(2) Les simulations présentées dans cet article reposent sur une modélisation simplifiée de la structure de la production électrique française fondée sur des données Réseau de Transport d'Électricité (RTE).

L'impact des énergies intermittentes sur les prix de marché de l'électricité

Par Patrick ADIGBLI* et Audrey MAHUET**

En parallèle au processus de libéralisation du marché de l'électricité, ces vingt dernières années ont été marquées par une forte expansion des énergies renouvelables en Europe.

L'augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique, avec l'objectif de la Commission européenne de 20% de renouvelables d'ici à 2020, n'est pas sans incidence sur la formation des prix de marché. En effet, les énergies intermittentes subventionnées peuvent, de par l'effet « ordre de mérite », entraîner des réductions de prix sur le court terme, voire des prix négatifs à certaines périodes de l'année.

Introduction

L'électricité est devenue un bien essentiel, et cependant il s'agit d'une marchandise particulière dont la commercialisation répond à des contraintes bien spécifiques. Ainsi, malgré l'inélasticité caractéristique de la demande finale et la difficulté à stocker l'énergie produite, les flux d'électricité doivent être équilibrés à tout moment.

Longtemps organisée autour d'une logique d'intégration verticale afin de répondre à ces contraintes, l'industrie électrique a été profondément impactée par les changements réglementaires intervenus durant les deux dernières décennies. Ainsi, depuis les années 1990, plusieurs initiatives de libéralisation du marché de l'électricité ont rompu avec une longue tradition monopolistique. Espérant des gains de productivité et une augmentation globale du *welfare* social, l'Union européenne s'est donné comme objectif de promouvoir un environnement de marché compétitif et la création d'un marché intérieur électrique européen.

Le résultat le plus emblématique des trois directives européennes émises en 1996, 2003, puis 2009, a été l'*unbundling* [Terme technique définissant la séparation entre l'utilisation d'une infrastructure et la possession de cette infrastructure, Ndlr] de la chaîne de valeur électrique entre quatre blocs fonctionnels : la production, le transport, la distribution et le marché de détail. D'autres conséquences de la libéralisation ont été la création de marchés organisés sous forme de bourses d'échange ainsi qu'un accès non-discriminatoire aux réseaux.

Dans le cadre du présent article, les auteurs s'efforcent, dans un premier temps, de retracer le développement des énergies renouvelables en France et dans le reste de l'Europe tout en analysant les risques et opportunités associés. La seconde partie de l'article se penchera sur l'in-

tégration des énergies renouvelables au marché, et plus particulièrement aux bourses d'électricité. Dans sa troisième partie, notre étude portera sur l'impact des énergies renouvelables intermittentes sur les marchés *spot* en termes d'effet « ordre de mérite », de volatilité, de réduction du niveau de prix, de prix négatifs, de *spread base-peak*, etc. Enfin, une conclusion ainsi que des perspectives d'évolution du marché seront données dans la dernière partie de cet article.

Le développement des énergies renouvelables en Europe

En parallèle à ce processus de libéralisation, les vingt dernières années ont été caractérisées par une expansion remarquable des énergies renouvelables en Europe. Le développement des sources hydraulique, éolienne, solaire, biomasse ou géothermique y est principalement soutenu par des considérations environnementales ou d'indépendance énergétique, et il influence durablement le secteur électrique.

Conformément à l'objectif de la Commission européenne, qui vise à couvrir 20 % de la consommation européenne d'électricité par des sources renouvelables d'ici à 2020, les renouvelables représentent une part toujours plus importante du bouquet énergétique.

Bien que l'énergie hydraulique reste dominante dans la capacité renouvelable installée en Europe (qui est d'environ 293 GW en 2011), ce sont notamment les sources intermittentes, telles que l'éolien ou le solaire, qui connaissent une croissance soutenue (voir le tableau 1 de la page suivante).

En France, la capacité renouvelable installée (1) représentait, en 2011, environ 35 GW, soit 28 % de la puissance totale installée du parc. L'énergie hydraulique en repré-

	PRODUCTION EU-27, 2000 à 2020			CAPACITÉ INSTALLÉE, fin 2011		
	2000	2008	2020	EU-27	France	Allemagne
HYDRAULIQUE	352.5	359.2	370.0	120,0	25,4	4,4
BIOMASSE	40.5	107.9	232.0	26,0	1,3	7,2
ÉOLIEN	22.3	118.7	495.0	94,0	6,7	29,1
SOLAIRE	0.1	7.4	103.0	52,1	2,2	25,0
GÉOTHERMIE	4.8	5.7	17.0	0,9	0	0
TOTAL	420.2	598.9	1217.0	293	35,5	65,7

Tableau 1 : Données de production et de capacité renouvelable en Europe [TWh, GW] - Sources : EURELECTRIC, BMU, RTE.

sente la plus grande part, avec plus de 25 GW installés ; elle est suivie par environ 7 GW d'éolien.

L'Allemagne fait partie des tout premiers pays européens en termes de développement des énergies renouvelables. Depuis l'*Energiewende* (la transition énergétique), en 2011, le gouvernement allemand a décidé d'abandonner la production nucléaire d'ici à 2022 et a renforcé ses objectifs en matière de renouvelables. Conformément à l'EEG, la loi de promotion des énergies renouvelables, celles-ci devraient se développer de manière significative. Fin 2011, 66 GW de renouvelables étaient installés – dont 29 GW d'éolien et 25 GW de solaire. Couvrant 20 % du mix énergétique national, les énergies renouvelables sont la seconde source de production électrique, devant la production nucléaire. Cette part devrait augmenter, passant à 35 % en 2020, puis à 80 % en 2050.

Les opportunités et les risques liés au développement des énergies renouvelables

Les énergies renouvelables constituent une force motrice du processus de libéralisation, notamment du fait de leurs impacts positifs en termes d'évolution technologique et de décentralisation de la production.

Pour autant, leur intégration dans l'écosystème électrique existant constitue un défi. En effet, les énergies renouvelables se caractérisent par une faible élasticité de l'offre et une mauvaise prévisibilité. L'augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique nécessite donc un investissement accru dans des moyens de production flexibles, l'adaptation de l'infrastructure réseau, l'augmentation de l'élasticité de la demande et la garantie de réserves disponibles.

Ces derniers points ne sont pas sans avoir un impact sur les marchés de gros, et plusieurs effets sur les prix seront analysés dans le présent article.

Le fonctionnement du marché de l'électricité et l'intégration des renouvelables

L'organisation du marché de gros de l'électricité

Plusieurs « lieux » permettent aux acteurs du marché de l'électricité (producteurs, fournisseurs, consommateurs et intermédiaires) de négocier des contrats de livraison

d'électricité. Ainsi, l'électricité peut être échangée sur un marché organisé (une bourse) ou sur des marchés de gré à gré dits *over the counter* (OTC), soit directement par le biais de contrats bilatéraux, soit indirectement par l'intermédiaire de courtiers. La nécessité pour les réseaux de transport d'électricité de constituer des réserves de façon efficace et économiquement rationnelle les a également conduits à utiliser des principes de marché pour la gestion de l'ajustement.

Les « lieux d'échange » évoqués ci-dessus s'organisent selon une répartition temporelle bien spécifique. Cela s'explique par une triple contrainte caractéristique du marché de l'électricité, qui associe un besoin d'équilibre constant entre la production et la consommation à l'inélasticité de la demande et à la difficulté de stocker l'électricité. En effet, les flux d'électricité doivent être équilibrés à tout moment, alors que le report temporel de la consommation reste toujours un défi et qu'il n'existe pas de solution économique pour stocker des quantités importantes d'électricité. Pour répondre au mieux à ces contraintes et aux facteurs d'influence périodiques (saisonnalités) ou erratiques (météo), les contrats de livraison d'électricité portent par conséquent sur des horizons temporels plus ou moins éloignés.

À titre d'exemple, quelques chiffres du marché allemand illustrent la répartition des volumes traités entre la bourse, l'OTC, le comptant et le terme. En 2010, 10 600 TWh ont été échangés, ce qui représente 17 fois la consommation finale allemande. Plus de 90 % des volumes ont été traités sur le marché à terme, les 10 % restants l'ont été sur les marchés *spots* (le marché *Day-Ahead* et le marché infra-journalier). En ce qui concerne la répartition entre les marchés de gré à gré et organisés, 94 % des volumes ont été traités en OTC et 6 % à la bourse. Malgré cette répartition des volumes *a priori* défavorable, les prix fixés par la bourse jouent un rôle central pour l'équilibre du système électrique, et définissent le signal-prix pour l'ensemble des autres marchés.

Le mécanisme de la formation des prix de l'électricité sur les marchés spot (Day-Ahead et infra-journalier)

La bourse européenne d'électricité EPEX SPOT SE, créée en 2008 suite à une *joint-venture* des bourses allemande

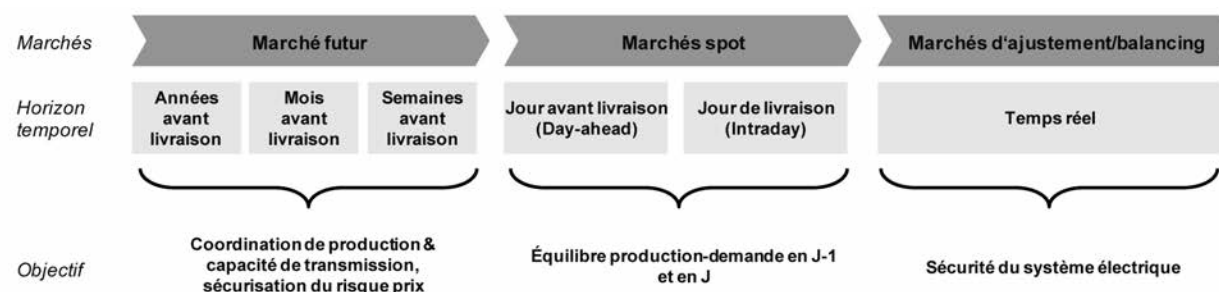


Figure 1 : Organisation du marché de gros de l'électricité.

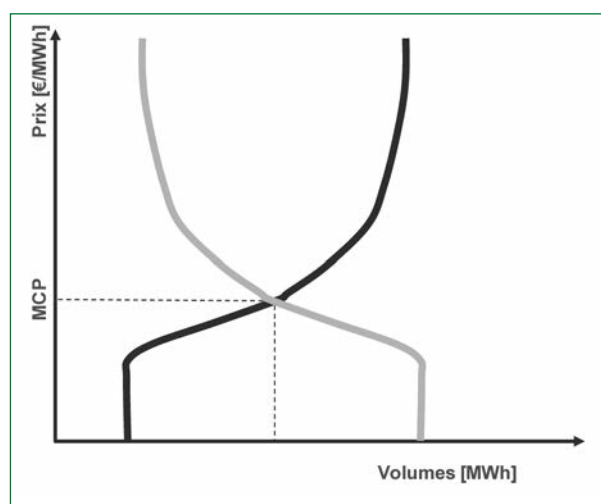
- ✓ **Marché à terme (bourse ou OTC)** : les acteurs du marché se sécurisent plusieurs années, mois ou semaines à l'avance contre des variations imprévues de prix. On distingue entre les contrats à terme dits « physiques », qui prévoient une livraison de l'électricité, et les contrats purement « financiers », qui prévoient uniquement un échange monétaire.
- ✓ **Marchés spot ou au comptant (bourse ou OTC)** : les acteurs du marché s'échangent de l'électricité à court terme afin d'équilibrer leur bilan production-consommation. On distingue entre le marché *Day-Ahead* (avec livraison le jour suivant) et le marché infra-journalier (avec livraison le jour même). La bourse EPEX SPOT propose un marché *Day-Ahead* permettant de négocier 24 contrats horaires (ou des blocs horaires) pour une livraison en J+1 lors d'un *fixing* quotidien. Elle propose également un marché infra-journalier permettant aux acteurs de s'échanger des contrats horaires (ou des blocs horaires) jusqu'à 45 minutes avant la livraison dans le cadre d'un marché continu. Depuis décembre 2011, il est par ailleurs possible de traiter des contrats quinze-minutes sur le marché infra-journalier allemand.
- ✓ **Marchés d'ajustement/balancing (gestionnaires de réseau)** : jusqu'au temps réel, les acteurs peuvent également offrir aux gestionnaires de réseaux de modifier leur programme de fonctionnement (à la hausse ou à la baisse) afin d'aider ces derniers à constituer des réserves.

et française, opère les marchés *spot* (*Day-Ahead* et infra-journalier) pour la France, l'Allemagne, l'Autriche et la Suisse.

De manière générale, les prix à la bourse se déterminent par confrontation de l'offre et de la demande. Sur le marché *Day-Ahead*, un *fixing* est organisé tous les jours de la semaine et, jusqu'à midi, les vendeurs et les acheteurs peuvent soumettre des ordres prix/volume (entre +/-3000 €/MWh) pour les vingt-quatre heures du jour suivant. Il s'agit d'une enchère en aveugle, les participants n'ont donc aucune information au sujet des offres soumises à l'achat ou à la vente avant la publication des prix.

Pour chaque heure, la bourse élabore ensuite des courbes agrégées d'offre (courbe croissante) et de demande (courbe décroissante) à partir des ordres soumis. Le point de rencontre de ces courbes d'offre et de demande détermine le prix de marché de l'électricité pour chaque heure de la journée (appelé *Market Clearing Price* ou MCP).

Seuls sont exécutés les ordres à la vente dont le prix est inférieur ou égal au MCP et les ordres à l'achat dont le prix est supérieur ou égal au MCP. Le *fixing* organisé par EPEX SPOT sur l'Allemagne/Autriche et la France est intégré au couplage de marché CWE (*Central West Europe*), dont les résultats de prix et de volumes ont publiés à 12 h 40.

Figure 2 : Mécanisme de formation des prix (*Day-Ahead*).

Le marché infra-journalier permet de négocier en continu des contrats d'électricité à partir de 15 h, la veille, et jusqu'à quarante-cinq minutes avant la livraison physique. Les vendeurs et acheteurs peuvent soumettre des

ordres limités, qui spécifient respectivement à quel prix minimal ils veulent vendre et à quel prix maximal ils veulent acheter leur électricité (entre +/-9999,99 €/MWh). Dès que deux ordres (à la vente et à l'achat) correspondent, l'ordre est exécuté et les deux ordres disparaissent du système.

Globalement, les prix des marchés *spots* suivent des évolutions convergentes et la corrélation entre les prix moyens pondérés *Day-Ahead* et infra-journaliers était de 81 % en 2010. Cependant, les prix infra-journaliers sont plus volatils que les prix du marché *Day-Ahead*, du fait de la plus grande proximité du moment de la livraison.

L'intégration des énergies renouvelables dans les marchés spot

Du fait de dispositions légales en vigueur en Allemagne depuis le 1^{er} janvier 2010, les gestionnaires de réseau de transport (GRT) allemands vendent la production renouvelable sous obligation d'achat sur les marchés *Day-Ahead* et infra-journalier d'EPEX SPOT. En outre, depuis 2012, une partie de plus en plus importante de cette énergie est vendue directement sur le marché par les producteurs eux-mêmes ou par des agrégateurs.

Selon le régulateur allemand (la *Bundesnetzagentur*), l'expérience des deux dernières années permet de conclure que la commercialisation par les GRT sur le marché *spot* est bien adaptée pour intégrer les énergies renouvelables au marché de l'électricité. En effet, alors que la liquidité globale a augmenté, aucune distorsion importante de l'évolution des prix ou de la volatilité n'a été constatée.

Le marché infra-journalier s'est par ailleurs avéré être un outil particulièrement adapté à l'intégration des énergies renouvelables. Comme la précision de la prévision des énergies intermittentes augmente lorsque l'on s'approche du moment de la livraison, l'équilibre des écarts entre la production réelle et la production prévue s'effectue en effet à très court terme. À cet égard, le marché infra-journalier continu est un moyen très souple pour s'adapter aux événements imprévus et assurer la flexibilité des échanges en temps réel.

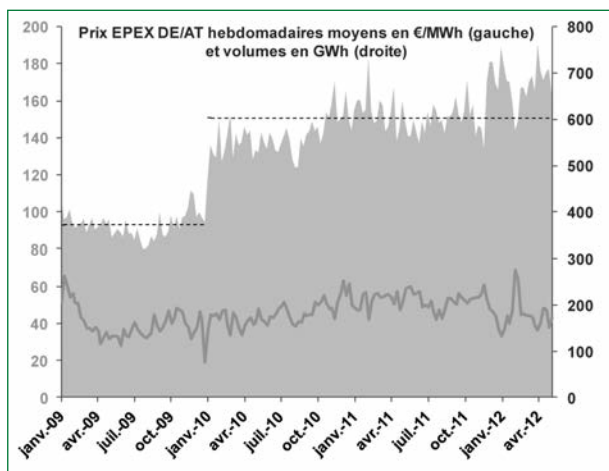


Figure 3 : Intégration des énergies renouvelables au marché *Day-Ahead* allemand - Source : EPEX SPOT.

Depuis 2010, plusieurs mesures ont été introduites dans le marché infra-journalier d'EPEX SPOT afin de favoriser davantage la flexibilité des échanges. Ainsi, l'ouverture du marché a été prolongée, ce qui permet de traiter jusqu'à quarante-cinq minutes avant la livraison des contrats. Par ailleurs, un mécanisme d'échanges transfrontaliers, avec allocation implicite de la capacité, a été mis en place entre l'Allemagne et la France, avec près de 18 TWh échangés entre les deux pays.

La bourse a également introduit en 2011 un produit quinze-minutes sur le marché infra-journalier allemand, qui permet aux acteurs de gérer l'intermittence et les contraintes de rampe de la production renouvelable avec davantage de souplesse et une granularité temporelle plus fine. Ils peuvent ainsi mieux prendre en compte les fluctuations de la production renouvelable sur une heure donnée et équilibrer leur portefeuille en conséquence. L'introduction des produits quinze-minutes permet ainsi d'optimiser la stabilité du réseau en rendant possible une meilleure gestion des fluctuations de la production renouvelable, notamment le matin et le soir.

L'impact des énergies intermittentes sur les prix de marché de l'électricité

Les facteurs influençant le prix de marché

Divers facteurs peuvent influencer la formation des prix de marché, d'un point de vue général, et des énergies intermittentes, en particulier.

Ainsi, les *conditions météorologiques* ont un impact sur le prix de marché. Ce facteur influence le niveau de rendement (et donc la rentabilité) de certaines sources énergétiques, notamment les énergies intermittentes telles que l'éolien et le solaire.

Le *comportement des consommateurs* est d'ailleurs un autre facteur influant sur le prix de l'électricité. Il est essentiellement déterminé par des facteurs météorologiques, mais également par la saisonnalité des usages de l'électricité (chauffage électrique l'hiver, pic de consommation en heures de pointe...), une saisonnalité qui se retrouve largement dans le comportement des prix.

Le prix des *énergies primaires* joue également un rôle central dans la formation des prix. Alors que les coûts marginaux des énergies intermittentes sont quasiment nuls, les moyens de production conventionnels dépendent fortement de l'évolution des prix mondiaux du pétrole, du gaz, du charbon et des permis d'émission de CO₂.

La *disponibilité prévue des moyens de production et leur rendement* sont d'autres facteurs importants, car des incidents divers peuvent réduire temporairement la capacité des installations (révisions, inspections, défaillances de systèmes, etc.). Les facteurs technologiques influent également sur la disponibilité et le rendement des installations : ainsi, l'utilisation moyenne annuelle d'une centrale biomasse en Allemagne est de 6 200 heures, alors qu'une centrale éolienne *on-shore* tourne 1 750 heures et une centrale photovoltaïque, seulement 950 heures.

Les évolutions réglementaires, telles que la vente des renouvelables à la bourse par les GRT, ont un impact significatif sur la production et la consommation d'électricité et, par conséquent, sur la formation des prix de marché.

Les flux import-export ont un impact important sur la formation des prix. Avec le couplage des marchés, l'import ou l'export d'électricité vers des régions limitrophes sont utilisés de façon économiquement optimale, ce qui conduit *de facto* à un rapprochement entre les comportements des prix. Dans la région couplée CWE (Allemagne/Autriche, Belgique, France et Pays-Bas), les prix de marché ont ainsi convergé dans 66 % des heures en 2011.

Enfin, les stratégies de placement des ordres par les différents acteurs du marché influent sur la formation des prix. Tant sur les offres à la vente qu'à l'achat, les participants peuvent être actifs sur différents marchés à la fois (marché à terme, au comptant, OTC, etc.) et leur stratégie de couverture des risques (*risk hedging*) aura une influence directe sur les offres soumises à la bourse.

L'impact des énergies intermittentes sur les prix Day-Ahead

Depuis l'introduction des volumes renouvelables en bourse en janvier 2010, aucune distorsion des prix n'a été décelée sur le long terme. Toutefois, à une échelle temporelle plus réduite, l'impact de la production renouvelable sur la formation des prix de marché est indéniable.

De manière générale, la croissance des volumes renouvelables a tendance à faire baisser les prix de marché, du moins sur le court terme. Cela est dû à l'effet « ordre de mérite » (voir la figure 4) : les énergies renouvelables, telles que l'éolien ou le solaire, bénéficient à la fois d'une priorité d'injection sur le réseau et de coûts marginaux quasiment nuls. Ainsi, ces énergies intermittentes l'emportent sur d'autres moyens de production dans la courbe d'offre, qui se décale vers la droite. Mécaniquement, l'in-

tersection avec la courbe de demande et, par conséquent, le *Market Clearing Price* se décalent vers le bas. Différentes études, utilisant des modèles d'estimation plus ou moins sophistiqués, estiment que l'effet « ordre de mérite » peut réduire les prix de marché, à court terme, de 3 à 7 €/MWh.

Dans le cas de l'énergie solaire, cette baisse intervient surtout en journée (entre 8 h et 20 h) et affecte, par conséquent, la différence entre les prix de base et ceux de pointe (*spread peak-base*). Le pic de prix observé traditionnellement à midi s'érode progressivement et les prix de pointe se rapprochent de plus en plus des prix de base. Cette tendance est observable depuis plusieurs années (voir la figure 4) : alors que les prix de pointe étaient en moyenne 24 % au-dessus des prix de base en 2007, cette différence n'est plus que de 10 % en 2012. Au cours de certaines journées particulièrement ensoleillées (et donc de consommation relativement faible), il arrive même que les prix constatés lors des heures de pointe soient inférieurs aux prix des heures creuses.

Par ailleurs, de larges quantités d'énergies renouvelables produites en période de faible consommation peuvent mener à l'apparition de prix négatifs, à la bourse. Ces prix négatifs représentent un excellent indicateur de l'équilibre entre l'offre et la demande et permettent, par ailleurs, de valoriser la flexibilité des centrales, ainsi que le stockage d'électricité. Leur apparition est étroitement liée aux énergies intermittentes, et notamment à l'énergie éolienne.

En effet, les producteurs renouvelables allemands bénéficiant d'un tarif forfaitaire d'achat de leur électricité sont insensibles au prix de marché et préféreront toujours vendre l'ensemble de leur production. Cela est dû au fait que les GRT sont dans l'obligation de reprendre ces volumes pour les revendre « à tout prix » à la bourse. Par conséquent, lorsqu'une large offre d'énergie éolienne couvre une partie importante de la demande et réduit ainsi fortement la charge résiduelle, des prix négatifs sont

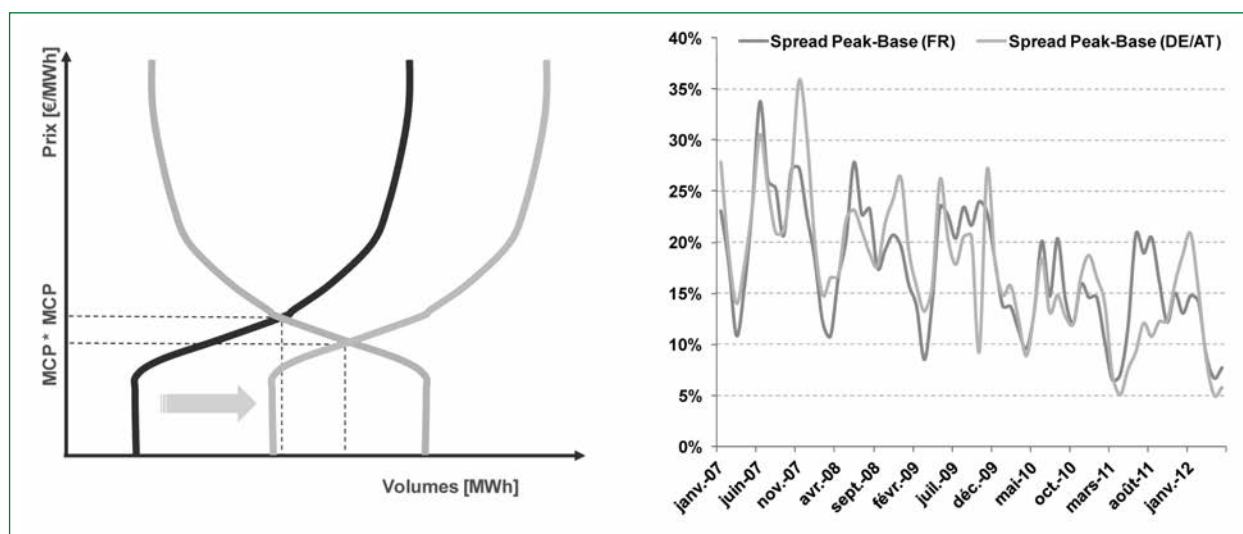


Figure 4 : Effet « ordre de mérite » (à gauche) et évolution du *peak-base spread* (à droite) - Source : EPEX SPOT.

	France		Allemagne	
	Nb de prix négatifs	Min. (€/MWh)	Nb de prix négatifs	Min. (€/MWh)
2009	0	-	71	-500,02
2010	0	-	12	-20,45
2011	0	-	15	-36,82
2012 (en cours)	5	-5,04	21	-100,08

Tableau 2 : Occurrence de prix négatifs en France et en Allemagne (Day-Ahead) - Source : EPEX SPOT.

susceptibles d'apparaître. Ce phénomène est accentué par le fait que d'autres moyens de production conventionnels préfèrent eux aussi poursuivre leur production. Bien que les prix soient négatifs et que les centrales produisent à perte, cela peut en effet être moins coûteux que le fait d'arrêter ces centrales, puis de les redémarrer.

Cependant, le couplage des marchés CWE (Central Western Europe) a sensiblement réduit le risque d'occurrence de prix négatifs depuis 2010 en absorbant les chocs domestiques (afflux d'énergie renouvelable en Allemagne, vague de froid en France, par exemple) grâce à une meilleure utilisation des capacités transfrontalières. Le couplage a donc favorisé l'intégration des renouvelables au marché européen en limitant la volatilité des prix.

L'impact des énergies intermittentes sur les prix infra-journaliers de l'électricité

En ce qui concerne le marché infra-journalier, sur lequel les prix ne sont pas déterminés par une enchère, mais au comptant, le constat est globalement similaire au marché Day-Ahead : aucune distorsion majeure des prix n'a pu être constatée depuis l'introduction des renouvelables.

Concernant le marché des produits quinze-minutes, celui-ci a atteint un volume de plus de 1 TWh traité entre son lancement et septembre 2012, avec environ de 3 500 MWh à 4 000 MWh échangés par jour. Ces contrats sont majoritairement traités entre 8 h 00 et 18 h 00, et

sont étroitement corrélés au *ramping* de la production photovoltaïque (voir la figure 5). Il apparaît ainsi qu'entre janvier et juin 2012 les prix moyens pondérés des contrats quinze-minutes se situaient environ 2,30€/MWh au-dessous des contrats horaires correspondants.

Conclusions et perspectives

Nous avons retracé dans cet article le succès récent du développement des énergies intermittentes en Europe, et nous avons détaillé leur intégration à la bourse de l'électricité et leur impact sur les prix Day-Ahead et infra-journaliers.

Les énergies renouvelables constituent une force motrice du processus de libéralisation et influenceront durablement le secteur électrique. Mais leur intégration aux marchés existants reste un défi majeur : l'expérience allemande permet de conclure que le marché spot est bien adapté pour intégrer ces énergies renouvelables qui viennent en augmenter la liquidité et la transparence sans distorsion importante des prix ou de la volatilité.

Toutefois, l'impact de la production renouvelable sur la formation des prix de marché est indéniable. En effet, l'accès préférentiel au marché des énergies intermittentes subventionnées et à faible coût marginal mène à :

- ✓ une réduction des prix de marché à court terme (c'est l'effet « ordre de mérite »),
- ✓ une érosion progressive du *spread peak-base* (due à l'impact du solaire),

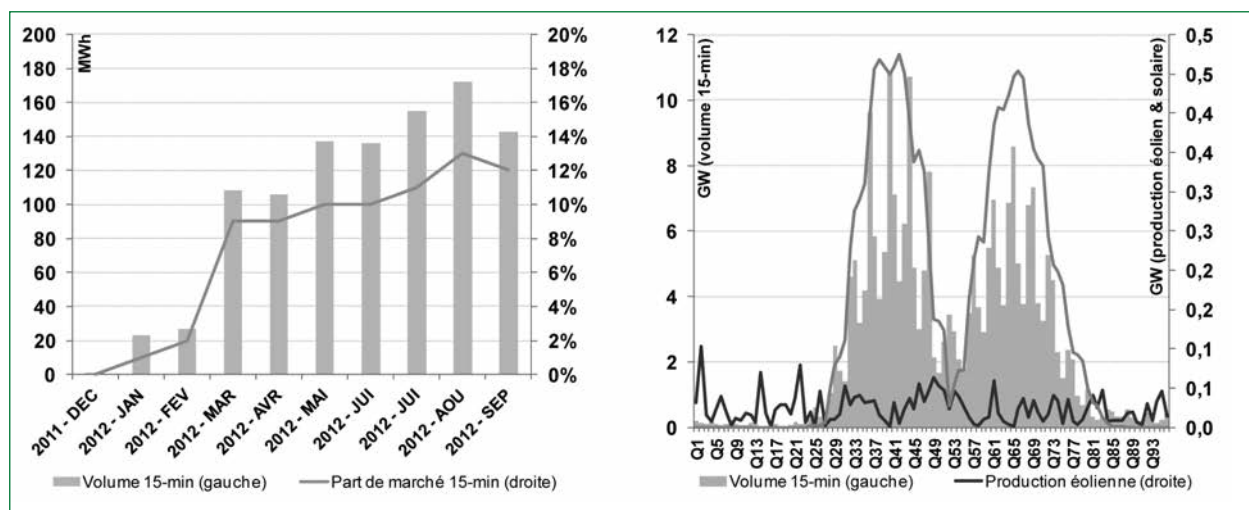


Figure 5 : Volumes des produits 15-min (à gauche) et corrélation avec les énergies intermittentes (à droite) - Source : EPEX SPOT.

- ✓ l'apparition de prix négatifs durant des périodes de production éolienne importante et de faible consommation,
- ✓ une corrélation étroite des échanges à court terme avec la production photovoltaïque.

Cependant, ces effets « amortisseurs » sur les prix de marché ne se ressentent pas systématiquement au niveau des prix de détail. En effet, ce sont, au final, les consommateurs qui supportent le coût des renouvelables. En Allemagne, c'est notamment au travers des subventions (*EEG-Umlage*) qui financent la production et couvrent les coûts engendrés par les erreurs de prévision (en 2010, la production éolienne avait différé de 25 % par rapport au réalisé, contre 4,9 % pour le solaire). Et, en France, l'existence de tarifs réglementés sur le marché de détail ne permet pas aux consommateurs de ressentir l'effet positif des renouvelables sur le prix de gros de l'électricité.

Une autre conséquence directe de ces évolutions est la baisse de la durée d'utilisation des centrales conventionnelles, d'où une perte de compétitivité de ces moyens de production. Les moyens de production, tels que les centrales à charbon ou au lignite, nécessitent une mobilisation de capital important et font, par conséquent, face à des difficultés croissantes pour récupérer leurs coûts fixes (*missing money*). Cette « cannibalisation » est d'autant plus problématique que la croissance des énergies renouvelables dépend précisément du développement de capacités de soutien flexibles qui viennent compléter la production intermittente tant éolienne que solaire.

Alors que la tendance ira sans doute vers des centrales flexibles moins coûteuses, comme les centrales à gaz à cycle combiné (CCGT), des voix s'élèvent en Europe pour introduire des « mécanismes de capacité » afin de garantir la compétitivité des centrales conventionnelles. Sans doute faudra-t-il étudier de tels dispositifs, qui risquent néanmoins de s'avérer contreproductifs du fait qu'ils répondent à un problème européen par des solutions

nationales et à une distorsion du marché par d'autres distorsions.

Les enjeux liés à l'intégration des énergies intermittentes sont multiples, que ce soit au niveau de la distorsion des mécanismes de marché par les subventions, de l'augmentation des coûts du système électrique ou des risques pour la sécurité de l'approvisionnement. La création d'un marché intégré à faibles émissions de CO₂ et de haute sécurité nécessite de nouvelles solutions adaptées à un contexte non plus national, mais européen aujourd'hui. Pour cette raison, il sera impératif de mener des réflexions en profondeur sur des sujets, tels que :

- ✓ la migration progressive des renouvelables d'un régime subventionné vers un régime concurrentiel,
- ✓ la sensibilisation des énergies renouvelables au signal-prix du marché,
- ✓ la participation des renouvelables à la sécurité du système électrique en tant que responsables d'équilibre,
- ✓ l'investissement dans les infrastructures nécessaires à l'intégration des énergies intermittentes,
- ✓ l'interconnexion des marchés européens d'électricité,
- ✓ la coordination de la régulation du marché et des régimes renouvelables au niveau européen,
- ✓ la flexibilité de la demande et le développement de la capacité de stockage d'électricité,
- ✓ la valorisation du caractère renouvelable de l'électricité,
- ✓ et la flexibilité des échanges sur les marchés de gros, notamment sur les marchés infra-journaliers.

Notes

* Analyst, Product Design Department, EPEX SPOT.

** Director of Product Design Department, EPEX SPOT.

(1) Incluant l'énergie hydraulique.

La contribution des énergies intermittentes à l'amélioration du bilan carbone

Par Jean-Louis BOBIN*, Hubert FLOCARD**, Jean-Pierre PERVÈS*** et Bernard TAMAIN****

Sources d'énergie renouvelable, le solaire et l'éolien sont par nature intermittents. La gestion de leur production d'électricité est donc un problème à solutions multiples. Toutes ne sont cependant pas compatibles avec la nécessité de réduire les émissions de gaz à effet de serre et de prévenir ainsi la menace d'un changement climatique.

Introduction

En ce début de XXI^e siècle, l'humanité tire environ 80 % de son énergie à partir de combustibles chimiques fossiles. C'est là, pour l'essentiel, l'origine des émissions anthropiques de dioxyde de carbone, le principal gaz à effet de serre. Sur les 12 milliards de tonnes équivalent pétrole (Gtep) d'énergie primaire consommés en 2010, 10 étaient carbonés, provoquant le rejet de quelque 29 milliards de tonnes de CO₂.

La concentration de ce gaz dans l'atmosphère augmente régulièrement [1] depuis qu'on la mesure, ce qui place la planète sous la menace d'un changement climatique. Pour l'association *Sauvons le climat* (1), la transition énergétique à venir doit d'abord viser la dé-carbonisation des sources d'énergie.

Les énergies renouvelables sont dé-carbonées par construction. Dans le cas de la biomasse, elles contribuent peu aux émissions de gaz à effet de serre du fait que la croissance des végétaux absorbe le CO₂ émis par leur com-



© Jorgen Schytte/STILL PICTURES-BIOSPHOTO

« Les énergies renouvelables, en particulier celles qui ont été récemment mises en œuvre pour produire de l'électricité, le solaire photovoltaïque et l'éolien, sont par nature intermittentes, ce qui pose aux gestionnaires de réseaux certains problèmes spécifiques. », parc éolien off shore au large de Esbjerg Jutland (Danemark).

bustion. Les contributions résiduelles aux émissions précitées viennent des différentes étapes de traitement de la biomasse, depuis sa culture jusqu'à sa transformation, en passant par sa récolte. Mais parmi les énergies renouvelables, celles qui ont été récemment mises en œuvre pour produire de l'électricité, le solaire photovoltaïque et l'éolien, sont par nature intermittentes, ce qui pose aux gestionnaires de réseaux certains problèmes spécifiques.

Dans cet article, nous allons montrer que l'impact de la production électrique intermittente sur le bilan carbone du système énergétique dépend de la façon dont elle est gérée. Mais avant d'examiner la gestion d'une puissance électrique, qui, comme nous l'avons vu, est aléatoire, il convient de rappeler quelques faits concernant les énergies renouvelables intermittentes couplées au réseau. Ils porteront essentiellement sur l'éolien, qui a fait l'objet en Europe occidentale d'implantations importantes. Le retour d'expérience de quinze années d'exploitation fournit des données fiables à partir desquelles il est possible de dégager des tendances de portée générale.

Les données relatives à l'intermittence

La puissance d'une source d'énergie est modulable soit par l'intervention des opérateurs soit par celle d'agents extérieurs, sur lesquels les opérateurs n'ont aucun contrôle. C'est ce dernier que l'on dénomme usuellement *intermittence* et qui se manifeste sous deux formes : l'une prévisible, l'autre aléatoire.

Les énergies renouvelables et leur intermittence

Ainsi, l'intermittence affecte le *solaire* de deux façons : de façon prévisible, par l'alternance des jours et des nuits et par la succession des saisons, et de façon aléatoire, par le passage des nuages. Ce dernier mode d'intermittence est négligeable dans les déserts des basses latitudes, qui sont donc des emplacements rêvés pour les dispositifs à concentration (CSP).

Contrairement au *solaire*, l'intermittence de l'*éolien* est totalement aléatoire. Le vent est irrégulier à toutes les échelles de temps allant de la fraction de seconde à l'année. Toutefois, les éoliennes ont une inertie qui élimine les fluctuations les plus rapides. Les variations de la vitesse du vent peuvent être très brutales, passant de 5 à 10 m/s en dix minutes. Il arrive aussi qu'il n'y ait pas de vent au cours des périodes anticycloniques qui sont plus ou moins longues. Cet effet est amplifié au niveau de la génération d'électricité. En effet, les aérogénérateurs ne débitent du courant que si le vent a une vitesse supérieure à 4 m/s (soit environ 14 km/h) et, pour des raisons de sécurité, il convient de mettre les hélices en drapeau lorsque la vitesse dépasse les 25 m/s (90 km/h). La puissance nominale correspond à une vitesse du vent de 15 m/s (52 km/h), et c'est un maximum.

Enfin, en ce qui concerne les *énergies marines*, l'éolien *offshore* est aussi irrégulier que dans les terres, mais avec des caractéristiques différentes. Par contre, les usines marémotrices ou les hydroliennes immergées dans les courants

marins ont, elles, une intermittence prévisible (annuaire des marées, cartes Hédouin...).

Le problème à résoudre vient avant tout de l'intermittence aléatoire (2), dite *fatale* en ce sens que les opérateurs ne peuvent que la subir. Il convient donc de la gérer au mieux. Il faut cependant prendre également en compte les cinétiques des variations de puissance qui sont souvent très supérieures à celles des variations de consommation et impliquent un suivi du réseau très délicat.

Statistique de la production éolienne à terre et en mer

Plusieurs dizaines de gigawatts éoliens (nominaux) sont en service dans les différents pays de l'Europe occidentale. La puissance nominale correspond à des vents de 15 m/s au moins (55 Km/h, force 7 sur l'échelle de Beaufort), qui sont rares sur nos côtes comme à l'intérieur des terres. La puissance débitée par une éolienne est ainsi la plupart du temps très inférieure à la puissance nominale. La figure 1 de la page suivante montre comment se répartissent les temps (en pourcentages annuels) durant lesquels une puissance donnée est obtenue, sur deux exemples, l'un terrestre, l'autre maritime [2].

À terre, la puissance nominale n'a presque jamais été atteinte ni même approchée. Le pic de la distribution se situe aux alentours de 15 %, pour une moyenne de l'ordre de 20 %. En mer, les puissances égales ou légèrement inférieures au nominal sont assez fréquentes, mais le calme plat apparaît être le « vent dominant » pour ce site particulier.

Le facteur de charge

Le facteur de charge d'un générateur électrique est le rapport de la puissance moyenne obtenue pendant une durée donnée (souvent l'année) à la puissance nominale installée. Pour un grand nombre de sources d'énergie, sa valeur constatée dépend de l'action des opérateurs et des gestionnaires de réseau. Mais l'intermittence est à l'origine d'un facteur de charge « naturel ». Dans le cas des panneaux photovoltaïques, dont la puissance nominale est la puissance électrique fournie l'été à midi par temps clair, il est d'un peu plus de 10 % sous nos latitudes, il pourrait atteindre 25 % dans un désert. S'agissant des parcs éoliens à terre, il se situe autour de 20 %. Ainsi, en Allemagne, l'ensemble des éoliennes implantées à terre représente en 2011 une puissance installée de 24 GW, mais elles ne fournissent que de 34 à 46 TWh suivant les années. Le facteur de charge annuel varie ainsi aléatoirement entre 16 et 22 %. Un facteur de charge de l'ordre de 30 % (ou légèrement supérieur) est attendu dans les parcs éoliens *off-shore*.

La puissance garantie

Un fournisseur d'énergie électrique, gestionnaire de réseau, est tenu par contrat de satisfaire ses clients avec une garantie élevée, et ce quel que soit le niveau de puissance de la demande. Tous les générateurs d'électricité sont

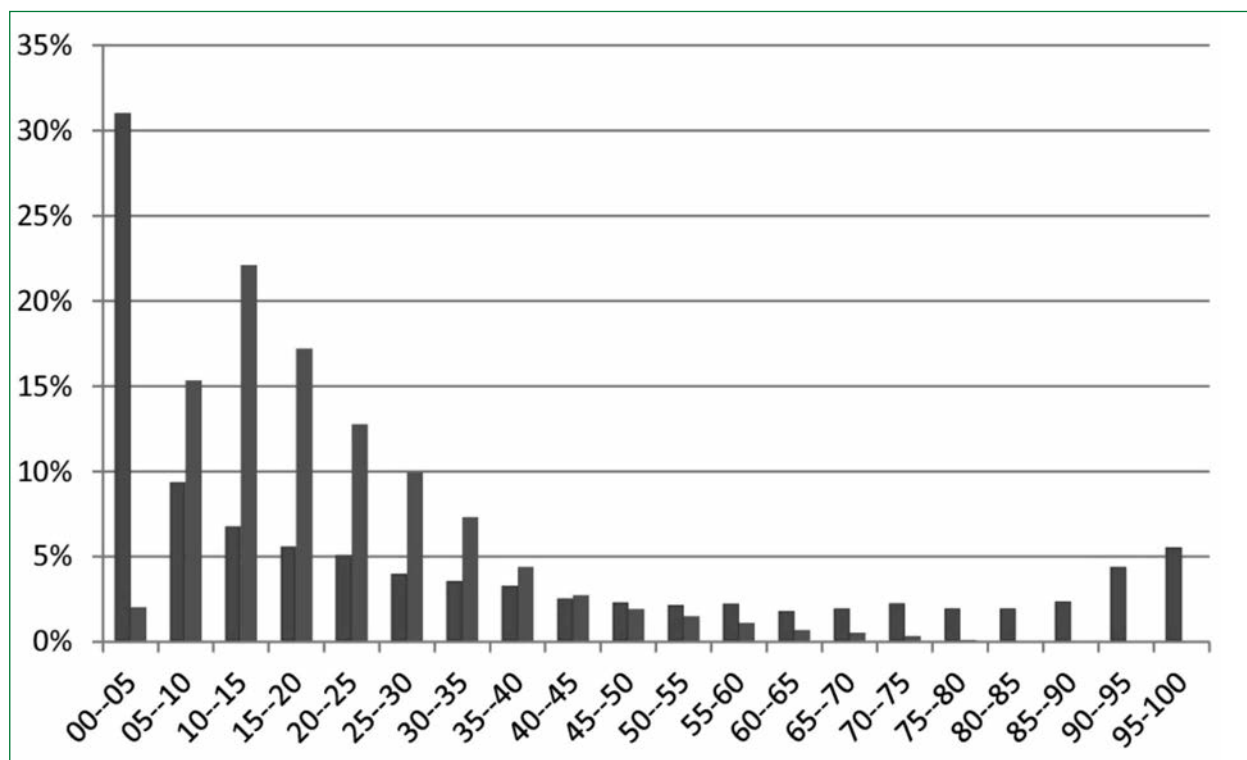


Figure 1 : Statistique du vent sur la période septembre 2010-août 2011.

En abscisses, les pourcentages de la puissance nominale ; en ordonnées, les pourcentages du temps sur la période. Barres de droite : éolien terrestre en France ; barres de gauche : parc éolien maritime Robin Rigg (sur l'estuaire de la Solway, entre l'Angleterre et l'Écosse, côté Mer d'Irlande).

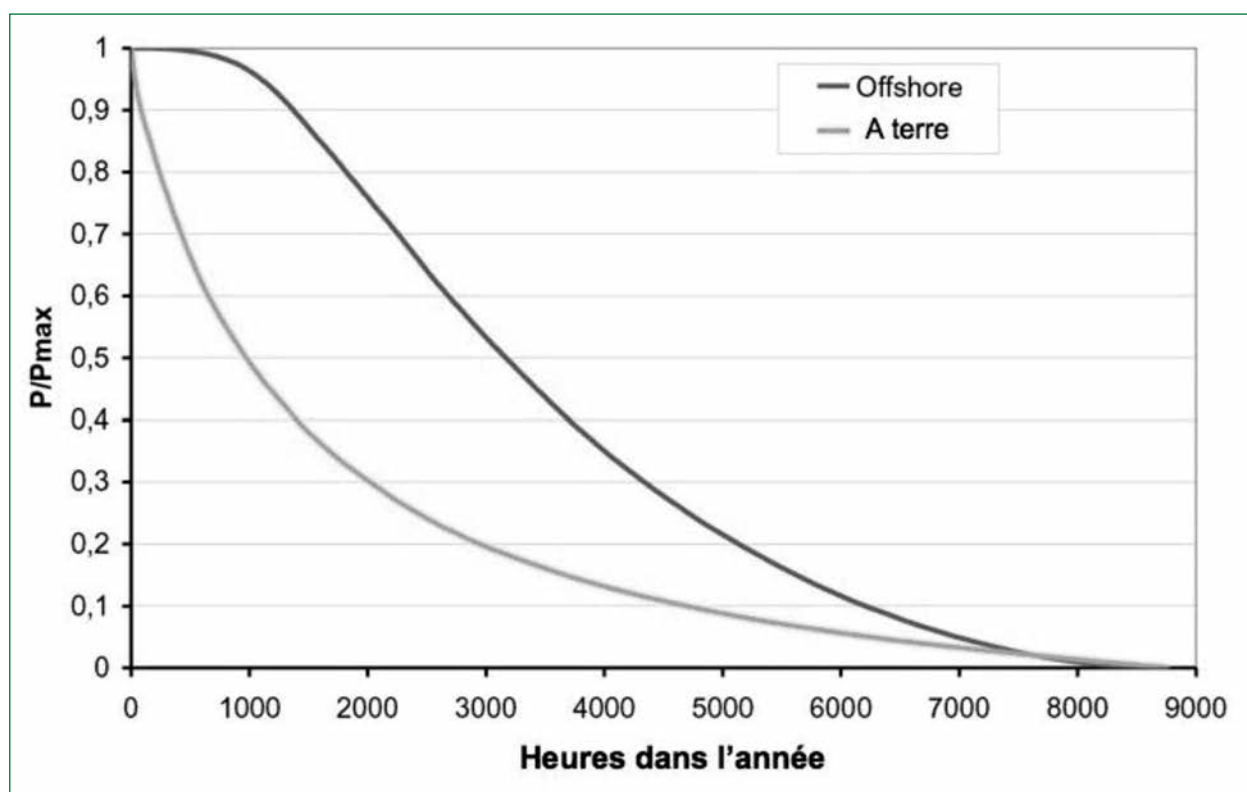


Figure 2 : Monotone de puissance de parcs éoliens terrestres (courbe du bas) ou maritimes (*offshore* – courbe du haut).

Dans les deux cas, la puissance garantie pendant 8 000 heures (91% du temps) sur une année est de quelques pourcents de la puissance nominale P_{max} .

soumis à des aléas (pannes ou intermittence). L'état de la disponibilité est représenté par une *monotone de puissance*, une courbe obtenue en portant, en abscisses, la fraction du temps pendant lequel une fraction donnée de la puissance maximale, portée en ordonnées, peut être garantie aux utilisateurs. Grâce à l'expérience acquise dans les différents pays d'Europe où de nombreuses éoliennes ont été mises en service, on peut constater qu'en raison de l'intermittence du vent, la puissance garantie à un haut niveau de disponibilité ne représente qu'un faible pourcentage de la puissance installée (voir la figure 2 de la page précédente) [3].

La gestion de l'intermittence

L'intermittence aléatoire de la production de sources renouvelables affecte la transmission et la distribution *via* un réseau électrique. Éolien et solaire sont des énergies fatales en ce sens qu'il faut accepter leur production telle qu'elle se présente ou, sinon, celle-ci est perdue. Cette condition a des conséquences sur la configuration et sur la gestion des réseaux. À défaut de pouvoir compter sur des compensations par foisonnement, les gestionnaires ont le choix entre ajuster l'offre à la demande ou, à l'inverse, ajuster la demande à l'offre.

Le foisonnement et ses limites

En moyenne, le soleil brille préférentiellement en été, alors que le vent souffle plutôt en hiver. Un pays comme la France est supposé présenter trois régimes de vents différents. Ces raisons, parmi d'autres, conduisent à l'idée que des sources d'énergies renouvelables implantées dans diffé-

rentes régions pourraient se compenser l'une l'autre et conduire à une production électrique raisonnablement stable sur un vaste réseau intégré couvrant l'Europe de l'Ouest.

Une étude menée par deux d'entre nous, Hubert Flocard et Jean-Pierre Pervès [4], qui s'appuie sur la réalité de la production éolienne en France et en Europe de l'Ouest (soit sept pays), montre qu'un tel foisonnement n'est que très partiel. Les mesures réelles des productions éoliennes de chacun des pays considérés ont été suivies au pas horaire [5] lors de l'hiver 2010/2011 (de septembre à mars). Le foisonnement espéré, tant au niveau français qu'europpéen, reste très limité, comme le montre la figure 3 obtenue en superposant les productions enregistrées pendant les mois de janvier et février 2011.

De façon générale, l'Espagne a un régime de vents plus régulier que les autres pays, mais les fluctuations de grande amplitude y sont souvent les mêmes qu'ailleurs en Europe. Les puissances minimales et maximales correspondent respectivement à 4 et 60% de la puissance totale installée, avec de fortes pénuries lors d'épisodes de grand froid ou de canicule, quand les besoins en énergie sont importants. Des conditions anticycloniques persistantes conduisent à des productions faibles de l'ordre de 15 % de la puissance totale pendant une dizaine de jours, voire même inférieures à 10 % pendant deux jours. De telles circonstances se reproduisent tous les deux ou trois ans. En revanche, on observe plus fréquemment des périodes de quelques jours sans vent (par exemple, en décembre 2010 et, par deux fois, en janvier 2011).

De plus, on constate que les cinétiques d'évolution globale sont très rapides (4 % de la puissance totale/heure,

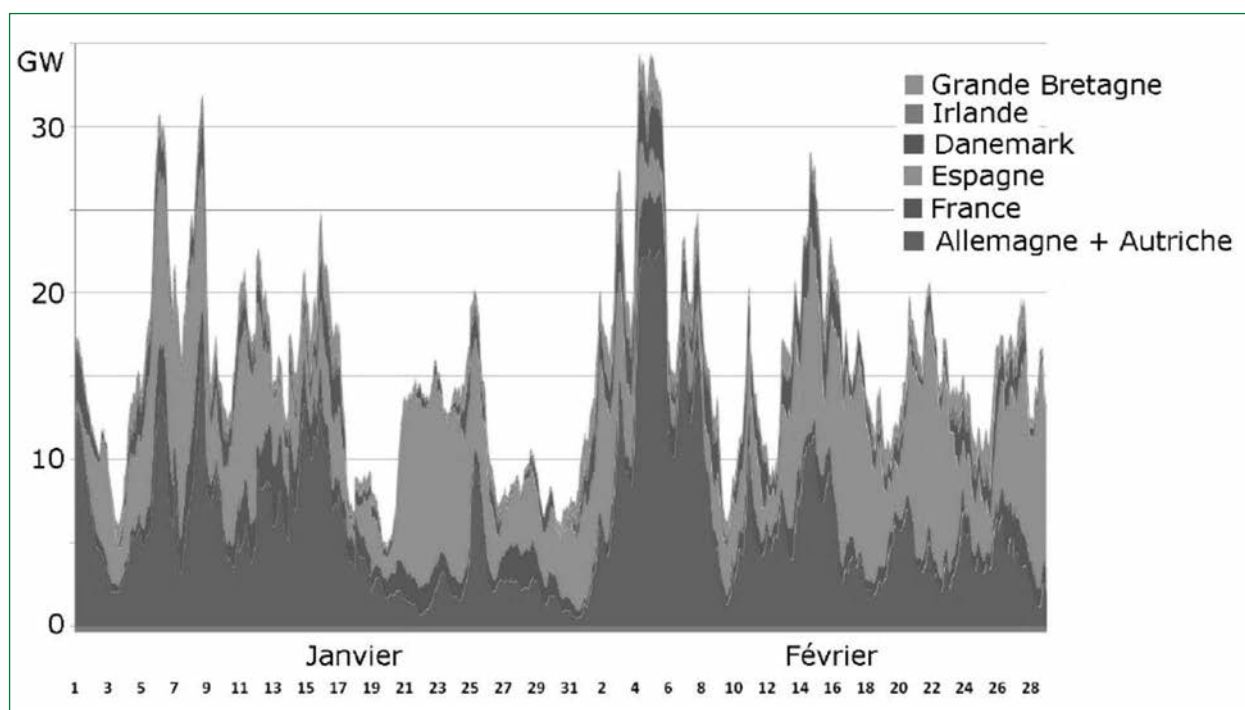


Figure 3 : Empilement des productions éoliennes en Europe de l'Ouest (7 pays), heure par heure et en MW, en janvier et février 2011. La puissance totale installée était de 65 GW.

soit 2,5 GW/h). Une variation de puissance éolienne de 25 GW est ainsi possible en une journée, pour une puissance totale consommée de l'ordre de 200 GW tous moyens de production inclus et sans compensation efficace possible en raison de l'insuffisance des connexions transfrontalières.

On note, enfin, que la puissance garantie ne dépasse pas 5 % de la puissance installée.

Aussi limité soit-il, le foisonnement procure une possibilité de *gestion par transport de l'électricité*, qui utilise, avec les restrictions imposées par les considérations précédentes, les différences d'ensoleillement ou de vent constatées à un moment donné entre deux régions éloignées. Il faut alors, en fonction des conditions météo ou de l'heure, transporter l'électricité produite d'un point à un autre au moyen d'un réseau disposant d'interconnexions renforcées.

Ajuster l'offre à la demande : la substitution

Sur un réseau électrique, les gestionnaires ajustent à la demande, quart d'heure par quart d'heure, les productions des différentes sources connectées en les faisant intervenir par ordre de souplesse croissante, les plus rigides étant utilisées en base. Dans le cas du vent, il est nécessaire de disposer d'une prévision extrêmement précise à court terme. On en est encore loin, mais d'importants programmes de recherches sont consacrés à ce problème [6].

L'intégration de la puissance intermittente des renouvelables se fait alors par substitution : lorsque les générateurs intermittents produisent, leur puissance est, pour l'instant, prioritaire (3). D'autres sources sont alors ralenties, voire stoppées. On procède ainsi en Allemagne et, partiellement, au Danemark. En raison de la faible puissance garantie par les générateurs intermittents, la demande doit pouvoir être satisfaite quel que soit son niveau au moyen de générateurs thermiques (à flamme, nucléaires ou hydroélectriques). Or, dans beaucoup de pays, dont la France et les autres pays européens, il n'est pas possible, faute de sites à équiper, d'augmenter fortement la puissance hydroélectrique. En outre, malgré d'indiscutables progrès, la souplesse des centrales nucléaires demeure insuffisante. Les centrales au gaz ou au charbon apparaissent ainsi comme le complément indispensable d'un parc éolien et fournissent en réalité l'essentiel de l'énergie électrique, générant de ce fait d'abondantes émissions de gaz à effet de serre.

L'ajustement de la demande à l'offre : le délestage (ou effacement)

Cette approche consiste à délester certaines utilisations lorsque la demande d'électricité excède l'offre. Elle est possible pour les usages qui peuvent être soit modulés (on peut sans réelle gêne pour les usagers organiser des coupures tournantes de quelques minutes à un quart-d'heure sur un



© Yves Soulabaille/LOOKATSCIENCES

« Les centrales au gaz ou au charbon apparaissent ainsi comme le complément indispensable d'un parc éolien et fournissent en réalité l'essentiel de l'énergie électrique, générant de ce fait d'abondantes émissions de gaz à effet de serre. », centrale électrique au fioul de Vaires-sur-Marne à laquelle EDF fait appel quelques jours par an pour répondre aux pointes de consommation.

groupe de maisons, chauffées à l'électricité), soit décalés dans le temps : un chauffe-eau électrique peut être interrompu pendant une heure ; le démarrage d'une machine à laver peut être décalé de quelques heures. Il en va de même pour la charge des batteries d'un véhicule électrique ou hybride. Ces pratiques doivent être gérées par des compteurs dits « intelligents », qui servent dans ce contexte à effacer certaines pointes de demande et permettre ainsi un retour à l'équilibre des réseaux.

Entre les deux approches, le stockage d'électricité

À l'échelle d'un réseau couvrant un vaste territoire, le stockage massif de l'électricité au moyen de batteries ou de condensateurs est inopérant (4). Le coût serait dissuasif, alors qu'il est supportable à un niveau très local. Il convient donc de recourir à des stockages externes : chaleur, air comprimé (CAES, pour *Compressed Air Energy Storage*), réservoirs d'eau (STEP, pour *Station de transfert d'énergie par pompage*), hydrogène...

Un stockage de chaleur est adapté au solaire à concentration ; il permet de compenser partiellement en hiver et totalement en été l'alternance des jours et des nuits. Cette technologie est prise en compte (5) dans les projets de centrales solaires développés en Afrique (la composante solaire à concentration du programme Desertec). Pour les fermes éoliennes à terre, on envisage la compression de l'air dans des cavités souterraines avec récupération d'énergie assistée par des brûleurs à gaz. Le stockage hydraulique est le meilleur moyen de mettre en réserve de grandes quantités d'énergie pour les redistribuer *via* le réseau, à l'échelle de toute une région. Mais l'implantation de stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) ne peut se faire n'importe où. Dans les régions montagneuses, pompage et turbinage se font entre deux lacs. Le long d'un littoral, la surface de la mer est le niveau inférieur, le niveau supérieur étant soit un lac dans les terres, si la configuration du relief s'y prête, soit l'intérieur d'un atoll artificiel [7]. Dans tous les cas, le génie civil nécessaire en fait un outil de gestion onéreux dont la justification économique n'existe que si l'électricité servant au pompage est peu onéreuse. De plus, le rendement de restitution est de l'ordre de 75 %.

La charge des batteries de véhicules électriques serait un bon moyen d'utiliser un excédent des productions intermittentes par rapport à la demande. Mais cette exportation d'énergie hors du réseau pour la propulsion de véhicules ne se ferait qu'à temps partiel, de 1 000 à 2 000 heures (non programmables) par an. De plus, la durée de vie des batteries est limitée par le nombre de cycles charge-décharge.

L'hydrogène obtenu par électrolyse serait à première vue une façon de constituer des stocks d'énergie et pourrait être d'un emploi plus souple. Ce gaz combustible pourrait aussi servir pour produire de l'électricité lorsque les générateurs intermittents ne débitent pas. Mais on peut douter de l'intérêt du procédé qui implique une machine thermique dont le faible rendement ne peut qu'accentuer une inefficacité globale. Celle-ci rend peu réaliste, sur le plan économique, l'association renouvelables-stocks d'hydrogène, en dépit

d'ardents propagandistes [8] qui voient en elle l'avenir du système électrique.

Par rapport à la substitution, le stockage présente un double avantage : sauf pour les CAES, il s'affranchit de l'émission de gaz à effet de serre ; sur un réseau, il permet de garantir la puissance moyenne des générateurs intermittents. Reste la question des coûts et des rendements. Mais l'analyse coûts-bénéfices sort du cadre de cet article.

Discussion

De nombreuses solutions ont été proposées et pour certaines d'entre elles mises en service afin de gérer l'intermittence. Du point de vue de l'association *Sauvons le climat*, toutes ne se valent pas. Il serait paradoxal que la mise en œuvre des sources d'électricité renouvelables se traduise par une augmentation des émissions de gaz à effet de serre.

Or, c'est bien ce qui risque de se produire avec la gestion de l'intermittence par substitution, qui, dans l'état présent des technologies, est la plus facile à implémenter à l'échelle d'un réseau régional, et aussi la plus aisément généralisable. La faible valeur de la puissance garantie oblige à répondre à la demande correspondant à la capacité éolienne installée au moyen de centrales pilotables offrant de grandes dynamiques. Ce pourrait être des centrales hydrauliques, mais, outre le fait qu'il reste peu de sites à équiper dans les pays développés, il paraît préférable de réserver au stockage d'énergie, suivant le principe des STEP. L'autre possibilité réside dans les centrales thermiques à flamme brûlant du charbon ou, plus probablement, du gaz (les turbines à gaz ayant des cinétiques rapides de réponse). Les émissions de gaz à effet de serre sont alors limitées dans les deux cas suivants :

- ✓ ou bien les centrales à flamme sont équipées de dispositifs de captage du carbone et sont reliées à des sites de stockage de CO₂ (CCS, pour *Carbon Capture and Storage*), ce qui alourdit les investissements et les coûts d'exploitation,
- ✓ ou bien la capacité des générateurs intermittents s'ajoute à celles de toutes les autres sources d'énergie électrique qui, sans cet apport, couvrent la demande maximale.

Dans ce cas, la substitution de la puissance des renouvelables à celle des centrales à flamme réduit effectivement les émissions de gaz à effet de serre. Avant sa décision de sortir de l'électronucléaire, l'Allemagne fonctionnait sous ce régime. Elle continuera à le faire, dans la mesure où sera vérifiée une prévision de l'*Energiewende* [9] : une forte diminution de la demande d'électricité dans le cadre d'une réduction de la consommation d'énergie par un facteur 3 d'ici à 2050.

Mais vouloir répondre à une augmentation de la demande d'énergie électrique par des générateurs renouvelables, mais intermittents, oblige à installer des capacités supplémentaires à flamme, qui si elles ne sont pas munies de CCS vont renforcer les émissions de gaz à effet de serre. Pour

Sauvons le climat, c'est inacceptable. Il conviendrait, au contraire, d'optimiser la mise en œuvre des renouvelables en respectant au mieux la contrainte climatique. Produire de la chaleur plutôt que de l'électricité apparaît, de ce point de vue, une meilleure orientation [10].

Pour s'en tenir au domaine de l'électricité, les renouvelables intermittents peuvent contribuer à l'amélioration du bilan carbone dans deux cas : a) ou bien leur puissance (lorsqu'elle existe) est substituée à la production de centrales à flamme dépourvues de CCS, ou bien, b) ils sont associés à un système de stockage d'énergie.

Mais l'épineux problème des coûts globaux de l'électricité produite reste posé. Les générateurs intermittents doivent incorporer, en plus des coûts de production des énergies intermittentes, ceux de la production des énergies de substitution et/ou ceux des systèmes de stockage d'énergie et/ou ceux des réseaux de distribution intelligents.

Notes

* Professeur émérite – Université Pierre et Marie Curie.

** Directeur de recherche (DRCE) CNRS en retraite.

*** Ancien directeur des centres de recherche de Fontenay-aux-Roses et de Saclay du Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives.

**** Professeur émérite – Université de Caen.

(1) Le collectif *Sauvons le Climat*, association agréée fondée en 2005, regroupe plus de 30 000 membres, directement et à travers les associations partenaires. Indépendant de tout groupe de pression ou parti politique, *Sauvons le Climat* a pour ambition d'informer nos concitoyens sur les problèmes relatifs au réchauffement climatique et sur les solutions proposées pour le limiter au moindre coût. Ses travaux prennent en compte les trois piliers – environnemental, économique et social – du développement durable.

Les quatre auteurs de cet article sont membres du collectif *Sauvons le climat*.

(2) Cependant même l'intermittence prévisible comme celle entre le jour et la nuit pour le solaire peut-être aussi source de difficultés pour le gestionnaire de réseau lorsque les puissances en jeu sont importantes. Ce problème est déjà visible dans le cas de l'Allemagne en 2012 (32 GW de panneaux solaires) qui, se trouvant actuellement dans l'incapacité d'absorber ses pics de production solaire estivaux, doit absolument les exporter. La situation ne peut qu'empirer si les pays voisins, la France et l'Italie par exemple, choisissent de se doter de parcs pho-

tovoltaïques aussi importants et souhaitent exporter leur production électrique au même moment de la journée.

(3) En fait, cette priorité imposée par la politique ne peut même pas être toujours assurée. Ainsi, pour éviter de déstabiliser les réseaux, les opérateurs sont autorisés, en Allemagne, à déconnecter des parcs éoliens ou solaires, à condition toutefois de rémunérer ces parcs pour l'électricité qu'ils n'ont pas produite alors qu'ils auraient pu le faire !

(4) Il est par contre envisageable et même utilisé pour la gestion instantanée des fluctuations sur le réseau avant que d'autres moyens ne prennent le relai sur des temps allant de la seconde à quelques minutes.

(5) Il s'agit, en fait, d'un lissage de la production autour d'une puissance moyenne qui, bien sûr, est très inférieure à la puissance nominale de l'installation solaire.

Bibliographie

[1] www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/co2_data_mlo.html.

[2] www.sauvonsleclimat.org/production-denergie/energies-renouvelables/vent-de-mer-vent-de-terre.html.

[3] Pour plus de détails, voir BOBIN (J.L.), « Puissance électrique garantie avec des éoliennes », *REE*, mai 2010.

[4] <http://www.sauvonsleclimat.org/etudeshtml/intermittence-et-foisonnement/35-fparticles/1161-intermittence-et-foisonnement.html>.

[5] Sources : <http://www.rte-france.com/fr> (pour la France) (site *ecO₂mix*) ; <http://www.eirgrid.com> (pour l'Irlande) ; <http://www.ree.es> (pour l'Espagne) ; <http://www.transparency.eex.com/de> (pour l'Allemagne et l'Autriche) ; <http://www.energinet.dk> et <http://pfbach.dk/> (pour le Danemark) ; <http://www.exelon.co.uk> (pour la Grande-Bretagne).

[6] Voir, par exemple, JUBAN (J.), SIEBERT (N.) & KARINIOTAKIS (G.), *Probabilistic short-term wind power forecasting for the optimal management of wind generation*, Proc. "Power Tech. 2007", IEEE Conférence, Lausanne, Suisse, 2007.

[7] Projets de LEMPÉRIÈRE (F.) : <http://www.hydrocoop.org/>

[8] Voir RIFKIN (Jérémy), *La troisième révolution industrielle*, Editions Les liens qui libèrent, 2012.

[9] www.bmu.de/english/transformation_of_the_energy_system/general_information/doc/48050.php

[10] www.sauvonsleclimat.org/production-denergie/energies-renouvelables/optimiser-le-deploiement-des-energies-renouvelables-mieux-faire-pour-moins-cher.html

Les énergies intermittentes : quel impact sur les réseaux de transport d'électricité ?

Par Dominique MAILLARD*

L'intégration des énergies renouvelables constitue l'un des enjeux les plus structurants pour l'évolution du système électrique dans les années à venir.

Ainsi, il est indispensable de faire évoluer les modes d'exploitation des réseaux électriques en les rendant toujours plus « intelligents » (*smart grids*) et de renforcer la coordination entre les réseaux électriques à l'échelle de l'Europe.

En outre, il convient de développer un réseau de transport adapté et interconnecté au niveau européen de façon à tirer parti des complémentarités énergétiques existant au sein de cette zone géographique.

Introduction

Depuis l'adoption, en décembre 2008, du « paquet climat » par l'Union européenne, les différents pays européens mènent des politiques ambitieuses de développement des énergies renouvelables. Ainsi, en France, où le parc éolien représentait fin 2011 près de 6,7 GW, l'objectif des pouvoirs publics est d'atteindre 25 GW à l'horizon 2020 ; le parc photovoltaïque, quant à lui, représentait environ 2,5 GW fin 2011, l'objectif est d'atteindre 5,4 GW en 2020. En Allemagne, le développement est encore plus important, ainsi la capacité photovoltaïque installée y est d'ores et déjà de 26 GW.

L'intégration de ces énergies renouvelables constitue l'un des enjeux les plus structurants pour l'évolution du système électrique dans les années à venir. Face au défi de l'intermittence (caractéristique de ces énergies), les gestionnaires des réseaux de transport d'électricité doivent combiner deux grands types de réponses. Ils doivent, d'une part, faire évoluer les modes d'exploitation de leurs réseaux en utilisant les nouveaux outils rendus possibles par le développement des *smart grids* et, d'autre part, renforcer la coordination entre les réseaux électriques à l'échelle de l'Europe. Mais ils doivent également développer les réseaux pour prendre en compte les nouveaux flux, accroître le secours mutuel et favoriser l'optimisation des moyens de production.

Faire évoluer les modes d'exploitation des réseaux de transport d'électricité

Prendre en compte l'incertitude supplémentaire générée par l'intermittence des renouvelables

Les incertitudes et les aléas sont inhérents à l'exploitation de tout réseau de transport d'électricité, dont l'objet est

justement de les gérer au mieux. Pour y faire face de nombreux outils sont mis en œuvre, notamment une réserve dite « primaire » qui permet de compenser instantanément toute rupture de l'équilibre entre consommation et production. L'incertitude entourant le volume de production d'électricité renouvelable, qui a un caractère fatal, constitue un aléa supplémentaire lié à la faible prévisibilité de la production.

Un bon exemple des incertitudes liées à la production d'origine renouvelable peut être trouvé en se référant à la vague de froid qui a sévi début février 2012 et qui a conduit en France au dépassement du seuil symbolique des 100 GW d'électricité consommée. De manière générale, l'analyse des productions ne montre pas, à l'échelle nationale, de corrélation entre les périodes de forte consommation (grands froids) et la production éolienne. Cette analyse se vérifie durant la période concernée (février 2012). La production éolienne a permis de couvrir en moyenne entre 2 % et 2,5 % de la consommation durant la période considérée. Toutefois, cette moyenne cache des écarts importants, car la production éolienne a couvert au mieux 5 % de la consommation et, dans le cas le moins favorable, un peu moins de 1 %. Le taux de charge moyen de l'éolien français en période de grand froid, ainsi que la dispersion autour de cette moyenne, sont très proches de ceux observés sur l'ensemble de l'hiver.

Pour couvrir cet aléa, il est nécessaire d'accroître les marges dont le système dispose. Il faut notamment être attentif au besoin de marge à la baisse. Ainsi, le fort développement des énergies renouvelables dans certains pays conduit parfois les gestionnaires des réseaux de transport d'électricité à demander aux producteurs de stopper certaines de leurs éoliennes, notamment lorsque les interconnexions d'un pays (l'Espagne, par exemple) avec ses voisins sont limitées et ne permettent pas d'évacuer l'excédent temporaire de production. Une des réponses à cette difficulté passe par l'augmentation des capacités d'échanges

non seulement entre les pays, mais aussi entre les régions d'un même pays. Le graphe des facteurs de charge éoliens pendant la vague de froid de février 2012 pour le Nord et le Sud de la France fait apparaître l'existence de plusieurs zones de vents qui peuvent contribuer au foisonnement des productions.

Il faut aussi noter que la production éolienne peut également s'interrompre de façon brutale et difficilement prévisible : en dessous de certains seuils de vitesse du vent, les éoliennes ne peuvent fonctionner ; c'est aussi le cas au-delà de certains seuils : ainsi, lorsque le vent forcé, il peut conduire (pour des raisons de sécurité) à un arrêt simultané des éoliennes soumises au même régime de vent. Ces situations sont plutôt rares, mais avec l'augmentation des volumes installés, le gestionnaire de réseau doit disposer de moyens instantanément mobilisables en substitution à la production éolienne. Là encore, une capacité d'interconnexion suffisamment élevée permet de mettre en commun ces moyens de substitution entre les pays concernés, plutôt que chacun d'eux ne les développe indépendamment.

Utiliser les smart grids pour améliorer la prédictibilité de la production

Le volume de réserves supplémentaire induit par le développement des énergies intermittentes dépend de l'aptitude à maîtriser la prévision de la production éolienne. Le nombre important des sites de production répartis sur tout le territoire français et raccordés en grande majorité au réseau de distribution complexifie sur tous les plans (technique, économique et contractuel) l'accès aux informations. Les outils disponibles avant l'essor de ces énergies intermittentes pour assurer la conduite et l'exploitation des réseaux électriques (modèles de calcul et de simulation, systèmes informatiques, réseaux de télécommunications,...) avaient été

conçus pour répondre aux spécificités de moyens de production centralisés raccordés au réseau de transport national. RTE a dû faire évoluer ces outils et les adapter pour répondre aux spécificités des énergies intermittentes ; il l'a fait (et continue à le faire) en augmentant l'intelligence du réseau grâce aux *smart grids*.

Ainsi, dès 2007, RTE a décidé la création d'une plateforme dédiée à l'insertion de la production éolienne dans le système électrique français, à savoir l'IPES. Il s'agissait de disposer d'une bonne observabilité de la production éolienne avec, en ligne de mire, l'atteinte du seuil de 5 000 MW de production installée (seuil atteint dans le courant de l'année 2010). Cette application a d'abord été développée sous forme expérimentale ; elle a été ensuite industrialisée et a fait (et fait encore aujourd'hui) l'objet de développements permettant d'en améliorer son fonctionnement. La plateforme IPES installée dans les centres de *dispatching* de RTE permet de calculer la production éolienne grâce au traitement des données météo ; elle devrait aussi offrir la possibilité de disposer, dans un avenir proche, des moyens permettant de commander ces éoliennes en cas de surcharge sur les lignes. Grâce à un faisceau de données sur les vents et les transits, grâce à une chaîne de transmission d'informations adaptée, il sera donc possible de valoriser au mieux la production renouvelable, c'est-à-dire de l'évacuer dans la durée sur l'année et de ne la déconnecter qu'en cas de menaces graves pour la sûreté électrique.

La gestion fine de la consommation grâce à des effacements par usage ou encore la généralisation de dispositifs permettant de corrélérer l'enclenchement de certains usages à la disponibilité de l'offre (lorsqu'il y a du vent, par exemple) constituent également des réponses (en cours de mise en œuvre ou encore à l'étude) rendues possibles par les *smart grids*.

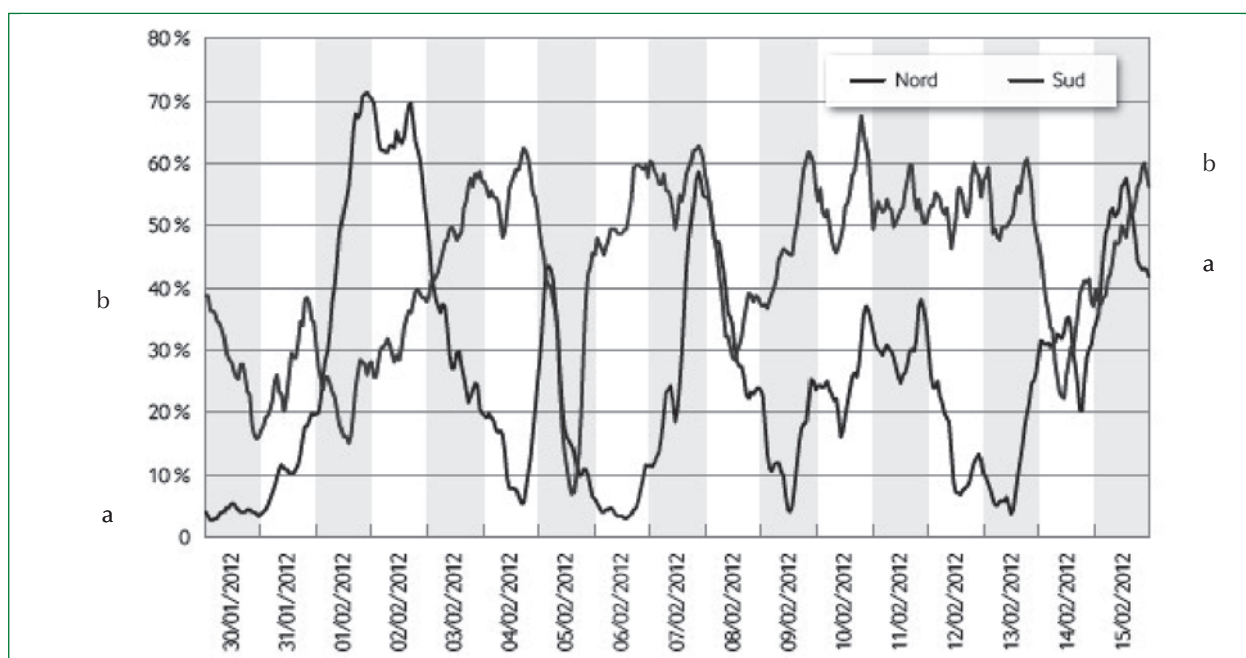


Figure 1 : Facteurs de charge éoliens du Nord (courbe a) et du Sud (courbe b) de la France pendant la vague de froid de février 2012.

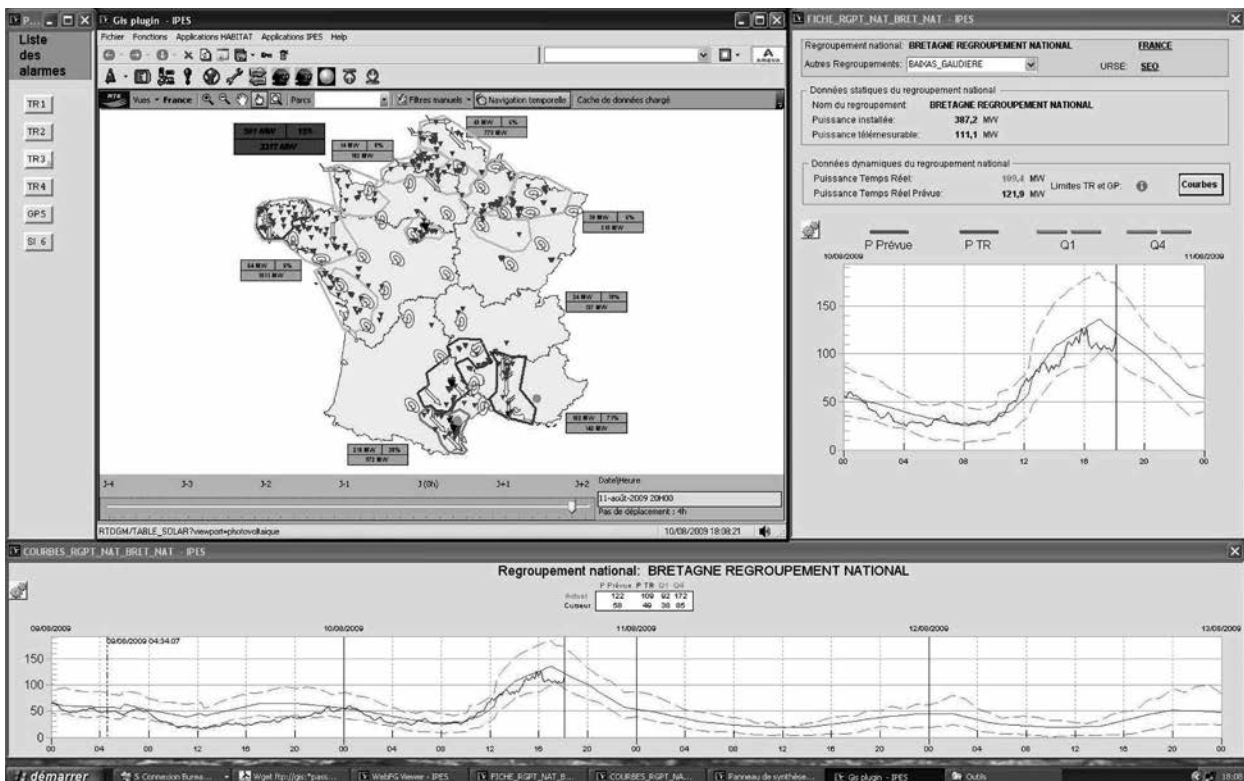


Photo 1 : Exemples d'informations visualisables grâce au système IPES.

Renforcer la coordination avec nos partenaires européens

Le développement des énergies intermittentes renforce le besoin de coordination entre les gestionnaires des réseaux de transport d'électricité européens. Il s'agit de gérer la grande variabilité des flux d'électricité créés par le développement de ces énergies. C'est ainsi que le développement de l'éolien (notamment de l'éolien *offshore*, dans le Nord de l'Europe) induit de nouveaux flux Nord-Sud extrêmement importants qui impactent tous les réseaux de la zone concernée. Songeons également au fait que, dans certains pays (comme le Danemark), la production d'origine renouvelable excède d'ores et déjà la consommation totale du pays concerné pendant un certain nombre d'heures dans l'année.

La création et le développement de CORESO (centre de supervision électrique sur l'Ouest de l'Europe) est une initiative importante prise dans cette optique. CORESO a été créé fin 2008 par RTE et ELIA, les gestionnaires des réseaux de transport d'électricité (GRT) français et belge. Ils ont depuis été rejoints par le GRT britannique *National Grid*, par le GRT italien *TERNA* et par le GRT du Nord-Est de l'Allemagne, *50 Hertz Transmission*, ce qui a amené son périmètre de surveillance à 215 millions d'habitants, soit environ 43 % de la population de l'Union européenne. Au sein d'un marché européen de l'électricité où les échanges transfrontaliers deviennent déterminants et où les énergies renouvelables sont en plein essor, les services innovants de coordination de CORESO se sont fortement développés depuis la création de cette société. Là où, auparavant, les

dispatchings de chaque GRT disposaient uniquement de l'observabilité de leur réseau national, CORESO leur fournit une vision élargie du réseau électrique ; il réalise des analyses de sécurité pour détecter d'éventuelles contraintes apparaissant sur le réseau européen et susceptibles d'affecter le fonctionnement du système électrique sur des échelles de temps allant de la veille pour le lendemain, jusqu'au temps réel. Il peut ainsi détecter des situations problématiques et proposer aux GRT partenaires la mise en œuvre des actions correctrices coordonnées (1) nécessaires à la maîtrise des risques au-delà des limites nationales. La vision européenne du réseau électrique et la coordination entre GRT sont mises à profit pour aller vers une gestion optimale du réseau et renforcer ainsi la sûreté du système électrique et la sécurité des approvisionnements.

Par ailleurs, les gestionnaires de réseaux travaillent ensemble au sein d'ENTSO-E, une association réunissant quarante-et-un GRT de trente-quatre pays européens, dans l'objectif d'améliorer la sécurité d'alimentation en électricité *via* des outils partagés et l'harmonisation des principes et pratiques d'exploitation du réseau, la programmation des échanges aux interconnexions, le réglage de la fréquence et le développement des méthodes communes d'analyse des risques et des incidents. On pourra notamment citer le projet de plateforme d'échanges de données en temps réel « EAS » (*Emergency Awareness System*), qui vise à donner à chaque GRT un aperçu général de l'état des réseaux voisins grâce à un meilleur partage des informations permettant d'appréhender l'évolution du système électrique dans son ensemble et de faire remonter d'éventuelles alertes.

Développer le réseau de transport

Un prérequis indispensable à l'intégration des énergies intermittentes

Les réseaux de transport d'électricité ne sont pas les déterminants d'une politique énergétique, mais ils sont la condition indispensable de sa mise en œuvre. Dans les années 1970 et 1980, le programme nucléaire français a dû être accompagné par un développement rapide et conséquent de lignes à très haute tension. Aujourd'hui, la mise en œuvre des politiques énergétiques en Europe liées au développement des énergies renouvelables et à la maîtrise de la demande (souvent regroupées sous l'expression « transition énergétique »), entraîne une mutation profonde du paysage énergétique induisant de nouveaux flux d'électricité sur le réseau de transport. Ce dernier doit s'adapter à ces changements et transporter l'énergie produite là où les conditions météorologiques le permettent vers les lieux où l'activité économique et humaine en a besoin, et ce en temps réel. L'optimisation des modes d'exploitation telle que décrite dans la première partie de cet article est nécessaire ; elle ne saurait toutefois être suffisante sans un développement d'un réseau de transport adapté.

Dans son plan décennal publié en 2012, ENTSO-E montre que quatre-vingts des cent goulots d'étranglement identifiés sur le réseau européen sont liés à l'intégration de sources d'énergies renouvelables, comme l'éolien et le solaire. Le développement des énergies renouvelables induit en effet des flux d'énergie importants et volatiles sur des distances plus longues à travers l'Europe. L'exemple de l'Allemagne est à cet égard éclairant. La publication, le 29 mai 2012, du projet de schéma décennal de développement du réseau de transport électrique dans ce pays a mis en exergue le rôle fondamental du développement du réseau de transport pour accompagner la transition énergétique : l'expansion du réseau électrique allemand, rendue indispensable par la décision du pays d'abandonner l'énergie nucléaire et de développer les énergies renouvelables, nécessite la construction de 3 800 kilomètres de nouvelles lignes à très haute tension à l'horizon 2020. Ces lignes devront notamment permettre l'écoulement de la production éolienne située dans le Nord du pays vers les centres de consommation majoritairement situés au Sud.

Les interconnexions, dont l'objet est souvent mal perçu par nos concitoyens, car comprises comme n'étant que des moyens d'optimisation économique *via* l'accroissement de la fluidité des marchés, sont également les conditions de réussite de la transition énergétique. Les interconnexions permettent en effet une utilisation optimale des énergies renouvelables afin de tirer parti efficacement des complémentarités énergétiques entre différentes régions du territoire européen. Ainsi, l'énergie solaire principalement présente dans le Sud de l'Europe, l'éolien *offshore* dans le Nord et l'hydraulique en Scandinavie et dans les Alpes sont des ressources complémentaires qui doivent irriguer l'ensemble du réseau européen. Les interconnexions sont donc des moyens d'optimisation environnementale : pourquoi utiliser,

dans un pays, une électricité produite à partir de moyens fortement émetteurs de CO₂, alors qu'un autre pays a de l'électricité éolienne ou solaire en surplus ? On le voit : le renforcement des interconnexions est un pré-requis indispensable à la réussite de la transition énergétique. RTE a, quant à lui, plusieurs projets en cours, à des stades d'avancement différents, de construction de nouvelles interconnexions entre la France et ses voisins européens (l'Espagne, l'Italie et le Royaume-Uni, notamment).

Des obstacles nombreux, mais des solutions possibles

Pour réaliser le développement du réseau nécessaire au succès de la transition énergétique, les ressources à mobiliser ne constituent pas l'obstacle principal à franchir, que celles-ci soient humaines, techniques, industrielles (études, ingénierie, fourniture, pose) ou financières (le transport représente moins de 8 % du prix hors taxes de l'électricité pour le client domestique). Les obstacles les plus importants sont liés aux conditions d'acceptation des ouvrages du réseau de transport par nos concitoyens et, par voie de conséquence, à la lourdeur des procédures à respecter pour construire de nouveaux ouvrages.

Concernant les procédures, celles-ci sont de plus en plus complexes et longues : environ une année d'études préalables, cinq années et demie de procédures et de une à deux années de travaux sont en moyenne nécessaires pour construire une ligne aérienne de grand transport soumise à débat public (un débat public nécessite un délai d'environ dix-huit mois) ; pour les liaisons souterraines, les délais sont d'environ un an et demi pour les études, de trois ans et demi pour les procédures et de deux ans pour les travaux. Ces délais sont tels qu'ils ne permettront pas – sans évolution du cadre – d'intégrer autant d'énergie d'origine renouvelable que le prévoit la politique énergétique. Cela d'autant moins que la durée des procédures liées aux ouvrages du réseau de transport est en décalage avec celle de la mise en service des installations de production (qui peut, par exemple, être estimée à quatre ans, pour un parc éolien).

Au-delà de ces délais, les procédures applicables aux ouvrages du réseau de transport d'électricité peuvent remettre en cause la faisabilité même de la politique énergétique. L'exemple de l'atterrage pour les raccordements des parcs éoliens *offshore* est à cet égard éclairant : alors que les pouvoirs publics ont défini un objectif de 6 000 MW d'éolien *offshore* et d'énergies marines à l'horizon 2020, les textes législatifs en vigueur rendent le raccordement *au réseau* des parcs éoliens situés en mer extrêmement complexe, voire impossible. En effet, le code de l'urbanisme, dans sa rédaction actuelle (2), interdit le passage des lignes de raccordement (fussent-elles souterraines) à l'intérieur des « espaces remarquables » du littoral. Or, le passage par ces espaces, très étendus sur le littoral, est parfois le seul possible et, en tout état de cause, il représente très souvent l'optimum technico-économique ; en outre, l'impact résiduel des ouvrages en surface est pratiquement nul.

	Durée médiane en années
Austria	3
Belgium	5
Bosnia-Herzegovina	5
Czech-républic	2
Danemark	2,5
Finland	5
France	6,5
Germany (par GRT)	8/15/10
Greece	6
Hungary	2,5
Iceland	4
Ireland	4
Italy	3
Lithuania	5
Poland	4
Portugal	2
Romania	4
Slovak républic	4
Sweden	7

Tableau 1 : Délai moyen des procédures d'autorisation pour les ouvrages du réseau de grand transport en Europe (source : ENTSOE).

Il est donc nécessaire de simplifier et de rationaliser les procédures en respectant le droit à l'information et la nécessaire concertation. À cet égard, la Commission européenne a intégré cette problématique dans son projet de règlement sur les infrastructures (présenté en octobre 2011) ; ce règlement prévoit notamment que le délai d'instruction d'un certain nombre de grands projets (les « projets d'intérêt commun ») ne doit pas dépasser trois années (3). En Allemagne, la nécessité de faciliter le développement du réseau fait l'objet d'un engagement politique au plus haut niveau : ainsi, en juillet 2011, a été adoptée une loi relative à l'accélération du développement du réseau de transport d'électricité, qui simplifie considérablement les procédures d'autorisation des nouvelles lignes et a remonté, au niveau fédéral, la délivrance de ces autorisations qui autrefois relevaient de la compétence des *Länder*. La France doit désormais elle aussi emprunter ce chemin. Plusieurs axes sont envisageables et RTE a d'ores et déjà formulé auprès des pouvoirs publics des propositions en ce sens. Il serait opportun de simplifier significativement les procédures applicables aux lignes souterraines, soumises aujourd'hui à des contraintes voisines de celles des lignes aériennes alors que leur impact est bien moindre et que la préférence collective joue en leur faveur.

En ce qui concerne l'acceptabilité des ouvrages du réseau de transport d'électricité, c'est de plus en plus la question des champs électromagnétiques et de leurs effets supposés sur la santé qui est mise en avant par les opposants à leur construction, même si la préoccupation quant à l'impact visuel des ouvrages reste toujours présente. Pour répondre à cette difficulté, il faut faire de la pédagogie sur les effets

supposés des champs électromagnétiques sur la santé. Le site Internet « La clé des champs », ouvert l'an dernier par RTE, répond à cet objectif. RTE doit montrer sa capacité à utiliser des solutions innovantes respectueuses de l'environnement. Nous avons ainsi récemment obtenu la possibilité d'emprunter la galerie de sécurité du tunnel du Fréjus pour poser des câbles, dans l'emprise d'une voirie autoroutière, destinés à la future interconnexion électrique entre la France et l'Italie. Cette solution qui permet de mutualiser les infrastructures et donc d'en limiter l'impact, était jusque-là interdite par la réglementation, preuve s'il en était besoin que celle-ci sait parfois évoluer pour s'adapter aux enjeux d'aujourd'hui. Enfin, il faut redonner toute sa légitimité à l'utilité des réseaux dans la perception qu'en ont nos concitoyens, en mettant en avant le message suivant : « Sans réseau, pas de transition énergétique possible ».

Conclusion

La poursuite de l'intégration de toujours plus d'énergie intermittente dans notre système électrique ne sera possible que si l'ensemble des réponses précédemment exposées sont mises en œuvre. En particulier, l'optimisation des méthodes d'exploitation et l'utilisation des *smart grids* sont indispensables. Une plus grande coordination avec nos partenaires européens, qui est d'ores et déjà largement engagée, est également nécessaire. Mais ces efforts ne seront pas suffisants s'ils ne sont pas accompagnés d'un développement adapté du réseau de transport. RTE met tout en œuvre pour être au rendez-vous. L'appui des pouvoirs publics et de l'ensemble des parties prenantes sera décisif pour que « l'intendance suive » en temps, en heure et en qualité.

Notes

* Président du directoire de RTE (Réseau de Transport d'Electricité).

(1) Voici un exemple de situation où la coordination en matière d'exploitation s'est avérée nécessaire : le 5 mai 2010, l'étude de la situation (de la veille pour le lendemain) par CORESO met en évidence des contraintes à la frontière franco-belge en raison de températures basses, d'importants flux du Nord vers le Sud de l'Europe liés notamment à la production éolienne en Mer du Nord et de l'indisponibilité programmée d'un transformateur belge et d'une ligne française. CORESO a coordonné avec RTE et ELIA la mise en place d'actions préventives coordonnées (d'une part, changements de la topologie du réseau en France et en Belgique pour limiter les flux Nord-Sud et équilibrer les flux à la frontière franco-belge et, d'autre part, changement de prise d'un transformateur-déphaseur en Belgique pour réduire les flux Nord-Sud). De plus, les impacts sur les réseaux français, belge, néerlandais et allemand ont été évalués et validés par CORESO et les GRT concernés pendant la nuit. Ces actions ont permis aux GRT de lever la contrainte à la frontière franco-belge et d'éviter des actions très coûteuses (comme celle d'un changement dans le planning de production).

(2) Des amendements (en cours d'adoption), dans le cadre de la proposition de loi sur les tarifs progressifs de l'énergie en discussion devant le Parlement pourraient permettre de résoudre cette question (au moment de la rédaction de cet article, le 10 octobre 2012).

(3) Ou trois ans et demi, selon un amendement proposé au Parlement européen.

Gérer les productions électriques intermittentes

Au cœur des smart grids, les gestionnaires de réseaux de distribution

Par Gilles GALLÉAN*

Une véritable révolution des systèmes électriques est en cours avec le développement rapide de la production d'électricité décentralisée, l'émergence d'une gestion active de la demande, l'introduction annoncée de nouveaux moyens de stockage et l'apparition de nouveaux usages (comme les véhicules électriques). Ces transformations vont se concrétiser progressivement, de façon différenciée suivant les pays et les régions, mais elles vont se conjuguer pour former un système dont la gestion nécessitera beaucoup plus d'intelligence, d'automates et d'électronique. À la croisée entre la production et la consommation d'électricité, le gestionnaire de réseau de distribution doit maîtriser la complexité technique du nouveau système, limiter la hausse des coûts et garantir la qualité de service attendue par les clients et les acteurs du marché.

En France, les productions éolienne et photovoltaïque raccordées aux réseaux gérés par ERDF se développent rapidement, mais de façon différente suivant les régions

En France, 93 % des sources d'électricité renouvelable sont raccordées au réseau de distribution. La production d'énergie électrique d'origines éolienne et photovoltaïque progresse aujourd'hui dans notre pays de façon constante et cette dynamique industrielle constitue une nouvelle étape dans l'histoire des infrastructures électriques françaises. Cette nouvelle étape est d'autant plus importante technologiquement, que l'on passe avec les productions décentralisées intermittentes d'un réseau de distribution électrique monodirectionnel à un système pluridirectionnel, c'est-à-dire un réseau qui distribue de l'énergie et dans lequel est injectée, en même temps, une production électrique.

Fin octobre 2012, 1 032 installations éoliennes étaient raccordées au réseau ERDF (principalement au réseau moyenne tension), correspondant à une puissance totale de 6,6 gigawatts (GW). Cette production est inégalement répartie sur le territoire national. Elle se situe principalement au nord de la Loire. La production d'électricité éolienne de certains départements (comme l'Aube, où sont installés 900 MW d'éolien) peut être excédentaire à certaines périodes. La production doit alors être « remontée »

au niveau du réseau de transport géré par RTE pour être ensuite redispachée vers d'autres départements.

Concernant le photovoltaïque, à la fin octobre 2012, plus de 250 000 installations étaient raccordées au réseau ERDF, pour une puissance totale d'un peu plus de 3 GW, les deux tiers de cette puissance étant connectés au réseau basse tension (BT). Ces installations se développent essentiellement au sud d'une ligne « Bordeaux-Valence », là où l'ensoleillement est le plus important.

Pour mettre au point ses solutions techniques, ERDF s'appuie sur de nombreux scénarii qui prévoient une puissance installée en énergies renouvelables (EnR) en France pouvant aller jusqu'à 108 GW en 2030, dont plus de 60 % pour les énergies intermittentes.

L'intégration des énergies renouvelables au réseau de distribution modifie profondément le fonctionnement du système électrique

La production des EnR est par nature intermittente et peu pilotable. Cela n'est pas sans conséquence pour la gestion du réseau de distribution. Trois facteurs principaux influent sur l'apparition et l'intensité des défis à relever :

- ✓ l'impact d'une énergie renouvelable donnée sur le réseau est plus fort quand sa production n'est pas

corrélée avec la consommation (ce qui est souvent le cas aujourd'hui pour le photovoltaïque) ;

- ✓ le besoin d'investissements est plus élevé quand le développement de sources renouvelables se fait dans des zones peu peuplées ou à faible activité industrielle : dans ces zones, les réseaux de distribution ont été historiquement dimensionnés en fonction d'un transit d'électricité plutôt faible (cette situation est souvent rencontrée dans le cas des centrales éoliennes, qui sont implantées là où la densité de population est faible) ;
- ✓ l'ampleur des adaptations nécessaires à l'insertion des installations de petite taille dans le réseau BT est très fortement dépendante de leur niveau de concentration.

À noter que des investissements sur les réseaux seraient également nécessaires pour y raccorder des installations « auto-consommatrices » afin de pallier l'éventuelle intermittence des productions EnR, tout en permettant à ces installations de maintenir à tout moment leur consommation d'électricité avec la qualité appropriée.

Notre défi est de faciliter, de rendre possible le développement des énergies renouvelables tout en veillant à garantir en permanence la sécurité des personnes et la stabilité du réseau

« Pendant les travaux, la vente continue ! ». Cette expression illustre bien notre objectif, qui est de transformer notre système électrique (une transformation rendue nécessaire par l'intégration des énergies renouvelables) et d'assurer, en même temps, notre mission d'exploitation du réseau public de distribution. En effet, l'insertion de ces nouvelles installations de production dans le réseau de distribution doit se faire :

- ✓ en garantissant la sécurité des personnes, lors de manœuvre ou d'incidents sur le réseau, notamment en prévenant la formation d'îlots électriques dans lesquels les dispositifs de protection ne fonctionneraient plus ;
- ✓ en assurant la sûreté de fonctionnement du système électrique, en veillant à ce que ces énergies viennent soutenir le réseau lors d'incidents importants (et non plus s'en séparer, comme cela leur était demandé lorsqu'elles étaient marginales) ;
- ✓ en maintenant la tension dans les plages prévues et en évitant ainsi l'apparition de surcharges sur les lignes et dans les transformateurs ;
- ✓ en rendant possible, de façon coordonnée, les équilibres locaux entre l'offre et la demande, avec une intégration des contraintes pesant sur le réseau, et ce au bénéfice de tous les acteurs du marché.

Pour cela, ERDF a déjà mis en place des réponses opérationnelles qui lui ont permis ces dernières années de faire face à l'accroissement important du nombre des lieux de production.

Pour le distributeur, l'intégration des EnR nécessite aujourd'hui d'optimiser l'architecture des systèmes de distribution locaux (production, réseau et consommation) et de mettre en œuvre une gestion dynamique de ceux-ci.

Prévoir et orienter la localisation des installations permet d'optimiser l'architecture des systèmes électriques locaux

L'architecture des systèmes électriques locaux doit être optimisée, dès lors que les installations EnR ne peuvent pas être implantées nécessairement à proximité des lieux de consommation, ni là où il existe des capacités de réseau pour les accueillir.

Même en s'appuyant sur les données régionales, une prévision nationale des futures installations énergies renouvelables est nécessaire, mais pas suffisante : les dynamiques locales sont souvent diverses et chaque région peut recouvrir des potentiels différents. En fait, ce qui importe, c'est de pouvoir identifier en amont les contraintes qui pourraient apparaître sur l'un ou l'autre des éléments du réseau. La nature de la contrainte (tension ou fréquence du courant), sa profondeur, la durée pendant laquelle elle apparaît et enfin son caractère évolutif dans le temps sont autant de facteurs qui influenceront sur les solutions locales à mettre en œuvre.

Ensuite, il est nécessaire d'estimer la capacité d'accueil du réseau et de déterminer le moment où il conviendra éventuellement de le renforcer. Les dispositifs *smart grids* de régulation locale de la tension, d'éventuels écrêtements de très courte durée de la production ou de placement des appels de puissance vont permettre d'augmenter la capacité d'accueil d'EnR par les réseaux. Pouvoir positionner ces différents leviers « d'optimisation » et estimer à partir de quel gain de capacité d'accueil telle ou telle solution d'investissement devient économiquement intéressante, constituent des leviers extrêmement utiles à l'intégration des énergies renouvelables aux réseaux.

C'est l'enjeu du ciblage de nos investissements en fonction des situations locales. Il implique que nous renforçons nos capacités d'acquisition de données et de prévisions tant en matière de production que de consommation. En effet, se contenter d'observer les nouveaux projets d'EnR, puis de répondre au coup par coup aux besoins de raccordement, n'est définitivement pas la meilleure solution pour intégrer de façon optimale ces EnR. En tant que distributeur, nous sommes donc favorables à ce que le fonctionnement du marché soit complété par un dialogue accru entre les parties prenantes (investisseurs, collectivités locales et régionales, autorités concédantes,...) permettant de mettre en place une forme de coordination et de rendre possible une véritable anticipation.

Enfin, n'oublions jamais que quelques lois physiques, à la fois simples et immuables, constituent les fondamentaux qui doivent être intégrés en permanence pour assurer la continuité et la qualité de l'alimentation électrique. ERDF, à l'instar des autres distributeurs, est ainsi prêt à accompagner sur le plan technique les élus locaux et leurs

partenaires industriels dans la transformation énergétique qu'ils souhaitent engager, au travers notamment du développement des EnR.

Un dispositif se met en place pour les installations de forte et moyenne puissance

Le Schéma Régional du Climat, de l'Air et de l'Energie (SRCAE) et le Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables (S3REnR) relèvent de cette approche.

Le SRCAE est élaboré par la direction régionale de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement, puis validé conjointement par le Préfet de Région et le Président du Conseil régional. Il fixe, à l'échelon du territoire régional et à l'horizon 2020, l'ensemble des orientations déclinant les objectifs climatiques, de qualité de l'air et de maîtrise de l'énergie. Il comprend également un volet EnR qui précise les volumes de production attendus par famille (photovoltaïque, éolien,...) et certains éléments de localisation.

Ce document exprime avant tout une ambition régionale. La mise en place d'un dispositif de bouclage national pour observer la cohérence des programmes régionaux pourrait être très pertinente.

En réponse au volet EnR du SRCAE, le S3REnR est élaboré dans les six mois par le gestionnaire de réseau de transport – GRT (RTE) avec l'accord des gestionnaires de réseaux de distribution – GRD (ERDF et Entreprises Locales de Distribution). Il est ensuite approuvé par le Préfet de Région. Il recense les ouvrages existants, ceux à créer ou ceux à modifier (réseaux et postes RTE, et postes sources), il s'agit de l'ensemble des ouvrages nécessaires pour accueillir la production prévue au SRCAE. Il donne le coût prévisionnel des évolutions attendues, ainsi que leur calendrier de réalisation. Ces coûts sont mutualisés et facturés aux producteurs qui se raccordent au réseau. Les capacités d'accueil créées sont réservées pendant une période de dix ans aux EnR.

Ce dispositif lève plusieurs barrières au raccordement des EnR. En effet, il donne de la visibilité sur les volumes à raccorder indépendamment des projets individuels et il permet d'engager des travaux qui seront facturés ultérieurement, au moment de la demande de raccordement. Enfin, il évite les effets de seuil pour les producteurs investisseurs.

Plus ces SRCAE seront à la fois réalistes et précis en matière de puissance électrique à installer, de localisation et de calendrier, plus ils seront opérants.

Des solutions restent encore à être développées pour les installations raccordées au réseau basse tension (réseau BT)

Les deux tiers du photovoltaïque sont raccordés au réseau BT. Or le réseau BT est celui sur lequel, en tant que distributeur, nous disposons du moins d'informations en temps réel. En effet, si sur le réseau HTA nous avons déjà installé de nombreux capteurs de différentes natures

répondant à différents besoins (dont le dépannage automatique...) qui nous donnent une vision fine et en temps quasi réel de l'état du réseau, ce n'est pas encore le cas pour le réseau BT. On peut noter en particulier que, comparativement à de nombreux distributeurs européens ou mondiaux, les distributeurs français disposent sur le réseau HTA d'une bonne avance en matière d'équipements de communication et de capteurs.

Pour optimiser nos investissements, notre action sur le réseau BT vise deux objectifs : mieux connaître les projets d'installations ou en cours de mise en service (cartographie, repérage) et analyser les charges et le fonctionnement du réseau.

La mise en place d'asservissements locaux (comme en Allemagne ou en Italie, où les producteurs « photovoltaïques » contribuent déjà à la régulation locale de tension par exemple *via* la régulation locale de la puissance réactive ou l'écrêtement de puissance active dans des situations exceptionnelles) constitue une piste de travail intéressante avec les acteurs concernés, les investisseurs dans les EnR en particulier.

La prise de conscience des enjeux et des défis à relever progresse et, comme nous venons de le voir, certains dispositifs existent déjà. Des outils techniques complémentaires, notamment pour les installations raccordées en basse tension, viendront ; de nouvelles modalités de régulation vont progressivement s'élaborer. Mais il est impératif que ces évolutions aillent de pair avec l'émergence d'une vision des enjeux qui soit partagée entre toutes les parties prenantes. Favoriser le développement des EnR dans des conditions optimales pour la collectivité passera par un large partage des enjeux et par un dialogue renforcé avec la collectivité dans son acception la plus large possible.

L'optimisation de l'architecture constitue une première étape qui doit impérativement être complétée par une gestion dynamique des systèmes électriques locaux

La production locale des EnR est souvent difficile à prévoir, même à court terme. Elle n'est pas nécessairement synchrone avec la consommation et ne peut être pilotée. Cette problématique est d'autant plus importante pour le distributeur qu'il ne bénéficie pas, sur ses réseaux, du foisonnement qui existe au niveau national pour le réseau de transport. Il faut donc améliorer la capacité à prévoir, à court terme, la production locale.

À ce jour, les modèles de prévision, bien que de plus en plus précis, sont encore – reconnaissons-le – très imparfaits. À l'échelle d'un site, le taux d'erreur est souvent important du jour pour le lendemain et reste élevé pour une prévision à trois heures. À ERDF, un sujet important de recherche est donc l'amélioration de cette prévision qui va de pair avec l'amélioration des modèles de prévision de consommation. Nous y travaillons dans le cadre de nos propres programmes de recherche, mais aussi avec de nombreux partenaires, dans le cadre des démonstrateurs *smart grids*.

Pour gérer la volatilité des productions intermittentes, trois leviers sont aujourd'hui disponibles, mais à des degrés de maturité différents :

- ✓ le renforcement des réseaux et l'installation de moyens de production flexibles,
- ✓ les technologies *smart grids* qui permettent d'agir de façon dynamique sur la production comme sur la consommation,
- ✓ et, enfin, le stockage d'énergie.

Il en résulte des interdépendances entre leviers locaux et ajustement national. Développer la connaissance des contraintes locales à gérer permettrait de conforter encore les dispositifs de coordination entre les niveaux national et local. Lorsque les contraintes locales sont marginales, un ajustement à la marge d'une optimisation nationale est la solution la plus réaliste, et, en général, cela s'avère suffisant. Mais lorsque les contraintes locales sont significatives, une coordination renforcée entre les différents niveaux est nécessaire ; des coordinations techniques ou des mécanismes de compensation, voire le recours à des signaux-prix, peuvent alors s'avérer indispensables.

Prenons, à titre d'illustration, le cas de la gestion du photovoltaïque installé sur un réseau BT : à la condition que les surtensions soient limitées en ampleur et en fréquence, un premier levier alternatif au renforcement du réseau pourrait être l'écrêtement de la production pendant les quelques heures de l'année (de fait très peu nombreuses) durant lesquelles ledit réseau ne peut l'évacuer en totalité. S'il y a suffisamment de consommation flexible (c'est le cas aujourd'hui grâce à des ballons d'eau chaude pilotables, et cela pourrait l'être demain avec les véhicules électriques), on pourrait aussi déplacer une partie de la consommation des réseaux BT en contrainte vers les périodes de plus fort ensoleillement.

Le renforcement du réseau ou le stockage d'énergie s'imposent néanmoins dès que les contraintes sont importantes ou très fréquentes.

Pour expérimenter, tester, puis contribuer à la définition des modalités d'utilisation de ces leviers, ERDF participe activement, avec plus d'une centaine de partenaires, à divers démonstrateurs concrets de *smart grids*.

Le rôle du distributeur d'électricité va évoluer

D'ores et déjà, on peut dire que toutes ces transformations font évoluer le rôle du gestionnaire de réseau de distribution vers un rôle d'opérateur de système de distribution mettant en œuvre une gestion active du système électrique à maille locale.

Parce que l'utilisation des flexibilités au niveau local et leur utilisation au niveau national peuvent dans certains cas être antagonistes, le renforcement de la coordination entre l'ensemble des acteurs d'un système électrique est nécessaire.

Cela suppose que l'on définisse des dispositifs réglementaires permettant d'articuler la gestion locale des contraintes « réseau » avec l'optimisation de l'ensemble

de l'équilibre production-consommation. Ces dispositifs pourront s'inspirer de certaines solutions mises en œuvre au niveau du réseau de transport, telles que les services systèmes ou les mécanismes d'ajustement.

À titre d'exemple, on pourrait imaginer, pour une zone géographique donnée, et en étroite coordination avec le gestionnaire de réseau de transport, un dispositif où la gestion de l'équilibre production-consommation permettrait de révéler la valeur de la flexibilité de la production (ou de la consommation) en fonction des périodes et des volumes concernés. Ce mécanisme pourrait aussi favoriser certains arbitrages en permettant l'activation, par les fournisseurs et acteurs de marché, de flexibilités existantes.

Un important effort en matière de recherche et développement est nécessaire pour concevoir et tester les réseaux intelligents de l'avenir

Une certitude : le réseau de demain sera, sur bien des aspects, bien différent du réseau d'aujourd'hui.

Pour préparer ces évolutions, ERDF accroît de façon importante son effort de R&D et se mobilise, avec de nombreux partenaires, dans la mise au point de projets de démonstration concrets, français comme européens.

ERDF est ainsi le coordonnateur de plusieurs projets de *smart grids* soutenus par le Commissariat général à l'Investissement (CGI) : notamment NiceGrid (dans la région Provence-Alpes-Côte d'Azur – travaux sur l'insertion du photovoltaïque et du stockage décentralisé), de Greenlys (à Lyon et à Grenoble – démonstrateur de réseau urbain intelligent) ou encore de Venteea (dans le département de l'Aube – travaux sur l'insertion de l'éolien dans les réseaux moyenne tension ruraux).

ERDF coordonne également le projet Grid4EU, l'un des grands projets européens de recherche et de démonstration en matière de réseau intelligent, un projet qui réunit six distributeurs d'électricité européens et vingt-sept partenaires représentant autant de pays européens.

Enfin, ERDF est fortement mobilisé dans la mise en place d'une nouvelle génération de compteurs électriques, les compteurs communicants. Ainsi, le compteur Linky est un système de communication au service des clients, des acteurs du marché de l'électricité (en particulier, les fournisseurs) et de la transition énergétique en France. Il permet notamment de traiter les données de courbe de charges, de puissance, de tension et de comptage sur le réseau. Il contribue ainsi à l'intégration des énergies renouvelables et à l'optimisation de leur production.

Le distributeur d'électricité au cœur des évolutions du système électrique

L'Agence Internationale de l'Energie estime qu'à l'échelle de l'Union européenne, il faudra investir des centaines de milliards d'euros dans les réseaux de distribution

et de transport. Les enjeux sont donc considérables et il est indispensable de prendre en compte le plus en amont possible le volet « réseau » dans la conception du système électrique du futur.

On ne peut aujourd'hui tout miser sur l'hypothèse que « *Le réseau suivra* », au même titre que l'on dit : « *L'intendance suivra* ». En effet, les conséquences pour les clients pourraient se révéler lourdes tant en matière de qualité et de continuité de l'alimentation qu'en matière de coût d'acheminement acquitté par le client final, un coût aujourd'hui parmi les moins élevés d'Europe.

Accueillir les EnR dans les réseaux de distribution s'accompagne d'un nécessaire développement de l'intelligence des réseaux. Cela exige des investissements élevés. Il faut donc imaginer progressivement de nouveaux modes de régulation et de rémunération, et concevoir les modèles économiques permettant à l'ensemble des acteurs interve-

nant sur le marché de partager les risques, les coûts et les bénéfices des réseaux intelligents.

Le distributeur est le garant de la continuité et de la qualité d'alimentation et il rend possible, avec le gestionnaire du réseau de transport, le fonctionnement et l'évolution du système électrique grâce auquel chacun des acteurs du marché – producteurs, fournisseurs, responsables d'équilibre, gestionnaires de centrales de production virtuelles, opérateurs d'effacement, entreprises de service d'optimisation énergétique, etc., doit pouvoir satisfaire ses clients.

Note

* Membre du Comité exécutif d'Électricité Réseau Distribution France (ERDF), Directeur Technique.

Gérer les énergies intermittentes pour la production d'électricité dans des îles

Par Bernard MAHIOU*

Les îles « électriques » françaises que sont les départements d'outre-mer et la Corse sont de petits systèmes électriques isolés faisant partie de la catégorie des zones non interconnectées (ZNI) au réseau métropolitain continental. Elles se caractérisent par une croissance importante de la consommation et un coût de l'électricité très élevé, largement subventionné grâce au dispositif de péréquation de l'électricité couvert par la contribution au service public de l'électricité (CSPE). Le développement des énergies renouvelables (ENR) intermittentes, surtout d'origine photovoltaïque (PV), y a été exponentiel depuis 2008 grâce à un fort soutien par des politiques publiques en termes d'objectifs, de tarifs d'achat et de règles de défiscalisation.

Au travers des nombreuses expérimentations en cours, les ZNI sont aujourd'hui de véritables laboratoires contribuant à anticiper les difficultés futures auxquelles seront confrontés les systèmes électriques interconnectés une fois que le taux des ENR intermittentes dans leur mix énergétique aura significativement progressé.

De quelles îles s'agit-il ?

Nous allons nous intéresser aux îles « électriques » françaises, c'est-à-dire à celles qui ne sont pas raccordées à un réseau électrique interconnecté continental (d'où l'appellation de « zone non interconnectée » – ZNI) et, qui, de par leur petite taille, présentent des spécificités en termes de gestion de leur système électrique. Nous nous focaliserons sur celles dont le modèle économique est caractérisé par la présence d'un opérateur électrique totalement intégré, de l'amont (la production) jusqu'à l'aval (la vente), qui agit comme acheteur unique (c'est-à-dire que seule la production est soumise à la concurrence) et qui vend l'électricité aux mêmes tarifs qu'en métropole au titre de la péréquation tarifaire.

Les territoires concernés sont, d'une part, la Corse, la Martinique, la Guadeloupe, la Réunion et la Guyane (qui, bien que continentale, est une île « électrique »), pour lesquels l'opérateur est la direction des Systèmes Energétiques

Insulaires (SEI) d'EDF et, d'autre part, Mayotte, dont l'opérateur est Electricité de Mayotte (EDM), société détenue à 50 % par le Conseil Général, à 25 % par EDF et à 25 % par la SAUR.

En 2011, les caractéristiques principales de ces systèmes électriques étaient les suivantes : ces territoires se caractérisent par une forte croissance de la consommation d'électricité liée à une forte démographie et au rattrapage du niveau de vie se traduisant en moyenne par 3 à 5 % d'augmentation par an (10 %, à Mayotte) jusqu'en 2010. L'effet de la crise s'y fait néanmoins sentir pour la première fois en 2011 et 2012, avec un tassement de la croissance.

Un modèle économique basé sur la péréquation tarifaire

Les coûts de production de l'électricité sont particulièrement élevés dans les ZNI en raison notamment d'un mix

	Corse	Martinique	Guadeloupe	Réunion	Guyane	Mayotte
Puissance installée MW	550	470	490	760	290	90
Energie livrée GWh	2 130	1 580	1 700	2 750	840	260
Nombre de clients	230 000	190 000	220 000	320 000	55 000	38 000

Tableau 1 : Données chiffrées intéressant les îles « électriques » françaises.

énergétique basé majoritairement sur du thermique et de coûts élevés d'approvisionnement en combustibles fossiles. Le coût moyen de production de l'électricité est de l'ordre de 200 €/MWh, ce qui est très supérieur à la part production du tarif réglementé de vente.

L'article 5 de la loi du 3 janvier 2003 relative aux marchés publics du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie a instauré un dispositif de compensation des charges de service public supportées par les opérateurs à travers la contribution au service public de l'électricité (CSPE), payée par les consommateurs d'électricité. Ces charges concernent principalement la péréquation tarifaire des ZNI et les obligations d'achat, notamment des énergies renouvelables (EnR).

En ce qui concerne les ZNI, l'évolution de ces charges est en hausse très importante, comme le montre la figure 1 ci-dessous. L'écart s'est creusé très fortement avec le chiffre d'affaires généré par la vente d'électricité aux tarifs réglementés, cela est dû à l'augmentation de la consommation d'électricité et à celle des prix des combustibles fossiles. Il s'y rajoute, depuis 2010, la part des charges relative au rachat de l'électricité photovoltaïque aux producteurs privés, qui ne cesse de croître et qui représentera en 2013 un montant de CSPE de plus de 200 M€ pour 500 GWh, soit plus de 400 €/MWh (à comparer aux 60 €/MWh de compensation par la CSPE pour l'éolien). Le photovoltaïque représentera ainsi 13 % des charges CSPE, pour 5 % de l'énergie produite.

Une part des énergies renouvelables dans le mix déjà forte, mais contrastée

Les ZNI françaises se caractérisent par une forte part des EnR dans leur mix électrique. Celles-ci représentent 21 % du mix en 2011 et peuvent même se situer à 25 % en fonc-

tion de l'hydraulicité. Cette proportion est supérieure à celle prévalant en métropole (15 %) et dans la plupart des réseaux isolés étrangers.

Cette situation est cependant contrastée : alors que les EnR peuvent assurer 60 % de la consommation en Guyane (grâce au barrage de Petit-Saut) et 30 % à La Réunion, leur part est faible en Martinique et à Mayotte (4-5 %).

Il faut noter l'objectif très ambitieux assigné aux DOM par la loi Grenelle, qui est d'atteindre 50 % d'EnR en 2020 et l'autonomie énergétique en 2030.

Le photovoltaïque a émergé tardivement et la puissance raccordée s'est accélérée à partir de 2009. Cela s'explique par deux raisons :

- ✓ a) des tarifs d'obligation d'achat plus avantageux qu'en métropole et particulièrement attractifs puisqu'ils ont atteint 400 €/MWh pour les fermes au sol et entre 420 et 580 €/MWh pour le photovoltaïque intégré au bâti,
- ✓ b) des mécanismes de défiscalisation spécifiques à l'outre-mer ont encouragé les investissements productifs ; jusqu'à leur suppression par la loi de finances 2011, c'est plus de 250 M€ d'aides accordées à ce titre qui ont été versés en sus des tarifs d'achat.

Les contraintes apportées par les énergies intermittentes

Les contraintes apportées par les énergies intermittentes portent sur plusieurs aspects :

- ✓ la variabilité de la production,
- ✓ sa faible prévisibilité,
- ✓ la sensibilité des installations aux perturbations électriques (tension, fréquence, inertie),
- ✓ leur non participation aux services système.

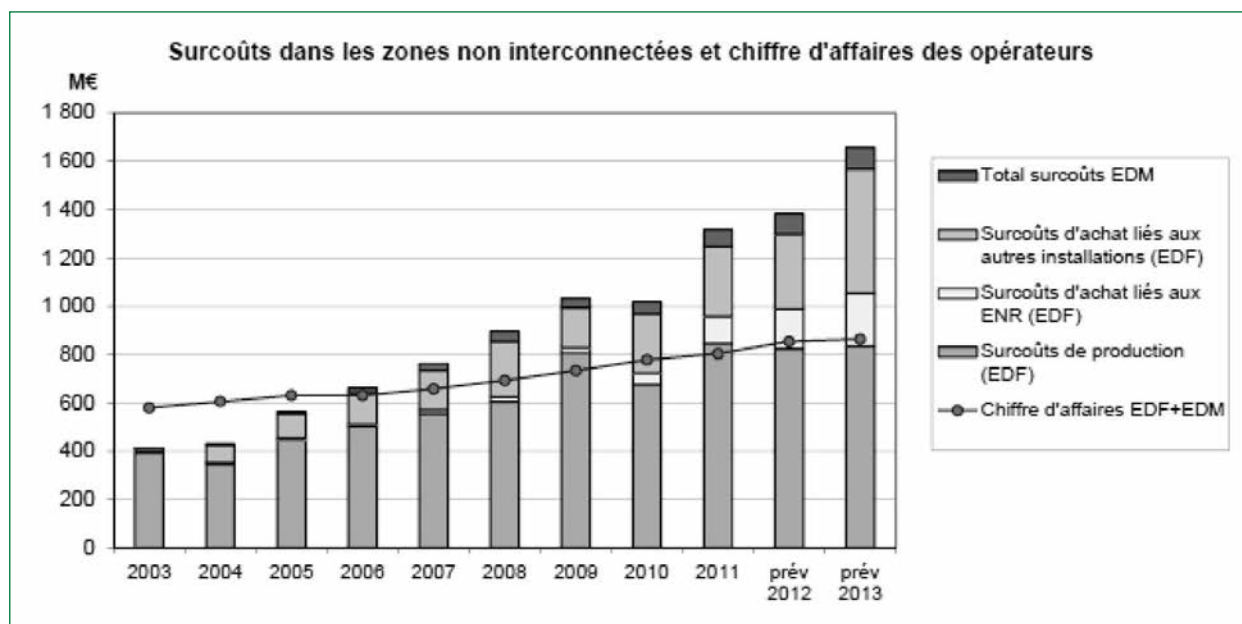


Figure 1 : Surcoûts dans les zones non interconnectées et chiffre d'affaires des opérateurs.

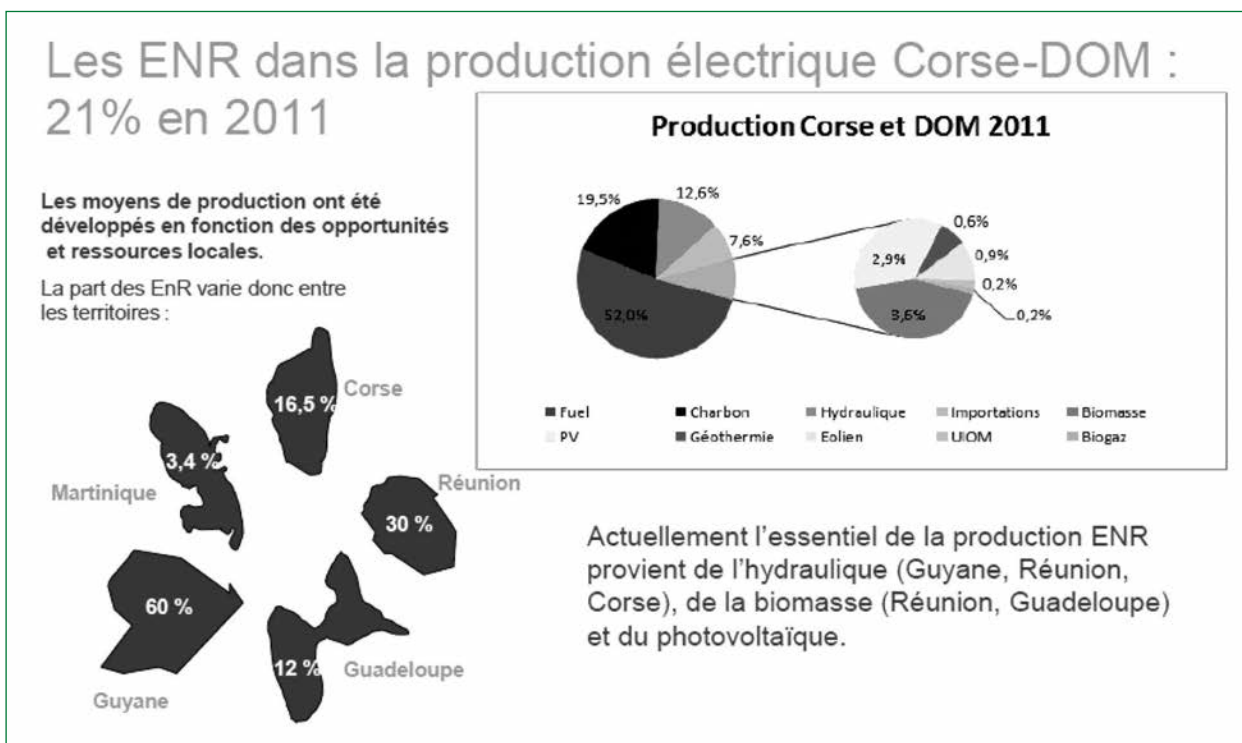


Figure 2 : Les EnR dans la production électrique Corse-DOM.

Les gestionnaires des systèmes électriques doivent satisfaire les besoins d'électricité des consommateurs tout au long de la journée. Or, ces besoins évoluent en permanence. Dans les systèmes insulaires, les besoins de puissance varient du simple au double entre, d'une part, le milieu de la nuit et, d'autre part, le jour et le soir.

Pour satisfaire ces besoins évolutifs, il est nécessaire de disposer de sources de production d'électricité maîtrisées par le gestionnaire du système électrique (des sources dites « *dispatchables* ») et dont la puissance soit garantie. C'est le cas des énergies fournies par les centrales thermiques et les centrales hydrauliques disposant d'un réservoir conséquent. Cela peut également être le cas de certaines ENR comme la biomasse, le biogaz avec stockage ou encore la géothermie. Toutes ces sources d'énergie primaire ont la particularité d'être facilement stockables (une cuve ou un hangar pouvant servir de lieu de stockage). Il suffit alors de puiser dans ce stock pour produire de l'électricité en fonction des besoins des consommateurs. Cela n'est pas le cas des énergies intermittentes comme l'éolien ou le photovoltaïque, dont la production est imposée par leur source d'énergie primaire (le vent ou le soleil), elle n'est donc pas contrôlable.

Un exemple de la production photovoltaïque cumulée de 3 sites de La Réunion sur une journée est illustré par la figure 3 (sont portées, en abscisses, les heures et, en ordonnées, les puissances exprimées en kW).

Il sera donc nécessaire de trouver des parades à cette forte intermittence, notamment en termes de prévisions de la production attendue et de lissage de l'électricité fournie, outre le développement des moyens de stockage. L'ensemble de ces investissements sont conséquents, mais

ils devront être accrus dans les années à venir afin d'améliorer l'insertion des ENR intermittentes dans les réseaux.

La sensibilité aux perturbations

Par définition, les réseaux des ZNI ne sont pas interconnectés à un grand réseau continental. Les gestionnaires de ces réseaux ont donc besoin de « services système » de plusieurs ordres :

- ✓ une régulation de fréquence et une réserve de puissance active qui permettent de réagir à une variation brutale de la source de production (ou de consommation),
- ✓ une participation à la « masse tournante » pour apporter de l'inertie au système et ralentir les variations de fréquence, le temps de faire jouer la régulation de fréquence,
- ✓ une régulation de tension et une réserve de puissance réactive qui permettent de maintenir la tension dans les plages prévues malgré les variations provoquées par les modifications de production ou de consommation,
- ✓ l'apport d'une puissance de court-circuit nécessaire au bon fonctionnement des protections sur le réseau contre les incidents,
- ✓ la capacité à s'iloter sur incident pour reprendre rapidement le service après le retour à un fonctionnement normal,
- ✓ la capacité à rétablir la tension sur le réseau après un incident grave.

La production d'énergie intermittente telle qu'elle se développe actuellement ne participe pas de ces services sys-

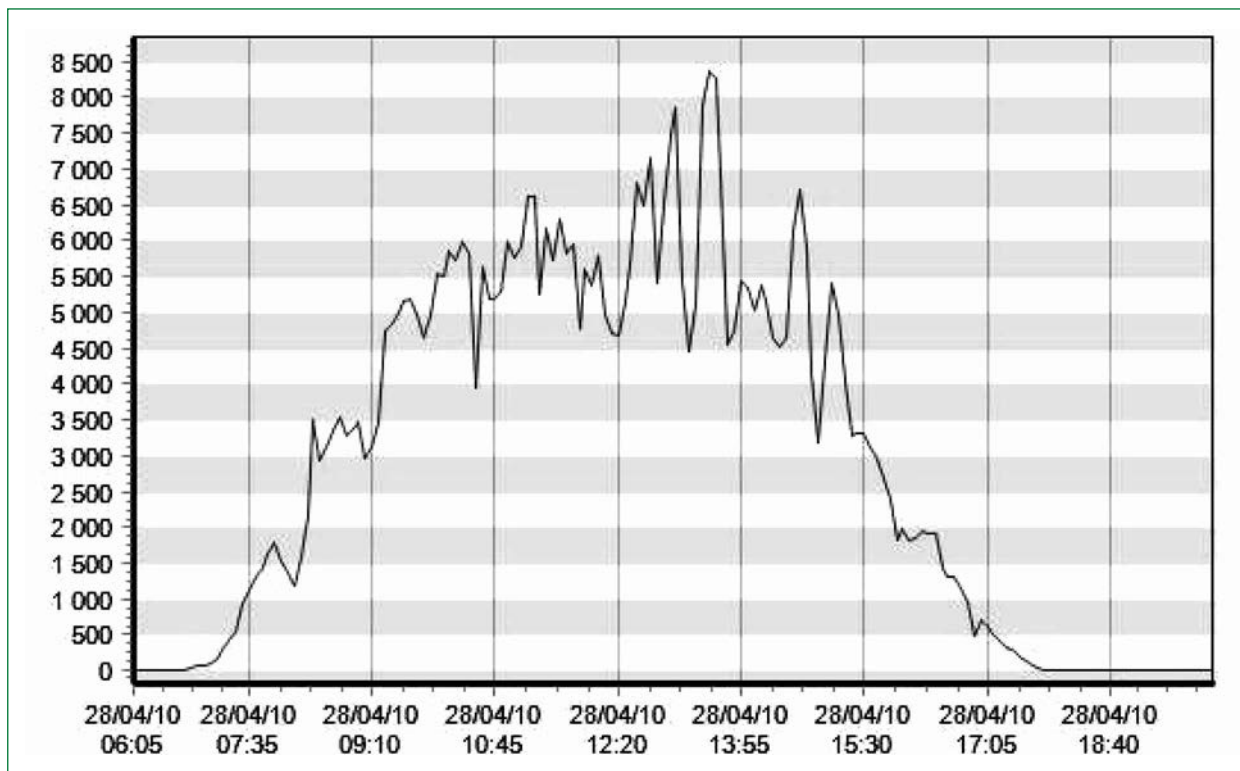


Figure 3 : Production photovoltaïque cumulée de trois sites de la Réunion (en abscisses, les heures, et, en ordonnées les puissances exprimées en kW).

tème, alors même que leur variabilité augmente le besoin en régulation de la fréquence et de la tension.

Le photovoltaïque a en outre la particularité de ne pas avoir de masse tournante, et donc pas d'inertie mécanique permettant d'amortir les variations de production ou de consommation. Le développement de cette source d'énergie peut se traduire par la mise en place de solutions palliatives pour compenser la baisse d'inertie du système électrique et le besoin supplémentaire en réserve primaire.

La limite des 30 % imposée à l'insertion des EnR intermittentes

Étant garant de la sûreté du système, le gestionnaire du réseau se doit d'éviter les coupures de toute nature, et notamment celles dues aux incidents de production. Il détient de ce fait la capacité de déconnecter les installations de production électrique à caractère intermittent (éoliennes et PV), lorsque leur puissance injectée dépasse 30 % de la puissance totale circulant sur le réseau.

Ces dispositions font l'objet de l'arrêté du 23 avril 2008. Elles sont issues d'un retour d'expérience d'EDF. Ce taux avait été retenu par le gestionnaire de réseau grec, au vu de son expérience en Crète. Il est cohérent avec de nombreuses études. Néanmoins, il ne saurait être compris comme étant un seuil de rupture. Le réseau peut présenter des instabilités importantes dès 20 % de puissance intermittente injectée, tout comme il peut parvenir à éviter le délestage même à 35 % de puissance d'origine intermittente, si celle-ci ne risque pas de s'effondrer.

Ce seuil d'insertion de 30 % est d'ores et déjà atteint (en fin d'année 2012) en Corse et dans tous les DOM (à l'exception de La Martinique et de la Guyane, où il est de 25 %.) Il est important de noter que le gestionnaire du système électrique est confronté à de véritables difficultés de gestion du réseau surtout en l'absence de moyens régulateurs, comme l'hydraulique ou les turbines à combustion (TAC) (ce qui est le cas à Mayotte).

Le cas de Mayotte : une île à la pointe des difficultés en matière d'insertion des EnR intermittentes

La situation du système électrique de Mayotte

L'équilibre offre-demande à Mayotte est assuré, en 2012, à 95 % par de la production thermique diesel. Le développement des EnR à Mayotte a démarré en 2008. À ce jour, le photovoltaïque s'est fortement développé pour atteindre en l'espace de trois ans le seuil limite d'injection des 30 %. Il restera durablement le principal potentiel de développement des EnR sur le territoire compte tenu de la faible potentialité des autres modes de production d'électricité.

Le nombre des installations de production photovoltaïque connectées au réseau de Mayotte a doublé tous les ans depuis 2008, pour atteindre le nombre de 70 à la fin octobre 2012 (dont deux fermes au sol de plus d'un million de watts-crête (MWc)), représentant une puissance totale de 13,1 MWc. En termes de contribution au mix énergé-



Photo 1 : Ferme solaire au sol de Longoni (1 MWc) sur le site de la centrale thermique du même nom.

tique, le photovoltaïque, qui contribuait à hauteur de 0,1 % de l'énergie produite à Mayotte en 2008, en a représenté 5,3 % en 2011.

La figure 4 de la page suivante illustre deux cas extrêmes de production observés autour du quantile 50 %, qui mettent en évidence le caractère très aléatoire du photovoltaïque à Mayotte.

Mayotte a été le premier territoire français, où le taux de pénétration des EnR à caractère aléatoire et intermittent a dépassé le seuil réglementaire des 30 %, en juillet 2011, et EDM a été le premier gestionnaire de système électrique à expérimenter la déconnexion des EnR à caractère aléatoire et intermittent (6 fois durant l'hiver austral 2011 et 7 fois en 2012).

Le black-out (B/O) du 23 mars 2012

Le vendredi 23 mars 2012 à 13h09, un B/O s'est produit sur le réseau électrique de l'île. Plusieurs faits simultanés ont été à l'origine de ce phénomène : une panne sur un moteur principal de la Centrale des Badamiers, combinée à une augmentation rapide de la consommation électrique à

cette heure de pointe de la mi-journée et à un fort gradient à la baisse du photovoltaïque dans les minutes qui précèdent l'événement, sur fond de forte intermittence du PV toute la matinée.

Dans la matinée, le temps est beau avec des alternances de soleil et de passages très nuageux. On note ainsi une forte intermittence du PV. À l'échelle des 70 installations raccordées au réseau, la puissance fournie par le PV fluctue comme suit : à 10h : 7,13 MW ; à 10h30 : 5,30 MW ; à 11h00 : 8,33 MW ; à 11h30 : 8,30 MW ; à 12h00 : 7,68 MW ; à 12h30 : 8,12 MW ; à 13h00 : 6,00 MW et à 13h05 : 5,00 MW.

On perd donc de 3 à 4 MW dans les 30 minutes qui précèdent le B/O, dont 1 à 2 MW dans les 5 minutes qui précèdent le *black-out*. Si l'on regarde ce qu'il s'est passé sur trois installations PV monitorées au pas de temps 5 secondes, on note de fortes intermittences du PV répétées toutes les 10-20 minutes, de l'ordre de +/- 30 % de la puissance.

Cette situation nécessite des adaptations significatives du programme de marche, génère des baisses importantes et répétées de la réserve primaire (la RP

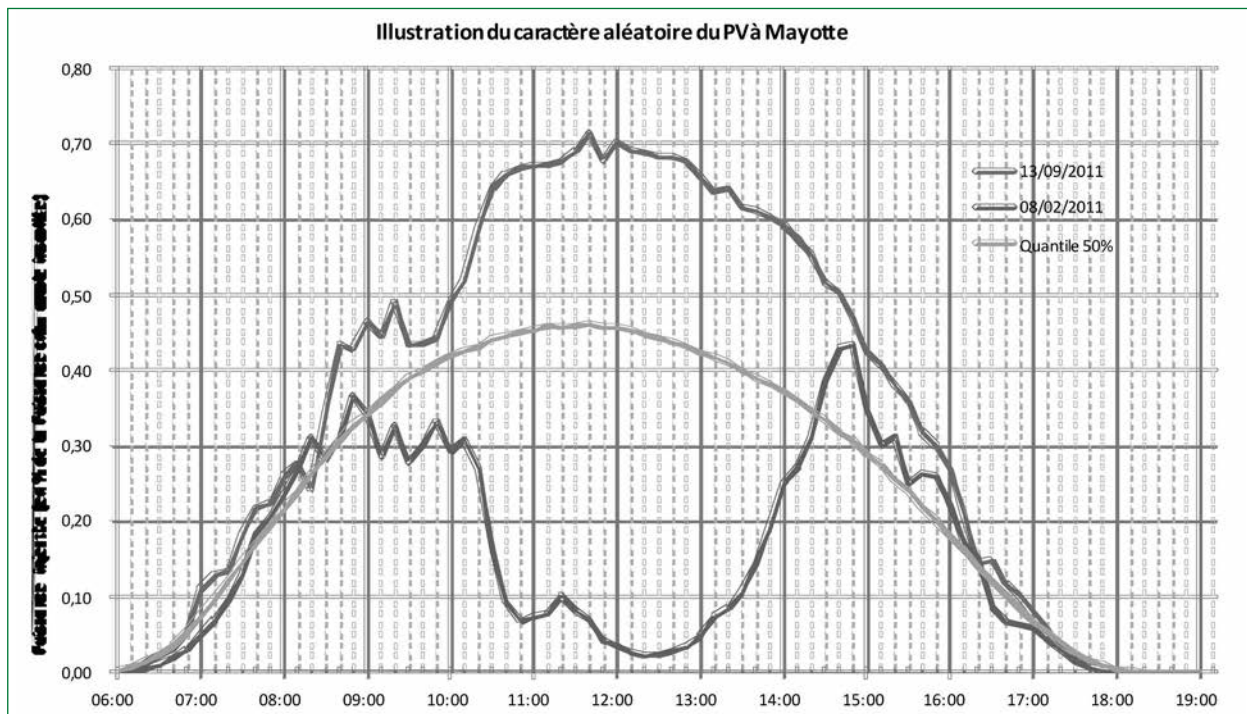


Figure 4 : Production photovoltaïque observée aux dates du 8 février 2011 (courbe du bas) et du 13 septembre 2011 (courbe du haut) comparativement à la courbe correspondant au quantile 50%.

chute à 2 % à 13h05, avec une baisse de la puissance fournie par le PV à 5 MW) et rend la gestion du système électrique très difficile (notamment le couplage/découplage des groupes thermiques diesel, dont le temps de démarrage se situe aux alentours de 30 minutes). À 13h09, le déclenchement de tous les groupes de production intervient suite à la constatation d'une baisse de fréquence à 46 Hz.

Le stockage d'électricité

Le stockage d'électricité est un des moyens pour répondre aux difficultés d'insertion des EnR intermittentes. EDF a lancé à ce titre de nombreuses expérimentations.

Le stockage peut être associé à un moyen de production et permet de surmonter les limitations qu'engendrent les technologies intermittentes, telles que l'absence de services système, une prévisibilité de production défaillante ou un profil de production inadapté aux besoins de la consommation. C'est le cas de l'expérimentation PEGASE, qui est décrite ci-après. On trouve également des associations fermes de production éolienne+stockage et PV+ stockage (dont les lauréats issus des appels d'offres de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) viennent d'être désignés), dans lesquelles des spécifications techniques imposées aux producteurs d'électricité sont centrées sur la prévisibilité journalière sans viser l'effacement des pointes de consommation.

Le stockage peut également être centralisé et mis à la disposition du gestionnaire de réseau, quel qu'en soit le propriétaire, et peut permettre un report de production à la pointe de consommation. C'est le cas des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) marines étudiées aux

Antilles et à La Réunion, ou encore des batteries sous étude en Corse et à Mayotte, que nous décrivons plus loin.

Enfin, des moyens de stockage d'électricité chez les particuliers peuvent également trouver leur justification en garantissant une puissance disponible et une qualité de l'onde électrique dans un contexte électrique perturbé. Ces moyens peuvent être à la main du client ou constituer un élément d'un réseau intelligent d'ensemble, avec un pilotage partagé entre le client et le gestionnaire de réseau. C'est le cas du projet MILLENER piloté par EDF, qui vise à développer cette expertise à travers une expérimentation à une échelle limitée à 500 ménages en Corse, en Guadeloupe et à La Réunion.

Un mix entre toutes ces solutions peut également être mis en œuvre.

L'expérimentation PEGASE

Dès 2007, EDF s'était interrogée sur le stockage d'énergie électrochimique dans le contexte d'un système électrique fragile. Il avait ainsi été décidé d'investir dans une batterie Sodium-Soufre (Na-S), qui à l'époque était la seule offre industrielle et commerciale disponible. Cela a abouti à l'installation d'une batterie d'1 MW, pour une énergie installée de 7 MWh, sur un poste source situé dans la partie nord-est de La Réunion. Cette batterie comprend 20 modules de 50 kW et un système de conversion qui permet de soutirer ou de réinjecter de l'énergie sur le réseau.

Ce projet a été achevé en décembre 2009 et a fonctionné pendant deux ans. Le premier mode d'exploitation était le report d'énergie. La problématique de l'intermittence des énergies renouvelables ne se présentait pas encore véritablement.

Environ 500 cycles ont ainsi été cumulés. Nous avons pu observer un très bon fonctionnement correspondant à la charge/décharge, sans défaillance, de plus de 2 000 MWh.

Dans l'intervalle, la production photovoltaïque s'est fortement accrue, à La Réunion. En avril 2012, avec 138 MW installés en photovoltaïque et 20 MW en éolien, le seuil des 30 % a été atteint, ce qui a nécessité la déconnexion de certains ouvrages, même si cela n'a été fait que de manière très temporaire.

EDF a ainsi lancé une expérimentation sur la base de la batterie Na-S en travaillant sur la prévision de la production, l'optimisation énergétique et l'utilisation d'un stockage d'énergie pour gérer les écarts. L'objectif n'est pas d'investir dans de nouveaux moyens de production et de stockage, mais d'utiliser les dispositifs existants en travaillant avec les producteurs.

Les outils déployés dans le cadre de ce projet concernent tout d'abord la prévision météorologique. Météo-France est ainsi en train d'adapter ses modèles à haute résolution, ce qui permettra d'avoir une prévision à J+1 de meilleure qualité. Le Laboratoire de météorologie dynamique (LMD) de l'Ecole Polytechnique développe, quant à lui, des modèles de prévision à très court terme (quelques heures seulement). L'objectif est d'obtenir des typologies de journées et des scénarios probabilisés de production photovoltaïque. Une fois cette prévision réalisée, il sera possible d'alimenter un optimiseur qui donnera un plan de production à J+1 et qui le réactualisera

en infra-journalier en fonction des dernières prévisions. En temps réel, les écarts sont ensuite gérés grâce au stockage d'énergie. Le stockage a une énergie finie, ce qui signifie qu'il faut éviter de se retrouver en excès ou en défaut. Il est donc nécessaire de piloter la trajectoire du stockage et de jouer sur les tolérances d'écart à l'annonce. En marge de ce projet a été installé un réseau d'observation météorologique en temps réel, en partenariat avec Météo-France, sur les postes sources d'EDF. Cela permettra d'observer la nébulosité et d'avoir une prévision plus fine à un horizon de 3 heures.

Les projets de STEP marines

Dans le cadre de ses réflexions en matière de développement de solutions de stockage centralisé dans les ZNI, EDF a proposé d'étudier la construction de Stations de Transfert d'Énergie par Pompage d'eau de mer (STEP marines) dans les Antilles françaises et à La Réunion. Ces STEP pourraient fonctionner entre un bassin supérieur situé au sommet d'une falaise et un ouvrage mixte (déblai ou remblais, suivant la topographie) ou entre une dépression naturelle et la mer.

Un précédent existe au Japon avec la STEP marine d'Okinawa de 30 MW de puissance, pour 150 m de chute.

L'installation produit environ 30 GWh par an, ce qui représente, avec une puissance moyenne de 20 MW, environ 1 500 heures par an.



Photo 2 : Site de stockage d'électricité au moyen de batteries.

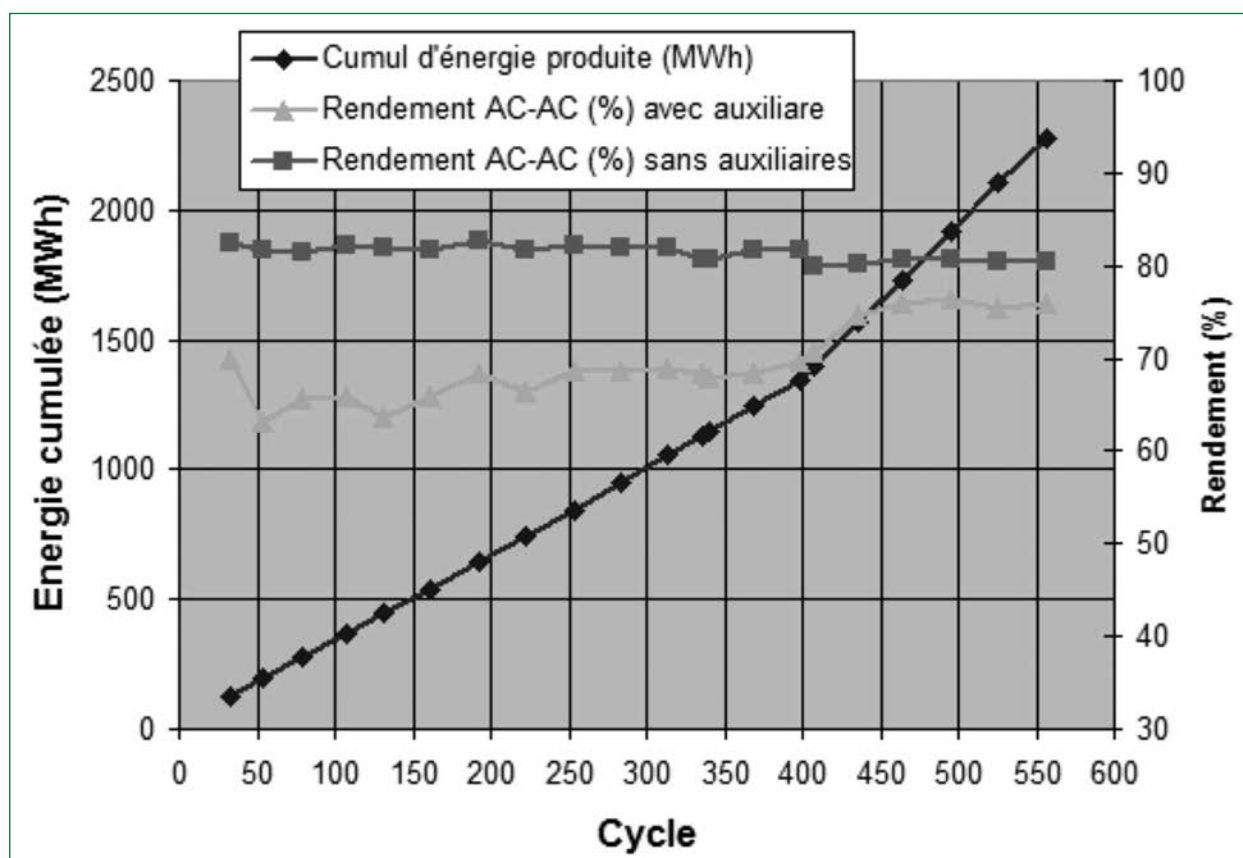


Figure 5

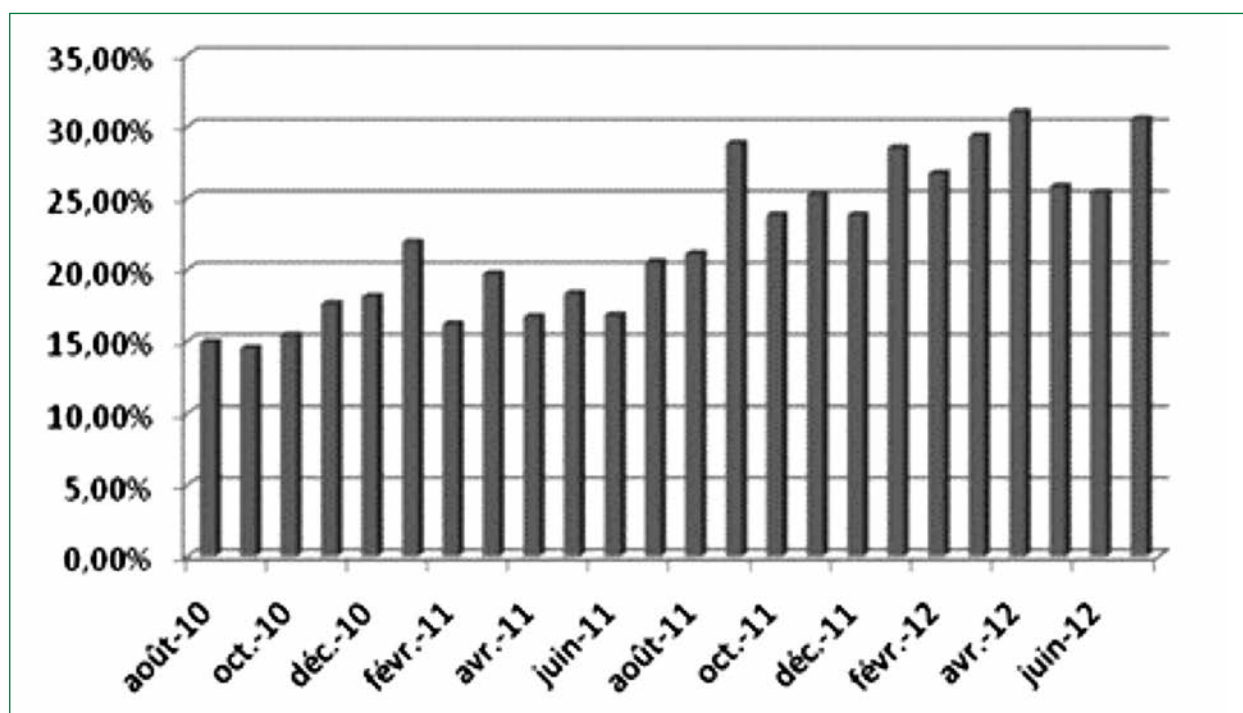


Figure 6 : Taux d'EnR intermittentes.

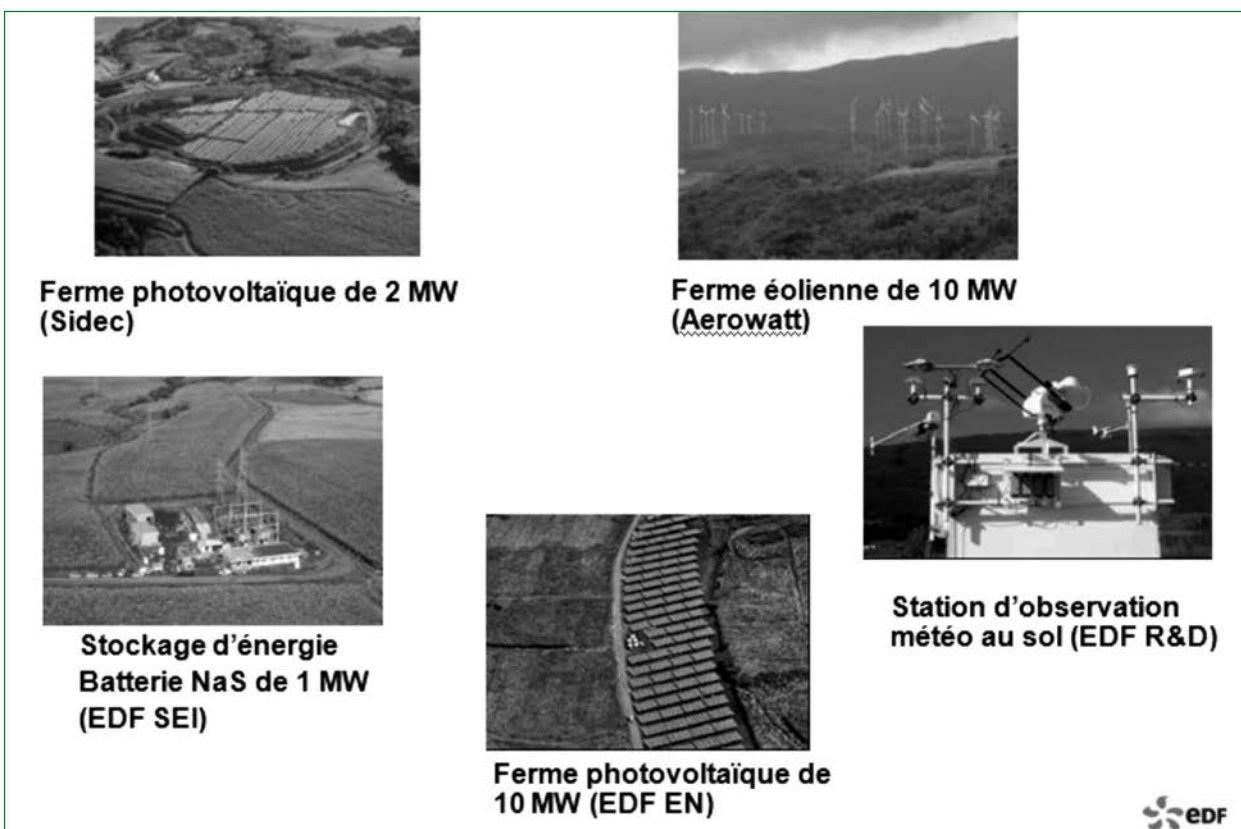
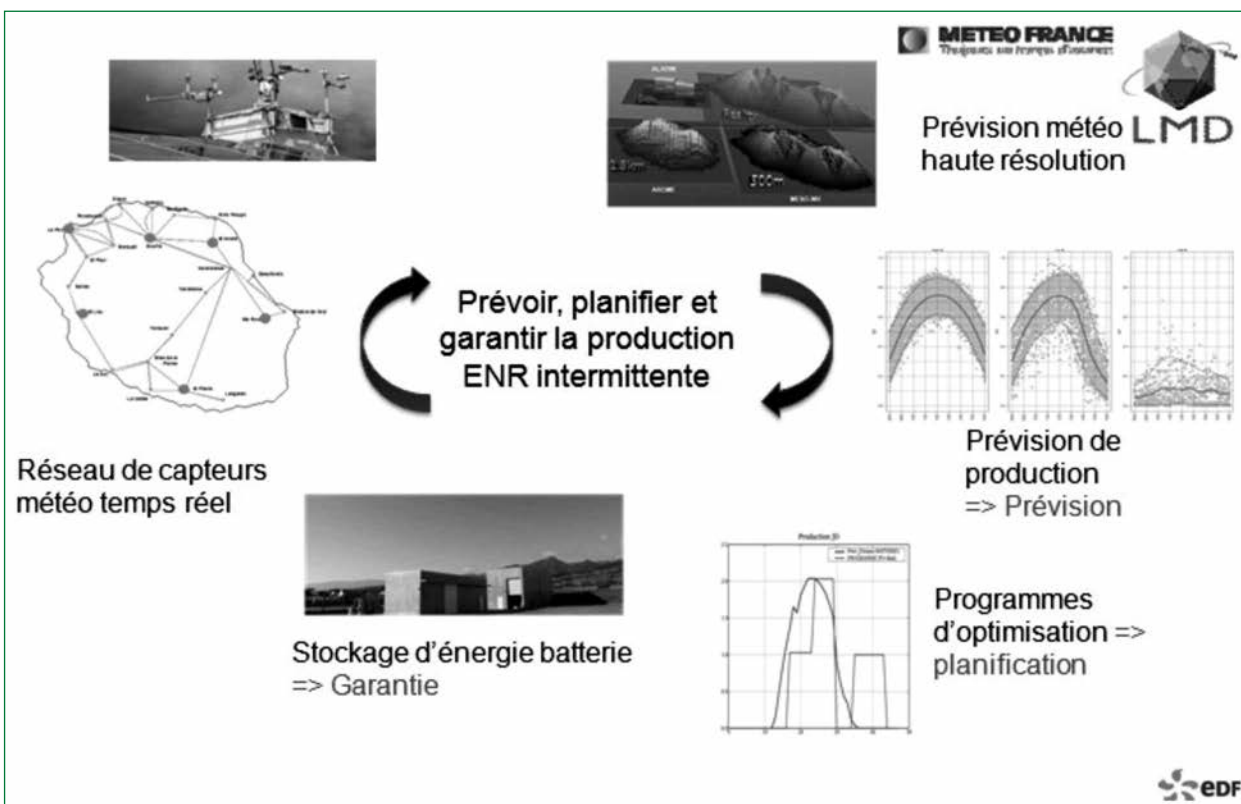


Photo 3



Photos 4

La STEP marine d'Okinawa n'est pas utilisée pour le lissage des EnR intermittentes

Il est important de souligner que ce type d'installation a été appelé de ses vœux par l'Office Parlementaire d'Evaluation des Choix Technologiques et Scientifiques lors de l'élaboration de son rapport de 2009 sur la stratégie de recherche dans le domaine de l'énergie. Ces aménagements seraient préfigurateurs de réalisations bien plus importantes (300 MW à 1 GW) en métropole et dans le monde (quand on sait que le besoin de stockage d'électricité à l'horizon 2050 serait de 3 000 à 5 000 GW).

Ce projet de STEP permet un transfert d'énergie, tel que détaillé ci-dessous :

- ✓ lissage des pointes par un transfert d'énergie journalier (pompage pendant les heures creuses, turbinage pendant les heures de pointe) permettant un gain économique en évitant le recours aux TAC (turbines à combustion), coûteuses et de surcroît fortement émettrices de CO₂,
- ✓ éventuellement, transfert d'énergie du week-end vers les jours ouvrés (pompage le week-end et turbinage la semaine),
- ✓ limitation des arrêts/démarrages des groupes thermiques en général, et donc réduction de leur vieillissement et de leur maintenance,
- ✓ substitution lors de ruptures de production d'énergies fatales (période sans vent, par exemple) par un report d'énergie sur plusieurs jours,
- ✓ report de production photovoltaïque vers la pointe du soir (pompage à la mi-journée par temps clair, turbinage le soir),



Photo 5 : Vue de la STEP marine d'Okinawa.

- ✓ lissage de productions intermittentes (photovoltaïque et éolien) par modulation de la puissance de pompage ou de turbinage.

Le projet STEP permet, en outre, de contribuer aux services système (augmentation de l'inertie du réseau, régulation de la fréquence, réserve de puissance de secours, régulation de la tension, apport d'une puissance de court-circuit, renvoi de tension suite à incidents,...) et il permettra d'éviter des investissements dans d'autres moyens de production, notamment thermiques, pour couvrir un besoin de puissance, mais aussi un besoin en services système (un besoin croissant concomitamment à la croissance des énergies intermittentes).

Ce type de projet, qui verrait l'intervention d'entreprises françaises pour sa réalisation, peut être initiateur de la création d'une filière d'excellence française.

Le projet OPERA d'EDM, à Mayotte

Le projet OPERA a été conçu pour répondre aux besoins de sécurisation du système électrique de Mayotte, limiter la réserve primaire dans un but d'économie de la CSPE et associer développement des EnR et maîtrise de la demande en électricité (MDE).

L'idée développée est d'améliorer la qualité du produit électricité en alliant déstockage rapide depuis une (ou plu-

sieurs) batterie(s) de stockage et effacement contractualisé avec des gros clients (du froid industriel, notamment), ou en alliant EnR et MDE. Le ou les batterie(s) de stockage installée(s) pourrai(en)t en outre constituer de la réserve primaire et contribuer à répondre aux pics de demande du soir.

Ce projet comprend les phases suivantes :

- ✓ un monitoring de centrales judicieusement réparties sur le territoire pour quantifier l'intermittence et la vitesse à laquelle une perte de plusieurs MW de production photovoltaïque peut avoir lieu, de manière à optimiser les caractéristiques des onduleurs et des batteries. Cette instrumentation a également pour but de modéliser la relation entre les décrochages de la production PV et les chutes de fréquence.
- ✓ le développement d'outils de prévision de la production photovoltaïque,
- ✓ la mise en œuvre d'un stockage centralisé associé à un onduleur réversible destiné à participer à la stabilisation du réseau avec un maximum d'énergie stockée mobilisable à tout instant de 1,12 MWh et une puissance maximale de 2 méga-voltampères (MVA) injectée dans le réseau durant 30 minutes,
- ✓ l'effacement, si besoin est, d'une partie de la consommation
- ✓ une expérimentation de la production photovoltaïque avec lissage par un dispositif de stockage décentralisé.

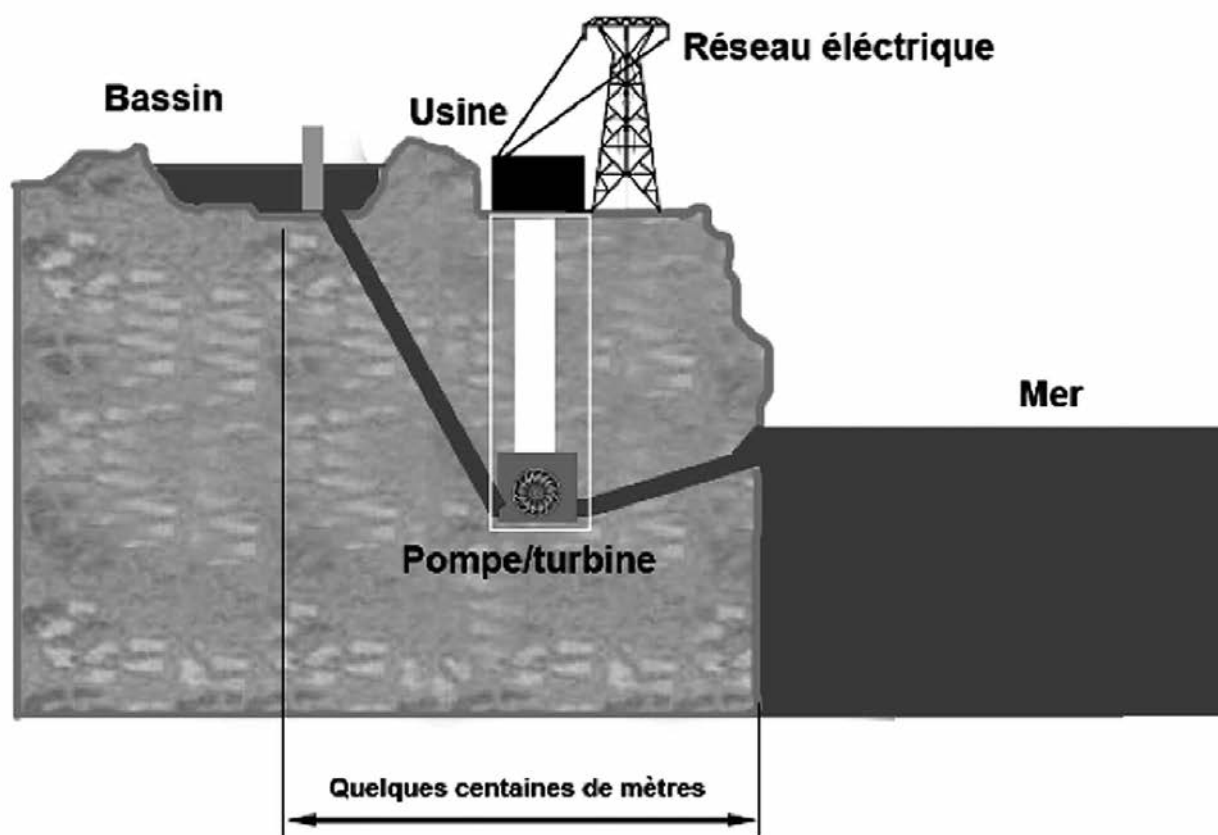


Photo 6 : Principe de fonctionnement d'une STEP.

Conclusion

Les ZNI sont à l'avant-garde dans la résolution des difficultés d'insertion des EnR intermittentes dans un système électrique. L'expérience des gestionnaires de ces réseaux isolés a permis de fixer à 30% le seuil limite d'insertion de sources intermittentes de façon à éviter de dégrader la sûreté du système électrique. Il est donc important de réaliser des démonstrateurs (notamment de lissage et de stockage d'électricité) qui permettront de repousser cette limite. Cela étant, il ne faut pas se tromper d'enjeu. À ce seuil de 30 %, la participation des sources intermittentes au mix n'est que de 4 à 5 %. Même en le doublant, ce qui nécessiterait des moyens de stockage onéreux, le taux de participation ne serait que de 10 %. Pour atteindre les objectifs du Grenelle de l'Environnement dans les territoires d'outre-mer, c'est donc bien les EnR garanties comme la géothermie, l'hydraulique de lac, la biomasse et, plus tard, cer-

taines énergies marines, qu'il faut développer. C'est le sens des études et projets menés également par EDF dans les ZNI.

En contrepartie, ces démonstrateurs permettront de disposer, à l'issue de leur réalisation, de solutions chiffrées notamment pour apprécier la faisabilité, pour l'Europe, d'atteindre des taux d'EnR dans le mix allant de 30 à 50 % aux horizons 2030/2050, sachant qu'*a minima* 50 % de ce développement sera issu d'EnR intermittentes, avec de l'éolien et du photovoltaïque.

Plus que jamais les ZNI sont des laboratoires permettant d'anticiper les difficultés futures auxquelles seront confrontés les grands réseaux électriques interconnectés.

Note

* Directeur Finances et Développement, EDF Systèmes Energétiques Insulaires.

Le développement du réseau de transport électrique allemand : un défi majeur pour les gestionnaires

Par Olivier FEIX*

La catastrophe survenue dans la centrale nucléaire japonaise de Fukushima a changé la politique énergétique allemande de manière fondamentale. L'impact des informations émanant du Japon a poussé le gouvernement fédéral allemand à redoubler ses efforts pour augmenter encore plus rapidement la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique allemand et mettre un terme à l'utilisation du nucléaire dans les plus brefs délais. Cette *Energiewende*, comme l'appellent les Allemands, est une des grandes priorités politiques du gouvernement et le projet par excellence qui mobilise l'ensemble de la société allemande. Ce changement de politique énergétique a poussé à revoir en un temps record bon nombre de lois pour cadrer cette transition énergétique. Si la plupart des acteurs s'attendaient à d'importants amendements des textes directement liés au parc de production, ce qui est remarquable – et sans doute aussi plus surprenant – c'est l'ampleur des changements concernant les lois relatives aux réseaux électriques, et plus particulièrement à la gestion et au développement du réseau de transport d'électricité.

Le gouvernement allemand a reconnu l'importance du réseau électrique dans la révolution énergétique. Les gestionnaires de réseaux de transport électriques (les GRT) allemands se retrouvent soudainement au cœur du débat énergétique. Ils doivent gérer la transformation du système électrique à la vitesse grand V, tout en garantissant la sécurité de l'approvisionnement 24h/24, en intégrant l'ensemble de l'électricité produite à base d'énergies renouvelables et en soutenant le développement du marché électrique européen. Pour ce faire et pour pouvoir atteindre les objectifs de l'*Energiewende*, les GRT se trouvent en face de bon nombre de défis, le principal étant le développement de leurs réseaux afin de rester en mesure de gérer un système électrique comportant une part rapidement croissante d'énergies renouvelables à caractère fortement volatile et de pouvoir transmettre l'énergie de nouveaux centres de production implantés dans le nord de l'Allemagne (où les conditions météorologiques favorisent la production éolienne) vers les centres de consommation situés dans le sud et dans l'ouest du pays.

La réduction des capacités de production thermique et la croissance de la part des énergies renouvelables ont fortement transformé les flux électriques dans le réseau allemand, voire dans le réseau européen. Le nombre des interventions dans la gestion en temps réel du réseau pour garantir l'approvisionnement des clients augmente et atteint chaque année de nouveaux sommets, le réseau n'est déjà plus en mesure de transporter à tout instant l'électricité

produite à base d'énergies renouvelables. Des situations très tendues, particulièrement l'hiver, ont fait prendre conscience au monde politique et au public de l'importance du réseau de transport et de son développement, tandis qu'auparavant la fonction clé assurée par ce réseau dans le développement de l'énergie renouvelable ne retenait que rarement l'attention du public.

Les tâches principales d'un gestionnaire de réseau de transport d'électricité (la gestion, l'entretien, la planification et le développement du réseau de lignes à 380/220 kilovolts) sont devenues plus exigeantes après la décision politique d'engager l'*Energiewende*. 50Hertz, le gestionnaire du réseau de transport du nord-est de l'Allemagne, qui couvre un tiers du pays (comprenant les Länder de Thuringe, de Saxe, de Saxe-Anhalt, du Brandebourg, de Berlin, du Mecklembourg-Poméranie et de Hambourg), est bien placé pour mesurer l'ampleur du défi. Il assure l'intégration au réseau de 12 000 MW annuels d'énergie éolienne, ce qui correspond à 41 % de la capacité éolienne totale de l'Allemagne. Aujourd'hui, la région gérée par 50Hertz produit déjà au-delà de 30 % de sa consommation d'électricité dans des centrales à base de renouvelables, celles-ci y représentent déjà plus de la moitié du parc de production et tous les pronostics indiquent que le développement des renouvelables est loin de perdre de sa dynamique dans cette région.

La part croissante des renouvelables, et plus particulièrement de l'éolien, s'ajoutant à une consommation régionale stable, pose de sérieux problèmes pour la gestion du systè-

me électrique. L'électricité non consommée sur place doit être transportée des régions à forte production vers les centres de consommation de plus en plus éloignés. De surcroît, la grande volatilité de la production d'électricité issue des renouvelables pose des défis au niveau de la coordination en temps réel de la gestion des réseaux allemands et européens, étant donné qu'à l'heure actuelle l'énergie électrique ne peut pas être stockée à grande échelle. Cela pousse à renforcer la coopération opérationnelle entre GRT européens et au développement de centres et d'initiatives de coopération, telles que *CORES0* ou la *TSO Security Cooperation*. Dans sa zone de responsabilité où la production d'électricité dépasse la somme de la consommation régionale et de la capacité d'exportation vers d'autres régions, 50Hertz doit intervenir dans la gestion du réseau de plus en plus souvent afin de garantir la stabilité du système. Ces interventions, notamment les mesures de *re-dispatching*, par lesquelles la production des centrales classiques est modifiée à la demande des GRT, peuvent aller en dernier recours jusqu'à l'arrêt de productions à base de renouvelables une fois épuisées toutes les marges de manœuvre existantes en matière de capacités de production conventionnelle.

Cela aboutit à une situation paradoxale, où l'énergie renouvelable soutenue politiquement et subventionnée ne peut plus être utilisée en totalité les jours de forte injection de renouvelables en raison du manque de capacités des réseaux. En effet, en même temps, des centrales conventionnelles peu efficaces, mais situées plus près des centres de consommation dans le sud et l'ouest du pays, doivent être activées pour répondre aux besoins d'électricité. Cette situation est de plus en plus fréquente en raison du développement trop lent de nouvelles lignes électriques par rapport au développement rapide des renouvelables. En 2011, des centrales produisant à base d'énergies renouvelables ont dû être arrêtées sur l'ordre de 50Hertz durant quarante-cinq jours, alors que ces arrêts ne représentaient qu'une poignée de jours en 2010. Pour 2012, le triste record sera largement battu, les quarante-cinq jours étant déjà dépassés en août. Les coûts des interventions sur le réseau, des mesures topologiques jusqu'aux interventions dans le parc de production conventionnel, ont dépassé la barre des 100 millions d'euros pour la zone relevant de la responsabilité de 50Hertz en 2011, augmentant ainsi les tarifs « réseau ». Là aussi, la tendance est à la hausse, et ce jusqu'à ce que d'importants projets de construction de nouvelles lignes à très haute tension desservant le sud-ouest de l'Allemagne soient enfin réalisés.

Pour transporter l'énergie éolienne, qui ne cesse de croître, de la zone qu'il gère vers les centres de consommation situés dans le centre et le sud de l'Allemagne, 50Hertz prépare donc actuellement la construction de quatre nouvelles lignes de 380 kilovolts (kV) et augmente les capacités de transport en introduisant des conducteurs à haute température capables de transporter plus d'électricité sur des lignes existantes. En prévision de la dynamique de la révolution énergétique allemande, la réalisation de ces projets est attendue avec impatience. La nouvelle ligne qui connectera le nord-est de l'Allemagne, depuis Schwerin, à la

métropole de Hambourg, sera prête en décembre 2012. Cette nouvelle ligne est primordiale pour la sécurité d'approvisionnement de Hambourg pendant l'hiver, sachant qu'il n'y a actuellement plus qu'une seule grande centrale nucléaire en service dans la région de Hambourg depuis la mise hors service des huit centrales nucléaires les plus anciennes d'Allemagne, en 2011.

Dans le cadre du développement du renouvelable, le gouvernement fédéral accorde une importance particulière à la production d'électricité éolienne en mer. Cette expansion *offshore* a des conséquences directes et immédiates sur l'activité des gestionnaires des réseaux de transport. En effet, d'une part, chaque nouveau parc éolien *offshore* doit être raccordé à la côte par les GRT et, d'autre part, le réseau terrestre doit être renforcé, car cette électricité *offshore* doit être transportée, elle aussi, vers des centres de consommation se situant dans le sud et l'ouest de l'Allemagne. Le nouveau plan de développement du réseau de transport allemand, établi en commun par les quatre gestionnaires dudit réseau, liste l'ensemble des projets à réaliser d'ici à 2022.

Avec son parc éolien *offshore* « Baltic 1 », 50Hertz a accompli un travail de pionnier en raccordant au réseau le premier parc éolien commercial en Mer d'Allemagne. Ses vingt-et-une éoliennes ont une capacité totale d'environ 50 mégawatts, ce qui permet d'assurer l'alimentation en électricité de quelque 50 000 familles. Le deuxième parc *offshore*, quant à lui, d'une capacité d'environ 300 mégawatts, est en cours de raccordement, et 50Hertz a déjà reçu, pour la partie allemande de la Mer Baltique, quelque vingt-et-une demandes de raccordement de parcs éoliens en mer. Ces projets pourraient générer un jour une capacité de plus de 5 000 mégawatts, soit l'équivalent de cinq grandes centrales conventionnelles. À présent, le gouvernement fédéral allemand amende le cadre juridique jusque-là inadéquat pour assurer un développement pérenne des activités *offshore* afin de permettre leur essor sur des bases plus solides. Cette démarche est nécessaire tant pour les producteurs que pour les GRT chargés du raccordement des parcs éoliens situés en mer.

Le raccordement au réseau des parcs éoliens *offshore* et le développement conséquent des lignes de transport vers les centres de consommation sont donc un important pilier de l'*Energiewende*. Les autorités chargées de délivrer les permis, les organisations non gouvernementales et le grand public sont devenus des acteurs clés du développement des nouvelles lignes de transport d'électricité. Les riverains expriment régulièrement le souhait de recevoir plus d'informations, de comprendre les enjeux des projets et de pouvoir mieux participer à la planification et au processus d'autorisation de nouvelles lignes. 50Hertz apporte une grande attention à informer et à instaurer le dialogue sur ses projets, tant sur leur nécessité que sur les alternatives éventuelles. De nouveaux formats d'information, de dialogue et de participation ont été développés pour répondre aux attentes du public, des associations et des riverains concernés par les projets. Afin de répondre au besoin d'information, 50Hertz publie, par exemple, les données de flux de puissance de ses lignes sur Internet, permettant ainsi à



© Paul Langrock/ZENIT-LAIF-REA

« Avec son parc éolien offshore « Baltic 1 », 50Hertz a accompli un travail de pionnier en raccordant au réseau le premier parc éolien commercial en mer d'Allemagne. Ses vingt-et-une éoliennes ont une capacité totale d'environ 50 mégawatts, ce qui permet d'assurer l'alimentation en électricité de quelque 50 000 familles. », Baltic 1, le premier parc éolien off shore d'Allemagne en Mer Baltique.

toute personne intéressée de mieux comprendre pourquoi de nouvelles capacités de transport sont si nécessaires et pourquoi elles sont aussi étroitement liées à l'essor des énergies renouvelables.

La protection de l'environnement est également au centre des préoccupations de 50Hertz lors du développement de nouvelles lignes. 50Hertz entre en étroite collaboration avec les instances de protection de l'environnement et avec les autorités forestières, développe l'expertise de ses employés au travers de formations spécialisées et met au point des méthodes de gestion écologique des couloirs de lignes électriques. Des régions à population dense et des sites dont l'écosystème est particulièrement fragile sont évités dans toute la mesure du possible. Lorsque c'est techniquement possible les tracés des nouvelles lignes empruntent les couloirs de lignes existantes ou d'autres infrastructures (comme les autoroutes ou les lignes de chemins de fer).

Les GRT portent une responsabilité particulière dans la réussite de la révolution énergétique allemande,

l'*Energiewende*, tout particulièrement au travers de leurs projets de développement du réseau électrique. Le succès des énergies renouvelables ne pourra pas se poursuivre sans un renforcement rapide et conséquent du réseau de transport d'électricité. Pour cela, les GRT agissent en tant que prestataires de services technologiques de pointe pour augmenter les capacités de leur réseau, mais aussi comme experts en matière de protection de l'environnement et en tant qu'acteurs clés dans le débat de société sur le développement de nouvelles lignes électriques. 50Hertz est à la hauteur de ces défis aussi bien sur le plan financier que sur le plan des compétences techniques, environnementales et sociales. Les développements actuels que connaît l'expansion de son réseau en sont la preuve.

Note

* Directeur Communication et Relations Publiques de 50Hertz, gestionnaire allemand de réseau de transport d'électricité.

L'intégration des énergies renouvelables au système électrique espagnol

Par Miguel R. DUVISON GARCÍA & Ana RIVAS CUENCA*

La croissance de la quantité d'énergie d'origine renouvelable injectée dans le système électrique de la péninsule ibérique, associée à l'installation d'autres technologies, représente un défi en raison des particularités de ce type de technologies. Des solutions innovantes et de nouveaux paradigmes opérationnels peuvent s'avérer indispensables pour relever ce défi. Les réseaux doivent intégrer de nouvelles spécifications adaptées à ces technologies, et des stratégies de gestion de la demande doivent être intégrées aux centres de contrôle, de manière à maximiser la production d'électricité renouvelable tout en équilibrant le réseau et en maintenant la sécurité.

En temps réel, les progrès les plus susceptibles de faciliter l'intégration de ressources renouvelables sont l'introduction de l'observabilité et celle de la contrôlabilité, toutes deux fondamentales pour l'équilibrage du réseau et la gestion de l'impact des énergies renouvelables sur l'adéquation entre la production et la demande. À cet égard, le système électrique espagnol a chargé spécifiquement un centre de contrôle de la gestion de ces technologies, afin de maximiser la quantité d'électricité d'origine renouvelable.

Introduction

Ces dernières années, les ressources en énergies renouvelables ont augmenté de manière significative dans le système électrique de la péninsule ibérique. L'éolien est devenu la deuxième technologie de production d'électricité en termes de capacité installée (voir la figure 1) : en 2011, il a produit 15,7% de l'énergie électrique totale (voir la figure 2 de la page suivante). Dans le même temps, d'autres technologies renouvelables comme l'énergie solaire, qui a atteint une capacité installée totale de 5 904 MW au début du mois de septembre 2012, ont connu une croissance appréciable (voir la figure 1). Ces chiffres ont connu une croissance rapide au cours des dernières années, et cette tendance est susceptible de se prolonger à l'avenir, comme le prévoit le Plan d'action national 2010-2020 pour les énergies renouvelables en Espagne [1].

L'intégration de la production d'électricité renouvelable implique divers défis à relever, en raison de ses caractéristiques. Parmi ces défis, nous citerons la localisation et la dispersion des installations ; la difficulté des prévisions découlant de la nature variable des ressources primaires ; leur comportement durant d'éventuelles perturbations ; la diminution du nombre des prestataires de services, due au fait que les sources d'énergie renouvelable remplacent les

sources traditionnelles, ce qui peut causer une baisse de la capacité de contrôle de la tension ; l'augmentation de la part de production fondée sur l'électronique de puissance, entraînant une réduction de l'inertie du réseau ; des impacts possibles sur l'action des relais de protection et, dans le cas de l'Espagne, une faible capacité d'échanges internationaux d'énergie électrique.

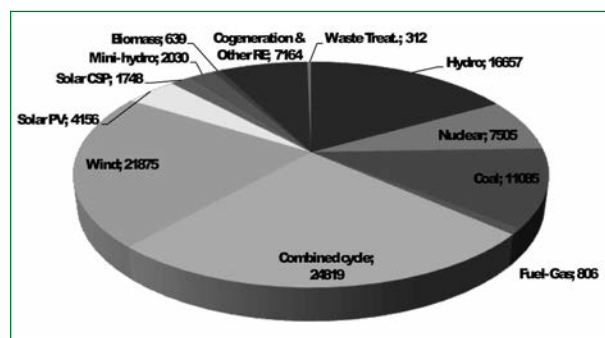


Figure 1 : Répartition des capacités installées de production électrique dans la péninsule ibérique en septembre 2012.

Afin de relever ces défis, les opérateurs doivent recourir à de nouveaux outils, à de nouvelles pratiques et à de nouveaux paradigmes où la gestion de la demande est intégrée dans les opérations des centres de contrôle. À cet

égard, notre deuxième partie présentera les améliorations en matière d'observabilité et de contrôlabilité apportées par le décret royal (DR) 1565/2010. Dans notre quatrième partie, nous traiterons du problème posé par l'équilibrage du réseau et par l'impact de l'électricité d'origine renouvelable sur l'adéquation entre la production et la demande. Enfin, dans une cinquième partie, nous examinerons les actions et les mesures qui ont été adoptées par le système électrique espagnol pour intégrer la plus grande quantité possible d'énergie électrique d'origine renouvelable.

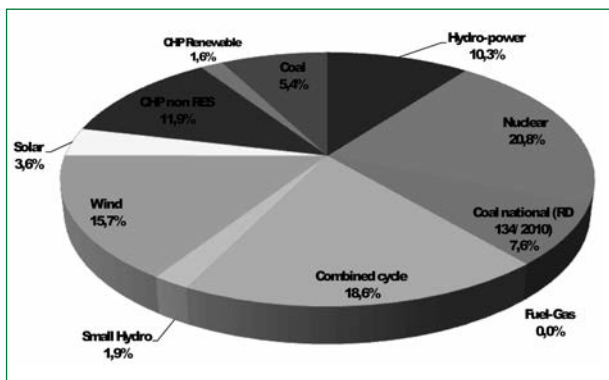


Figure 2 : Répartition de l'énergie électrique produite dans le système de la péninsule ibérique en 2011.

Observabilité et contrôlabilité

Une des difficultés à résoudre est l'observabilité. La part de l'énergie électrique renouvelable dans la satisfaction des besoins ayant augmenté de manière appréciable, des télémesures en temps réel de la production sont essentielles pour assurer la sécurité du réseau. De plus, cette information est nécessaire pour établir des prévisions de production qui soient fiables. Enfin, l'observabilité en temps réel et des prévisions précises sont des outils fondamentaux pour assurer l'équilibrage du réseau et une gestion efficace des réserves opérationnelles.

L'observabilité des sources renouvelables a été garantie par la publication du décret RD 1565/2010 [2]. Dans cette nouvelle réglementation, le terme « association » a été défini comme « le groupe d'installations connectées à un même nœud du réseau de distribution ou de transport, ou qui ont une ligne d'évacuation ou un transformateur en commun ». « De la même manière, les installations de production d'électricité ayant le même numéro d'identification cadastrale (en prenant en compte les quatorze premiers chiffres) appartiennent à une même association. La puissance électrique d'une association est le total des puissances des installations qui en font partie ». Selon cette réglementation, toute installation ou toute association ayant une puissance installée supérieure à 1 MW doit envoyer des télémesures en temps réel au gestionnaire du réseau de transport d'électricité (GRTE), en l'occurrence la REE (*Red Eléctrica de España*). Ces télémesures peuvent être envoyées en temps réel à la REE via un Centre de contrôle des énergies renouvelables (CCER) ou via les

moyens de la compagnie de distribution de la zone où est implantée l'unité de production.

Les diverses compagnies espagnoles de distribution d'électricité et la REE, en sa qualité de GRTE, ont été chargées d'identifier toutes les associations reliées à leurs réseaux respectifs. En outre, elles ont la responsabilité d'informer les différentes installations appartenant à une association.

À la suite de la mise en œuvre du décret royal 1565/2010, la capacité pour la REE de superviser en temps réel ses ressources d'énergies renouvelables s'est accrue pour toutes les technologies, mais particulièrement en ce qui concerne le solaire photovoltaïque, comme le montre la figure 3.

Before RD 1565/2010	%	After RD 1565/2010	%
Wind	98	Wind	99
Solar PV	3	Solar PV	67
Solar CSP	100	Solar CSP	100
Hydraulic RE	41	Special Regime Hydro	81
Cogeneration	76	Cogeneration	90
Other	31	Other	75

Figure 3 : Évolution de l'observabilité consécutive à l'entrée en vigueur du décret royal 1565/2010.

La contrôlabilité est devenue une nécessité pour les centrales d'une puissance installée significative, en raison de leur influence sur l'équilibre du réseau et sur la satisfaction de la demande. La réglementation espagnole établit la limite de contrôlabilité à 10 MW, ce qui signifie que toute centrale électrique d'une puissance supérieure à 10 MW doit être en mesure d'observer toute consigne de diminuer sa production, émise à son intention par le GRTE.

Conformément au décret royal 1565/2010, les installations d'une puissance installée supérieure à 10 MW et celles d'une puissance égale ou inférieure à 10 MW, mais appartenant à une association d'une puissance installée totale de plus de 10 MW, doivent être connectées à un Centre de contrôle des énergies renouvelables (CCER).

Ces centres de contrôle jouent le rôle d'intermédiaires avec le GRTE : ils lui envoient en temps réel des informations concernant telle ou telle installation et ils exécutent ses consignes, assurant ainsi en permanence la fiabilité du réseau.

Les défis relatifs à l'équilibrage du réseau

La prévision de la production

La prévision de la production d'électricité d'origine renouvelable est un élément décisif pour la gestion du réseau et pour que celui-ci dispose de réserves appropriées. La REE a mis au point un outil de prévision de l'activité éolienne (SIPREEOLICO) et un outil de prévision de l'ensoleillement (SIPRESOLAR) qui fournissent tous deux des prévisions horaires de production d'énergie pour les dix jours à venir.

L'équilibrage du réseau

Un facteur crucial pour la sécurité du réseau est la volatilité de la production des sources d'électricité renouvelables, en particulier celle des fermes éoliennes. Cette volatilité rend difficile l'équilibrage du réseau et la définition du besoin d'ajuster la réserve de puissance à la hausse ou à la baisse. La figure 4 présente des courbes de durées pour le ratio entre le besoin lors de la pointe quotidienne, et le besoin minimal.

Le besoin est défini comme la différence entre la production éolienne instantanée et la demande, et il constitue un indicateur de la volatilité de la production éolienne et de la nécessité de faire appel à la réserve.

En raison des caractéristiques techniques de certaines technologies de production, l'arrêt de centrales conventionnelles devient indispensable au-delà de certains ratios. Toutefois, en raison des temps de démarrage de certaines de ces centrales conventionnelles, il est impossible de les remettre en route quelques heures plus tard, pour assurer la montée en charge matinale de la demande. On gère généralement cette situation en recourant aux installations de stockage par pompage hydraulique. La capacité totale de ce type d'équipement connecté au système électrique espagnol est actuellement de 4 800 MW, mais elle risque de devenir insuffisante avec la croissance de la production d'électricité issue de sources renouvelables : d'autres moyens doivent donc être trouvés afin d'équilibrer le réseau. Ce problème est illustré par la figure 5 de la page suivante, où est comparée la demande d'électricité et la production éolienne durant une journée type d'hiver.

Fréquemment, la production éolienne est élevée alors que la demande est faible. Inversement, il arrive que la production d'électricité éolienne diminue tandis que la demande d'électricité s'accroît. Un exemple d'instruction de réduire la production d'électricité éolienne est donné en figure 8 de la page 80.

Les actions visant à augmenter la contribution des sources d'énergie renouvelable dans le système électrique espagnol

Nous avons vu plus haut que l'intégration de sources d'énergie non conventionnelles dans le réseau électrique introduit dans la gestion de celui-ci plusieurs défis. Ces défis doivent être relevés non seulement par de nouvelles réglementations techniques relatives à l'exploitation de ces sources d'énergie, mais aussi grâce à de nouveaux outils et de nouvelles ressources qui doivent être offerts aux opérateurs de réseaux. Dans cette partie, nous évoquerons les mesures adoptées par la REE afin de relever les défis inhérents à l'intégration des ressources énergétiques renouvelables.

Le Centre national de contrôle des énergies renouvelables (CNCER)

Le CNCER (voir la figure 7 de la page 79) a été mis en place en juin 2006, alors que la production éolienne commençait à être une technologie importante dans le système électrique espagnol. C'était le tout premier centre national de contrôle des énergies renouvelables dans le

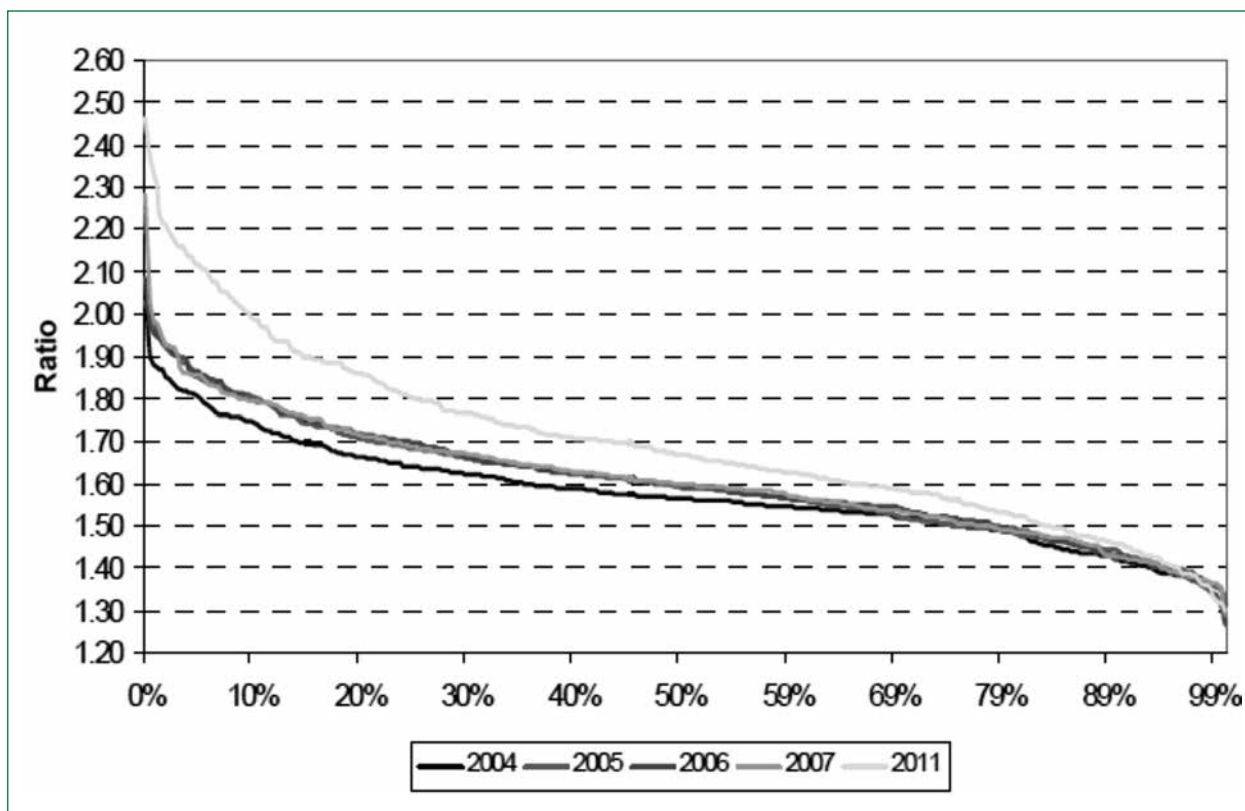


Figure 4 : Ratios des besoins quotidiens d'appel à la réserve de puissance.

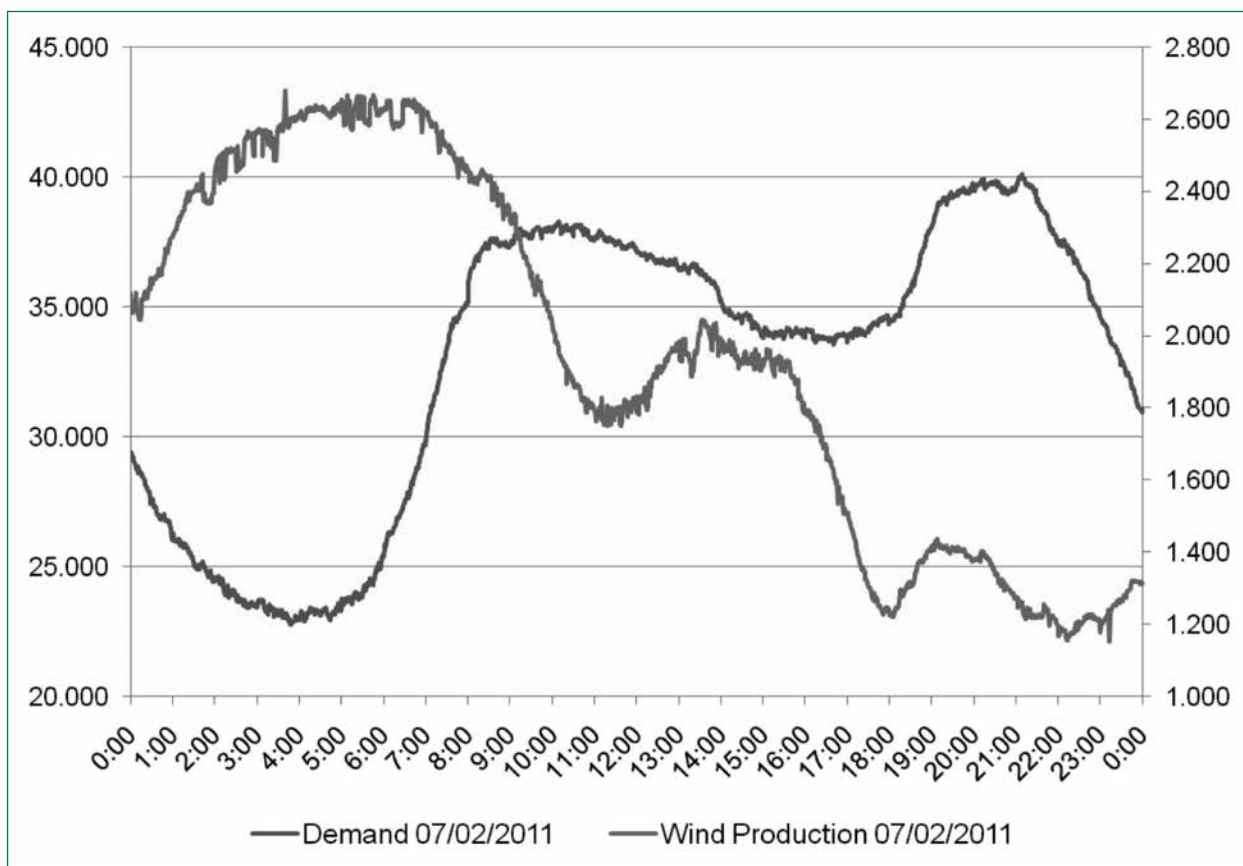


Figure 5 : Comparaison entre la demande d'électricité (courbe du bas) et la production éolienne (courbe du haut) durant une journée type d'hiver.

monde. Il est composé d'un centre national, où les opérateurs supervisent en permanence la production d'énergie renouvelable ainsi que celle des centrales de production combinée de chaleur et de force. Comme le requiert la réglementation actuelle [3], toutes les centrales ou associations de centrales envoient, toutes les douze secondes, des télémesures en temps réel de la puissance active produite. Les centrales et les associations d'une capacité installée totale supérieure à 10 MW envoient des télémesures additionnelles portant sur la puissance réactive et sur la tension mesurée au point de raccordement. De plus, chaque association de centrales éoliennes ou photovoltaïques d'une puissance supérieure à 10 MW reçoit du CNCER un niveau de puissance active à respecter, auquel elle doit se conformer dans un délai de quinze minutes (voir la figure 8 de la page 80).

Cette information en temps réel est recueillie dans les centrales par le centre local de contrôle, puis celui-ci l'achemine au CNCER *via* une liaison spécialisée. Afin de réduire le nombre d'interfaces avec le gestionnaire du réseau de transport (GRTE), le centre local est le seul interlocuteur en temps réel de cet opérateur. Il gère aussi les niveaux de puissance à respecter et veille à ce qu'ils soient respectés par toutes les unités de production.

Ces schémas de contrôle et de supervision conduisent à une meilleure sécurité et à une meilleure efficacité de la gestion du système électrique ; ils permettent de former

des hypothèses de production permanente ou de longue durée, ainsi que de déterminer des critères préventifs utiles au contrôle en temps réel de la production, autorisant des productions d'énergie plus importantes à capacité installée identique, ainsi qu'une gestion en temps réel des installations plus efficace.

Un exemple de limitation dû à des difficultés d'équilibrage du réseau lors d'une période creuse est donné dans la figure 8, qui présente la production éolienne du 24 avril 2012. Ce jour-là, des instructions de réduction de la production ont été émises à destination de tous les parcs éoliens d'une puissance supérieure à 10 MW, entre 03 H 36 et 05 H 45.

La production électrique modulable

L'éolien et le solaire sont des ressources énergétiques variables et considérées comme « non modulables » par la réglementation espagnole [4], car elles ne sont pas à même de se conformer aux instructions émises par le GRTE sans entraîner un gaspillage d'énergie primaire. Un niveau élevé de pénétration des énergies renouvelables dans un réseau électrique d'une capacité très faible constitue un véritable défi pour que leur intégration ne se traduise pas par d'importants délestages, visant à maintenir l'équilibre du réseau ainsi qu'un niveau convenable de réserves opérationnelles [5].



Figure 6 : Vue générale du CNCER.

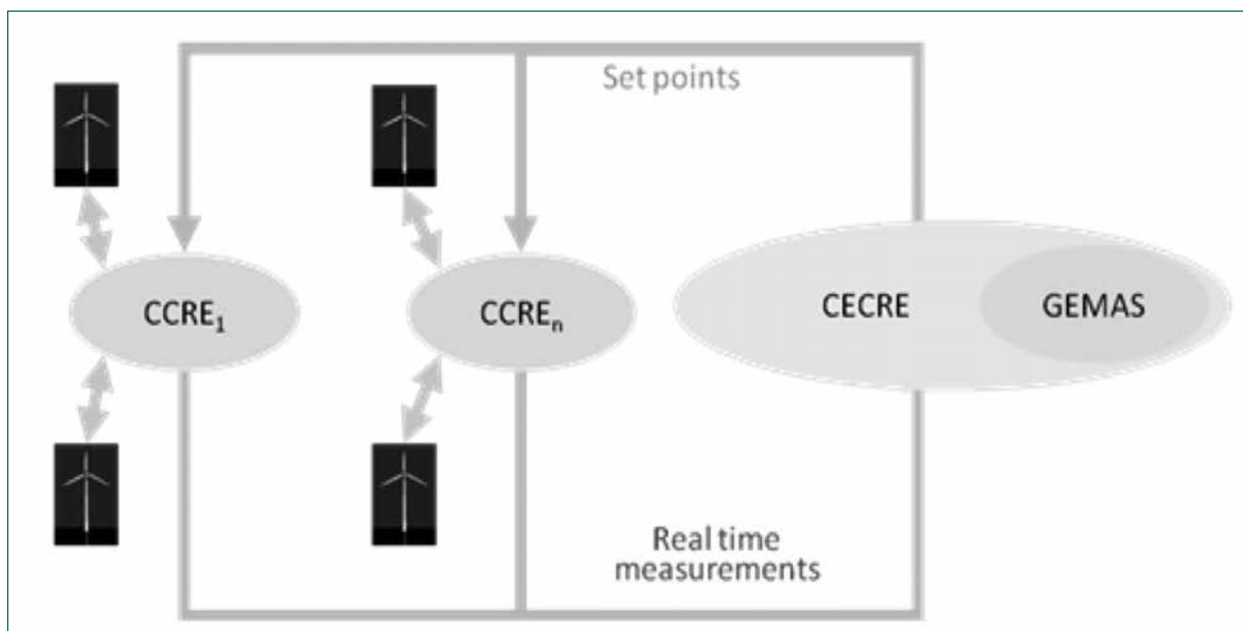


Figure 7 : Schéma fonctionnel du CNCER (CECRE) et des centres (locaux) de contrôle de l'énergie renouvelable (CCRE).

Mais bien que toute la production d'électricité renouvelable ait été initialement considérée comme non modulable, certaines technologies, comme les petites installations hydroélectriques ou le solaire thermique, peuvent être considérées comme modulables après qu'elles aient satisfait à certains tests spécifiques définis par le GRTE.

La REE, en tant que GRTE espagnol, a mis au point un protocole pour la réalisation d'un tel test. D'une durée de dix jours, il vise à vérifier que les principales conditions

d'une production électrique modulable sont bien remplies, à savoir :

- ✓ l'assurance que le programme de production est suffisamment fiable pour être considéré comme fixé. Par l'intermédiaire de son CCER, le producteur doit envoyer trois prévisions quotidiennes de production nette horaire d'énergie : la première prévision pour les 24 heures du jour suivant, et deux prévisions précises pour la journée en cours. Chaque prévision envoyée par le

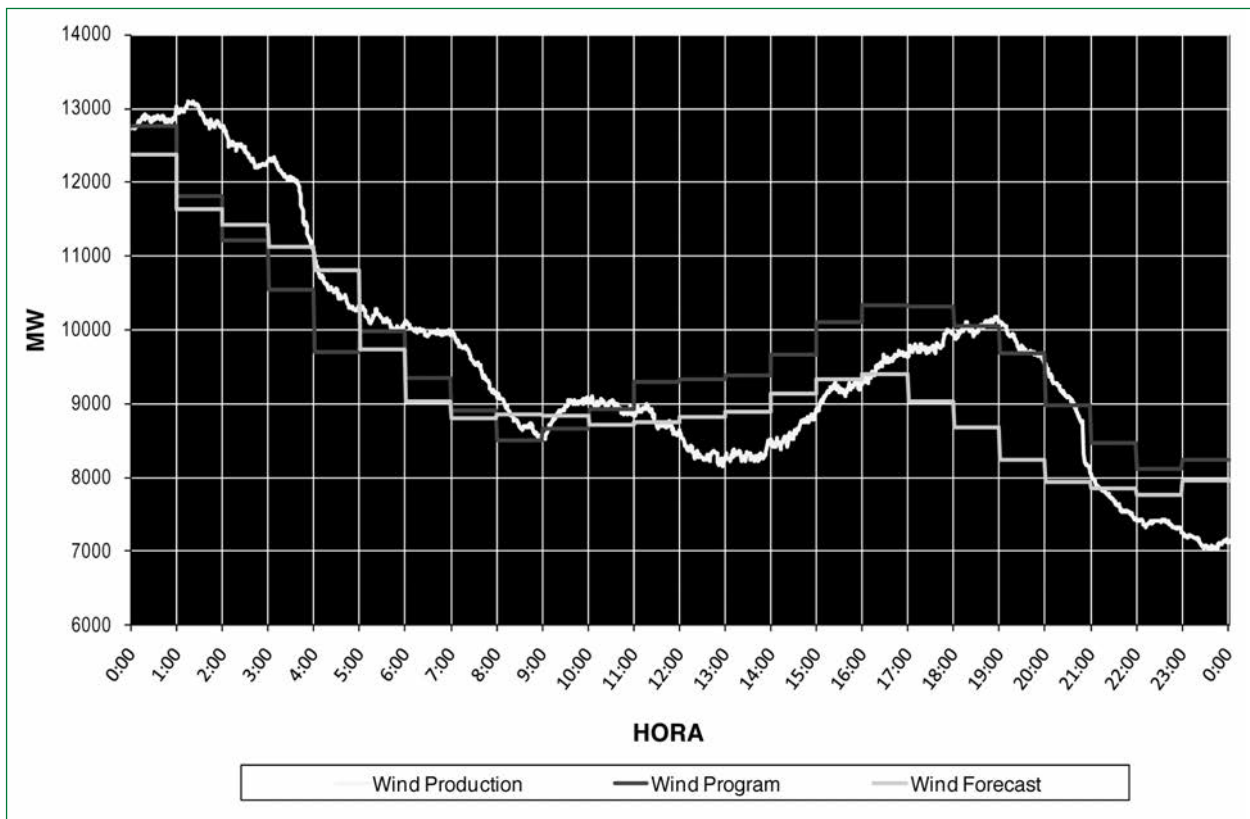


Figure 8 : Instruction de réduction de la production éolienne émise le 24 avril 2012.

CCER est comparée aux mesures utilisées pour les consignes, afin d'en vérifier la fiabilité.

- ✓ le producteur doit être en mesure de suivre les consignes de l'opérateur du réseau auquel il est raccordé sans occasionner de gaspillage d'énergie. Le CNCER envoie deux types de consigne : l'une pour demander au producteur de réduire de moitié sa production d'énergie par rapport à la prévision ;

l'autre pour lui demander d'augmenter sa production d'énergie au-delà de la prévision, à hauteur de 60 % de l'énergie réduite lors de la précédente consigne de réduction. Ces deux consignes doivent être exécutées en moins de quinze minutes et elles doivent être observées durant quatre heures.

Les figures 9 et 10 présentent les résultats réels de tests effectués sur une centrale thermo-solaire.

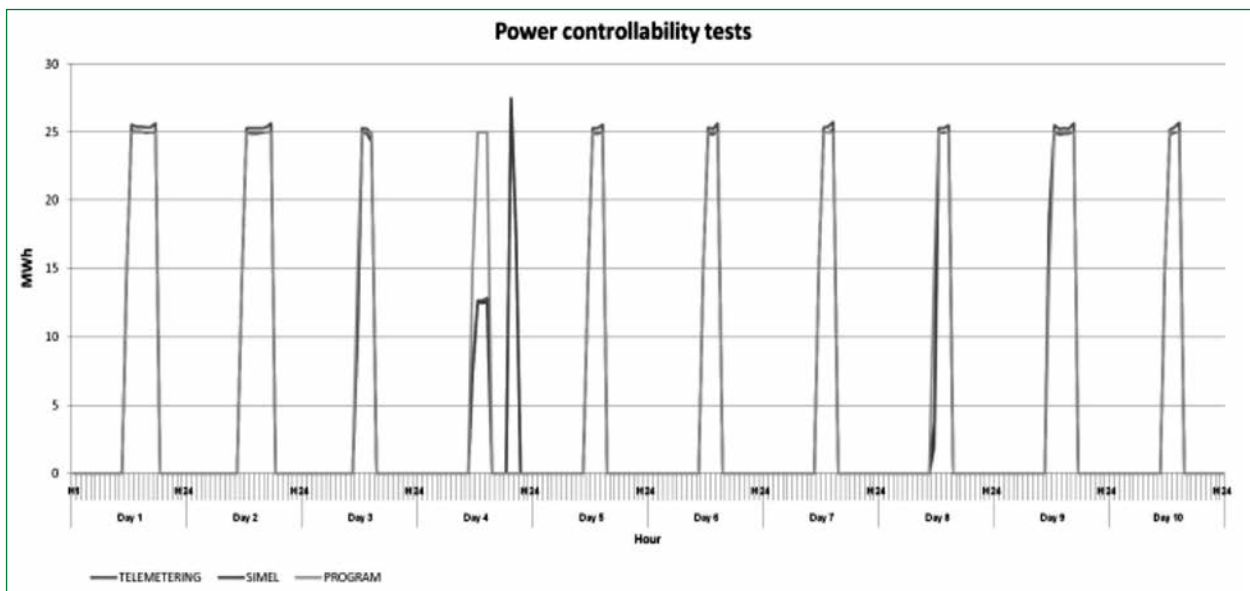


Figure 9 : Résultats de tests réels portant sur une centrale thermo-solaire (I).

La figure 9 de la page précédente montre le programme de dix jours envoyé par la centrale, les mesures en temps réel et les mesures de référence durant ces dix jours. Elle montre aussi clairement l'instruction de réduire la production de la centrale à la moitié de l'énergie prévue, ainsi que l'instruction d'augmenter la production de la centrale au-delà de la prévision, à hauteur de 60 % de l'énergie réduite par la précédente consigne de réduction.

La figure 10 ci-dessous montre le programme envoyé par la centrale, les mesures en temps réel et les mesures de référence (« SIMEL ») pour les heures durant lesquelles elle doit observer les instructions de réduire ou d'augmenter sa production que lui donne le CNCER.

Actuellement, vingt-cinq centrales utilisant des énergies renouvelables (sept mini-centrales hydroélectriques et dix-huit centrales thermo-solaires), représentant 3,75 % de la capacité de production installée d'électricité renouvelable, ont satisfait aux tests du GRTE pour être considérées comme une production électrique modulable.

Les conditions techniques nécessaires à une intégration à grande échelle de l'électricité renouvelable

La figure 11 de la page suivante montre la répartition des capacités éoliennes et solaires prise en compte dans la péninsule ibérique pour la période de planification 2016-2020. Celle-ci correspond aux projets en matière d'énergie renouvelable du Plan d'action national pour les énergies renouvelables en Espagne (PANER) [1].

Les études réalisées par la REE sur la base de la répartition prévue de la production d'énergie renouvelable montrent que celle-ci requiert une forte capacité à surmonter des chutes de tension, ainsi qu'un soutien dynamique en voltage à apporter aux fermes éoliennes durant les perturbations de tension. L'exigence d'une absence

totale de chute de tension au point de connexion est spécifiée, après qu'un défaut a été correctement éliminé. Cette nouvelle spécification est mise en évidence par la figure 12 de la page suivante.

Une autre exigence est un soutien automatique rapide en voltage qui injecte un courant réactif en réponse à une divergence du voltage, afin de gérer les chutes de tension ainsi que des surtensions temporaires toujours possibles lors de la remise à niveau du voltage.

La conclusion qui a été retirée des simulations réalisées est que, pour les turbines éoliennes installées à partir de 2011, le contrôle dynamique de la tension et la restauration de celle-ci devraient être assurés de la même manière que si leur production était fournie par des générateurs synchrones conventionnels. Si toutefois, la production éolienne d'électricité n'était pas en mesure d'assurer ces spécifications, les simulations prévoient de fortes chutes de tension violant les critères de stabilité transitoire. Le contrôle de la tension en état stable est aussi un aspect qu'il convient d'examiner. Par conséquent, il a été précisé dans le nouveau code de réseau qu'il est nécessaire que les fermes éoliennes puissent suivre des consignes de voltage, en fonction d'une courbe définissant la quantité correspondante de courant réactif à injecter dans le réseau (en fonction de l'écart de tension).

La gestion de la demande

De nouvelles méthodes de gestion de la demande d'électricité doivent être mises au point pour que le système électrique puisse être géré sans gaspillage.

Afin de suivre les profils des énergies renouvelables, il est nécessaire de développer un management actif de la charge (en sus des technologies de production électrique conventionnelles et du stockage par hydro-pompage) qui rétablisse en permanence l'équilibre du réseau.

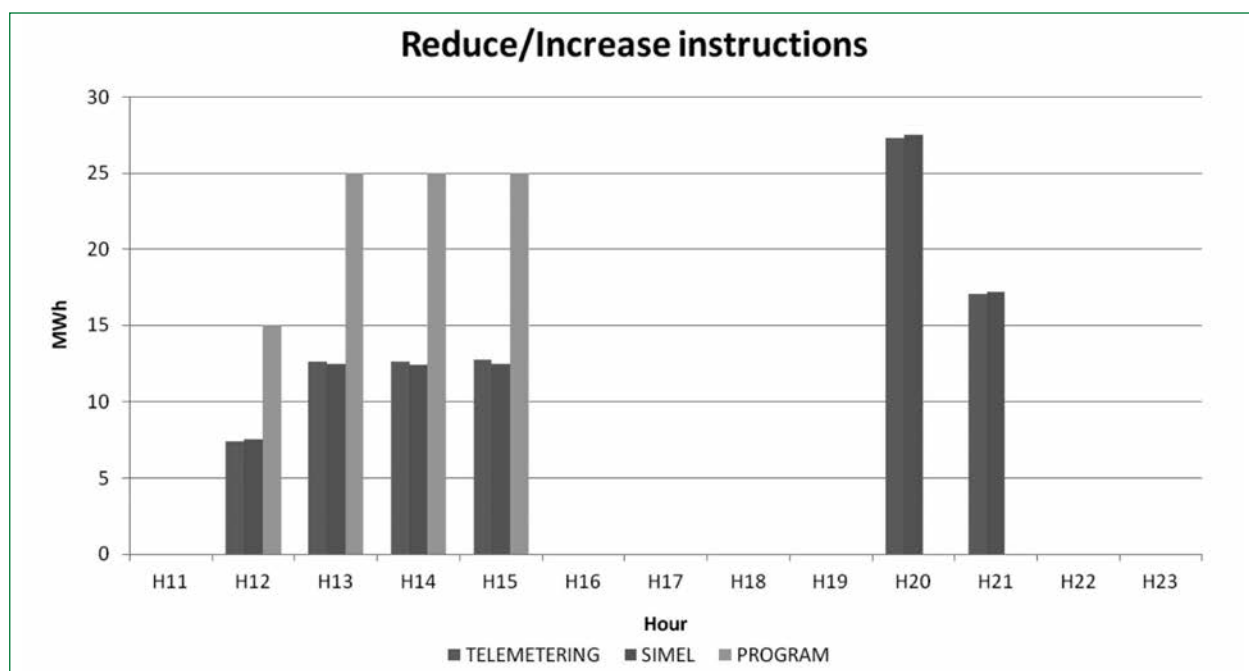


Figure 10 : Résultats de tests réels portant sur une centrale thermo-solaire (II).

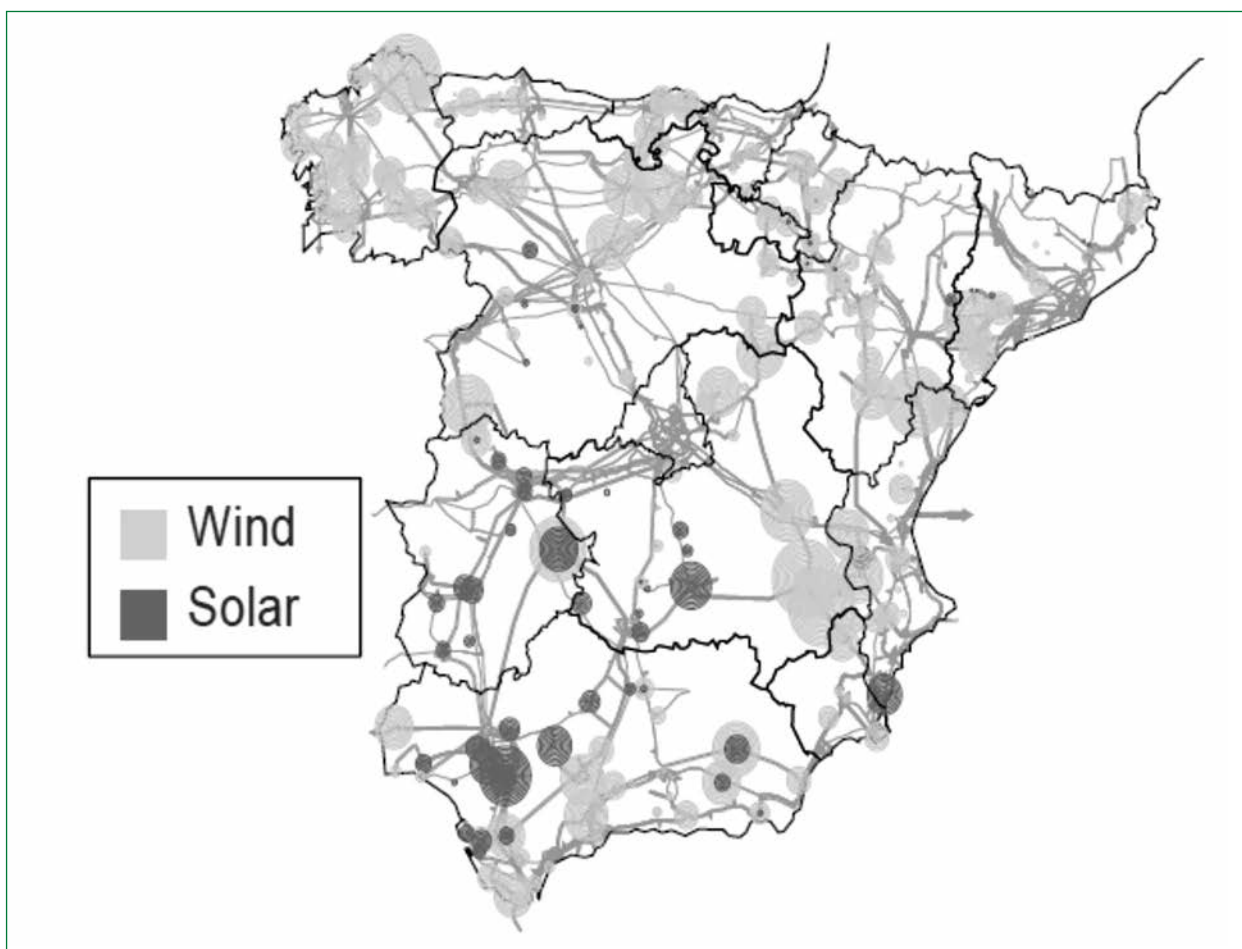


Figure 11 : Répartition des capacités éoliennes (~40 GW) et solaires (~9,5GW) en Espagne pour les années 2016-2020.

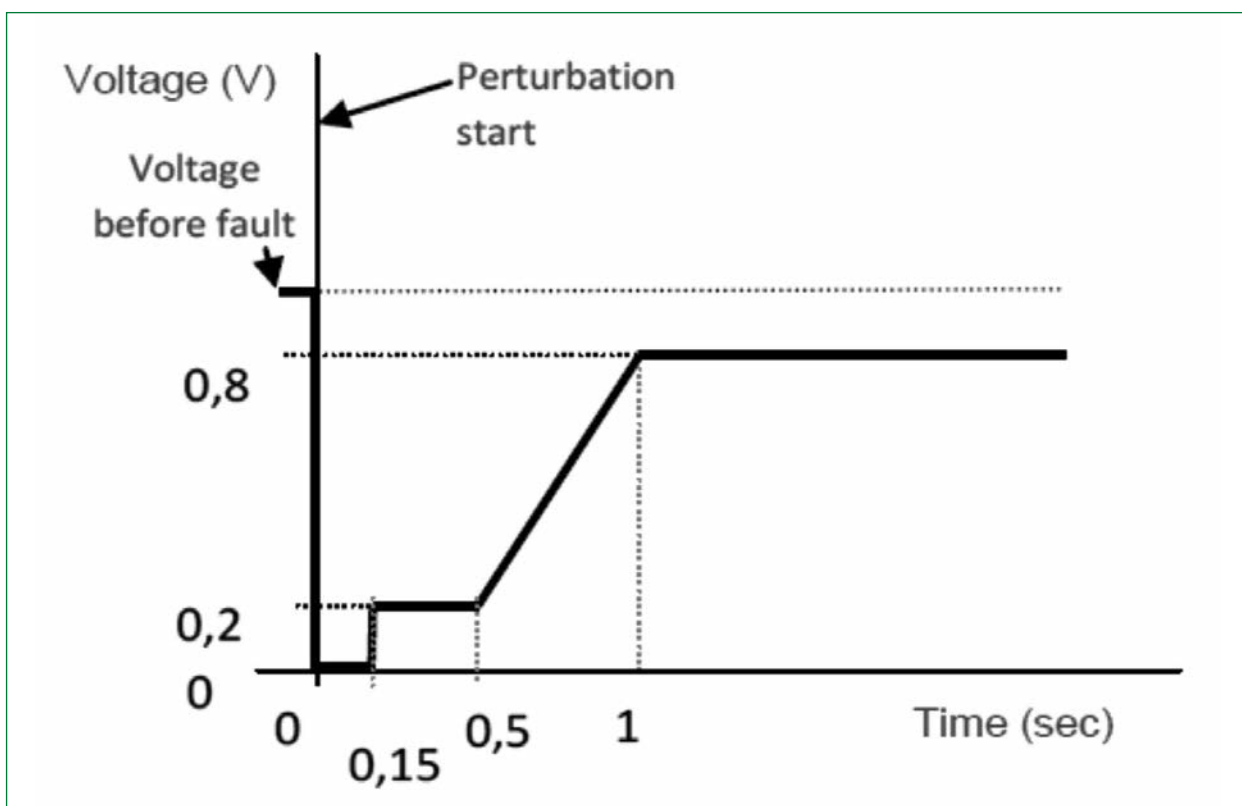


Figure 12 : Exigence en matière de chutes de tension pour les technologies énergétiques renouvelables.

Les technologies de stockage contribueront de manière significative à l'équilibre du système électrique et à sa flexibilité, en augmentant la demande durant les heures creuses et en fournissant de la production ou de la réserve pendant les heures de pointe. La principale de ces technologies est le stockage par hydro-pompage, qui, selon le planning indicatif de production électrique, passera des 2 700 MW actuels à 4 500 MW de capacité de stockage par hydro-pompage « pur » (1). L'influence positive du stockage sur l'équilibrage du réseau est illustrée par la figure 13, qui présente les ratios de demande nette quotidienne attendus en 2011, classés par ordre décroissant, avec une capacité éolienne installée d'environ 20 000 MW.

L'autre facteur important facilitant l'équilibrage du réseau dans le cas d'une très importante intégration de ressources renouvelables non modulables est la gestion de la demande. En 2011, la REE a été en mesure de moduler 10% de la demande nationale d'électricité, grâce des contrats interruptibles représentant entre 2 000 et 2 500 MW.

La figure 14 de la page suivante montre une saisie d'écran du système mis au point pour gérer automatiquement en temps réel la demande d'électricité. Ce « Système de communication, de mise en œuvre et de contrôle des services interruptibles » consiste en un équipement interconnecté qui exécute des ordres d'interruption de plusieurs gros consommateurs, et vérifie la bonne application des instructions données en surveillant leur consommation.

Toutes ces solutions de flexibilité impliquent que le réseau dispose également de réserves plus rapidement exploitables, rapprochant la prise de décision vers le temps réel, où l'incertitude sur les prévisions de production éolienne et de consommation est beaucoup plus réduite.

Enfin, d'autres technologies actuellement en développement, comme les véhicules électriques, pourraient elles aussi aider à gérer une forte pénétration des énergies renouvelables, en utilisant la gestion de la demande. La figure 15 de la page suivante montre les bénéfices escomptés de l'utilisation de véhicules électriques pour réduire le délestage de la production d'électricité renouvelable.

Le développement du véhicule électrique peut apporter de nouvelles opportunités d'intégrer les énergies renouvelables. Parmi les opportunités en matière de gestion du système électrique, nous signalerons celles-ci :

- ✓ l'injection d'énergie dans le réseau durant les heures de pointe,
- ✓ le soutien à la restauration opérationnelle du réseau dans des situations d'urgence ;
- ✓ la fourniture de services domestiques.

Conclusion

Les énergies renouvelables ont atteint un niveau de pénétration élevé dans le système électrique ibérique, et ce niveau devrait continuer de croître au cours des années à venir. La croissance de cette production intermittente pose de nouveaux défis du fait que son comportement diffère de celui des centrales classiques, en raison de sa variabilité, de sa faible prévisibilité, de son adéquation à la demande, de sa dispersion, de sa faible participation au contrôle de tension et de son comportement lors de perturbations. Ces caractéristiques pourraient représenter un danger pour la sécurité du réseau si de nouveaux outils et de nouvelles réglementations n'étaient pas mis au point. Toutefois, au cours des quinze années écoulées, le système électrique espagnol a réussi à s'adapter aux nouveaux

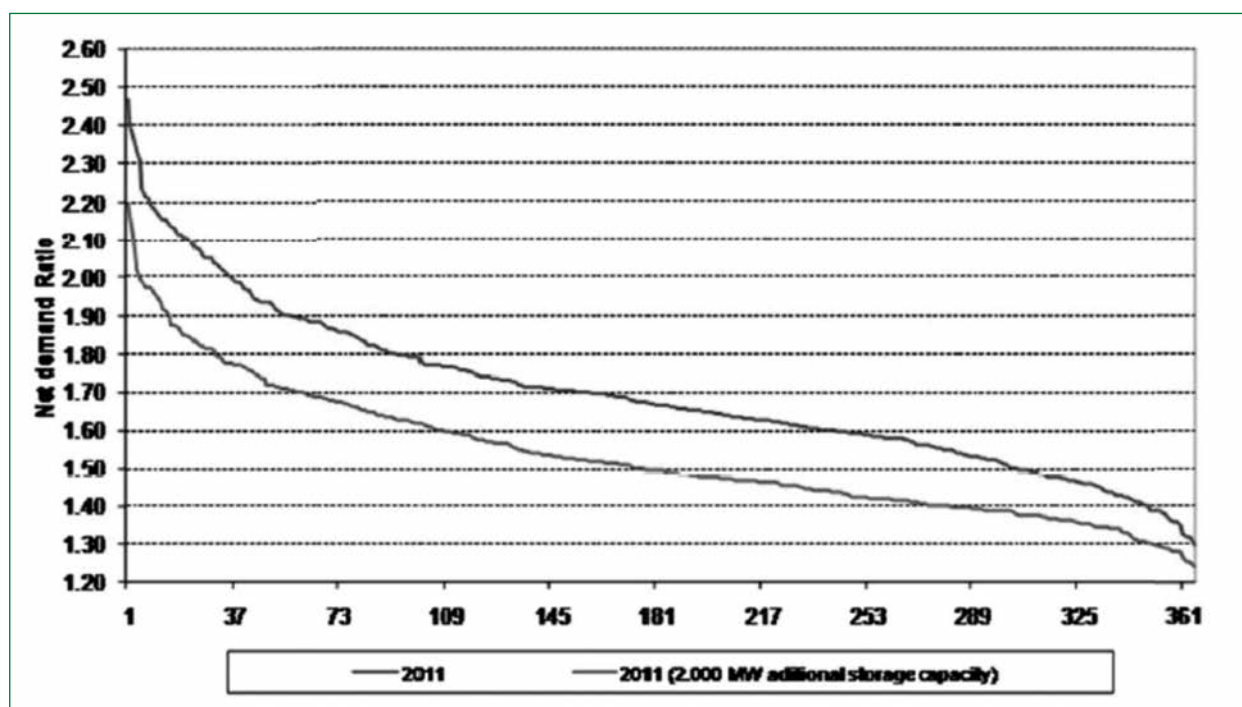


Figure 13 : Ratios de demande quotidienne nette prévus pour les 365 jours de 2011 (classés par ordre décroissant – courbe du haut), et les mêmes ratios en prenant en compte 2 000 MW supplémentaires de stockage par hydro-pompage (courbe du bas).



Figure 14 : Nouveaux outils de gestion de la demande (contrats interruptibles).

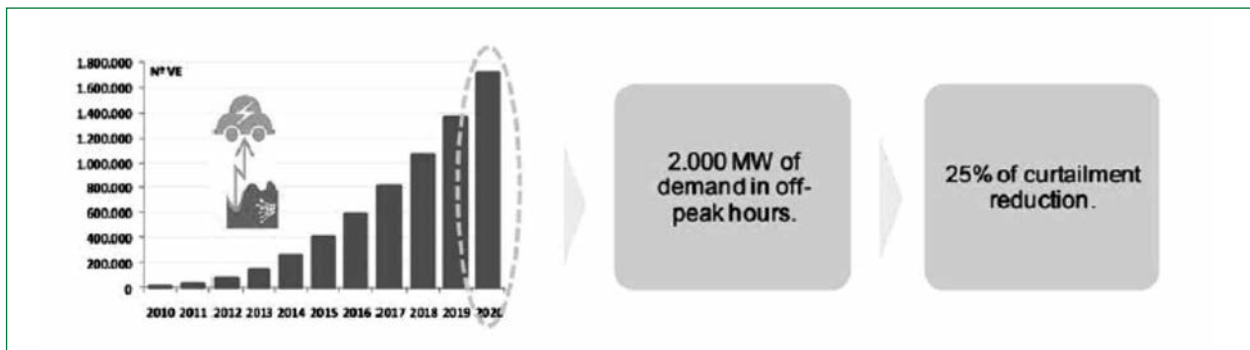


Figure 15 : Évolution attendue de la demande de véhicules électriques et son impact en termes de réduction du délestage de la production d'électricité renouvelable.

défis posés par l'augmentation de la part de l'énergie renouvelable dans le mix électrique.

C'est à cette fin qu'une nouvelle réglementation – le décret royal 1565/2010 – est entrée en vigueur, permettant d'atteindre de hauts niveaux d'observabilité et de contrôlabilité.

La REE a pris diverses initiatives, depuis la mise en place du premier Centre national de contrôle des énergies renouvelables (CNCER) jusqu'à l'introduction de nouvelles réglementations du réseau, en passant par l'augmentation des possibilités de gérer la demande d'électricité.

Dans un proche avenir, l'intégration des énergies renouvelables sera facilitée par le nouveau code de réseau adapté à ces technologies, au développement du véhicule électrique et à un accroissement de 50 % des capacités de stockage de l'électricité.

Notes

* Red Eléctrica de España (REE) Madrid, Espagne.

Traduit de l'anglais par M. Marcel Charbonnier.

(1) Les installations de stockage par hydro-pomppe « pur » sont celles dont le bassin de retenue est alimenté uniquement par de l'eau

pompée (sans qu'un flux d'eau naturel ne les alimente). Actuellement, les installations de stockage par hydro-pomppe « pur » représentent une capacité installée totale de 2 700 MW, sur une capacité totale de pompage de 4 800 MW.

Bibliographie

[1] Plan de acción nacional de energías renovables de España (PANER) (2010 – 2020).

[2] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de España. *Decreto 1565/2010 de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*. Décret royal du 19 novembre 2010. www.boe.es

[3] Procédure opérationnelle P.O. -9 "Información intercambiada por el operador del sistema".

[4] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de España. *Decreto 661/2007 de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*. Décret royal du 25 mai 2007. www.boe.es

[5] A. Gil, M. de la Torre, T. Dominguez, R. Rivas. Influence of wind energy forecast in deterministic and probabilistic sizing of reserves 9th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems, Quebec, Canada, 18-19 October 2010.

Quelle politique européenne pour les réseaux électriques ?

Par Marc GLITA et Aurélien GAY*

Le développement des énergies alternatives se heurte à des difficultés économiques et politiques souvent insoupçonnées. Aux généreux tarifs de rachat mis en place pour favoriser le développement de l'éolien et du photovoltaïque, et aux subventions requises pour garantir les capacités d'appoint (par ailleurs fortement émettrices de CO₂) nécessaires à l'équilibre du système électrique, il faut ajouter le développement des réseaux de transport de l'électricité des lieux de production vers les lieux de consommation (en Allemagne, la longueur nécessaire serait de 4 500 km).

La construction coûteuse de ces réseaux se heurte à l'opposition des populations, à tel point que l'Allemagne n'a pu construire en dix ans que 100 km de ces nouvelles lignes...

Enfin, le renforcement des interconnexions entre les États européens encourage chacun d'entre eux, comme l'Allemagne ou le Danemark, à faire supporter par ses voisins l'intermittence résultant de ses seules décisions politiques nationales. Après la crise européenne de l'euro, connaissons-nous celle de l'électricité ?

Les enjeux européens

Les États européens ont fait de la lutte contre le changement climatique une priorité politique. Aussi, les objectifs légalement contraignants du Paquet Énergie-Climat portent-ils la part des énergies renouvelables dans leur mix énergétique à 20 % de l'énergie finale, à l'horizon 2020.

Cela impose d'avoir recours, à grande échelle et dès aujourd'hui, aux nouvelles technologies de production d'énergie électrique à partir de sources renouvelables (éolien, solaire). Les technologies ainsi déployées présentent toutes la particularité d'être des sources dites intermittentes. Et dans l'état actuel des technologies, quand une source intermittente arrête de produire, il faut instantanément trouver une puissance électrique équivalente pour la remplacer.

Ces arrêts peuvent être soudains : lors d'un passage nuageux (pour le photovoltaïque) ou en cas de manque de vent (pour l'éolien). Or, la zone climatique dans laquelle se trouvent un grand nombre des éoliennes du nord de l'Europe – les côtes de la Mer du Nord et de la Mer Baltique – est peu étendue. De nombreuses éoliennes ont donc tendance à s'arrêter de façon simultanée générant de très fortes fluc-

tuations de puissance qui doivent être instantanément compensées.

Pour les pays gros producteurs d'énergie intermittente, une alternative à la construction de coûteuses capacités de secours ou de stockage pour pallier les défaillances de ces éoliennes est d'importer du courant en utilisant les interconnexions avec les réseaux électriques des pays voisins. Très concrètement, toute baisse de la production intermittente se traduit instantanément par une hausse des importations, et réciproquement.

Comparé à la construction de capacités de secours, ce mode de fonctionnement présente l'immense avantage d'être quasiment gratuit, à court terme. Dès lors, un fort développement des réseaux de transmission est présenté comme le corollaire du développement des énergies renouvelables intermittentes, en particulier de l'énergie éolienne.

Cette option est celle assumée par les autorités politiques allemandes. Ainsi, le ministre allemand de l'Économie, Philipp Rösler, expliquait, le 5 juin 2012, que « *la transition énergétique de l'Allemagne ne fonctionnera que dans une perspective européenne, [...] nos voisins, la France, la Pologne trouvent intéressant ce que nous faisons, pour le*

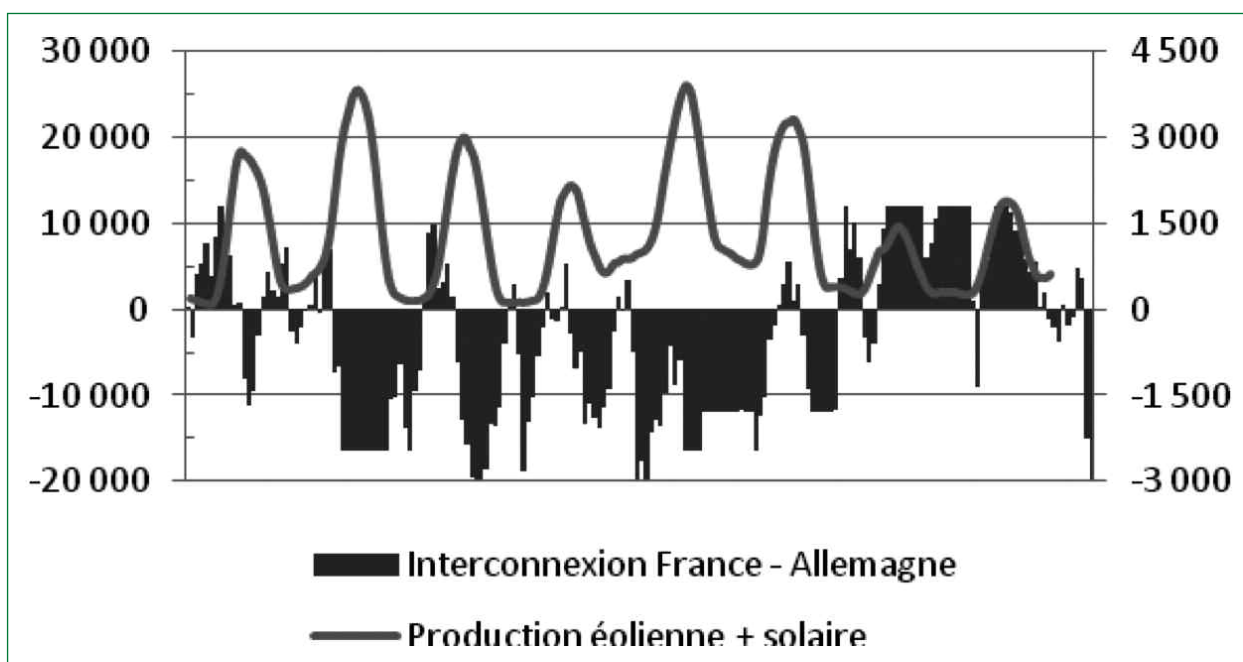


Figure 1 : Production renouvelable et échanges à la frontière française du 28 mai au 4 juin 2012 (données RTE et EEX)

dire poliment, [...] mais beaucoup d'entre eux en subissent les conséquences, sans profiter des avantages. [...] Cela fait sens, de travailler ensemble... par exemple, sur les réseaux ».

Ces constats expliquent que les initiatives adoptées par l'Allemagne et le Danemark à l'occasion de leur présidence de l'Union européenne (respectivement en 2007 et en 2012) aient porté non seulement sur la promotion des sources d'électricité renouvelables, mais également sur un fort développement des réseaux électriques intereuropéens.

La communication de Bruxelles sur les « autoroutes de l'électricité » ou la « plaque de cuivre européenne » (1) se heurte néanmoins à une réalité bien connue des gestionnaires de réseaux : construire des nouvelles lignes n'a rien d'un défi industriel, c'est avant tout un véritable défi politico-juridique ! Toute construction d'une nouvelle ligne électrique se heurte à la ferme opposition des populations des régions traversées, et la capacité d'obstruction de ces populations n'a jamais été aussi importante qu'aujourd'hui. Et même une fois les recours légaux épuisés, il reste toujours l'option pour les opposants de procéder à des actions coup-de-poing dont le retentissement médiatique peut être important.

Les gestionnaires de réseaux procèdent donc avec la plus grande prudence et recourent fréquemment à des lignes enterrées pour éviter de défigurer le paysage. Les technologies considérées sont simples et éprouvées, mais elles coûtent dix fois plus cher : le coût de la construction d'une ligne transportant 2 gigawatts (GW) va de 1 million d'euros le kilomètre (M€/km) pour des lignes aériennes classiques à 10 M€/km pour des lignes enterrées (2).

L'enjeu ici n'est toutefois pas tant le coût, qui représente tout de même 10 % de la facture finale acquittée par le consommateur (transmission, hors distribution), que les délais nécessaires à la construction : ainsi, RTE indique qu'il faut aujourd'hui compter huit ans entre le lancement d'un



© Gilles Rolle/REA

« Toute construction d'une nouvelle ligne électrique se heurte à la ferme opposition des populations des régions traversées, et la capacité d'obstruction de ces populations n'a jamais été aussi importante qu'aujourd'hui. [...] Les gestionnaires de réseaux procèdent donc avec la plus grande prudence et recourent fréquemment à des lignes enterrées pour éviter de défigurer le paysage. », raccordement de la centrale électrique Emile Huchet par liaison souterraine, Saint-Avold (Moselle).

projet et la construction du premier pylône ou le creusement de la première tranchée. Or, les objectifs adoptés par les États européens pour 2020 sont ambitieux.

RTE estime ainsi avoir besoin de développer 8 GW d'interconnexions supplémentaires d'ici à 2020 afin d'optimiser le réseau électrique français et notamment pour garantir un approvisionnement suffisant lors des pointes de consommation hivernales. La Commission européenne publie des documents qui, aux mêmes horizons de temps, évoquent 18 GW d'interconnexions supplémentaires.

Là encore, c'est le temps, plus que l'argent, qui complique l'équation : la réalisation d'interconnexions est le résultat d'un dialogue entre administrations et gestionnaires de réseaux partenaires, un dialogue qui peut durer fort longtemps. Ainsi, le projet de ligne France-Espagne est à l'étude depuis plus de vingt-cinq ans... De même, on admet qu'il faudrait que l'Allemagne construise 4 000 km de lignes pour amener sa production électrique intermittente, située majoritairement dans le nord, dans les lieux de consommation, majoritairement situés dans le sud. Or, en dix ans, elle n'a pu construire que 100 km.

Un régulateur européen ?

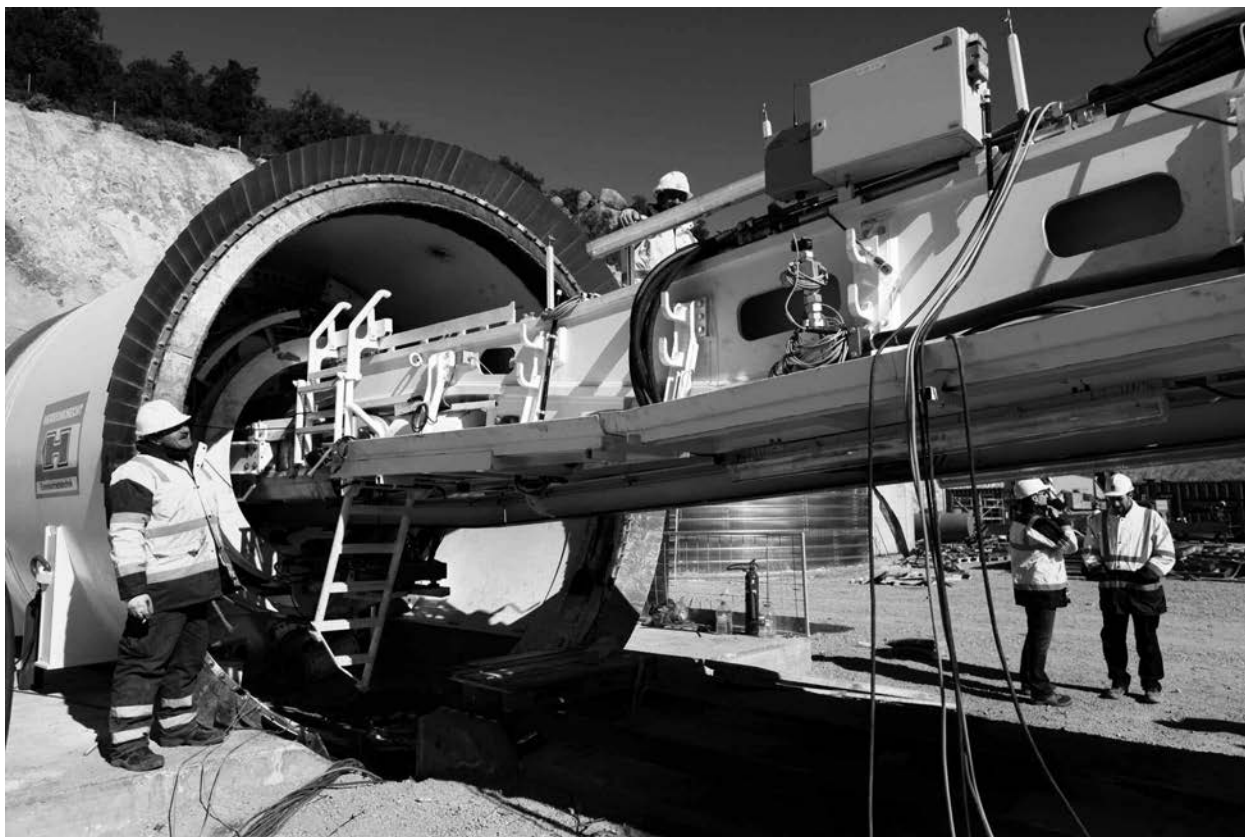
Ces plans seront d'autant plus difficiles à réaliser que dans le cas, par exemple, d'une implantation de l'infrastructure

en France, celle-ci sera gérée par RTE. Les charges de fonctionnement de cette infrastructure seront donc répercutées pour une grande partie sur le consommateur français ; chaque pays conservant son propre régulateur économique, ce dernier ne s'intéressera qu'aux actifs présents dans son pays pour rémunérer les investissements des opérateurs de transport et de distribution.

Les surcoûts liés à l'intermittence sont bien réels. Comparons une petite éolienne et un petit barrage au fil de l'eau de même puissance : les deux installations nécessitent le même type de câble et le même type de transformateur pour se connecter au réseau. Si l'éolienne produit (au mieux) pendant 2 500 heures par an, le générateur du barrage peut fonctionner, quant à lui, jusqu'à 8 500 heures. En conséquence, les coûts réseau de l'éolienne seront, par mégawatt-heure produit, quasiment quatre fois plus élevés, tout en sachant qu'il faudrait disposer d'un moyen de production (et sa connexion...) supplémentaire pour fournir du courant les 6 000 heures manquantes.

En conséquence, les contributions des consommateurs aux coûts réseau peuvent varier très fortement d'un pays à l'autre : elles sont de l'ordre de 74 €/MWh en Allemagne, contre 41 €/MWh en France.

Avec un régulateur européen, les coûts réseaux convergeraient ainsi entre tous les pays, augmentant dans certains et baissant dans d'autres. Chaque consommateur participerait



© Pierre Mérimée/REA

« RTE estime ainsi avoir besoin de développer 8 GW d'interconnexions supplémentaires d'ici à 2020 afin d'optimiser le réseau électrique français et notamment pour garantir un approvisionnement suffisant lors des pointes de consommation hivernales. », creusement d'une galerie technique dans le cadre de la réalisation de l'interconnexion souterraine entre la France et l'Espagne.

au financement de la « plaque de cuivre européenne ». Mais l'argumentaire selon lequel les « autoroutes de l'électricité » permettront de transférer l'énergie solaire depuis les rives de la Méditerranée jusqu'aux consommateurs d'Europe du nord ne répond pas aux premières questions qui viennent à l'esprit des riverains : « À quoi cela nous sert-il ? » et « Qu'est-ce que nous y gagnons ? ».

Très concrètement, le consommateur britannique ou français est réticent à l'idée de voir ses coûts d'acheminement augmenter à cause de la décision allemande de développer massivement les énergies renouvelables, avec pour corollaire la nécessité de construire de nombreuses lignes de transport pour acheminer cette électricité jusqu'aux consommateurs.

De fait, les réseaux électriques demeurent encore largement nationaux et assurent un rôle prépondérant dans la sécurité d'approvisionnement du pays. Tant qu'il s'agira de responsabilités nationales, il ne semble pas envisageable de diluer celles-ci en substituant aux régulateurs nationaux un régulateur européen, alors que chaque pays devrait continuer à assumer les conséquences, notamment financières, de ses décisions.

La vision de la Commission européenne

Les documents de la Commission européenne font apparaître deux motivations derrière cette communication volontariste.

La première est que la Commission règne sur le commerce intra-européen et que, comme les interconnexions sont finalement le support physique du marché commun de l'électricité, il est naturel que la Commission cherche à étendre son influence à travers l'augmentation des échanges transfrontaliers d'électricité.

Une seconde motivation doit être recherchée au niveau des présidences allemande (en 2007) et danoise (en 2012) de l'Union. En effet, l'Allemagne et le Danemark sont deux pays qui ont installé d'importantes capacités de production renouvelables intermittentes. Or, mettre en place le dispositif réglementaire permettant de garantir la pérennité économique des producteurs conventionnels qui assurent l'appoint-secours aux énergies intermittentes n'a rien d'évident, pas plus que de déployer ne serait-ce qu'un embryon de *smart grid* (ce vocable désignant les technologies censées résoudre les problèmes nouveaux posés par l'intégration dans le réseau des énergies intermittentes ainsi que les problèmes anciens posés par la volatilité de la demande).

Mais le réseau actuel n'en est pas pour autant un réseau « idiot ». Depuis que les réseaux existent, les opérateurs centralisent *via* un système de *dispatching* les prévisions de consommation et les offres de production, et ils en optimisent le fonctionnement. Ce système fonctionne très bien aujourd'hui ; il tire pleinement parti des prévisions météorologiques et parvient à prédire avec précision la consommation des clients. Par ailleurs, le *dispatching* utilise aujourd'hui tous les moyens informatiques modernes pour

accomplir sa mission. Dès lors, un *smart grid* n'apportera pas de services supplémentaires.

En réalité, le *smart grid* est un compteur électrique connecté à Internet, qui permet un relevé à distance et de mettre en œuvre la tarification dynamique, ainsi que d'opérer des délestages sélectifs. La grande question n'est donc pas celle de la faisabilité technique de ce type de pratiques, mais bien celle de leur acceptabilité pour les consommateurs et de ce qu'elles peuvent effectivement apporter en termes économiques.

La possibilité de relever les compteurs à distance représente une véritable économie pour l'exploitant et permet au client de recevoir des factures basées sur sa consommation réelle plutôt que sur des estimations. En revanche, ce gain de productivité est sans effet sur le fonctionnement du système électrique proprement dit.

On entend par délestage sélectif le fait que des appareils peuvent être arrêtés et redémarrés directement par le fournisseur d'électricité, et ce de manière transparente pour l'utilisateur, pendant des durées assez courtes (de l'ordre d'une heure). Les appareils électriques concernés sont les chauffe-eau et les radiateurs. La lumière, les appareils informatiques ou les cuisinières ne peuvent être arrêtés de cette manière, car il y aurait, dans ce cas, une réelle perte de valeur d'usage pour le client. Un potentiel réel en France pour ce mode de fonctionnement repose sur le chauffage électrique, qui peut être arrêté pour de courtes durées de manière transparente pour l'utilisateur. En revanche, les cumulus d'eau chaude fonctionnant durant les heures creuses sont déjà utilisés pour lisser la consommation, et cela depuis des années.

Par la tarification dynamique l'électricien pourrait lancer des signaux-prix à ses clients, en renchérissant ou en abaissant le coût de l'électricité en fonction de la situation du réseau. On pourrait imaginer un système heures pleines/heures creuses, avec des prix variables pour chaque tranche, et des heures pleines et creuses qui varient suivant les conditions météo et la date. Le problème de ce système est celui de la lisibilité pour le consommateur, qui devrait suivre les prix de son électricité de la même manière que l'on suit l'évolution de la bourse. Comment attirer les clients vers ce type d'offre, alors que la plupart d'entre eux ne sont pas prêts à abandonner les tarifs réglementés ? (3).

Enfin, la connexion des compteurs à Internet pose la question de la sécurité informatique de ces appareils. Comment garantir à un client qu'il ne sera pas laissé dans le noir par un compteur piraté ?

Concernant les producteurs conventionnels, la tendance est paradoxalement à la fermeture de capacités d'appoint flexibles : GDF-Suez a annoncé, en juin 2012, son intention de fermer trois unités (totalisant 900 MW de puissance) en Belgique d'ici à septembre 2013 et, en France, les centrales au charbon de Saint-Avold (Moselle) et du Havre (Seine-Maritime) devraient être fermées, respectivement, par E.ON en 2013 et par EDF en 2015.

Ces difficultés économiques s'expliquent par l'irruption de sources d'énergies subventionnées sur un marché libéralisé. En effet, les électriciens ont l'obligation de racheter la

production des producteurs d'énergie renouvelable à des tarifs supérieurs aux prix de gros de l'électricité et, une fois celle-ci achetée, il faut la revendre tout de suite, à n'importe quel prix, puisque celle-ci ne peut pas être stockée. Comme rien ne garantit que les clients en aient besoin au moment précis où elle sera générée, cette production fait baisser les prix de manière significative, des prix négatifs pouvant même être ponctuellement observés. Produire de l'électricité de semi-base/pointe devient dès lors une très mauvaise affaire : un producteur vendant de l'électricité se voit concurrencé par des acteurs subventionnés vendant à perte. Pire encore, les clients ont l'obligation légale d'acheter à ces acteurs subventionnés. Il n'y a donc rien d'étonnant à ce que les industriels se désengagent du marché de la semi-base/pointe.

Plutôt que traiter ces sujets épineux, la solution la plus simple et la plus économique aux problèmes des pointes de consommation et d'intermittence paraît, à court terme, d'être bien connecté aux réseaux des pays voisins, qui se trouvent dès lors concernés par la variabilité introduite dans le système électrique (devenu de fait) commun et qui se voient contraints de trouver un moyen pour la gérer.

L'exemple du Danemark

C'est en partie ce qui se produit aujourd'hui entre les pays nordiques et le Danemark, celui-ci se contentant d'importer de ses voisins l'électricité dont il a besoin lorsque ses éoliennes ne produisent pas et, inversement, d'exporter son

électricité excédentaire lorsque les consommateurs danois ne consomment pas toute la production éolienne locale.

Le territoire danois, constitué d'une péninsule et d'un archipel, est malgré ces barrières naturelles très bien connecté à ses voisins, notamment *via* des câbles sous-marins. Ainsi, des interconnexions le relient à la Suède, à l'Allemagne et à la Norvège. Par ailleurs, des interconnexions existent aussi entre la Norvège et les Pays-Bas, ainsi qu'entre la Suède et l'Allemagne.

Dénué de reliefs significatifs, le Danemark n'a pas de capacité de génération hydroélectrique notable et n'a pas davantage de capacité de stocker de l'énergie hydraulique derrière des barrages. Mais sa position centrale dans le réseau nordique lui permet d'exporter son surplus d'énergie éolienne et d'importer pour combler le déficit de production lors des jours sans vent, et donc de tirer parti des capacités de stockage dont dispose la Norvège.

La Norvège est dans la situation inverse : un relief très accidenté et des précipitations abondantes lui assurent d'importantes ressources hydroélectriques.

Du fait de la grande capacité hydroélectrique de la Norvège et de la faible taille du système électrique danois, ce sont les Norvégiens qui rachètent donc à très bon compte l'électricité danoise « fatale », tout en économisant l'eau de leurs barrages. Cette eau sera ensuite turbinée pour fournir de l'électricité pendant les heures de pointe, et cette dernière sera finalement exportée à bon prix. Ce fonctionnement est d'ailleurs la raison pour laquelle les Norvégiens se sont dotés d'interconnexions importantes non seulement



Figure 2 : Les interconnexions composant le réseau électrique nordique.

avec le Danemark, mais également vers les Pays-Bas, et qu'ils envisagent de poser des câbles sous-marins en direction de l'Allemagne et du Royaume-Uni.

Un débat acharné (4) fait aujourd'hui rage au Danemark pour savoir si c'est effectivement l'énergie éolienne danoise qui est exportée ou si ce sont les producteurs conventionnels qui exporteraient du courant du Danemark vers l'étranger.

L'examen des données (5) relatives aux importations d'électricité ainsi que de celles concernant la production éolienne du Danemark révèle que sur l'année 2010 (les données 2011 de Nordpool sont incomplètes), une fois prises en compte les variations saisonnières, le ratio production d'électricité éolienne/exportation d'électricité s'établit à 82 %. La production d'électricité éolienne du Danemark est donc bien corrélée à l'exportation (ou à la baisse des importations) d'électricité du Danemark vers (ou à partir de) ses voisins.

La seule question posée par ce fonctionnement est le bilan pour le consommateur danois, qui assure d'importants subsides aux exploitants d'éoliennes, puis supporte une deuxième fois un prix de marché élevé lors de ces transactions avec les partenaires du Danemark. De fait, l'électricité danoise est l'une des plus chères d'Europe, et reste très fortement carbonée, étant donné que les capacités locales d'appoint-secours résident, pour l'essentiel, dans la production des centrales au charbon, qui fournissent finalement plus des trois quarts de la demande danoise.

Une relation similaire à celle qu'entretient le Danemark avec ses partenaires existe entre l'Allemagne et ses voisins, notamment la France et le Benelux : du fait du couplage des marchés de gros, les différents systèmes électriques de ces pays ne font plus qu'un, du moins en termes économiques. Dès lors, la volatilité de la production renouvelable allemande affecte ses voisins, notamment les producteurs conventionnels français, à l'attention desquels le gouvernement français envisage de mettre en place un marché de capacités.

Dès lors que ces échanges transfrontaliers se font à grande échelle et ne sont plus seulement un moyen de dépannages occasionnels, plusieurs questions se posent. Comme la part d'énergies renouvelables dans l'énergie finale est un objectif contraignant, comment compte-t-on l'énergie électrique, pour partie renouvelable, importée d'un pays voisin ? Par moment, l'Allemagne exporte de l'énergie d'origine renouvelable vers la France, qui doit alors baisser sa production, et, à d'autres moments, elle importe de l'énergie nucléaire française, dont la production est pourtant jugée inacceptable par la population allemande. Comment cela se conjugue-t-il avec les subventions massives financées par les consommateurs allemands pour développer ces moyens de production renouvelables ? À l'inverse, le marché français de capacités ferait reposer sur les consommateurs français une partie de la charge de la sécurité d'approvisionnement allemande.

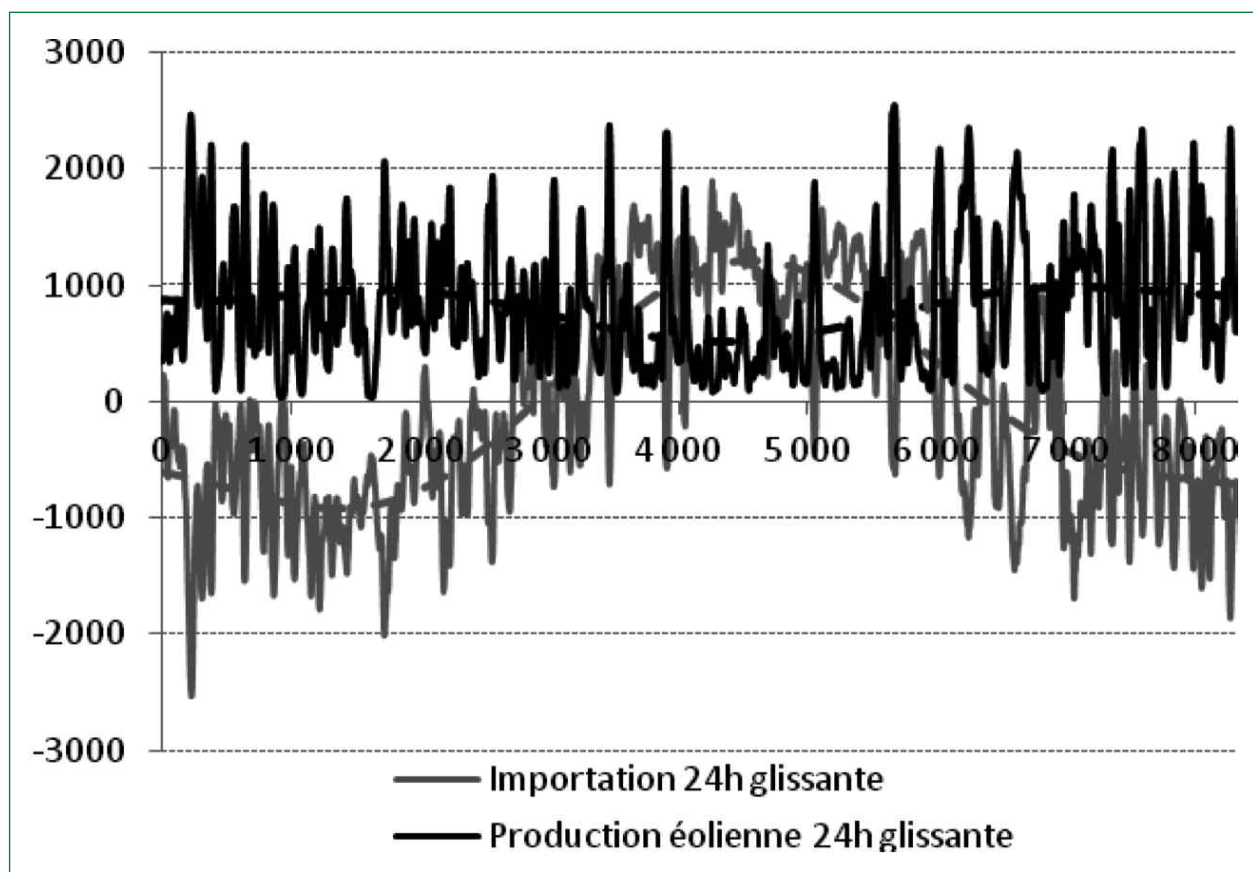


Figure 3.

La logique qui a semblé prévaloir jusqu'à aujourd'hui, et que l'on pourrait résumer par l'adage : « ce sont *nos* décisions et c'est *votre* problème », ne peut être durablement poursuivie. La crise de l'euro le démontre.

La création du marché unique européen s'est assortie de conditions contraignantes pour les politiques économiques des Etats membres. Rien de tel n'a été fait jusqu'à présent pour l'organisation du marché de l'électricité, alors même que les réseaux nationaux sont très largement interconnectés !

Pourtant, il faudra bien gérer les effets secondaires des ambitieux objectifs de service public impartis au système électrique, d'autant plus que des Etats surendettés ne pourront plus, comme par le passé, régler ces questions en distribuant aides et subventions. La solution passera donc par la mise en place d'un cadre réglementaire socialement acceptable et à même d'attirer des investisseurs pour financer les développements futurs.

Notes

* Ingénieurs des Mines.

(1) Voir, à ce sujet, la Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité Économique et Social européen et au Comité des Régions, « Priorités en matière d'infrastructures énergétiques pour 2020 et au-delà - Schéma directeur pour un réseau énergétique européen intégré ».

(2) La ligne France-Espagne (une ligne enterrée à courant continu) a un coût estimé de 700 M€ pour une longueur de 65 km.

(3) 93 % des clients (particuliers et industriels) sont restés aux tarifs réglementés.

(4) Voir, à ce sujet :
CEPOS, *Wind Energy, The case of Denmark*, september 2009.
CEESA, *Wind Power, Export and Costs*.

(5) Source : Nordpool.

Le flexing électrique (1)

Par Philip LOWE* et Mark Van STIPHOUT**

La part totale des renouvelables dans l'électricité de l'Union européenne devrait passer de 19,4% en 2010 à 34% en 2020.

Les changements dans la manière de produire de l'électricité qu'implique l'engagement pris par l'Union européenne de réduire ses émissions de CO₂ et d'augmenter la part des renouvelables dans son mix électrique requièrent de nos systèmes électriques qu'ils deviennent beaucoup plus flexibles qu'ils ne le sont aujourd'hui.

*"Don't wanna lose it
It's electric
Boogie woogie, woogie
But you can't choose it
It's electric"
Marcia Griffiths – Electric Boogie*

Selon ses biographies, tout au moins, Marcia Griffiths ne s'est jamais investie profondément dans la gestion d'un système électrique. À l'époque où elle a enregistré son *Electric Boogie*, la gestion intelligente de sa consommation d'électricité domestique n'était pas non plus une préoccupation partagée par beaucoup de monde. Néanmoins, d'une certaine manière, sa chanson décrit les défis auxquels les systèmes électriques sont confrontés aujourd'hui.

Et puis, *Electric Boogie*, c'est aussi le nom d'un style de danse qui peut nous inspirer des solutions. S'il vous est déjà arrivé de voir un danseur d'*Electric Boogie* talentueux, vous avez certainement été surpris par les mouvements incroyables qu'il peut faire (et si vous n'en avez jamais vu, recherchez sur YouTube le document vidéo « Mr Wave ») (2).

C'est de cette « flexibilité » que les systèmes électriques auront besoin dans le futur.

En effet, nous ne pouvons pas décider du moment où le vent va souffler ou le soleil briller, mais nous ne voulons pas non plus voir gaspiller l'électricité produite.

La part des énergies renouvelables dans l'électricité de l'Union européenne passera vraisemblablement de 19,4 % en 2010 à 34 % en 2020. D'après l'analyse que nous avons faite des Plans d'action nationaux pour l'énergie renouvelable mis au point par les Etats membres, la croissance la plus forte au cours de la prochaine décennie à venir concernera les énergies éolienne et solaire. Les parts de celles-ci vont en effet croître respectivement de 2 à 14 %, et de 0 à 3 % du total de l'électricité consommée. Ces changements dans la manière dont nous produisons l'électricité, qui résultent de l'engagement pris par l'Union européenne de réduire ses émissions de CO₂ et d'augmen-

ter la part des renouvelables, nécessite que nos systèmes électriques deviennent beaucoup plus flexibles qu'ils ne le sont aujourd'hui.

Les investissements dans la production d'électricité à partir de nouvelles sources renouvelables ne sont pas guidés par les mêmes critères que ceux qui président aux investissements dans les moyens « traditionnels » de production d'électricité.

Dans bien des cas, les premiers reçoivent un soutien financier, ou bien répondent à une obligation légale. De plus, l'électricité provenant de sources d'énergies renouvelables bénéficie d'un accès prioritaire au réseau. Ce traitement privilégié a aussi pour effet de mettre l'électricité renouvelable à l'abri des marchés, y compris pendant sa production.

En outre, même si la production d'électricité renouvelable intervient parfois là où se situe la demande (c'est le cas des panneaux solaires installés sur les toits), le plus souvent, cette production est effectuée loin des lieux de consommation (le cas des fermes éoliennes *off-shore* est particulièrement parlant).

Dans tous les cas, les coûts de connexion au réseau électrique sont supportés non pas par ceux qui construisent les équipements de production, mais par les consommateurs d'électricité, au travers des tarifs de réseau. Cela signifie que les coûts de réseau ne jouent aucun rôle dans les décisions d'investissement, alors qu'ils contribuent à la hausse des coûts. En revanche, si un pays décide que son réseau *off-shore* (ou une partie de celui-ci) n'est pas assujéti aux règles régissant le réseau électrique réglementé « classique », les parcs éoliens *off-shore* peuvent payer eux-mêmes leur connexion au réseau, ce qui va au-delà de ce qui est demandé aux centrales au charbon situées sur la terre ferme.

À une époque où le développement des renouvelables avait besoin d'un coup de pouce, il s'est avéré nécessaire d'accorder à l'électricité renouvelable le privilège de ne pas couvrir les coûts qu'elle engendrait pour le système

électrique. Mais ce n'est plus admissible aujourd'hui, alors que les renouvelables sont en passe de prendre une large part du marché de l'électricité.

Tout se résume à cette question : que faire pour garantir que l'électricité provenant de sources renouvelables s'intègre dans le marché intérieur de l'électricité ? Ou plus précisément, que faire pour garantir que le marché intérieur de l'électricité continue à fonctionner avec une part croissante d'énergie renouvelable ?

En résumé, nous devons donner une valeur à la flexibilité. Sur le marché de gros, l'électricité a une valeur à l'heure, une valeur au quart d'heure, voire une valeur à la seconde, lorsqu'il s'agit de la réserve primaire.

Afin d'ajuster en permanence la production et la consommation d'électricité, les gestionnaires des réseaux de transport d'électricité (GRTE) de beaucoup de pays européens fixent un prix de l'électricité chaque quart d'heure, et l'électricité a un prix horaire sur le marché de gros, qui est fixé un jour à l'avance.

Sur un marché compétitif, ce prix dépend de l'offre et de la demande : plus la demande est importante, plus il est nécessaire de faire appel à des installations de production coûteuses. Mais beaucoup de segments du marché de l'électricité n'ont pas connaissance de ce tarif à l'heure ou au quart d'heure : ils reçoivent un prix moyen à la journée et, par conséquent, ils n'ont aucune incitation à réagir en temps réel à l'offre et à la demande. Avec des sources de production plus intermittentes, il devient nécessaire qu'un nombre accru de participants au marché de l'électricité fassent appel à leur flexibilité pour garantir la continuité de la fourniture. Toutefois, cela ne se produira que si la flexibilité est valorisée : tous ceux qui sont impliqués dans le marché de l'électricité doivent avoir une incitation à réagir à des signaux de prix aussi proches que possible du temps réel.

Des renouvelables en temps réel

En premier lieu, comme l'a indiqué cette année la Commission européenne dans sa Communication sur les renouvelables (COM/2012/271) (3), la production renouvelable d'électricité doit désormais devenir partie prenante au marché de l'électricité et ne plus en être protégée. Actuellement, moins d'un tiers des 19 % d'électricité provenant d'énergies renouvelables est protégé des prix du marché. Cette situation concerne principalement les nouveaux investissements, et doit être modifiée pour les technologies ayant atteint leur maturité. Pour les systèmes d'aide, cela signifie qu'il faut réduire le niveau des tarifs d'achat, afin que ceux-ci tiennent compte de la baisse des coûts des technologies, augmenter les exigences technologiques afin d'éviter les effets d'aubaine, et modifier les structures afin d'assurer une meilleure intégration des renouvelables au marché de l'électricité. Dans ce but, la Commission européenne prépare, en coopération avec les Etats membres, un guide sur les bonnes pratiques et sur l'expérience acquise en matière de systèmes d'aide. Ces derniers doivent encourager une meilleure prédictibilité et

une meilleure rentabilité, éviter les aides excessives (lorsque celles-ci sont démontrées) et développer une meilleure cohérence entre les Etats membres.

En second lieu, de nouvelles règles sont nécessaires pour prendre en compte l'évolution de notre secteur électrique, qui inclut de plus en plus une production intermittente éolienne et solaire. Ces règles devront refléter les spécificités des nouveaux modes de production de l'électricité. Ainsi, par exemple, le fait d'autoriser une cotation plus proche du temps réel sur des marchés d'équilibrage transfrontaliers permettra aux producteurs d'énergie renouvelable de participer pleinement à un marché vraiment compétitif et d'assumer progressivement les mêmes responsabilités que les producteurs conventionnels. Un couplage des marchés, grâce auquel une capacité d'interconnexion est allouée (et payée) conjointement à l'électricité, afin d'assurer une harmonisation optimale des prix entre pays, peut certes aider, mais cela ne saurait suffire. Seule une flexibilité apportée par des marchés d'équilibrage plus efficaces (intra-journaliers et sur des périodes plus longues), mieux intégrés par-delà les frontières nationales, permettrait une exploitation optimale du réseau (modernisé) et une utilisation optimale des ressources de toute l'Europe. Cela garantirait que la flexibilité a une valeur et peut faire l'objet de transactions entre pays.

C'est d'ailleurs ce qui est mis en place actuellement. La Commission européenne, l'Agence pour la coopération entre les régulateurs de l'énergie (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators-ACER*), basée à Ljubljana (en Slovénie), et le Réseau européen des GRTE (ENTSOE) coopèrent afin de définir des codes de réseau détaillés permettant d'harmoniser le fonctionnement du marché dans l'ensemble des Etats membres, conformément aux mesures introduites par le troisième « paquet » relatif au marché intérieur de l'énergie. Le code de réseau concernant l'équilibrage est actuellement en cours de préparation, afin de permettre des échanges transfrontaliers plus proches du temps réel. Il devra mettre en place des accords d'équilibrage des réseaux qui soient harmonisés et en vigueur dans toute l'Union européenne ; il devrait anticiper sur des développements à venir tels qu'une pénétration élevée de la production renouvelable intermittente, qui devrait fortement inciter à une exploitation du système proche du temps réel. Si tout se passe bien, ce code devrait être mis en application au cours de l'année 2013.

Construire par-delà les frontières

Non seulement l'électricité doit être vendue sur des marchés d'équilibrage transfrontaliers, mais le marché lui-même devrait être construit de manière transfrontalière. Historiquement, les Etats membres ont développé leurs ressources d'énergie renouvelable grâce à des systèmes d'aides nationaux. Cependant, la création d'un marché européen de l'énergie et le souci de réduire les coûts autant que faire se peut, devraient avoir comme conséquence de plus grands échanges de toutes les formes

d'énergie renouvelable. Pour faciliter cela, la directive Energie renouvelable a créé des mécanismes de coopération pour permettre que l'énergie renouvelable produite dans un Etat membre puisse être prise en compte dans les objectifs fixés à un autre. Cette disposition n'a pas encore été largement exploitée, malgré les avantages économiques qui pourraient en résulter pour les deux parties (la Commission a calculé que des échanges optimaux d'énergie renouvelable pourraient économiser jusqu'à 8 milliards d'euros par an [SEC (2008) 85 vol. II]).

Seuls deux Etats membres ont indiqué qu'ils utiliseraient ces mécanismes de coopération afin d'atteindre leurs objectifs à l'horizon 2020 (la Lituanie et l'Italie, mais cette dernière a indiqué récemment qu'elle n'aurait peut-être pas besoin, en définitive, de recourir à ce mécanisme). Du côté fournisseur, dix Etats membres (la Bulgarie, l'Estonie, l'Allemagne, la Grèce, la Lituanie, la Pologne, le Portugal, la Slovaquie, l'Espagne et la Suède) devraient disposer d'un surplus de production qu'ils pourraient mettre à la disposition d'autres Etats membres (cette configuration pourrait toutefois se modifier d'ici à 2020). Le fait de transformer les systèmes d'aides nationaux en systèmes d'aides transfrontaliers, soit à l'échelle régionale, soit à l'échelle européenne, permettrait non seulement de réaliser des économies, mais aussi de rendre les investissements dans les énergies renouvelables moins vulnérables aux interventions gouvernementales remettant en cause des systèmes d'aides d'un coût devenu exorbitant (voir, par exemple, les changements récents intervenus en Espagne, en Tchéquie ou en Bulgarie). Pour cela, la Commission européenne veut promouvoir et orienter une utilisation accrue de mécanismes de coopération permettant aux pays membres d'atteindre leurs objectifs nationaux en achetant de l'énergie renouvelable et en abaissant ainsi le coût.

La construction de nouvelles lignes

Comme nous le constatons, nous sommes en mesure de réaliser d'importantes économies en gérant plus efficacement le réseau électrique existant dans l'Union européenne. Toutefois, il est évident qu'il y a également besoin de davantage de lignes. À l'échelle européenne au sens large, dans le contexte d'une part croissante des renouvelables, la nécessité est souvent évoquée de développer des réseaux afin de connecter les parcs éoliens *offshore* de la Mer du Nord avec les parcs de panneaux solaires du sud de l'Europe *via* les principaux centres industriels consommateurs d'électricité. Mais ce ne sont pas seulement les renouvelables qui requièrent davantage de réseaux. En effet, de vastes parties de l'Union européenne sont encore insuffisamment connectées, comme la Péninsule ibérique et le Royaume-Uni. D'autres sont presque totalement isolées, comme les Pays baltes. Le 4 février 2011, le Conseil européen a déclaré qu'à l'horizon 2015 ces « îles énergétiques » ne devraient plus exister.

Le Conseil et le Parlement européens sont sur le point d'aboutir à un accord sur la proposition de la Commission

visant à définir des Orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes [COM/2011/658] (4). Ce règlement vise à accélérer la construction de nouvelles capacités d'interconnexion pour l'électricité, le gaz, le pétrole et le CO₂ (afin d'encourager la capture et le stockage de carbone). Il se compose de quatre éléments principaux :

- ✓ Un processus permettant à toutes les parties prenantes d'avaliser une liste de projets d'intérêt commun (PIC), c'est-à-dire des projets d'une telle importance pour le bon fonctionnement du marché intérieur qu'ils doivent être réalisés de toute urgence ;
- ✓ Un toilettage et une accélération des procédures d'agrément, en veillant à ce que les PIC approuvés bénéficient du soutien de l'administration, de telle sorte que les autorisations soient délivrées non seulement dans les délais les plus courts, mais aussi avec une transparence maximale et sans porter atteinte aux droits des citoyens à être consultés et, le cas échéant, à faire appel contre ces projets. La Commission a proposé que les décisions d'octroyer ces permis soient prises dans un délai maximal de trois ans ;
- ✓ Des principes de régulation pour la coopération transfrontalière entre les régulateurs et les GRTE, de sorte que des infrastructures transfrontalières puissent être construites ;
- ✓ Enfin, un soutien financier, dans le cas où le marché lui-même ne permettrait pas de financer des investissements qui n'apparaîtraient pas viables économiquement : cela peut être le cas, par exemple, pour la création d'une infrastructure améliorant la sécurité de fourniture, mais qui ne serait pas utilisée dans des circonstances normales, ou encore de l'utilisation de technologies innovantes présentant un risque important.

You can't choose it, it's electric!

En ce qui concerne l'électricité, il y a un besoin urgent de pallier une conséquence du manque de lignes, à savoir les flux en boucle (*loop-flows*), ces flux d'électricité qui utilisent les capacités d'interconnexion sans payer pour cela. L'exemple le plus connu est celui du manque de capacité physique de réseau entre le nord et le sud de l'Allemagne, alors que l'Allemagne prise dans sa globalité est considérée comme une « plaque de cuivre » lorsqu'il s'agit de réserver de la capacité : il est impossible de louer de la capacité entre le nord et le sud de l'Allemagne, car celle-ci est considérée comme ne pouvant jamais être en défaut.

Cette situation, qui pose problème depuis longtemps, remonte à l'époque où des sociétés régionales d'électricité possédaient chacune leur propre réseau, et n'avaient donc aucune incitation à investir dans une intégration du marché. Cela a eu pour conséquence des flux d'électricité partant du nord de l'Allemagne et transitant par la Hollande et/ou la Belgique, pour revenir dans le sud de l'Allemagne :

c'est pour cette raison que l'on parle de flux en boucle. À la suite du tournant énergétique allemand (*Energiewende*), qui s'est traduit par la fermeture de huit centrales nucléaires (parmi lesquelles plusieurs centrales clés situées dans le sud de l'Allemagne), ainsi que par l'augmentation de la production d'électricité éolienne dans le nord du pays, le problème a été exacerbé, provoquant encore plus de flux en boucle, y compris à travers la Pologne et la République tchèque. L'Allemagne étant considérée comme un marché unique, aucun signal n'incite à investir dans la production électrique dans le sud plutôt que dans le nord : toute l'électricité produite est supposée alimenter le même marché de gros. Cela ne reflète pas cependant la réalité du marché : en effet, il devrait y avoir une différence de prix entre les deux zones afin d'encourager des investissements de production dans le sud de l'Allemagne, ou encore des capacités d'interconnexion entre le nord et le sud. Dans la situation actuelle, l'électricité est transportée gratuitement à travers des pays voisins sous la forme d'un flux non mesuré, qui ne fait pas l'objet de réservation et qui est payé aux interconnecteurs en utilisant la « marge de sécurité » de la capacité d'interconnexion.

Ce phénomène n'est pas l'apanage de l'Allemagne et peut être observé dans d'autres pays. Pour compenser aux GRTE les pertes de revenus dues au fait qu'une partie de leur capacité d'interconnexion est réservée afin de constituer

des marges de sécurité pour couvrir des flux d'électricité imprévus ou non payés, l'Union européenne s'est mise d'accord sur un mécanisme de compensation entre les GRTE (*Inter-TSO-Compensation mechanisms* [ITC]) qui définit les montants, ceux qui les versent et ceux qui les perçoivent, pour l'ensemble de l'Union européenne. Toutefois, on estime que les montants payés dans le cadre de l'ITC ne représentent qu'environ 10% de la perte effective de revenus.

Les GRTE relevant d'un secteur réglementé, la perte de revenus que génèrent pour eux les flux en boucle n'a pas d'impact direct sur la rentabilité de l'exploitation du réseau. Mais, *via* les tarifs réglementés d'utilisation des réseaux, ces flux en boucle transfèrent les coûts des consommateurs d'Etats membres où le réseau électrique est insuffisamment développé vers les consommateurs d'autres Etats membres, dont les réseaux sont utilisés pour transporter des flux provenant d'autres pays. Ce sont là des coûts d'opportunité, c'est-à-dire des coûts qui ne sont pas effectivement payés dans le cadre du marché. Mais il est possible d'estimer (en comparant les capacités transfrontalières réservées et effectivement payées aux flux transfrontaliers effectivement constatés) quels sont les pays membres qui paient l'utilisation des réseaux par d'autres pays membres, et quels sont ceux qui en bénéficient. La figure 1 ci-dessous donne l'exemple d'un tel calcul de ces coûts et de ces bénéfices.

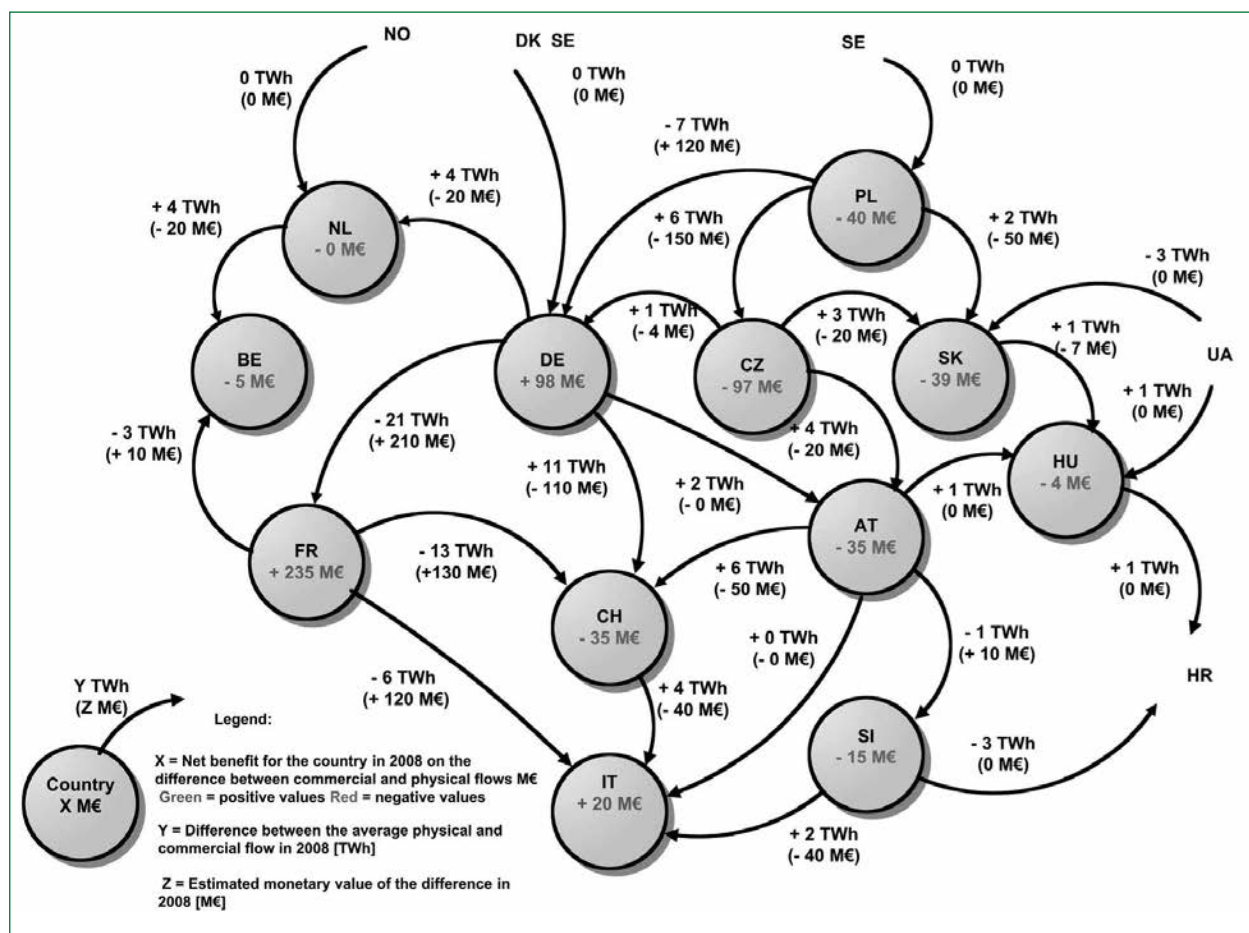


Figure 1 : Coûts et bénéfices non calculés de l'utilisation de la capacité d'interconnexion (5).
Source : Supponen, 2011 (6).

En sus de la promotion de nouveaux projets et de la coopération entre GRTE par-delà les frontières, il est donc aussi nécessaire de revoir les règles de base selon lesquelles la capacité de transport est réservée et payée. Au niveau de l'Union européenne, nous étudions avec toutes les parties prenantes la possibilité de passer à un modèle de capacité fondé sur les flux, en remplacement du modèle actuel, qui est fondé sur la capacité nette.

Mais cela ne résoudra pas le problème urgent qui se pose à la Pologne et à la République tchèque, deux pays qui rencontrent des difficultés pour gérer leur système électrique en raison des flux en boucle. L'Allemagne et ses voisins ont engagé des discussions pour résoudre ce problème, ce qui nécessitera d'adopter des mesures à court terme et exigera une coopération transfrontalière accrue entre les GRTE afin d'assurer la stabilité du système. Un exemple de mesure à court terme est une organisation différente des zones de marché, afin que celles-ci reflètent plus correctement la rareté des capacités.

Un coût marginal réduit à sa plus simple expression

Mais nous n'en sommes pas encore là. Même si l'électricité renouvelable est mieux intégrée au marché et même si les réseaux sont développés, les renouvelables ne vont pas moins continuer à défier le fonctionnement traditionnel des marchés de l'électricité.

Le marché libéralisé « traditionnel » de l'électricité devrait garantir que les opérateurs obtiennent des retours suffisants sur leurs investissements dans de nouveaux moyens de production permettant de maintenir le système à niveau (en assurant, en particulier, des investissements suffisants pour garantir la continuité de fourniture d'électricité). Toutefois, du fait qu'ils sont basés sur des coûts marginaux à court terme, les prix de gros de l'électricité risquent de subir une pression à la baisse en raison de la montée en puissance de l'éolien et du solaire, qui ont des coûts marginaux voisins de zéro. C'est ce qui est en train de se passer en Allemagne, où le fort développement des panneaux solaires a entraîné une diminution des prix durant la journée : auparavant, la journée était la période où les prix étaient élevés, du fait du niveau élevé de la demande, mais les coûts marginaux très faibles de l'électricité solaire ont fait chuter les prix.

Cela a entraîné des problèmes en matière de sécurité d'approvisionnement : la production intermittente a en effet besoin d'équipements de secours, mais, si les signaux pour les investissements traditionnels ne fonctionnent plus, comment peut-on être certain que la charge du système électrique pourra être contrôlée de façon à assurer la continuité de la fourniture ?

Nous avons dit volontairement : contrôler la charge du système électrique. La question n'est pas en effet de disposer d'une production de secours suffisante, mais bien de disposer d'une flexibilité suffisante, permettant que la demande corresponde toujours à la production. Le marché devrait être à même de répondre à cette question, en

réduisant l'offre d'électricité ou en augmentant la demande lorsque les prix sont bas, et en augmentant l'offre ou en réduisant la demande lorsque les prix sont élevés.

Dans beaucoup de pays de l'Union européenne, les principaux fournisseurs d'électricité ont fait savoir qu'en raison de la croissance des renouvelables, l'incertitude est trop importante en matière d'investissement. Mais lorsque les fournisseurs d'électricité se plaignent du fait qu'il n'y ait pas de raison d'investir dans de nouvelles centrales, en particulier dans de nouvelles centrales au gaz, il y a une ambiguïté : ils insistent sur un problème, mais en réalité ils font référence à deux problèmes concomitants. L'un de ces deux problèmes est bien le fait que les signaux d'investissement traditionnels sont érodés par la part accrue de l'électricité renouvelable. Mais il y en a un second, qui fait l'objet du paragraphe qui suit...

Le gaz est tout simplement trop cher

Cela est dû au fait que le prix du gaz est lié à celui du pétrole. On assiste à une lente évolution vers des contrats basés sur les prix aux terminaux gaziers, mais nombre de contrats continuent d'être indexés sur le prix du pétrole.

Le fait est que beaucoup de gros consommateurs de gaz, comme EON, RWE, GdF Suez et PGNiG ont demandé à leurs fournisseurs amont, en particulier à Statoil (Norvège) et à Gazprom (Russie), de modifier la tarification de leurs contrats de long terme. Dernièrement, cela a fortement retenu l'attention des médias. Certains ont eu plus de succès que d'autres, et d'autres encore ont soumis cette question à un arbitrage (certains de nos collègues de la direction générale de la Concurrence sont en train d'étudier cette question dans le cadre d'une enquête visant Gazprom pour abus de marché, mais nous n'en dirons pas davantage dans cet article).

Beaucoup de fournisseurs d'énergie utilisent des contrats gaziers indexés sur les prix du pétrole pour alimenter les ménages (pour le chauffage et la cuisine), ainsi que leurs propres centrales électriques. Les ménages se chauffant au gaz n'ont pas la possibilité d'utiliser un autre combustible, tout au moins à court terme ; leur demande en gaz est donc particulièrement inélastique au regard des prix. Mais les consommateurs producteurs d'électricité, eux, ont le choix : à l'heure actuelle, le charbon est beaucoup moins cher. Cela est dû au fait que la demande de charbon aux États-Unis est faible, car tous les producteurs d'électricité de ce pays utilisent du gaz bon marché résultant de la révolution que représentent les gaz non conventionnels. Les prix du GNL (le gaz naturel liquéfié, qui est transporté dans le monde entier grâce à des navires méthaniers) ont chuté eux aussi parce que les États-Unis n'en ont plus besoin. Mais tous les marchés européens ne peuvent importer ce gaz, car cela nécessite des terminaux méthaniers. De plus, les principaux producteurs d'électricité qui sont contraints d'acheter du gaz à des prix indexés sur ceux du pétrole (de par des clauses dites *take-or-pay*) ont peu d'intérêt à importer ce gaz, même s'il est moins cher.

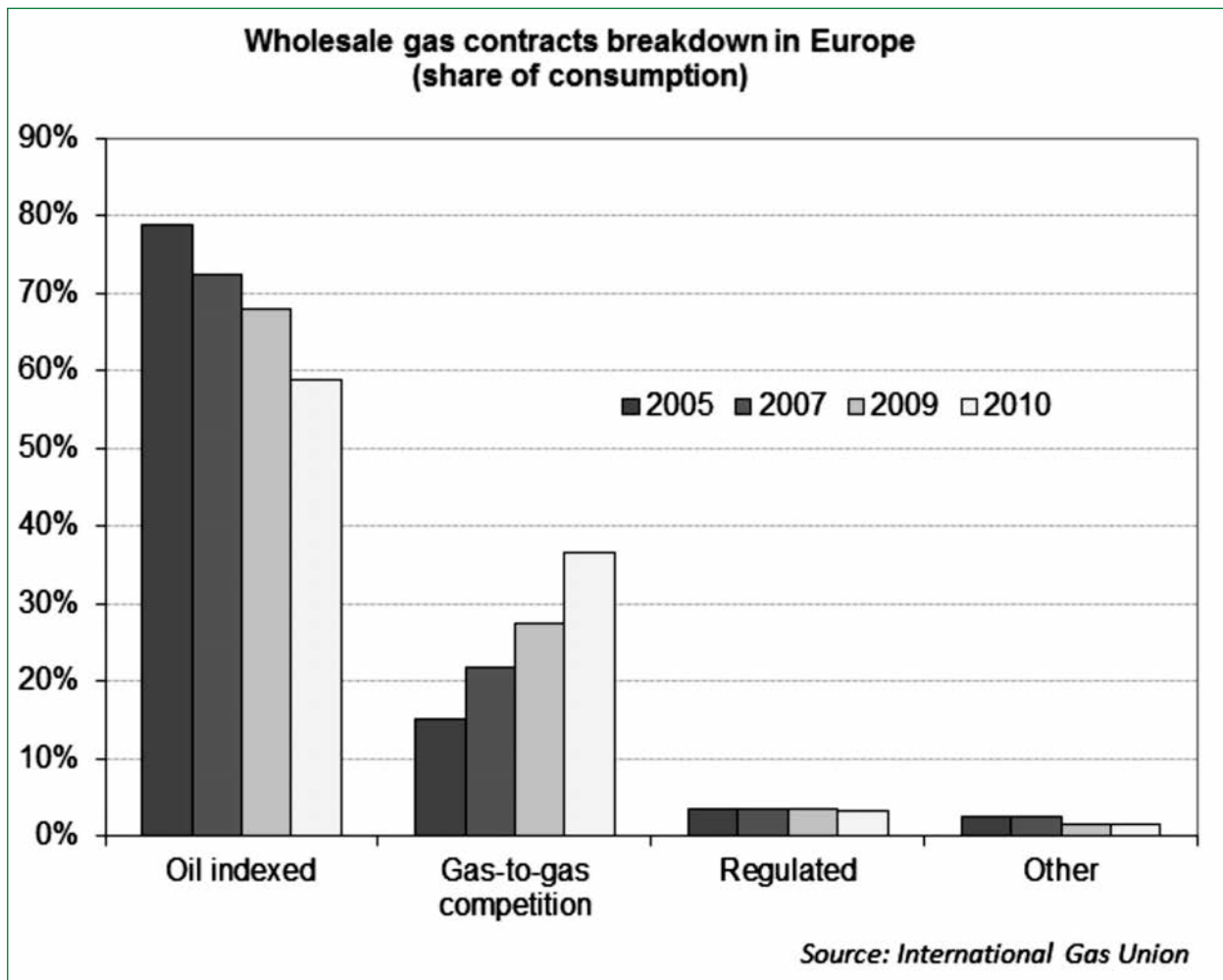


Figure 2 : Différentes structures des prix des contrats gaziers dans l'Union européenne.

Platts, une agence de presse spécialisée dans les marchés de l'énergie, a donné récemment quelques exemples illustrant ce fait : Verbund, un producteur d'électricité autrichien, qui a également des activités en France, a subi de lourdes pertes avec deux centrales au gaz, la turbine à gaz à cycle combiné de Mellach (en Styrie, Autriche) et celle de Pont-sur-Sambre (département du Nord), en raison de contrats gaziers indexés sur les prix du pétrole et de la chute des prix de gros du gaz. Ce n'est qu'après avoir été autorisée, en vertu du droit français, à annuler son contrat en cours et à acheter moins cher du gaz sur le marché *spot*, que la centrale de Pont-sur-Sambre a pu améliorer sa rentabilité de manière notable.

C'est exactement la même situation qui prévaut aux Pays-Bas : de nouvelles centrales à gaz à cycle combiné vont bientôt entrer en fonction, mais elles ne produiront pas beaucoup d'électricité, car le gaz qu'elles utilisent est trop cher. En Allemagne, un certain nombre de centrales au gaz construites par EnBW, Vattenfall, Stadtwerke Ulm et par Trianel devaient être mises en service en 2016/2017. Mais EnBW a indiqué qu'elle ne réalisera ses projets que si elle parvient à décrocher des contrats de gaz à des conditions attractives.

La rentabilité respective des centrales au gaz et au charbon est mise en évidence par les figures 3 et 4 de la

page suivante, qui prennent pour exemples l'Allemagne et le Royaume-Uni (7).

Les émissions de CO₂ dans l'Union européenne ont augmenté l'an dernier en raison de l'utilisation du charbon, alors qu'elles ont diminué aux Etats-Unis en raison de l'utilisation du gaz. Un prix élevé du gaz est préjudiciable non seulement à la compétitivité, mais aussi au développement durable. Ce problème pourrait être résolu par un prix plus élevé des droits d'émission de CO₂ qui rendrait à nouveau le charbon moins compétitif par rapport au gaz. Il est clair que le système d'échange des quotas d'émission de CO₂ ne fonctionne pas actuellement comme il devrait le faire, mais ce serait une mauvaise idée que de l'adapter pour que le gaz indexé sur le pétrole soit à nouveau rentable pour la production d'électricité, avec les rentes de monopole que cela comporterait pour les producteurs en amont.

Là encore, la réponse est : accordez davantage de valeur à la flexibilité ! Et les systèmes électrique et gazier doivent tous deux danser le *boogie* ! Si le gaz veut être le carburant de secours de la production électrique renouvelable, son marché, et donc son prix, doivent atteindre le niveau de flexibilité existant sur le marché de l'électricité. Sinon, cela reviendrait à demander au danseur de *break-dance* Mr Wave de danser une valse viennoise avec l'im-

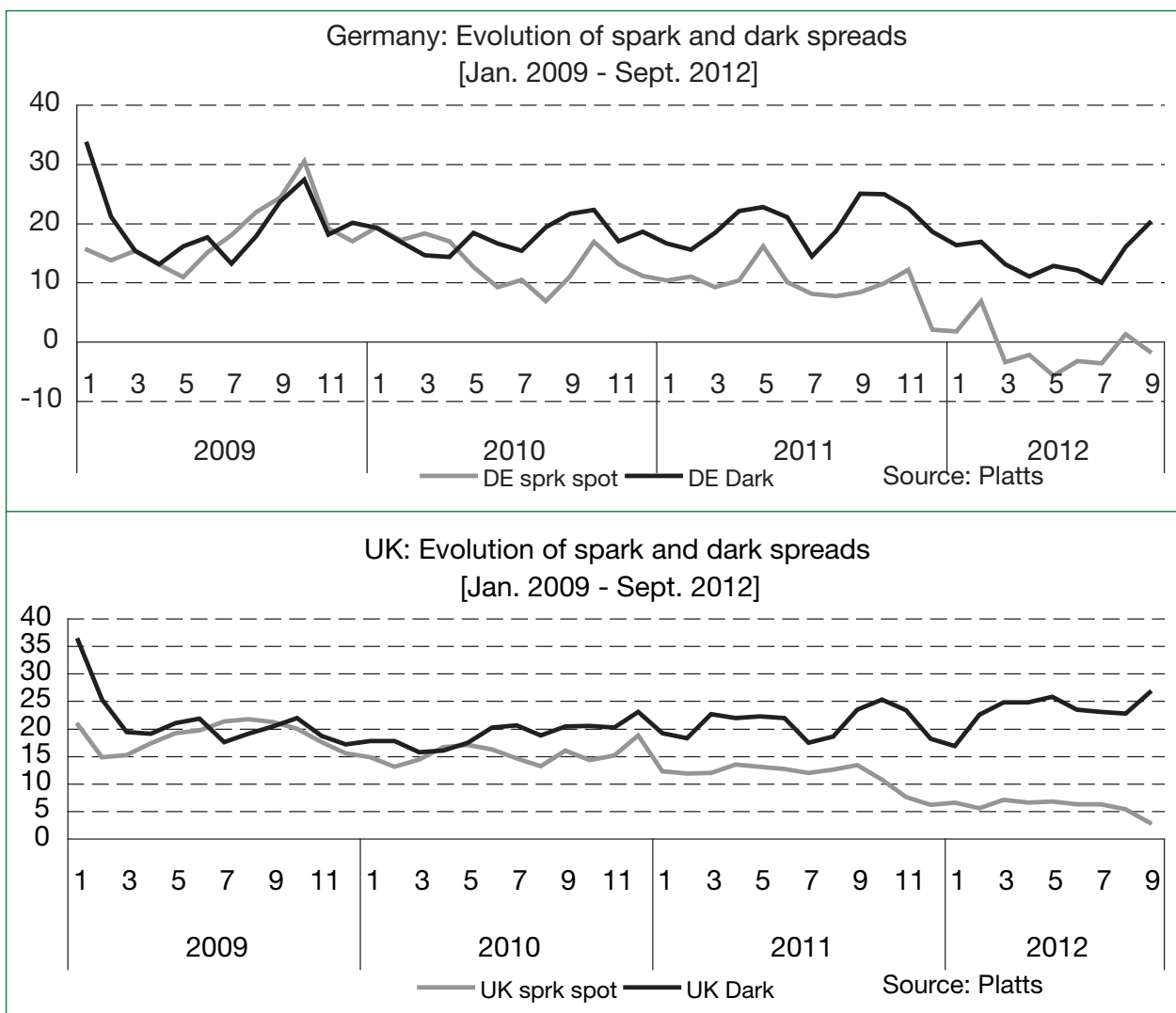


Figure 3 : Allemagne – Evolution des marges *dark* (charbon) et *spark* (gaz).

Figure 4 : Royaume-Uni – Evolution des marges *dark* (charbon) et *spark* (gaz).

pératrice Sissi ! Les prix du gaz doivent être plus flexibles et mieux réagir à l'offre et à la demande de cette énergie (et non à celle du pétrole) pour que le gaz puisse être utilisé de manière optimale comme secours à la production renouvelable d'électricité.

Don't wanna lose it, it's electric!

La garantie d'une flexibilité suffisante ne dépend pas seulement d'une production de secours fondée sur des combustibles fossiles. Il y a aussi un énorme potentiel du côté de la demande. La formule clé est : adaptation de la demande. Pour les gros consommateurs industriels, c'est chose courante, du fait que leur électricité est mesurée heure par heure (voire à des intervalles infra-horaires), et que leurs contrats de fourniture d'électricité prévoient des possibilités de réagir lorsque les prix sont (trop) élevés. Ils peuvent signer des contrats séparés avec les GRTE, prévoyant qu'ils soient récompensés s'ils prennent en compte

la stabilité du système dans leur manière de consommer l'électricité.

Les consommateurs domestiques

Au niveau des petits consommateurs domestiques, toutefois, la flexibilité n'est pas quelque chose d'habituel. Il y a tout d'abord une raison technologique à cela : les ménages n'ont pas de compteurs pouvant enregistrer les prix et les consommations horaires, ni *a fortiori* infra-horaires. En général, les ménages paient un prix déterminé par jour, ou par nuit et par jour ; le prix à l'heure ou au quart d'heure de l'électricité sur le marché de gros est moyenné à la journée (ou pour le jour et la nuit) sur la base d'un profil de consommation déterminé. Cela signifie qu'un ménage normal est supposé consommer davantage d'électricité tôt le matin, avant son départ pour le travail, et en fin de journée lorsqu'il en revient, alors qu'une PME, dont l'électricité n'est pas, elle non plus,

mesurée de manière horaire, est supposée consommer beaucoup tout au long de la journée. Ce profil ne conviendrait pas à Marcia Griffiths et à Mr Wave, si l'on suppose qu'ils ne sont pas à la maison le soir (étant sur scène), qu'ils organisent une fête chez eux après leur spectacle, et qu'ils dorment de quatre heures du matin à midi. Effectivement, ils paieraient trop cher l'électricité qu'ils consommeraient au cours de leur fête nocturne (et sans doute pas assez cher celle qu'ils consommeraient en se levant à midi – mais il semble honnête de supposer que leurs fêtes nocturnes ont une intensité énergétique supérieure à celle de leurs petits-déjeuners). Reste qu'au final, ils paieraient davantage qu'ils ne le devraient.

Par conséquent, ce dont on a besoin, c'est d'un comptage et d'une facturation à l'heure. Le troisième « paquet » demande à chaque Etat membre qu'il procède à une évaluation coûts/bénéfices de l'installation de systèmes de comptage intelligents chez tous les consommateurs d'électricité et, si cette évaluation s'avère positive, d'installer lesdits compteurs d'ici à 2020 chez 80% des consommateurs. Bien entendu, cela n'est pas aussi directif que de dire : « tous les Etats membres doivent fournir à tous leurs ménages un compteur intelligent ». Outre le fait que cela serait probablement simpliste, les lois européennes ne sont tout simplement pas faites ainsi. Néanmoins, la plupart des pays européens ont conclu qu'il s'agissait d'une bonne décision, et ils sont en train de mettre en place de tels compteurs intelligents.

Ce n'est toutefois pas une simple question de technologie ; il s'agit aussi de protocoles. Plutôt que sur des profils de consommation, les factures doivent être basées sur la consommation effective, de façon à ce que l'électricité utilisée dans une maison ait un prix déterminable heure par heure, voire tous les quarts d'heure. De cette manière, les consommateurs peuvent bénéficier de la modification de leur profil de demande. Des tests effectués sur des compteurs intelligents dans l'Union européenne et aux Etats-Unis ont montré une baisse moyenne de la consommation de 5% et une baisse de 20% des besoins de pointe. Certes, on ne peut pas comparer simplement les Etats-Unis et l'Union européenne, celle-ci ayant d'ores et déjà une efficacité énergétique nettement supérieure. Toutefois, il est important de noter que le grand avantage apporté par les compteurs intelligents ne réside pas seulement dans la diminution de la demande d'électricité, mais aussi dans la réduction des pointes, permettant une utilisation plus efficace des centrales électriques et une capacité accrue à ajuster la demande à l'offre.

Toutefois, tant que les tarifs sont réglementés, il n'y a pas d'incitation à réagir aux signaux-prix. Les prix réglementés limitent la concurrence, mais ils bloquent également l'efficacité énergétique. Cette question devient de plus en plus importante, alors que nous passons d'un marché de fourniture d'énergie à un marché de services énergétiques.

De plus, il ne devrait pas exister de lois restrictives en matière de participation au marché d'équilibrage : les contributions à petite échelle ont leur importance ; ce

dont nous avons besoin, c'est de permettre à un marché de se développer là où des entreprises s'emploient à cumuler un grand nombre de ces contributions à petite échelle. Les modèles traditionnels, dans lesquels seuls participent les gros producteurs ou les gros consommateurs, limitent souvent les contributions à petite échelle, par exemple en fixant un niveau minimum de flexibilité qu'il est possible de satisfaire, ou en imposant des prix d'entrée élevés pour participer au marché d'équilibrage. Avec les nouveaux modèles de facturation et les nouveaux protocoles d'échange de données, ces arguments ne tiennent plus ; il convient donc de changer de discours. La directive sur l'efficacité énergétique a été récemment adoptée comporte l'exigence que tous les consommateurs soient en mesure de participer à l'avenir au marché d'équilibrage (8).

Cette règle, associée à des compteurs intelligents, entraînera des solutions technologiques innovantes permettant de stimuler la réponse à la demande. Ces solutions seront liées non seulement au *timing* de l'utilisation des appareils électriques, mais aussi au stockage d'électricité au niveau local (avec, par exemple, des batteries fixes installées localement, ou encore les batteries des véhicules électriques, etc.).

Une question d'échelle

Bien entendu, cette adaptation à la demande a ses limites. Il convient encore de préciser le degré de flexibilité dont les ménages ou les entreprises sont prêts à faire preuve en fonction du prix. En effet, on ne connaît pas l'élasticité-prix des consommateurs sur un marché où l'adaptation à la demande est facilitée, mais avec des différentiels de prix relativement peu importants.

À n'en pas douter, à un moment donné, l'extension des réseaux et la stimulation de l'adaptation à la demande deviennent très coûteuses : construire une petite centrale électrique (alimentée avec des combustibles fossiles) à proximité d'un site industriel ou d'un parc éolien revient moins cher que de construire une nouvelle ligne électrique d'une longueur importante. Un compromis doit donc être recherché entre les investissements dans le transport d'électricité et les investissements de production.

De plus, il faut voir de quelle manière l'électricité renouvelable dépendant du climat dans une région donnée peut soutenir une production similaire dans une autre région : le vent en Irlande souffle-t-il aux mêmes périodes que celui de la Mer Baltique ? Et durant les calmes plats que connaissent ces deux régions, est-on assuré qu'il y aura du soleil dans le sud de l'Europe ?

Le besoin d'une analyse européenne

Le débat actuel sur la continuité de la fourniture d'électricité dans l'Union européenne est exagérément fondé sur la crainte d'un sous-investissement et sur celle d'éventuels *black-outs*. Les analyses sont réalisées pays par pays et ne prennent pas suffisamment en compte les bénéfices trans-

frontaliers et les contributions locales, ni d'ailleurs leurs limites.

Il est nécessaire de poursuivre les études afin d'être à même de répondre à ces questions urgentes :

- ✓ De quelle manière les événements climatiques sont-ils corrélés à travers l'Union européenne ?
- ✓ Comment les pointes de demande d'électricité sont-elles corrélées dans l'ensemble de l'Union ? Sont-elles déterminées par la demande de chauffage en France ? La demande de chauffage en Hollande ou en Belgique est-elle satisfaite plus efficacement par l'électricité, par le gaz ou par le fioul ? Les pics de consommation en Espagne et en Italie sont-ils liés à l'utilisation de la climatisation ?
- ✓ Quelle contribution la production locale d'électricité peut-elle apporter à la stabilité globale du système ?
- ✓ Quelle contribution à la flexibilité peut apporter l'adaptation locale à la demande ? À partir de quand celle-ci devient-elle trop coûteuse (technologiquement, ou pour les consommateurs) au point de ne plus contribuer à la stabilité du système ?
- ✓ Jusqu'où l'élasticité-prix de la consommation d'électricité peut-elle aller ?

Cela dépend dans une large mesure de la manière dont le marché est organisé : avec des prix réglementés, certaines des questions énoncées plus haut trouvent aisément une réponse, mais elles nécessitent aussi le développement de solutions alternatives très coûteuses.

Toutefois, l'importance de ces interrogations dépend de l'échelle considérée. Elles deviendront de plus en plus importantes au fur et à mesure que nous développerons notre production d'électricité renouvelable. Mais il est évident qu'un certain nombre d'investissements sont d'ores et déjà nécessaires, avant même que les compromis optimaux ne soient trouvés. Davantage d'interconnexions, davantage de flexibilité au niveau local : voilà des investissements qui ont un bénéfice socio-économique élevé, non seulement en termes d'apport d'une flexibilité absolument indispensable, mais aussi en termes de concurrence et d'efficacité énergétique (tant en matière de demande que pour l'utilisation des unités de production existantes). En tout état de cause, la Feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050 de la Commission européenne [COM (2011) 885] (9) a conclu que c'était ce que nous devrions faire.

Le cas de la France

Examinons par exemple la France et l'Espagne : la France envisage un mécanisme de capacité, qui est une manière de mutualiser les investissements dans les équipements de secours, parce qu'elle est préoccupée par la sécurité de la fourniture, en raison de pointes de demande liées au chauffage des ménages, qu'aggrave le renoncement à l'électricité nucléaire de l'Allemagne, réduisant les possibilités d'importation à partir de ce pays pendant les périodes de pointe françaises.

Mais il existe bien des alternatives au mécanisme de capacité qui semblent être ignorées et qui pourraient

garantir à moindre prix une même sécurité de fourniture. Les ménages ne sont pas incités à réagir aux questions de sécurité d'approvisionnement, car ils bénéficient de tarifs réglementés. Le chauffage domestique pourrait être plus efficace si l'on recourait, par exemple, davantage aux pompes à chaleur. Et il existe des incitations perverses poussant les consommateurs industriels à maximiser leur demande d'électricité ou, à tout le moins, une absence d'incitation à réagir aux signaux-prix en raison d'un accès réglementé à une électricité nucléaire bon marché pour des quantités fixées dans le cadre de l'ARENH (Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique).

Les interconnexions peuvent contribuer à résoudre cette préoccupation. L'Espagne dispose d'énormes capacités de production inutilisées (en Espagne, le taux moyen d'utilisation des turbines à gaz est actuellement de 30% seulement) qui pourraient être utilisées en France pour satisfaire la demande de pointe, pour peu qu'il y ait davantage de capacités d'interconnexion. Espérons que davantage de lignes électriques seront installées bientôt entre les deux pays, conformément aux préconisations du règlement RTE-E (Réseaux transeuropéens d'énergie).

Votre contribution

Cela ne signifie nullement que nous ne devons pas examiner ces questions : si nous voulons sérieusement atteindre nos objectifs de réduction des émissions de CO₂, nous devons y apporter des réponses. Le débat sur la manière dont nous devons poursuivre notre route dans la réalisation de notre agenda en matière de climat, de sécurité de fourniture d'électricité et de compétitivité de notre système énergétique au-delà de 2020, se poursuit (la Commission est en train de préparer son programme de travail pour l'horizon 2030). Avec toujours plus d'énergies renouvelables, ces questions se font de plus en plus pressantes et le système électrique doit y être préparé. C'est la raison pour laquelle le débat devrait s'instaurer dès maintenant, et nous devrions mettre davantage l'accent sur la nécessité de répondre aux questions que nous avons passées en revue plus haut. Tout comme Mr Wave, Marcia Griffiths et tous ceux qui dansent le *flexing* à Brooklyn peuvent nous inspirer en matière de flexibilité humaine, ce sont là des questions qui devraient inspirer les décideurs politiques et les régulateurs, ainsi que les ingénieurs et les économistes.

Nous attendons avec impatience votre contribution personnelle à ce débat.

Notes

* Directeur général de la DG Énergie à la Commission européenne.

** Membre du cabinet du commissaire à l'Énergie à la Commission européenne.

Traduit de l'anglais par M. Marcel Charbonnier.

(1) Le *flexing* (également appelé *bone breaking*) est un style de danse des rues originaire de Brooklyn, un quartier de New York. Il se caracté-

térisée par des mouvements rythmiques de contorsion combinés à des agitations des mains, à des glissements et à des entrechats. Les danseurs de *flex*, que l'on appelle les *flexors*, dansent souvent torse-nu et utilisent des chapeaux comme accessoires. Le *flexing* est essentiellement dansé sur de la musique *hip-hop*, mais il ne dérive pas de la danse *hip-hop*, ni de la culture *hip-hop*. Il est une évolution d'un style jamaïcain de danse des rues appelé *bruk-up*, qui est dansé sur des musiques *dancehall* et *reggae* (Source : www.wikipedia.org).

(2) <http://www.youtube.com/watch?v=gIM0XaGhYI8&feature=related>

(3) http://ec.europa.eu/energy/renewables/communication_2012_en.htm

(4) http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/strategy/2020_en.htm

(5) Différence entre les flux moyens annuels physiques et commerciaux et la valeur monétaire estimée de cette différence, en 2008, en Europe centrale. Une valeur positive de cette différence (estimée en TWh) signifie qu'il y a eu davantage de flux physiques que de flux commerciaux. Les flèches indiquent la direction du solde des flux commerciaux. La valeur indiquée dans cette figure correspond à la différence nette annuelle moyenne entre les flux physiques et commerciaux en 2008, et la valeur commerciale estimée de la différence nette (tarifs de congestion potentiels non perçus ou perçus en excès) sur la base du tarif de congestion collecté à la même interconnexion en 2008.

(6) Supponen, "Influence of National and Company Interests on European Electricity Transmission Investments", Doctoral dissertation, Aalto University, 7.9.2011, en ligne à l'adresse : <http://lib.tkk.fi/Diss/2011/isbn9789526042701/>

(7) Les *dark spreads* sont des prix indicatifs qui donnent la différence moyenne entre le coût du charbon livré à quai et le prix de l'électricité. En tant que tels, ils n'incluent pas les coûts d'exploitation, d'entretien et de transport. Les *spreads* sont ici définis pour une centrale au charbon d'un rendement énergétique de 25%.

Les *dark spreads* sont donnés pour le Royaume-Uni et l'Allemagne, dont les prix de référence de l'électricité et du charbon sont indiqués par Platts. Les *dark spreads* nets sont définis comme la différence moyenne entre le prix du charbon augmenté de celui des émissions de carbone, et le prix de l'électricité correspondante. Si le niveau des *dark spreads* se situe au-dessus de zéro, les opérateurs de la centrale au charbon sont compétitifs pour la période observée.

Les *spark spreads* sont des prix indicatifs correspondant à la différence moyenne entre le coût du gaz livré sur le réseau et le prix de l'électricité. En tant que tels, ils excluent les coûts d'exploitation, de maintenance et de transport. Les *spark spreads* sont calculés pour des centrales à gaz avec des rendements énergétiques standards de 50% et de 60%. Les chiffres cités ici correspondent à un rendement de 50%. Les *spreads* sont donnés pour les marchés du Royaume-Uni et de l'Allemagne. Les *spark spreads* nets se définissent comme les différences moyennes entre le coût du gaz + émissions de CO₂, et le prix de l'électricité correspondante.

(8) Directive 2012/27/UE du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique, modifiant les directives 2009/125/CE et 2010/30/UE, et abrogeant les directives 2004/8/CE et 2006/32/CE [OJ L315 p.1].

<http://eur-lex.europa.eu/JOHtml.do?uri=OJ:L:2012:315:SOM:FR:HTML>

(9) http://ec.europa.eu/energy/energy2020/roadmap/index_en.htm

L'effacement diffus, une nouvelle filière électrique mondiale, née en France, va accompagner une transition énergétique juste

Par Pierre BIVAS*

Ouvrant la possibilité de piloter la demande pour participer à l'équilibre électrique, l'effacement diffus constitue une nouvelle filière électrique d'envergure mondiale. Ce métier permet de réaliser jusqu'à 15 % d'économies d'énergie (en supprimant les gaspillages) sans aucun frais pour les consommateurs ni pour les contribuables. Cette activité est rentable dès lors que l'on peut lui attribuer la valeur des économies qu'elle fait réaliser au système électrique dans son ensemble en termes d'énergie et d'investissements évités. Les fournisseurs s'y opposent, car leur raison d'être est de vendre plus d'énergie et plus cher. Ils feignent même de vouloir exercer ce métier nouveau, malgré un retard de plusieurs années sur la technologie et un conflit d'intérêts manifeste. Malgré cela, le cadre réglementaire se met en place avec le soutien courageux et lucide de la puissance publique. Cette filière créée par Voltalis en Europe est porteuse d'économies pour sept millions de foyers équipés au tout électrique en France, parmi lesquels les plus modestes, et est source de milliers d'emplois directs. Cette innovation à la fois technologique, écologique et sociale, incarne la transition énergétique juste engagée par notre pays.

Piloter la demande en modulant les consommations flexibles

Le système électrique a longtemps été piloté en subissant les variations de la demande, à laquelle l'offre devait être ajustée au fur et à mesure, c'est-à-dire tant la production des centrales électriques que le dimensionnement du parc et des réseaux.

Les énergies nouvelles intermittentes appellent à remettre en cause cette logique, car elles ne peuvent être pilotées comme l'étaient les centrales classiques. En outre, garantir l'écoulement de leur production grandissante supposerait de coûteux renforcements des réseaux électriques existants.

Heureusement, nous avons ouvert une alternative : le pilotage de la demande, en temps réel et de façon coordonnée sur un grand nombre de sites de consommation, pour le compte et par délégation des consommateurs finals. C'est le métier inventé et exercé par Voltalis : moduler la demande en temps réel, afin que celle-ci par-

ticipe à l'équilibre du système électrique. Cela permet d'optimiser la consommation et donc de la réduire en évitant des gaspillages, c'est-à-dire en permettant des économies d'énergie pour les consommateurs participant et, plus globalement, pour le pays.

Les modulations portent uniquement sur les consommations flexibles : celles qui peuvent être modifiées sans aucune incidence perceptible par le consommateur. Tel est le principe de l'effacement diffus, inventé par Voltalis.

Il est en effet hors de question d'éteindre brutalement la lumière ni le four de votre cuisinière, ni *a fortiori* le téléviseur que vous regardez. Mais il est possible de mettre en pause quelques minutes le chauffage électrique d'une pièce en préservant le confort des occupants. L'inertie thermique permet d'absorber cette modification du cycle des radiateurs qui, de toute façon, alternent fréquemment entre moments de chauffe et de pause. En quelque sorte, cela revient à stocker l'électricité sous forme de chaleur, de façon largement répartie, ou plus précisément à réduire les gaspillages et à utiliser la flexibilité thermique des bâtiments au service du système électrique.

Des économies d'énergie à la clé, sans frais pour les consommateurs ni pour les contributeurs

L'effacement diffus permet ainsi de réaliser sur chaque site, sans que le consommateur s'en aperçoive, des économies d'énergie bienvenues qui allègent sa consommation, et donc sa facture. Chaque consommateur voit ainsi baisser jusqu'à 15 % sa consommation de chauffage électrique. Cela réduit sa facture, et ce quelle que soit la régulation tarifaire opérée par ailleurs, qu'elle complète dans tous les cas.

Pour un logement, cela représente typiquement (sur la base des tarifs actuels) une économie de 150 à 250 €^{an} sur la facture, sans qu'il en coûte rien au consommateur, car Voltalis prend à sa charge tous les investissements.

Concrètement, il suffit au particulier qui souhaite participer, ou encore à l'entreprise ou à la collectivité qui souhaite équiper de nos boîtiers ses bâtiments chauffés à l'électricité, de s'adresser à Voltalis. Celle-ci envoie un électricien pour installer sur place (sur le tableau électrique) un boîtier Voltalis.

Ce boîtier permet, à distance, de mesurer et de suivre les consommations en temps réel (par exemple, toutes les

cinq minutes) et de moduler celles qui sont flexibles, cela dans un dialogue client-serveur, avec une plateforme centrale assurant la coordination en réseau. Celle-ci est équipée d'un logiciel développé par Voltalis permettant de gérer ensemble plus de dix millions de sites : chaque consommateur devient ainsi producteur, ce qui renverse la relation classique entre producteurs et consommateurs, en faveur de ces derniers.

À aucune étape, Voltalis ne demande d'argent ni même n'exige d'attention des consommateurs ; ils ne sont pas des clients, mais des adhérents auxquels Voltalis permet de devenir producteurs d'économies. Tous ensemble, ils participent à l'optimisation du système électrique en apportant la flexibilité de leur consommation, car le système électrique en a besoin à tout moment du jour et de la nuit (et pas seulement à la pointe comme voudraient le faire croire certains fournisseurs, par nature peu favorables aux économies d'énergie).

Il faut noter que bien avant l'heure, Voltalis avait ainsi donné un sens au concept à la mode de *smart grid*. Ce concept très flou, mais au nom séduisant, a été inventé par les grandes SSII américaines pour imposer aux grandes entreprises de services publics leurs outils logiciels et plateformes Internet. Il n'a pour l'instant

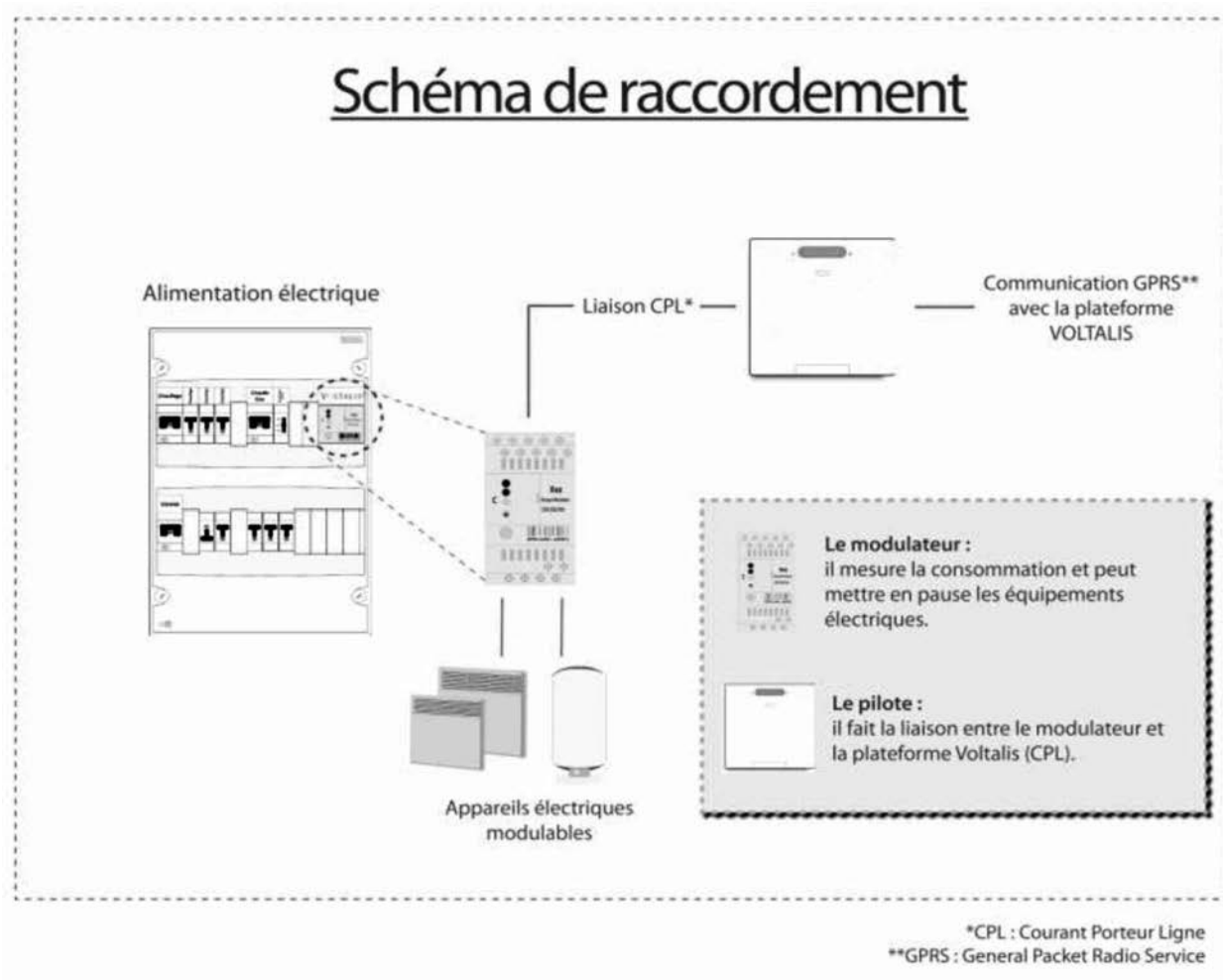


Schéma 1 : Schéma de raccordement d'un boîtier Voltalis.

connu aucune application utile et s'est même déjà révélé très coûteux pour les consommateurs qui ont eu le malheur de payer pour de tels systèmes. Néanmoins, ce concept prospère, car il permet de fédérer un ensemble d'initiatives disparates et de faire financer par les pouvoirs publics des projets coûteux (que le consommateur paiera à son tour). À distance de ce gimmick à la mode, Voltalis a avancé pour équiper déjà près de 200 000 sites, et ce sans faire de bruit et sans jamais solliciter d'argent public.

L'effacement diffus intervient comme une centrale électrique (dont le carburant serait les économies d'énergie)

Le réseau d'effacement diffus contribue au fonctionnement d'ensemble du système électrique, comme le ferait une centrale classique, mais avec quelques avantages très appréciables.

En premier lieu, l'effacement diffus participe à l'équilibre du réseau en temps réel.

Examinons cela plus en détail.

Puisqu'elle n'est pas stockable sur le réseau, il faut que l'électricité produite et injectée sur le réseau soit égale à ce qui en est soutiré pour couvrir la consommation du pays. Face à cette contrainte technique, réduire la consommation a un effet équivalent à l'augmentation de la production. Le réseau d'effacement diffus est donc l'équivalent d'une centrale : il peut fonctionner au service du système électrique comme le ferait une centrale d'appoint, mais une « centrale à économies d'énergie ». Ces économies, produites en temps réel, évitent le recours à des centrales classiques à combustibles fossiles, donc chères et polluantes.

Les marchés de l'électricité achètent de l'énergie, c'est-à-dire le produit d'une puissance par une durée. Or, c'est précisément ce que délivre la centrale d'effacement diffus, une puissance disponible pendant un temps donné. Par le simple jeu statistique permis par le grand nombre d'adhérents, elle produit plusieurs heures d'affilée.

En termes économiques, cela signifie que la production d'effacement est concurrente des autres productions électriques, et c'est en outre la plus propre de toutes – l'électricité économisée.

Au plan technique, l'effacement diffus est aussi la production la plus flexible : pilotée au kW près, en temps réel et avec une réactivité exceptionnelle dans le secteur – celle de la diffusion des ordres d'effacement *via* les réseaux de télécommunications, c'est-à-dire de l'ordre de la minute. De plus, contrairement aux autres productions, l'effacement diffus allège les réseaux et permet donc de réduire les « pertes en ligne ».

Au plan social, c'est aussi la seule production d'électricité qui fasse économiser de l'argent aux consommateurs. Voici une vision de l'écologie qui est peu onéreuse et qui n'est pas réservée aux seuls bobos des quartiers huppés, mais qui s'offre également aux ménages les plus modestes.

Enfin, l'effacement diffus peut jouer un rôle déterminant dans le dimensionnement des infrastructures, tant les réseaux que les centrales. Ce dimensionnement est déterminé par le pic de consommation qu'il faut pouvoir couvrir, avec, en outre, la nécessité de disposer d'une marge de sécurité. L'effacement diffus apporte à la fois le moyen d'assurer cette marge de sécurité permanente et, bien sûr, de réduire la consommation lors des pointes. Il permet donc d'éviter la construction de centrales ou le renforcement de réseaux, investissements d'autant plus coûteux qu'ils ne serviraient que ponctuellement.

Absorber la pointe par effacement diffus : une économie majeure sur les investissements

En ce qui concerne les pointes de consommation et leur coût, les chiffres sont parlants.

Au plan économique, le coût de construction d'une centrale classique est de l'ordre du million d'euros par mégawatt (MW) de puissance installée. Le coût de la capacité d'effacement diffus est inférieur à cent mille euros du MW, c'est-à-dire qu'il est dix fois moins cher (et vingt fois moins en intégrant l'économie réalisée sur les travaux de renforcement des réseaux) (1).

Au plan technique, la pointe de consommation française a atteint jusqu'à 102 GW (en février 2012), et cette pointe est particulièrement aigüe : les 20 % de consommation extrême (puissance bien supérieure à 80 GW) ne sont atteints que 5 % du temps (30 à 50 heures par an). Autrement dit, 20 % de la capacité de production et d'acheminement ne servent quasiment jamais, mais c'est une capacité supplémentaire qui doit pourtant être construite et donc, *in fine*, qui est à la charge des consommateurs.

De plus, l'évolution naturelle supposerait de développer de nouvelles capacités de pointe. En effet, le pic de consommation s'est accru, en moyenne, de + 3 GW/an ces cinq dernières années, tandis que des centrales anciennes, chères et trop polluantes, sont appelées à fermer d'ici à 2020.

L'effacement diffus peut éviter ces dépenses en absorbant ces pointes. Il suffit de mettre en pause les radiateurs répartis dans un grand nombre de bâtiments, chacun pendant quelques minutes et par rotation, pendant les deux ou quatre heures que dure les pics du soir et du matin, pour que ceux-ci soient résorbés.

Alors que certains ont accusé le chauffage électrique d'être la cause de la pointe, nous y voyons, nous, l'opportunité d'absorber cette pointe – en l'effaçant.

Là aussi, le calcul des ordres de grandeurs est éclairant : sept millions de ménages se chauffent à l'électricité et consomment chacun plus de 3 kW de chauffage pendant la durée des pics, soit une puissance totale supérieure aux 20 GW disponibles pendant plusieurs heures. S'y ajoute l'équivalent de 40 % en chauffage dans le tertiaire, et ainsi atteindre quelque 30 GW : la capacité d'effacement diffus est donc comparable aux besoins de pointe de la France, c'est-à-dire à la puissance de plusieurs tranches nucléaires.

Ce potentiel existe dans tous les pays, à des degrés variables selon la forme de la courbe de charge et la part des consommations flexibles, notamment thermiques – chauffage ou climatisation (2). Aux États-Unis, l'autorité de régulation fédérale (la FERC) a évalué à 15 % de la consommation de pointe la capacité mobilisable en effacement, ce qui, rapporté à l'échelle de la France, donne 15 à 20 GW. C'est ce que résume le graphique 1 ci-dessous, établi par la FERC pour souligner une autre caractéristique de l'effacement : le potentiel de l'effacement diffus chez les consommateurs petits et moyens est bien plus important que celui que l'on peut espérer auprès des grands clients (tels que les gros consommateurs industriels).

« Clients interruptibles », « tarifs à effacement » : formules héritées de l'histoire et faux-amis

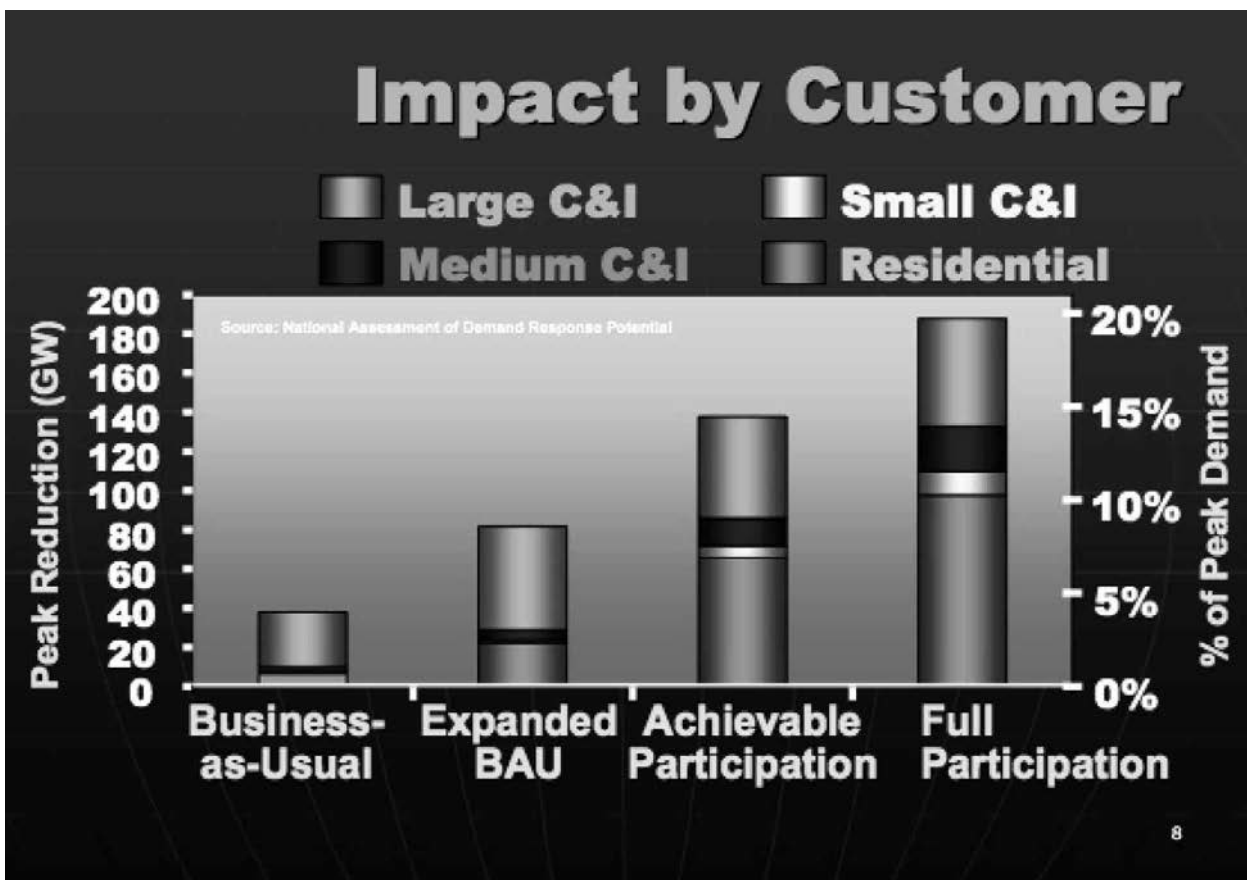
Certains fournisseurs historiques nous ont expliqué que nous n'avions rien inventé, car l'effacement se pratiquait déjà sur de grands sites industriels dits « électro-intensifs », c'est-à-dire des usines consommant beaucoup d'électricité.

Ce n'est pas exact.

Sur le plan technique, il était effectivement possible de passer un appel téléphonique à quelques industriels ; mais avant Internet, il était impossible de mobiliser des efface-

ments diffus sur des millions d'équipements, comme le permet aujourd'hui la technologie de Voltalis.

Sur le plan économique, la possibilité de mobiliser ces effacements auprès de grands clients dits « interruptibles », même si cette mobilisation n'était guère utilisée, a servi de justification à des remises sur les prix d'achat de l'électricité accordées à ces industriels. De tels aménagements au service de politiques industrielles nationales, comme tous les pays en ont connues, ne sont plus guère de mise dans l'Europe d'aujourd'hui. Se sont dès lors développées des formules tarifaires, comme, en France, la formule dite EJP (pour effacement jour de pointe) : en contrepartie d'un prix attractif, le fournisseur d'électricité se réserve le droit d'imposer à son client un prix bien plus élevé quelques jours dans l'année (22 jours EJP). Il ne s'agit donc pas à proprement parler d'un effacement, mais d'une incitation – sous peine de « coup de massue » tarifaire – à déplacer sa consommation à des moments moins chargés pour le réseau, ce qui ne se traduit par aucune économie d'énergie. Cette formule a permis à EDF de mobiliser ainsi jusqu'à 6 GW il y a quelques années, mais depuis son effet s'est largement érodé (de près des deux tiers). Des alternatives ont été tentées, dans lesquelles l'industriel vend des options d'effacement soit à son fournisseur d'électricité soit directement sur les marchés. Ces mécanismes n'ont connu qu'un succès limité : ils mobilisent bien moins de puissance et ne donnent toujours pas lieu à une baisse de la consommation.



Graphique 1 : Impact by customer.

L'effacement diffus se traduit par des économies d'énergie, contrairement à l'effacement industriel qui, lui, a même un impact négatif pour l'environnement

Cette différence entre ces deux types d'effacement quant à leur impact en termes d'économies d'énergie est essentielle aujourd'hui.

Examinons la plus en détail.

Lorsqu'une usine « s'efface », elle détruit de la valeur en perturbant sa production, voire en la réduisant, et, pour le reste, elle reporte sa consommation d'électricité sur d'autres périodes, ou tout simplement d'autres sources de production d'électricité. Par exemple, l'industriel pouvait utiliser des groupes électrogènes à carburant fossile, chers et condamnés à terme par des normes environnementales de plus en plus strictes.

À l'inverse, l'effacement diffus est constitué d'économies d'énergie significatives pour le pays, et bienvenues, c'est-à-dire non négligeables, pour chaque consommateur. Un récent avis de l'Ademe reposant sur l'étude d'effacements diffus réalisée par Voltalis chez ses adhérents, évalue cette économie autour de 11 à 13 % de la consommation correspondant au chauffage.

À cette économie directe, s'ajoutent celles que le consommateur réalise grâce à l'information détaillée (par usage) que le boîtier Voltalis lui fournit, en temps réel, sur sa consommation. Selon de nombreuses études internationales, cet autre effet représente 9 à 12 % d'économies, qui

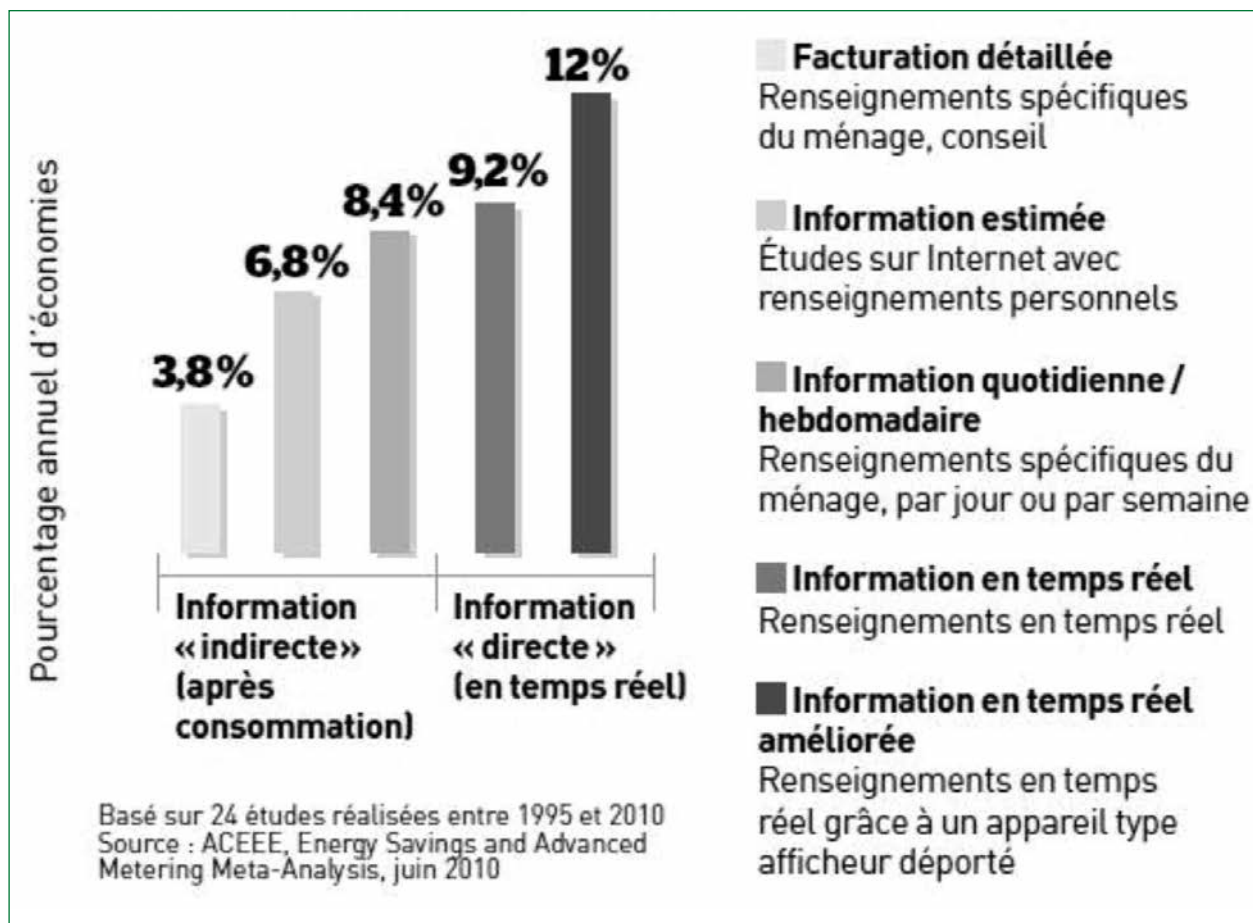
s'ajoutent aux précédentes. Concrètement, cela signifie que chacun peut faire des économies en adoptant quelques gestes simples, dont toutes les politiques d'économie d'énergie ont vanté les mérites ; mais le consommateur le fait d'autant mieux qu'il dispose d'une information simple pour connaître, dans son cas et selon ses usages, ce dont sa dépense d'énergie est constituée.

Le lecteur n'en sera guère surpris : il n'y a rien de tel que de mesurer pour mieux évaluer. Et l'on peut facilement réaliser 20 % d'économie en optimisant un système sur lequel personne n'exerce de vigilance, ce qui est majoritairement le cas du chauffage des logements et du petit tertiaire.

Dans la même logique, le lecteur s'attendra à ce qu'une optimisation réalisée sur un large périmètre dégage plus de valeur que des optimisations locales non coordonnées. Tel est l'apport de l'effacement diffus et du pilotage de la demande opérés par Voltalis.

Optimisation locale, optimisation globale

On comprend bien pourquoi l'optimisation de la consommation sur chaque site n'avait pas été faite – cela aurait supposé la vigilance de chaque consommateur – et c'est pour cette même raison qu'elle présente un grand potentiel maintenant que la technologie de Voltalis la rend possible en réseau.



Graphique 2 : Moyenne annuelle des économies d'électricité d'un ménage par type d'information.

D'ailleurs, une optimisation individuelle ne présente pas que des avantages, l'approche globale est donc d'autant plus indispensable. À ce sujet, les grands électriciens vont jusqu'à avancer le paradoxe suivant : si chacun optimise son usage du chauffage en fonction de sa présence, la pointe sera accrue, et non réduite. Suivons le raisonnement. La plupart des radiateurs sont en fonctionnement tout au long de la journée, ce qui donne lieu à une « courbe de charge » nationale du chauffage électrique « en bandeau » (voir le graphique 3 ci-dessous).

Cela ne veut pas dire que le besoin de chauffage soit constant. Par exemple, il serait logique de réduire le chauffage dans un appartement qui n'est pas occupé pendant la journée, puis de l'augmenter en fin de journée, à l'approche de l'heure de retour des occupants. La consommation d'énergie de ce logement serait ainsi réduite sur la journée, mais elle serait augmentée en fin d'après-midi, ce qui renforcerait la pointe du soir.

L'optimisation individuelle par chaque consommateur est donc le cauchemar de l'électricien : elle conduirait à réduire la consommation, donc la facture du consommateur, c'est-à-dire le revenu de l'électricien ; et, dans le même temps, elle accroîtrait le besoin de pointe, donc le dimensionnement des infrastructures, augmentant d'autant les coûts fixes de l'opérateur (qui, dans ce secteur, sont une part majoritaire des coûts globaux).

Le paradoxe est troublant, mais contient une part de vérité. Il confirme l'utilité d'un pilotage coordonné pour rechercher un optimum global. C'est ce que l'effacement diffus permet sur le plan technique, comme on l'a vu, et c'est également ce que son modèle d'affaires, en environnement de marché, permet sur le plan économique.

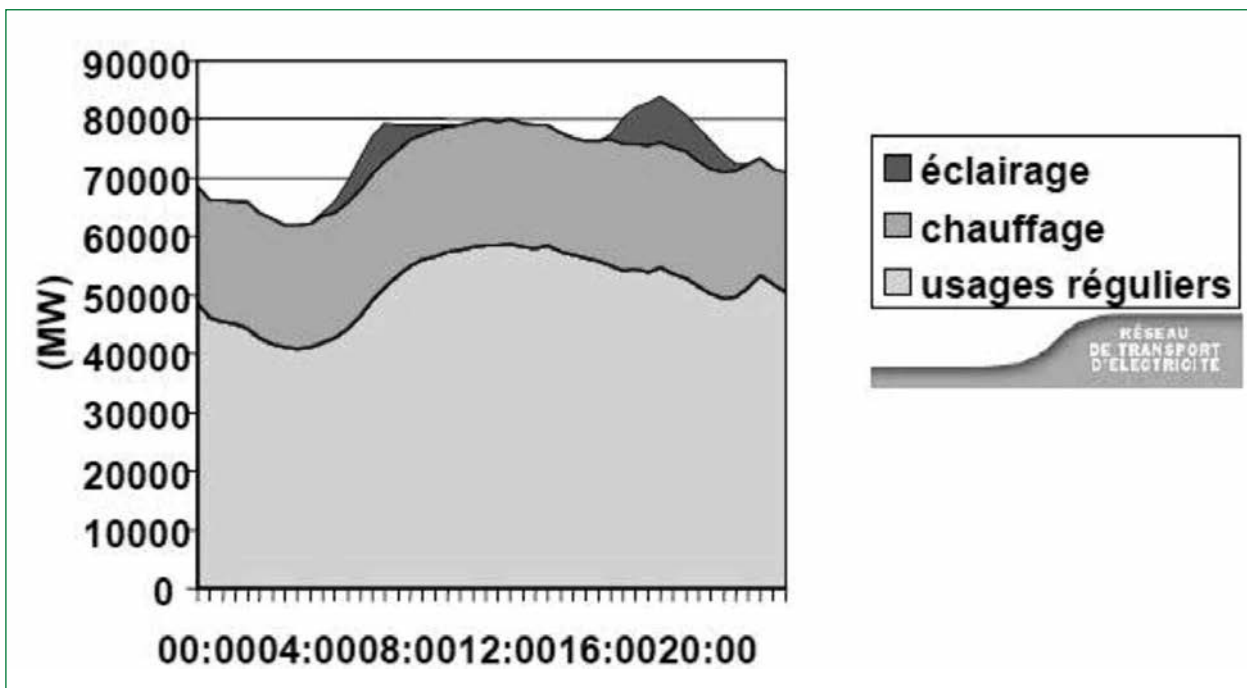
Un modèle économique robuste fondé sur la valeur de marché

Le modèle économique de l'effacement diffus repose sur une logique simple. Pour la collectivité, ne pas consommer une certaine quantité d'électricité évite de la produire et de l'acheminer. Plus précisément, réduire une puissance appelée pendant un certain temps est équivalent à injecter la même quantité d'électricité qui aurait été produite sans ladite réduction. De plus, cette substitution apporte en outre des économies d'énergie pour le pays. La production d'effacement diffus a donc pour le marché une valeur au moins égale à celle d'une production classique, avec, en plus, des avantages pour la collectivité.

Cette équivalence est déjà traduite dans les mécanismes de marché (3) : dès lors qu'existent des marchés de gros de l'électricité, la vente des mégawatts-heure d'effacement s'effectue en concurrence avec les autres productions électriques qu'ils peuvent remplacer.

Ce principe a été édicté par la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), le régulateur fédéral américain, en mars 2011, en prenant en considération l'intérêt des consommateurs. La FERC a cependant essuyé de vives oppositions des fournisseurs. Ils ont fait valoir que, par rapport aux autres productions, l'effacement avait pour eux un douloureux travers : celui de réduire la consommation, et donc leurs revenus et leurs marges. Ils ont donc demandé la compensation de ce manque à gagner, mais la FERC a rejeté cette revendication comme absurde et contraire à l'intérêt du consommateur.

Peut-on imaginer qu'un grand constructeur automobile, qui, s'apercevant qu'un de ses concurrents a développé



Graphique 3

un modèle de voitures plus efficace, lui demanderait la compensation des ventes qu'il ne réalise pas ?

En France, les fournisseurs laissent paraître leurs conflits d'intérêts face à l'économie d'énergie et de pollution

La même demande de compensation qu'aux Etats-Unis a surgi en France, fondée sur la même réalité : l'effacement diffus (et non l'effacement industriel) réduit la consommation. Voltalis est donc bien à l'origine d'un manque à gagner pour les fournisseurs, qui n'est autre que la baisse des factures des consommateurs. C'est ce que certains fournisseurs ont dénommé le « vol de l'énergie ». De leur point de vue, cette dénomination est compréhensible puisque notre existence faisait baisser leurs revenus, en particulier au moment où l'énergie est la plus chère, ce qui érode leurs marges.

Les fournisseurs, qui avaient pris un retard considérable dans les technologies permettant l'effacement diffus et qui n'avaient donc aucune solution technique disponible dans ce nouveau métier, ont exercé une pression généralisée sur le régulateur pour que celui-ci freine Voltalis. La Commission de régulation de l'énergie (CRE) s'est sentie obligée (en 2009) de tenter de prélever une partie des revenus de l'opérateur d'effacement diffus pour compenser le manque à gagner des fournisseurs d'électricité. Dans le même temps, il était interdit à l'opérateur d'effacement diffus de vendre son énergie tant qu'il n'acceptait pas ce prélèvement.

Alors que les autres énergies renouvelables bénéficient de subventions massives au travers des tarifs de rachat avantageux (payés par l'ensemble des consommateurs), l'effacement diffus a ainsi été entravé dans son accès au marché et menacé d'une taxe sur les économies d'énergie au profit des fournisseurs traditionnels.

Il en est résulté de longues procédures juridiques pour supprimer ces entraves, que les fournisseurs, dans une joyeuse entente, ont développées à l'envi.

En mai 2011, le Conseil d'Etat a annulé la décision de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) de juillet 2009.

En juillet 2012, saisie par la CRE pour avis, l'Autorité de la concurrence a récusé le projet des fournisseurs qui, poursuivant toujours le même but, auraient voulu soumettre à leur agrément la participation d'un consommateur à l'effacement diffus. À cette occasion, l'Autorité a relevé que ces fournisseurs étaient de fait des concurrents de l'activité d'effacement diffus. Elle a en outre mis en lumière qu'ils sont en conflit d'intérêts frontal avec cette nouvelle activité, puisque celle-ci a pour objet de réduire la consommation d'électricité, laquelle est la base de leurs revenus et de leurs marges.

Ce parcours juridique qu'un cartel de fournisseurs a tenté de nous imposer a bien évidemment fortement ralenti notre développement. Voltalis est cependant parvenue à installer près de 200 000 sites et à constituer une centrale à effacement de près de 500 MW crête (ou 2 GW

installés) tout en étant empêchée d'en tirer les légitimes revenus. Sans l'opposition de ce cartel, il est bien évident que nous aurions déjà pu équiper plusieurs millions de sites. Les élus locaux de tous bords, comprenant l'intérêt pour les ménages les plus modestes et pour l'écologie dans leurs circonscriptions respectives, ont joué un rôle clé pour permettre – enfin ! – l'émergence en France d'une écologie du système électrique raisonnable et tournée d'abord vers l'intérêt des plus modestes.

Les dévoilements juridiques successifs de cette situation (où Voltalis était menacée dans son existence même par cette entente des fournisseurs, dont le mot d'ordre est de vendre toujours plus et toujours plus cher) ont ouvert la voie dans laquelle les pouvoirs publics se sont depuis engagés courageusement, instaurant une régulation appropriée qui organisera, dès 2013, la valorisation des effacements diffus sur tous les marchés de l'électricité.

C'est ainsi que, malgré un très puissant *lobby* opposé à tout progrès vers l'effacement et l'efficacité énergétique, il sera mis fin à plusieurs années d'obstruction des fournisseurs face à cette innovation de dimension internationale.

Le plus révélateur est que l'obstruction venait bien sûr de fournisseurs alternatifs – une dénomination trompeuse, s'agissant de firmes sans aucune valeur ajoutée, puisque leur seule activité est de produire des factures, et non de l'électricité ni même un quelconque service à ses clients (elles n'ont d'ailleurs été constituées par quelques financiers que pour les enrichir en profitant de la libéralisation voulue par Bruxelles).

Mais l'obstruction vint aussi de ceux qui, chez l'opérateur historique, rompant avec la logique de service public et se croyant devenus des commerçants, ont cru bon d'adopter cet anachronisme : lutter contre les économies d'énergie proposées aux classes moyennes et défavorisées – combat qu'ils ont mené au détriment des consommateurs et du pays, et, paradoxalement, de leur propre entreprise.

En effet, le premier gagnant de l'effacement diffus est en fait l'entreprise nationale, l'opérateur historique. En lui évitant de construire des centrales de pointe non rentables et en lui permettant de mieux cibler le renforcement de ses réseaux (notamment pour y accueillir plus d'énergie renouvelable), l'effacement diffus permettra au champion français de l'électricité de dégager des ressources précieuses (4) pour financer ses priorités au service du pays, notamment le renforcement de la sécurité du parc nucléaire et l'accompagnement de la transition énergétique.

Une nouvelle filière électrique, synonyme d'ouverture d'un marché mondial et de créations d'emplois

Dans le même temps où se déroulait en France cette entrave majeure opposée à l'effacement diffus, d'autres pays sollicitaient Voltalis pour déployer à grande échelle cette technologie française.

Ce fut tout d'abord le Japon qui, pour faire face à son besoin de capacité après la catastrophe de Fukushima, s'est mobilisé en vue de construire plus de 10 GW d'effacement diffus autour de Tokyo (et le double pour le reste du pays), et créer ainsi près de dix mille emplois dans ce pays en moins de deux ans.

L'Allemagne se mobilise aussi pour moderniser son système électrique et y accroître encore la part des énergies renouvelables. Voltalis y prépare un partenariat avec un grand électricien pour construire une première capacité d'effacement diffus-test de 400 MWc dès 2013, puis de plusieurs gigawatts à terme, créant ainsi des milliers d'emplois en Allemagne dans cette nouvelle filière. Dans ce domaine aussi, et à notre grand dam, les conditions semblent plus favorables à l'innovation en Allemagne qu'en France. L'urgence du besoin y contribue sans doute, mais aussi probablement la présence de quatre grands électriciens (contre un seul en France) entre lesquels l'émulation est plus vive, et le pragmatisme de groupes allemands qui ont bien compris qu'il était de leur intérêt même de faire construire de telles capacités.

D'autres pays comme l'Italie, la Pologne, certains pays d'Asie ou d'Amérique, nous ont sollicité de manière urgente. Il faut bien noter que dans tous les cas de figure, compte tenu de la technologie nécessaire et, par ailleurs, du conflit d'intérêts intrinsèque entre un producteur qui souhaite vendre toujours plus (et c'est bien compréhensible) et notre métier, qui est par nature favorable aux intérêts des consommateurs, ce n'est pas l'électricien qui peut prétendre exercer lui-même ce métier, mais bien un opérateur indépendant, intervenant éventuellement dans le cadre d'un partenariat conclu avec lui.

À l'inverse, en France, certains fournisseurs alternatifs ne cachent pas que leur obstruction systématique n'a rien de personnel, mais vise à leur permettre de rattraper leur retard en développant leur propre solution d'effacement diffus pour, illusion économique et juridique, leur permettre de nous concurrencer – un peu comme si Renault nous expliquait qu'il va s'efforcer de vendre moins de voitures. Cela illustre plutôt leur volonté d'entraver la concurrence et de fidéliser leurs clients en installant chez eux leurs propres boîtiers – alors que ces clients sont aujourd'hui libres de retourner chez l'opérateur historique ou de choisir une meilleure offre, ce qui est évidemment très gênant pour la valorisation financière de ces opérateurs virtuels.

Enfin, sur le plan réglementaire, le cadre européen se met aussi en place, peu après les décisions américaines et en avance de quelques mois sur le cadre réglementaire français. En effet, la récente directive européenne 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique donne toute sa place à l'effacement diffus, puisqu'elle prévoit déjà que « les effacements de consommation [participent] aux marchés de gros et de détail au même titre que les ressources portant sur l'offre ».

Ainsi, avec l'effacement diffus, c'est une innovation née en France, ce dont nous sommes très fiers, qui devient un métier appelé à se diffuser dans le monde entier. Il faut souhaiter que malgré les obstacles mis par certains acteurs français, cette nouvelle filière d'excellence se développe maintenant rapidement pour jouer pleinement son rôle, complémentaire de celui des autres énergies, dans l'optimisation du système électrique national au service des consommateurs avec pour effet de réduire leur facture, et donc d'augmenter leur pouvoir d'achat. Simultanément, sur le plan industriel, cette filière va ainsi créer des milliers d'emplois dans notre pays et contribuer à renforcer l'offre de l'Équipe de France de l'électricité à l'international.

La nouvelle majorité ayant accédé au pouvoir en 2012 aurait quelque raison de s'attribuer une part de ce succès, pour avoir, en quelques mois, ouvert la voie que d'autres avaient obstruée depuis cinq ans. Elle trouvera en tous cas dans ce développement une illustration évidente de la politique de transition énergétique juste voulue par le Président de la République.

Notes

* Président directeur général de Voltalis S.A.

(1) Le coût de construction des réseaux double ce montant, comme les consommateurs peuvent le constater au fait que, sur leur facture, la part correspondant aux coûts du réseau est en gros égale à la part correspondant à l'énergie qui leur est fournie.

(2) Le potentiel est plus grand dans les pays fortement utilisateurs de la climatisation, tels ceux d'Amérique latine ou d'Asie du Sud-est, en particulier dans les grandes métropoles. Nous sommes donc fiers d'avoir inventé en France un métier à dimension mondiale : quelle n'a pas été notre surprise de voir dans notre pays l'obstruction unanime des fournisseurs d'électricité en place (qui, mis à part les grands producteurs, n'apportent aucune contribution au système électrique et n'ont qu'un rôle financier, comme le montre le profil de leurs actionnaires).

(3) Au moins en ce qui concerne la part énergie par opposition à l'acheminement, qui est loin d'être l'objet de marchés aussi organisés, chaque opérateur de réseau demeurant en effet en situation de monopole.

(4) Nos calculs précis montrent d'ailleurs que même si Voltalis constitue une capacité d'effacement diffus de 5 GW (l'équivalent de la puissance fournie par trois EPR), le manque à gagner annuel pour l'entreprise nationale atteindrait au maximum 200 M€. Or, obtenir la même capacité avec des centrales classiques non seulement demanderait beaucoup plus de temps, mais coûterait 7 à 10 G€ : cette dépense ne pourrait être financée que par l'emprunt. Au taux de 5 % minimum, les seuls intérêts coûteraient à l'opérateur historique de 400 à 500 M€ à comparer au manque à gagner précité, soit 200 M€ (un manque à gagner bien réel, mais qui est synonyme d'autant d'économies pour les consommateurs).

Il est urgent que les « commerçants » chez l'opérateur national apprennent les notions d'amortissement en discutant avec leurs collègues de la production qui, eux, auraient un besoin crucial de ces 7 à 10 G€ ne serait-ce que pour financer l'entretien du parc nucléaire français.

L'industrie éolienne française

Par Alain LIGER*

Présente en France depuis les années 1990, la production d'énergie électrique par la force du vent représentait une puissance raccordée de 6 750 MW à la fin 2011.

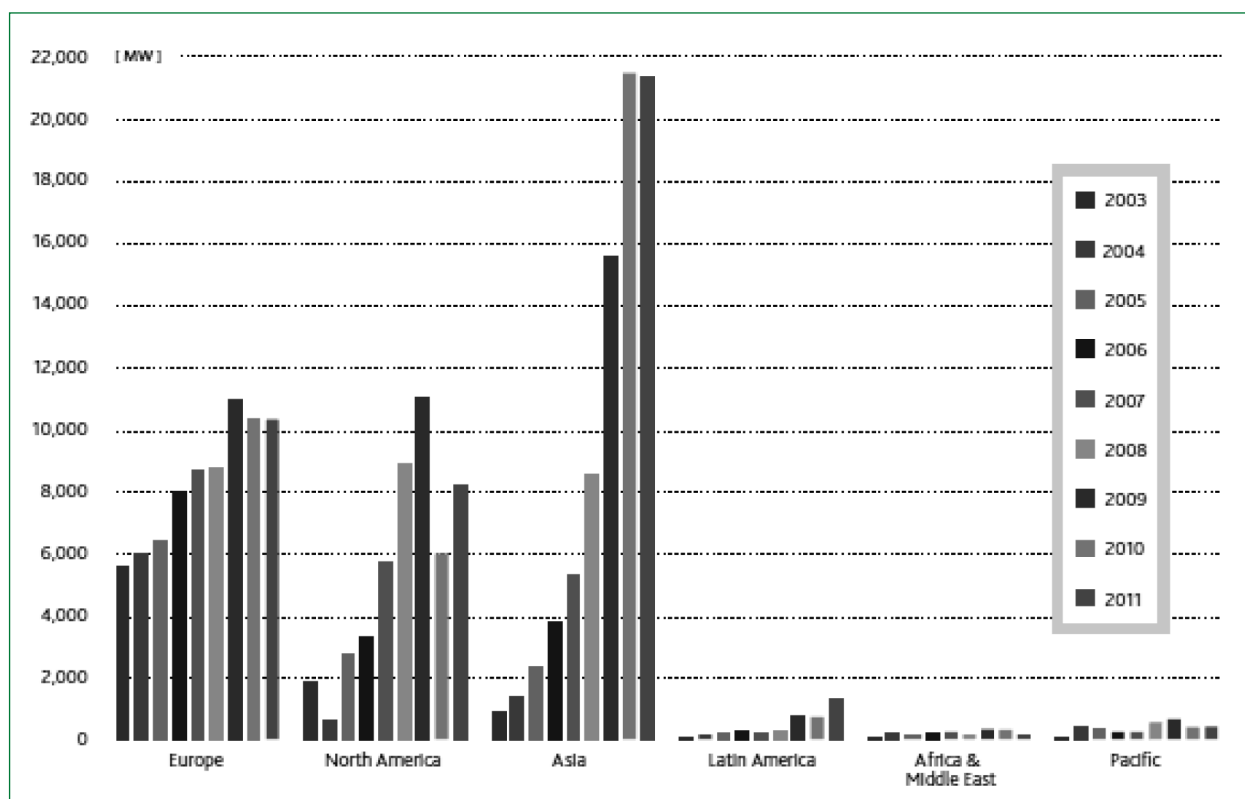
Si l'essentiel des mises en service récentes et du parc total de machines est le fait de constructeurs étrangers, l'industrie française a été, ces dernières années, présente sur le marché ; en effet, des PME françaises y occupent des marchés de niche, et par ailleurs, l'industrie européenne incorpore de nombreux composants français ; enfin, deux grandes entreprises françaises ont pris récemment des positions industrielles de niveau européen.

À ce titre, le développement actuel de l'éolien *offshore* représente pour les entreprises françaises une réelle opportunité stratégique, d'autant plus que la France, outre le fait qu'elle bénéficie de conditions géographiques favorables à l'implantation de tels parcs, dispose à travers son industrie parapétrolière d'un véritable savoir-faire en matière de travaux en mer.

Un très fort développement de l'éolien dans le monde entier...

La production d'énergie électrique par la force du vent fait l'objet dans un grand nombre de pays d'investissements en forte croissance tirés par les besoins énergétiques du développement, le besoin de diversification par rapport aux sources fossiles et nucléaire, la préoccupation de la réduction des émissions de CO₂ et le progrès technolo-

gique, qui rend l'équipement toujours plus performant. Ce mouvement est largement distribué : il existe des centrales éoliennes dans 75 pays, dont 22 disposent d'une puissance installée supérieure à 1 GW ; le mouvement lancé dans des pays développés de l'OCDE s'est élargi, et ce sont les investissements en Asie (en particulier en Chine, qui est le plus gros marché) qui tirent désormais la croissance mondiale de la capacité de production et du marché industriel afférent.



Graphique 1 : Capacités installées par zones géographiques sur la période 2003-2011.
Source : Global Wind Energy Council, statistics 2011.

En 2011, une puissance de 41 GW d'électricité éolienne a été installée dans le monde et la puissance installée cumulée totale atteindrait 238 GW (fin d'année 2011) ; l'investissement correspondant est évalué à environ 50 milliards d'euros et est en même temps un marché pour l'ensemble des acteurs de la chaîne des fournisseurs.

Comme pour les autres productions intermittentes, les chiffres de puissance installée cités ci-dessus ne peuvent être comparés directement aux puissances installées des modes de production capables de satisfaire les besoins des consommateurs à tout moment, comme la plupart des centrales thermiques ou l'hydraulique au fil de l'eau ; les producteurs permanents ont une puissance disponible équivalant pratiquement à 8 000 heures par an. La puissance des installations éoliennes en France est disponible pendant 2 000 à 2 500 heures de fonctionnement par an (une disponibilité plus proche des 4 000 heures pour les installations en mer). Les puissances installées doivent être lues à l'aune de cette disponibilité ; la capacité installée de 40 GW ne doit donc pas être comparée à 100 turbines à gaz d'une puissance de 0,4 GW chacune, mais sa production effective est probablement beaucoup plus proche de celle de 30 turbines à gaz.

Par ailleurs, dans la plupart des pays concernés, le développement de l'industrie éolienne est largement conditionné par des réglementations permettant à l'électricité produite par les champs éoliens d'accéder aux réseaux collectifs de transport et de distribution d'électricité à un tarif favorable (*feed-in tariffs*).

... y compris en France

Présente en France depuis les années 1990 à petite échelle, la production d'énergie électrique par la force du vent est une réalité d'une plus grande ampleur depuis une décennie. Les sources disponibles donnent des chiffres légèrement différents, mais cohérents dans leur ensemble. La puissance éolienne raccordée était de 6 750 MW fin 2011

(le graphique 2 ci-dessous illustre la progression de la puissance installée et celle du nombre des machines).

Cependant, les mises en production en 2012 seront bien inférieures à celles des années précédentes. Elles devraient être de l'ordre de 650 MW. Un débat juridique (non conclusif à ce jour) sur le caractère d'aide d'Etat de la Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE) qui, par le biais d'un tarif d'achat d'origine législative et réglementaire, amène les consommateurs à financer les surcoûts de l'énergie éolienne (comme ceux des autres énergies électriques renouvelables) a en effet démobilisé promoteurs et sources de financement en introduisant une incertitude temporaire dans les conditions financières de fonctionnement des sites.

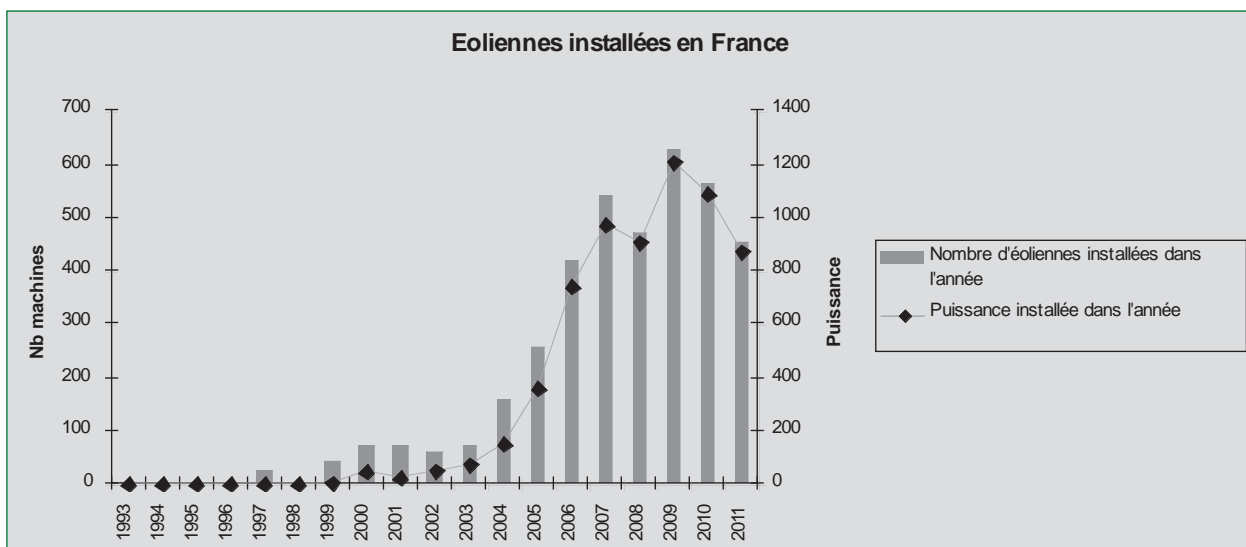
Le nombre des sites de production (parcs éoliens ou fermes éoliennes) était en France de l'ordre de 650 à la fin de l'année 2011. Les sites sont plutôt de petite taille, avec un très grand nombre de sites comprenant entre 3 et 7 machines (comme le montre le graphique 3 de la page suivante) ; des producteurs d'électricité français ou étrangers détiennent et opèrent les sites comportant plus de 20 éoliennes et une partie des sites plus petits.

Un marché sur lequel les constructeurs européens sont très présents...

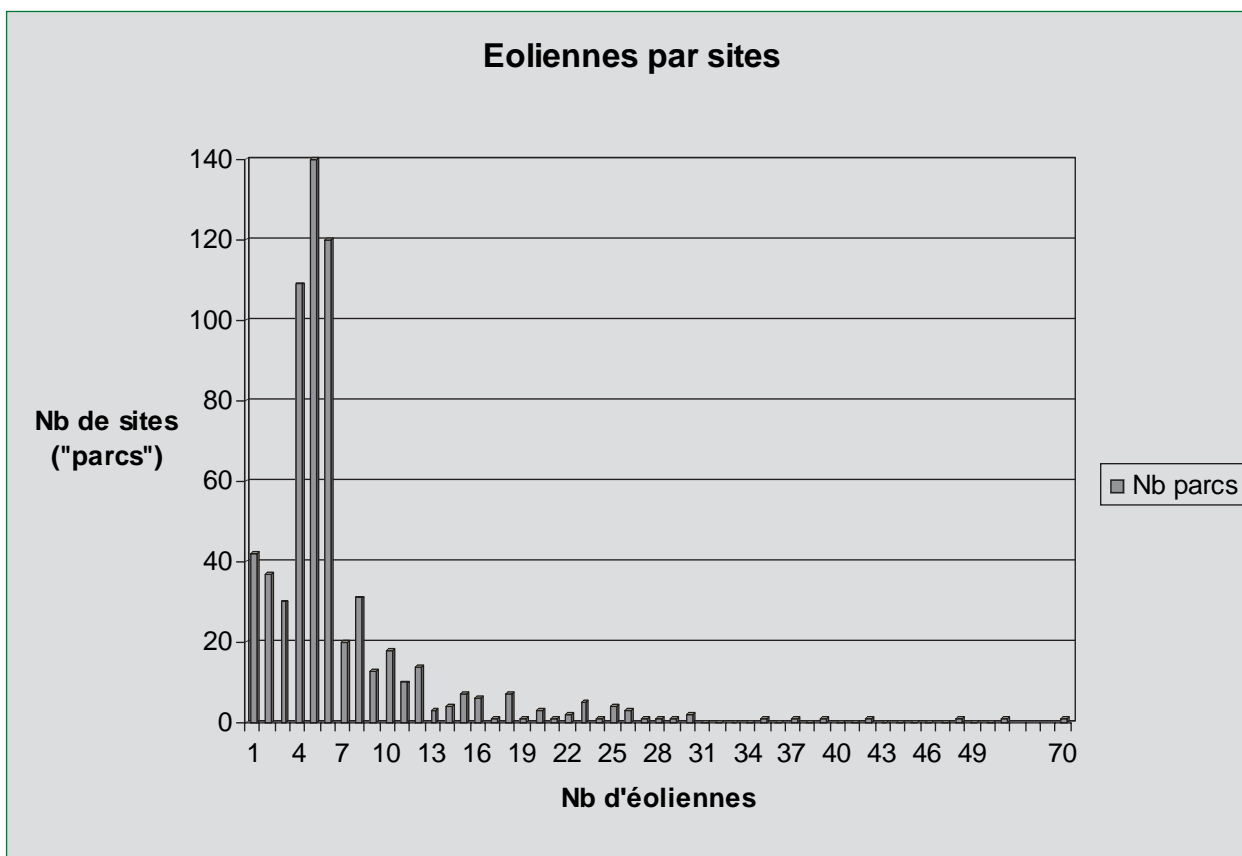
Au niveau mondial, les constructeurs chinois, très présents sur leur marché national qui enregistre une croissance forte, sont au nombre de quatre parmi les dix premiers mondiaux (voir le tableau 1 de la page suivante) :

Un nombre réduit de constructeurs contribuent de manière significative à l'installation de nouvelles capacités de production en France (voir le tableau 2 de la page 113) :

Les trois premiers fournisseurs, Enercon, REpower et Vestas, dominent massivement le marché français, avec plus des trois quarts des éoliennes raccordées, et quelques autres fournisseurs étrangers s'y ajoutent. L'essentiel des mises en service récentes et du parc total de machines est donc le fait de constructeurs étrangers.



Graphique 2 : Eoliennes installées en France.
Source : auteur, d'après statistiques IFEN et SER.



Graphique 3 : Nombre d'éoliennes par sites.

Source : auteur d'après la base de données « thewindpower.net ».

Constructeur	Pays d'origine	% des installations mondiales en 2011
Vestas	Danemark	12,7 %
Sinovel	Chine	9,0 %
Goldwind	Chine	8,7 %
Gamesa	Espagne	8,0 %
Enercon	Allemagne	7,8 %
GE Wind Energy	Etats-Unis	7,7 %
Suzlon Group : comprend Suzlon Energy (India) et REpower (Allemagne)	Inde	7,6 %
Guodian United Power	Chine	7,4 %
Siemens	Allemagne	6,3 %
Ming Yang	Chine	3,6 %

Tableau 1.

Source : IHS Inc - Information Handling Services.

La production d'énergie électrique éolienne est soutenue depuis son lancement par des tarifs d'achat avantageux qui ont permis et permettent encore d'assurer la viabilité économique de la plupart des projets et donc d'alimenter le carnet de commandes des fabricants et des sous-traitants. Dans ce contexte, la domination du marché européen décrite ci-dessus est largement due au dynamisme entrepreneurial. Des chefs d'entreprise ont en effet orienté vers de nou-

velles activités des entreprises de secteurs variés comme la métallurgie (cas de Nordex), la mécanique agricole (cas de Vestas), l'aéronautique (cas de Gamesa), l'énergie (cas de REpower), ou ont créé des *start-up* spécialisées (comme par exemple Enercon) (voir le tableau 2 de la page suivante). Ces décisions entrepreneuriales ont été prises dans les années 1990-2000 à une époque où le climat général allemand, danois ou espagnol rendait le développement de la

Constructeurs	Siège social	Puissance installée en 2010 (MW)	Puissance raccordée en 2011 (MW)	Puissance raccordée Total au 31 décembre 2011 (MW)
Enercon	Allemagne	400	284	1 693
REpower	Allemagne	246	212	1 298
Vestas	Danemark	230	241	1 366
Nordex	Allemagne	130	78	1 017
Alstom	France	63	33	253
Gamesa	Espagne	42	39	664
Siemens	Allemagne	23	23	275
GE Energy	Etats-Unis	18	45	218
Vergnet	France		0	82
Autres				227
Total		1 152	955	7 092

Tableau 2.

Source : France Energie Eolienne.

production éolienne crédible – qu'il s'agisse du cadre réglementaire ou des objectifs assignés à la part de l'éolien dans le *mix* énergétique national. Au fur et à mesure de leur développement, certains de ces industriels ont ensuite essayé en construisant des usines ailleurs que dans leur pays d'origine.

Comme dans toute industrie, il existe des fusions-acquisitions et d'autres mouvements capitalistiques, qui relativisent la notion de « nationalité » des sociétés. Par exemple, depuis son rachat par le groupe indien Suzlon, en 2008, l'« allemand » REpower est devenu « indien » ; Alstom a développé sa présence sur ce segment de marché assez récemment par croissance externe en achetant en 2007 la société espagnole Ecotècnia ; AREVA (qui ne figure pas dans la liste ci-dessus) a eu une stratégie analogue en 2010 avec l'acquisition de la société allemande Multibrid.

La localisation du siège social n'emporte pas donc pas celle de toute la production. Cependant, aucun des grands constructeurs dominant le marché français ne dispose actuellement d'une usine de montage en France.

... mais avec une petite composante de l'industrie française

À l'époque du développement de l'industrie éolienne en Europe, aucun industriel français justifiant de compétences en mécanique, en électricité, etc. de même nature que les sociétés citées ci-dessus, n'a engagé une évolution similaire. Pour autant, la compétence est disponible en France ; l'industrie de fabrication des turbines et de nacelles d'éoliennes à terre repose en effet largement sur des compétences en mécanique, en électricité et en électronique bien présentes en France. Cependant, aucun entrepreneur français n'a encore réussi un développement d'envergure, à la différence de fabricants d'autres pays européens désormais

solidement implantés sur le marché. Mis à part la niche que représentent les éoliennes rabattables pour les pays soumis au risque de cyclones, le développement d'une machine française ne semble pas pouvoir reposer sur une originalité technique permettant de « faire la différence » sur le marché européen.

L'absence d'unité significative de construction d'éoliennes en France ne signifie pas pour autant que l'industrie française soit totalement absente du marché ni que les machines ne comportent pas de composants français.

Parmi les fabricants d'éoliennes, nous avons cité les acquisitions relativement récentes de fabricants espagnol et allemand respectivement par Alstom et AREVA. Il existe également deux fabricants de plus petite taille sur le marché de niche précité, les groupes Vergnet et Alizéo (ce dernier étant de création très récente) qui ont développé des éoliennes adaptées aux zones cycloniques (des zones où les éoliennes de grandes dimensions risquent d'être détruites par des vents violents). Ils complètent leur gamme d'éoliennes anticycloniques par des capacités de prévision de la production et des solutions de stockage de l'électricité indispensables aux gestionnaires de réseaux non interconnectés.

Ces deux fabricants français sont sur des niches technologiques très voisines et font face tous les deux à des difficultés dues notamment aux retards pris dans les appels à projets. Le marché de l'outre-mer français, qui ne leur est pas réservé, constitue une vitrine technologique de l'éolien rabattable pour zones cycloniques. Le marché potentiel est important puisque plus de cent pays et entre 1,5 et 2 milliards d'individus sont situés dans ces zones cycloniques. Le nucléaire y est peu présent, voire inexistant, les réseaux électriques y sont instables ou isolés, et la forte croissance de la demande d'énergie y est principalement couverte par le pétrole et le charbon. Toutefois, Vestas a installé plus de 250 MW d'éoliennes non rabattables dans les Caraïbes, soit

environ 7 fois plus que Vergnet, dans cette même zone. L'enjeu technologique reste donc à développer.

Par ailleurs, les capacités industrielles françaises fournissent les producteurs d'éoliennes, lesquelles comportent donc des composants français ; ces entreprises françaises contribuent à de la sous-traitance de rang 1 ou 2 avec des acteurs comme Converteam, récemment acheté par General Electric (équipement électrique), Rollix Defontaine (couronnes d'orientation), Leroy Somer, détenu par l'Américain Emerson (génératrices), Schneider-Electric (génie électrique), etc.

Enfin, pour le montage sur site et le raccordement électrique, les constructeurs ont habituellement recours aux capacités locales et un certain nombre d'entre elles sous-traitent localement une partie de la fabrication de certains sous-ensembles, par exemple, les mâts des éoliennes.

Au total, France Energie Éolienne identifie environ 150 équipementiers impliqués à des degrés divers avec les fournisseurs étrangers.

Le développement actuel de l'éolien *offshore* représente pour les entreprises françaises une opportunité stratégique. Avec le deuxième gisement éolien en Europe et plus de 3 500 km de côtes, la France bénéficie de conditions géographiques favorables pour l'implantation de parcs éoliens *offshore*. En outre, la France dispose d'un savoir-faire certain dans les travaux en mer avec son industrie parapétrolière et bénéficie d'infrastructures portuaires et de chantiers navals propres à la construction de machines de grande taille.

La méthode adoptée pour la création de parcs éoliens marins, en particulier l'introduction de critères de développement économique local et de développement industriel, devrait permettre la réalisation de premiers investissements. Elle a déjà amené Alstom à décider d'implanter des usines d'assemblage de nacelles et de fabrication d'alternateurs à Saint-Nazaire, des usines de production de pales et de fabrication de mâts à Cherbourg, ainsi qu'un centre d'ingénierie et de R&D dédié. Elle pourrait aussi amener des fabricants étrangers à investir en France et à essayer hors de leur pays d'origine dans des usines installées en France, comme ils l'ont déjà fait avec d'autres pays.

Il ne s'agit pas pour autant de simplement copier les fabricants existants. Les côtes françaises présentent des spécificités (comme une profondeur plus grande que celle de la Mer du Nord) qui devraient permettre des investissements dans des technologies nouvelles ; comme l'éolien flottant, qui est encore aujourd'hui une niche sur le marché de l'*offshore*, et dont les coûts restent élevés, est l'une de ces technologies en devenir ; on y note deux projets français d'éoliennes flottantes, Nenuphar Wind et Winflo, qui ont été sélectionnés par le Commissariat général aux Investissements.

Des difficultés d'acceptation par le grand public ont entraîné une forte réglementation

Les fermes éoliennes font l'objet d'oppositions parfois virulentes. Le législateur a pourtant mis en place une régle-

mentation très complète pour débattre des projets et limiter les impacts paysagers, les effets sur la biosphère et les risques industriels en interdisant certains types de localisation et en exigeant des études sérieuses pour les sites possibles pour une implantation. Les études et les processus d'autorisation qui sont nécessaires à la réalisation d'un projet éolien peuvent de ce fait durer plusieurs années. Sur un plan plus général, l'industrie investit en recherche et développement sur certaines de ces problématiques pour faire progresser la capacité de traiter les impacts.

Le développement de la réglementation a pu améliorer la qualité des études et de la localisation des sites éoliens. Mais il n'est pas certain que le renforcement des procédures ait amélioré l'acceptation des sites. Pourtant celle-ci est une condition du développement de l'électricité éolienne en France, et de l'industrie associée.

Des développements technologiques dans de nombreux domaines...

Au niveau mondial, les tendances principales du développement du marché des turbines, qui ont amené une baisse du coût d'investissement par kW, et donc du coût du kWh produit, sont :

- ✓ la course à la taille et à la hauteur. La puissance des machines est ainsi passée d'environ 200 kW dans les années 1990 à 1 MW au début des années 2000 pour atteindre aujourd'hui 2,5 MW pour des installations terrestres, et de 5 ou 6 MW pour des installations marines ;
- ✓ l'efficacité de la production de la turbine, ainsi que la productivité des autres éléments.

La R&D porte actuellement sur des prototypes de 10 à 20 MW et des pales de plus de 100 mètres de longueur. Les autres aspects de la recherche concernent les conditions extrêmes (vents faibles, climats extrêmes), la réduction du poids et la réduction des coûts de fonctionnement. Pour l'éolien *offshore*, des progrès sont attendus sur la fiabilité des turbines et sur leur installation afin de réduire les coûts de mise en place et de maintenance.

Un champ de recherche important porte sur la relation entre les éoliennes et les radars (de la météorologie ou de la circulation aérienne) dont la présence est l'une des limites à l'implantation géographique des éoliennes. Il s'agit, d'une part, d'évaluer plus précisément les perturbations occasionnées aux échos radars par les éoliennes et, d'autre part, de concevoir des pales furtives ne causant pas d'interférences avec les radars, en s'inspirant des technologies militaires.

Enfin, l'éolien flottant semble ouvrir de vastes perspectives énergétiques puisqu'il permettrait un plus grand développement de la production *offshore*. Cependant, les conditions climatiques et d'implantation conditionnent l'avenir de ces technologies à la levée d'importants verrous similaires à ceux qu'a connus l'industrie pétrolière. Les principaux défis à relever sont l'autonomie de fonctionnement (en limitant le besoin d'accéder aux éoliennes pour leur maintenance), la réduction des coûts, la géométrie des pales et l'acheminement de l'électricité sur le continent.

De nombreuses compétences françaises contribuent à la capacité d'innovation de l'industrie et de compétitivité des entreprises françaises ; elles cherchent à conforter les entreprises françaises sur leurs points forts (par exemple, les éoliennes dédiées aux zones cycloniques) et à combler les vides dans la chaîne de valeur (pales d'éolienne, turbines *onshore* de nouvelle génération,...). Il s'agit essentiellement des pôles de compétitivité Pôle Mer Bretagne et Pôle Mer PACA (deux pôles à vocation mondiale), de l'Institut d'Excellence en Energie Décarbonée (IEED) « France Energies Marines » (à Brest), ainsi que des pôles de rayonnement national Derbi, Cap énergie et S2E2.

Au-delà des thèmes spécifiques de l'industrie éolienne, le caractère intermittent de l'énergie éolienne et son déploiement posent, avec acuité, d'autres problématiques de recherche, de développement et d'industrie. Il s'agit essentiellement du stockage d'électricité, de la gestion à distance de l'acheminement et de la consommation (par exemple, grâce aux *smart grids*, ces réseaux électriques couplés à une circulation d'information et de communication), ou encore des outils de prévision de la production des énergies intermittentes (des outils cruciaux pour les gestionnaires de réseaux).

De fait, les énergies intermittentes fatales apportent des contraintes nouvelles liées à la variabilité de leur production et à sa faible prévisibilité. Plus la variabilité augmente et plus le réseau doit disposer de moyens de production complémentaires permettant de pallier ces

intermittences. Les énergies fatales n'économisent dès lors pas le besoin d'investissement dans des installations à puissance garantie pour compenser leurs variations de production et garantir l'alimentation des clients. Les contraintes liées à la variabilité des puissances injectées sur le réseau peuvent être gérées si elles sont anticipées grâce aux prévisions de production – qui sont donc également un enjeu important. Aujourd'hui, le niveau moyen d'erreur est inférieur à 4 % en Espagne et en Allemagne, ce qui permet par exemple au gestionnaire du réseau espagnol de gérer des taux de pénétration supérieurs à 30 % (et allant parfois jusqu'à 60 %).

... pour améliorer une économie très capitalistique....

Le coût d'1 MW éolien installé à terre s'élève, en moyenne, à 1,6 million d'euros, soit environ 3,2 millions d'euros pour une éolienne de 2 MW. Ce prix peut, bien entendu, varier quelque peu en fonction de circonstances locales et du nombre de machines dans un parc (les grands parcs permettant des économies d'échelle). En mer, les sources disponibles citent un montant allant de 2 à 2,2 M€ par MW installé pour les fermes éoliennes *offshore* dans les conditions techniques les plus faciles (installation pas trop loin de la côte, en eaux peu profondes).

La structure des coûts d'un projet éolien peut être résumée comme suit :

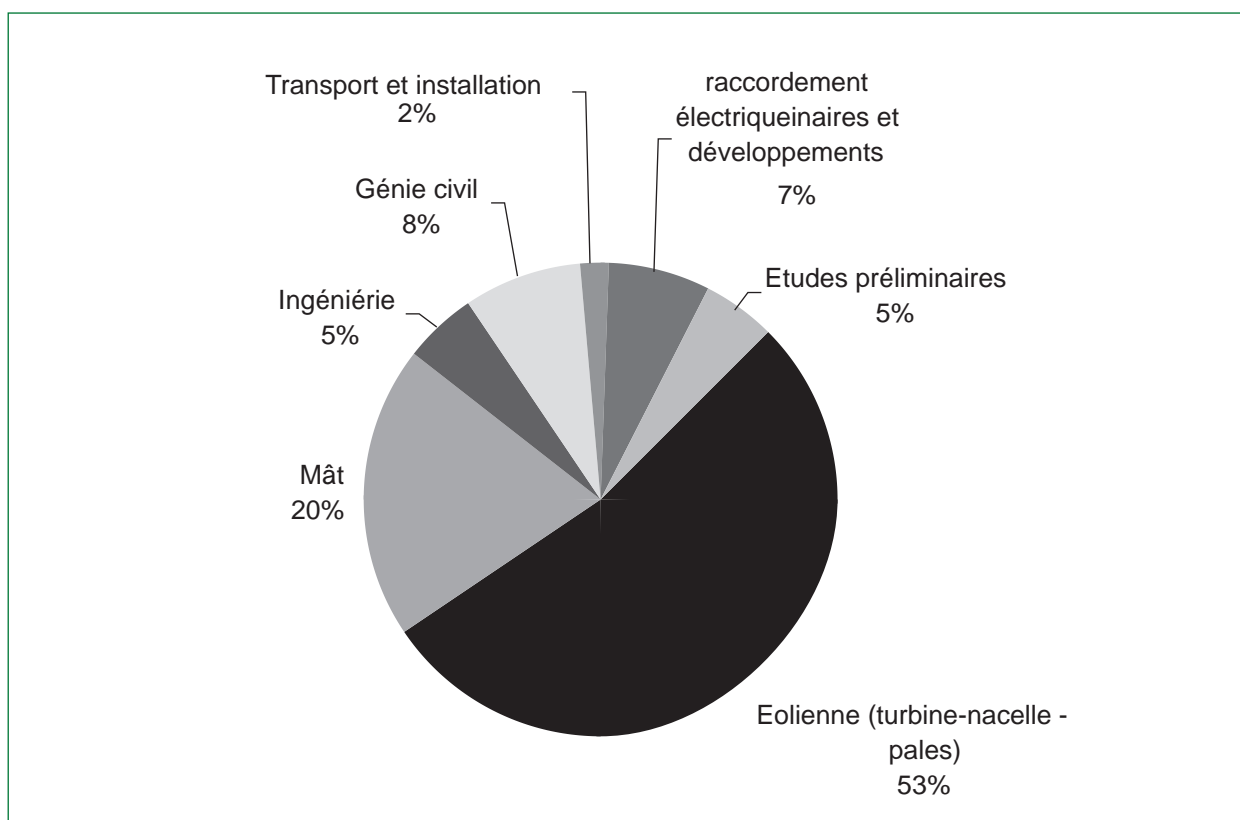


Schéma 4 : Structure du coût d'un investissement éolien.

Le coût d'exploitation annuel moyen (maintenance, gestion, assurance, loyer, divers) se situe autour de 20 euros/MWh, soit 80 000 euros par an pour une éolienne de 2 MW.

Il s'agit donc d'une industrie très capitaliste.

Le secteur éolien représente en France 8 100 emplois ETP (6 900 en investissement et 1 200 en exploitation-maintenance). Ce chiffre est à apprécier en regard de la puissance installée à entretenir, soit 6 700 MW, mais surtout de la puissance ou du nombre d'éoliennes installées dans l'année. Par comparaison, en Allemagne, le secteur emploie 60 000 personnes, pour une puissance installée de 29 000 MW à la fin 2011 ; de plus, les constructeurs allemands ont investi à l'international et participent de ce fait au rayonnement technologique de leur pays.

Près de la moitié des emplois créés sont le fait d'emplois directs liés à la fabrication des turbines ; la création d'usines en France, soit par des industriels français, soit par des fabricants étrangers, est donc bien une voie significative de création d'emplois directs.

Le marché de l'investissement éolien français a représenté en 2011 1,3 milliard d'euros, dont la moitié (52 %) représentait une valeur ajoutée française. Même si l'on déduit les exportations éoliennes nettes d'import (193 M€) des importations du marché domestique (618 M€), le solde commercial de l'éolien français est nettement négatif à - 425 M€.

... et assurer la compétitivité de l'énergie éolienne

En France métropolitaine, la compétitivité de l'énergie éolienne, comme celle des autres énergies renouvelables, est souvent évaluée à partir de la « parité réseau » avec la source principale qu'est l'électricité nucléaire. Une étude de mai 2012 de l'Institut Fraunhofer portant sur les systèmes énergétiques de Fribourg-en-Brigau évalue le prix de

revient total de l'électricité d'un champ éolien pour un régime de 2 000 heures de vent par an de 60 à 80 €/MWh, ce qui le situe donc légèrement au-dessus du coût de la source principale nucléaire française, mais probablement dans la fourchette des centrales à charbon (cela avant résultats des efforts de R&D en cours). Rappelons toutefois que le service rendu est différent, un type de source étant capable de produire pratiquement en permanence, l'autre étant par nature intermittent et non commandable.

La situation est plus favorable dans les réseaux non interconnectés (ou peu interconnectés), dont les plus importants sont ceux des départements d'outre-mer et la Corse. Les coûts de production de l'électricité y sont en effet plus élevés que sur les réseaux continentaux principalement en raison de la nature des productions de base (souvent à base de carburants fossiles) et de la plus petite taille des moyens de production. Sur ces réseaux, le coût de production électrique éolienne se compare favorablement au coût du mix global, avec un éolien produisant à environ 110 €/MWh (170 €/MWh en y ajoutant des solutions de stockage) et un mix énergétique global se situant à environ 200 €/MWh.

Il en va de même dans les systèmes continentaux où le pétrole et le charbon sont les sources de base de l'électricité et où les prix de vente de l'électricité au public peuvent être, comme en Allemagne, supérieurs aux prix que connaît le consommateur français.

La compétitivité de la production éolienne est donc un sujet de grande actualité ; l'industrie et la recherche françaises ont un rôle à jouer dans cette émergence d'un nouveau mode économique de production d'électricité.

Note

* Ingénieur général des Mines, Conseil général de l'Économie, de l'Industrie, de l'Énergie et des Technologies (CGEIET), ministère de l'Économie et des Finances et ministère du Redressement productif.

Quelle politique industrielle en matière d'électricité solaire photovoltaïque ?

Par Fabrice DAMBRINE*

La production d'électricité photovoltaïque a connu une très forte expansion au cours de la dernière décennie, notamment en Europe et, en son sein, plus particulièrement en Allemagne et en Italie, sous la double impulsion de tarifs de rachat avantageux et d'une baisse régulière du prix des modules. Cette croissance est appelée à se poursuivre, en particulier dans les pays à fort ensoleillement et dans les zones mal interconnectées, et là où la production est maximale lors des pics de demande liés à l'utilisation de la climatisation. Mais cette croissance va également se poursuivre dans les pays industrialisés qui souhaitent rééquilibrer leur mix énergétique et s'affranchir d'une trop grande dépendance vis-à-vis des énergies fossiles et nucléaire. En 2011, près de 30 GWc de solaire photovoltaïque ont été installés dans le monde, pour une puissance totale installée (fin 2011) de près de 70 GWc, laquelle pourrait atteindre 300 GWc en 2020. Se pose donc la question du développement des industries aptes à répondre à cette demande.

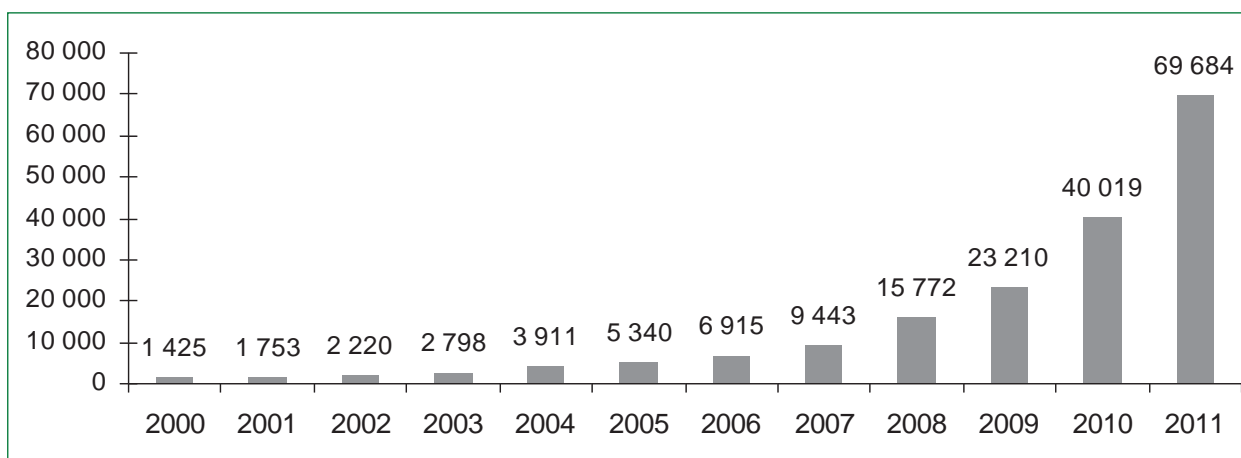


Schéma 1 : Puissance mondiale installée cumulée (MW).

Source : EPIA, Global Market Outlook for Photovoltaics until 2016, May 2012.

Un développement rapide du photovoltaïque en Europe directement lié à un fort soutien de la demande au travers de tarifs de rachat avantageux

En dehors de quelques zones très particulières (zones isolées, ensoleillées et mal interconnectées), le prix de revient du kWh photovoltaïque (indépendamment du surcoût lié à son intermittence et à son imprévisibilité, traité

par ailleurs dans ce numéro des Annales des Mines) n'est pas encore compétitif par rapport au prix du kWh de réseau produit par les moyens traditionnels (centrales thermiques à flamme ou nucléaires, ou hydroélectriques). Son développement rapide a donc été tiré par des tarifs de rachat garantis, d'un montant plusieurs fois supérieur à la valeur réseau actuelle du kWh. Comme ces tarifs de rachat représentent un coût pour la collectivité et le consommateur d'électricité (en France, le surcoût des énergies renouve-

Puissance photovoltaïque installée et production électrique : de grands écarts suivant les zones géographiques et climatiques

La quantité d'énergie électrique fournie par un panneau photovoltaïque va d'abord dépendre de sa puissance nominale exprimée en Watt-crête (Wc), ou Watt-pic (Wp), correspondant à la puissance fournie lorsque le panneau reçoit un rayonnement solaire perpendiculaire d'environ 1 kW/m². Mais la production réelle de celui-ci va varier en continu en fonction des heures de la journée, et donc du degré d'incidence des rayons solaires et de l'épaisseur de l'atmosphère, de la latitude du lieu, de l'orientation et de l'inclinaison du panneau (imposée par exemple par l'orientation et la pente du toit, lorsqu'il s'agit de capteurs installés sur des toitures) ou encore de l'ensoleillement du lieu.

Pour évaluer la production électrique annuelle d'un panneau photovoltaïque, on utilise la notion d'heures équivalent puissance de crête (h eq. Pc), laquelle va donc dépendre du lieu d'installation du panneau. La production électrique annuelle moyenne sera donc le produit de la puissance de crête par le nombre d'heures équivalent puissance de crête. Typiquement, en France métropolitaine, on retient un coefficient moyen d'environ 1 000 h eq. Pc/an. Ainsi, une toiture équipée de 30 m² de panneaux ayant une puissance de crête d'environ 100 W/m² pourra, en moyenne, produire 3 000 kWh/an.

	Hambourg	Lille	Paris	Marseille	Madrid
h eq. Pc	850	880	950	1 350	1 410

Source : Union européenne.

Dans les zones très ensoleillées (la Californie, par exemple), on peut atteindre (voire dépasser) les 2 000 h eq. Pc.

En supposant que l'investissement et les coûts de maintenance d'une installation photovoltaïque soient sensiblement les mêmes partout, on constate alors que le coût de production d'un kWh photovoltaïque sera deux fois moindre dans une zone où l'ensoleillement est double.

lables est financé par une taxe additionnelle sur la consommation d'électricité dite Contribution au service public de l'électricité (CSPE)), ils varient souvent dans des proportions

importantes, soumettant le développement du photovoltaïque à des à-coups préjudiciables à l'essor de filières industrielles qui soient stables.

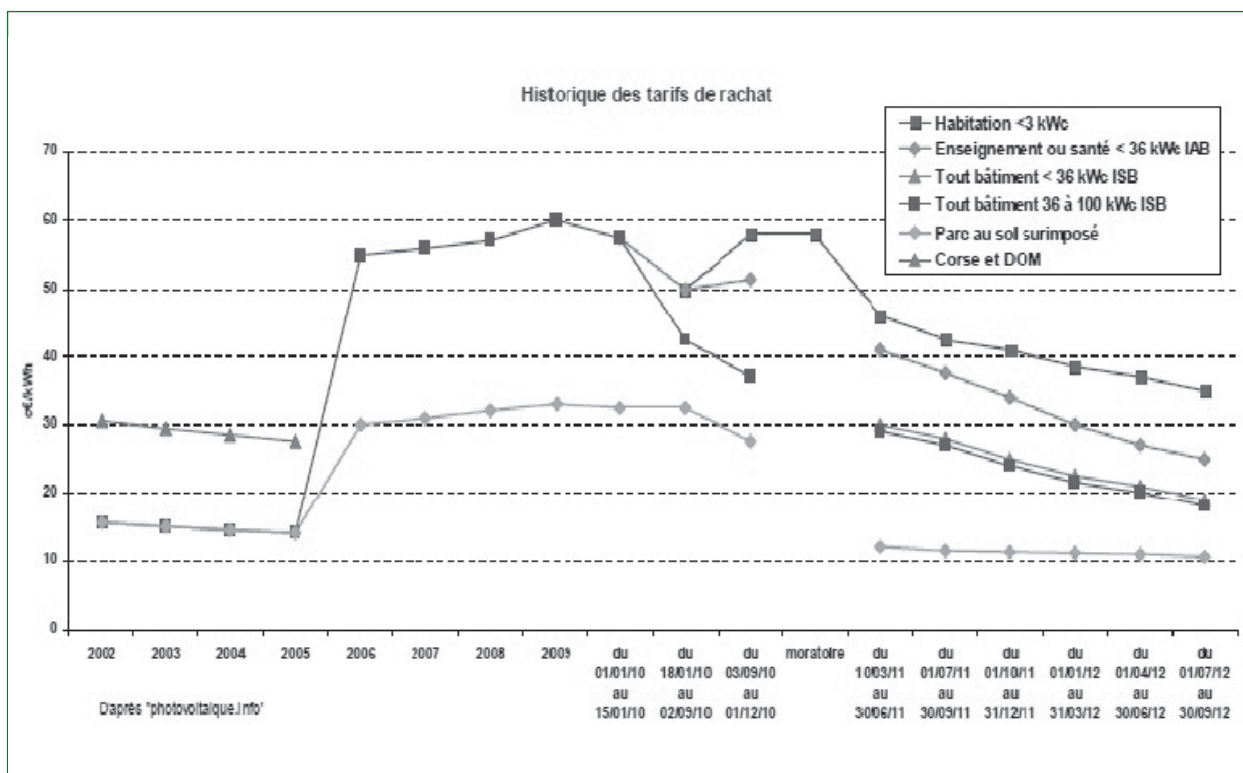


Schéma 2 : Historique des tarifs d'achat.

Le développement de l'électricité photovoltaïque est également tiré par une baisse rapide et régulière du coût des panneaux. Le coût de l'installation d'un panneau de toiture est par exemple passé de 5,3 euros du watt-crête (€/Wc) en 2007 à 1,7 €/Wc aujourd'hui. Le coût de production de l'électricité photovoltaïque est désormais proche, voire inférieur, au prix moyen de l'électricité délivrée à l'uti-

lisateur (la « parité réseau ») au-dessous du 42^e parallèle, ouvrant ainsi au photovoltaïque de vastes marchés dans les zones considérées.

À l'intérieur de l'Europe, les marchés allemand et italien sont les deux marchés dominants, l'Allemagne et l'Italie représentant à elles seules plus de la moitié de la puissance installée mondiale, quand la France n'en représente que 4 %.

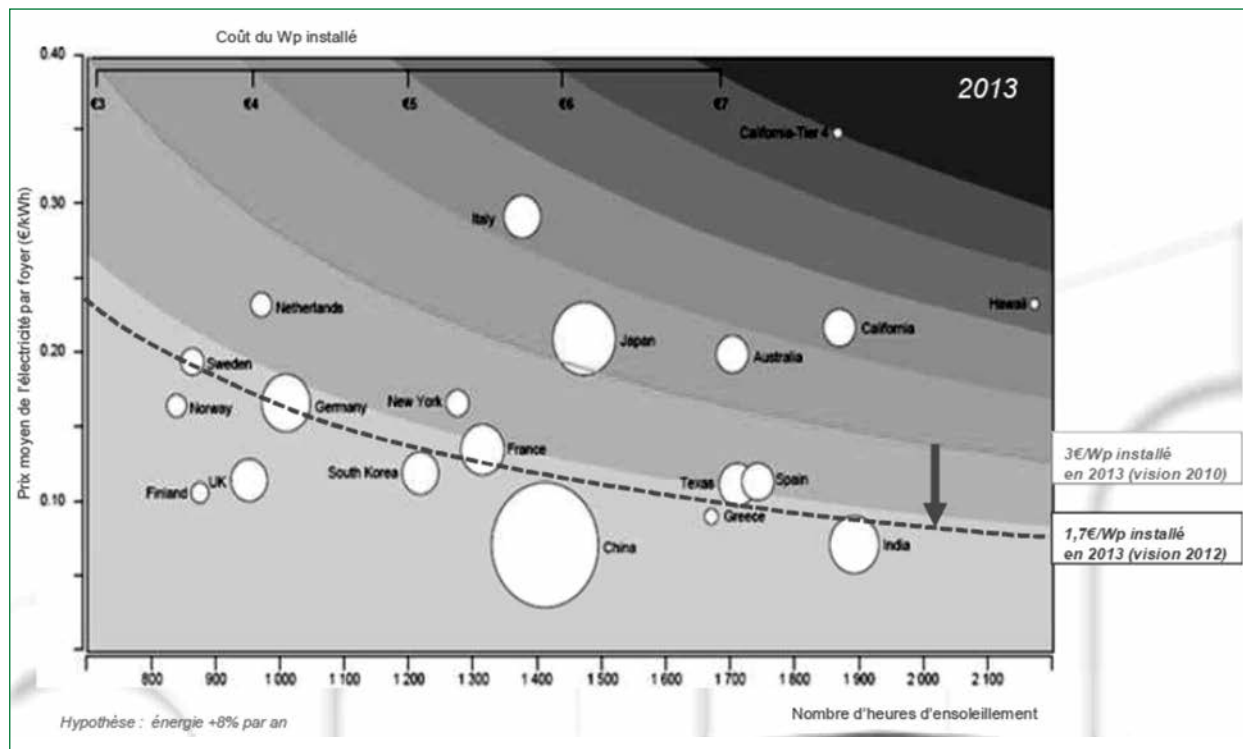


Schéma 3

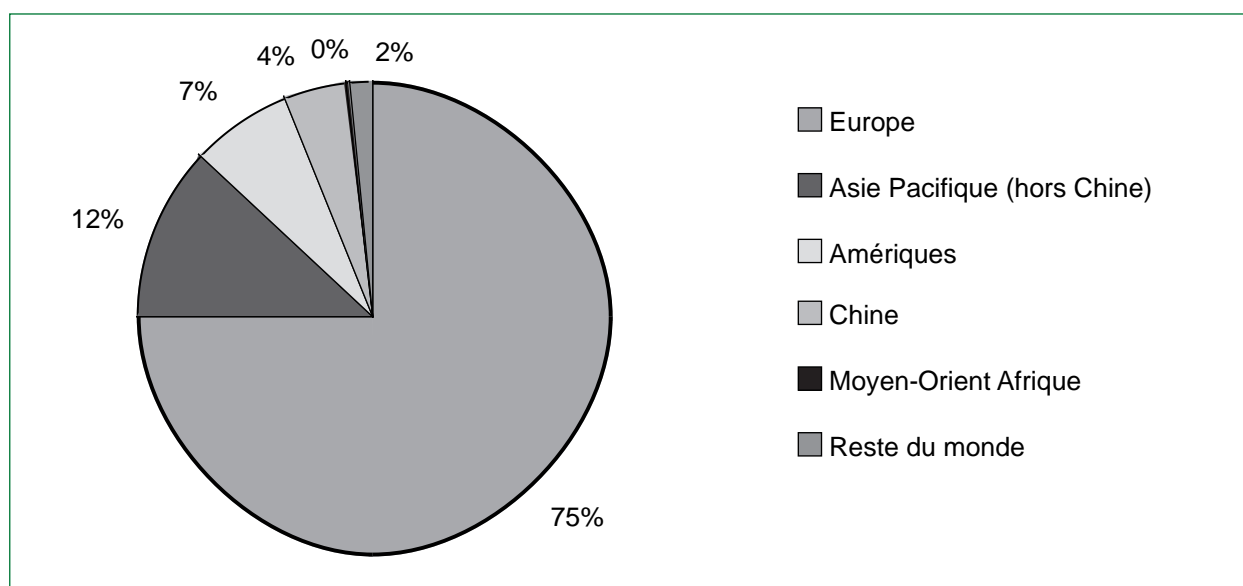


Schéma 4 : Répartition de la puissance photovoltaïque installée fin 2011 (principalement européenne avec 75 %).
Source : EPIA, Global Market Outlook for Photovoltaics until 2016, May 2012.

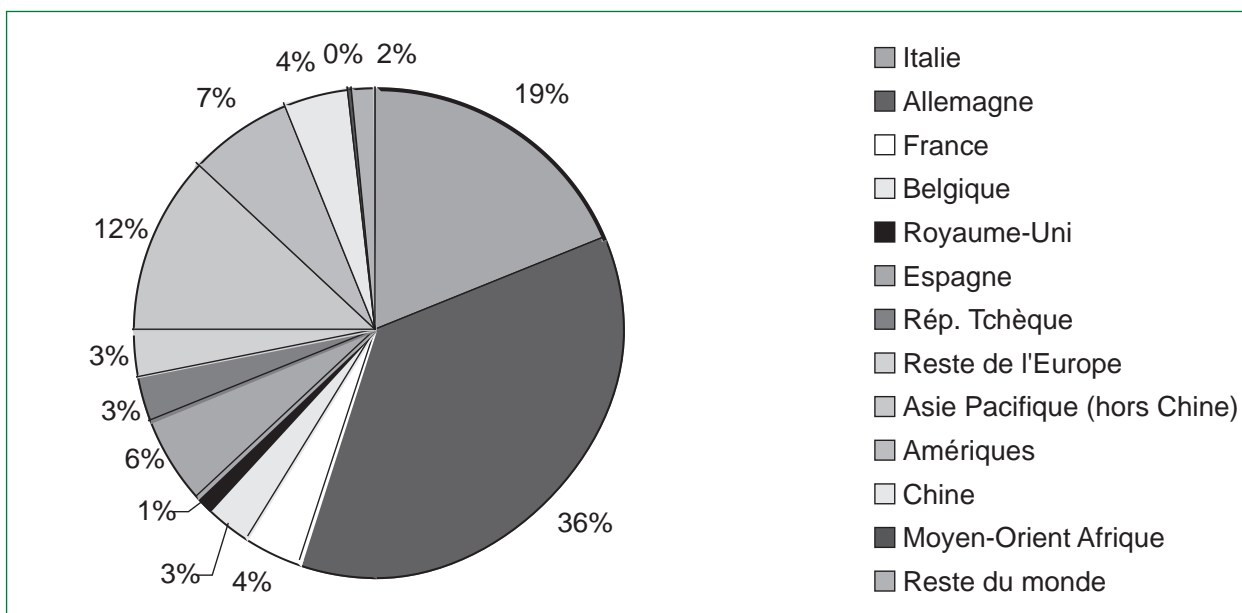


Schéma 5 : Répartition de la puissance photovoltaïque installée fin 2011 (L'Italie et l'Allemagne représentant respectivement 19 % et 36 %).
Source : EPIA, Global Market Outlook for Photovoltaics until 2016, May 2012.

La chaîne de fabrication et d'installation des panneaux photovoltaïques

La fabrication des cellules photovoltaïques

Cette phase du processus de production commence par la production d'un silicium de qualité photovoltaïque, c'est-à-dire obtenu par raffinage pour en éliminer les impuretés ; cette production est aujourd'hui quasi exclusivement réalisée en Asie (principalement en Chine), même s'il reste quelques unités de production en Allemagne. La transformation du silicium en cellules (wafers et plaquettes) est un processus très automatisé qui emprunte différents procédés issus des filières de la microélectronique (notamment des écrans plats). On aboutit progressivement à une « commodité » (1) absolue qui a vocation dans la durée à être produite, pour l'essentiel, dans des pays à bas coûts de main-d'œuvre, et où, surtout, un très fort endettement est possible (voir *infra*).

La fabrication des modules (ou panneaux) photovoltaïques

Il s'agit d'un assemblage de cellules photovoltaïques reliées électriquement entre elles et encapsulées dans différents types de matériaux (interconnexion électrique sur un support) ; leur dimension unitaire est d'environ 1 m² pour les panneaux destinés aux installations domestiques.

La conception et la fabrication des équipements électriques de raccordement au réseau électrique

Ces unités périphériques, regroupées sous le terme de BOS (*Balance of System*), comprennent :

- ✓ les onduleurs, qui servent à transformer le courant continu produit par les cellules en courant alternatif compatible avec celui du réseau de distribution,

- ✓ les systèmes de contrôle et de commande permettant un fonctionnement et une gestion des équipements qui sont modulables en fonction des usages, des comportements des usagers et des saisons,
- ✓ les éléments de sécurité (protection des biens et des personnes),
- ✓ des systèmes de pointage qui permettent de suivre la trajectoire du soleil (*trackers*), dans le cas du solaire à concentration,
- ✓ les systèmes de suivi de la production des installations et de détection des pannes,
- ✓ enfin, l'installation des modules (sur des toits ou équipant des fermes photovoltaïques). On notera à cet égard qu'une installation en toiture reste deux fois et demi plus chère en France qu'en Allemagne, en raison de la réglementation et d'une organisation du travail plus efficace en Allemagne, avec notamment des réseaux de grossistes et d'installateurs mieux structurés.

Aujourd'hui, la chaîne de valeur est essentiellement concentrée sur l'amont : environ 50 % pour la production des panneaux et 20 % pour le BOS, l'installation ne représentant, quant à elle, que 30 %. Avec un prix de revient des panneaux installés de 1,7 €/Wc, on peut espérer obtenir en France métropolitaine (avec un ensoleillement moyen de 1 000 heures/an) un MWh électrique (hors coût de l'intermittence) avoisinant les 145 € (2) (à comparer à un prix de gros d'environ 50 €).

La production des modules photovoltaïques : une domination écrasante de l'Asie et, plus particulièrement, de la Chine

L'activité manufacturière essentielle dans la réalisation d'une installation solaire est la production des modules qui regroupent des cellules photovoltaïques. Ces modules sont ensuite assemblés dans des panneaux par les monteurs et

les installateurs (voir *supra*). La technologie principale de fabrication est celle dite du silicium cristallin, qui concerne aujourd'hui plus de 80 % du marché. C'est notamment celle adoptée par Photowatt, désormais une filiale d'EDF Energies Nouvelles. L'autre technologie significative est celle des couches minces, dans laquelle Saint-Gobain est présente au travers de son usine de Torgau (en Allemagne).

Si la puissance photovoltaïque installée est encore largement européenne, la production de modules se fait désormais essentiellement en Asie, comme l'illustre le schéma 6 ci-dessous.

Presque tous les principaux fabricants du marché sont des entreprises chinoises ou des entreprises assurant en Chine l'essentiel de leur production, comme le montre le tableau 1.

Ces entreprises ont considérablement investi en 2010 et en 2011. En trois ans, les immobilisations corporelles nettes de Suntech, de First Solar et de Yingli Solar ont doublé, voire triplé. En dépit de la croissance du marché de l'installation de centrales solaires, les prix observés des modules ont décliné.

Il est à noter qu'il semble que cette baisse de prix ne résulte pas seulement d'une surcapacité de production (de l'ordre de 30 à 50 %), mais aussi d'une pratique chinoise de *dumping* permettant d'ores et déjà de vendre des panneaux à moins de 1 €/Wc, une pratique contre laquelle une plainte a été déposée en juillet 2012 auprès de la Commission européenne à l'initiative de l'allemand Solarworld.

Des investissements ambitieux et la baisse des prix ont profondément affecté la rentabilité des fabricants du secteur, qui ont vu se dégrader leur ratio d'endettement sur fonds propres, dont l'évolution est retracée ci-dessous (avec l'ajout de deux entreprises allemandes, Solarworld et Q-cells). La destruction des fonds propres enregistrée par Q-cells a d'ailleurs contraint cette entreprise à se placer en redressement judiciaire en 2012. Elle a été acquise en août 2012 par le coréen Hanwha.

Plusieurs dépôts de bilans ou fermetures d'usines sont intervenus depuis la fin de l'année dernière en Allemagne, aux Etats-Unis et en France. En plus de Q-cells, les entreprises allemandes Sovello, Solar Hybrid et Solon Energy ont déposé leur bilan. L'américain First Solar a annoncé la fer-

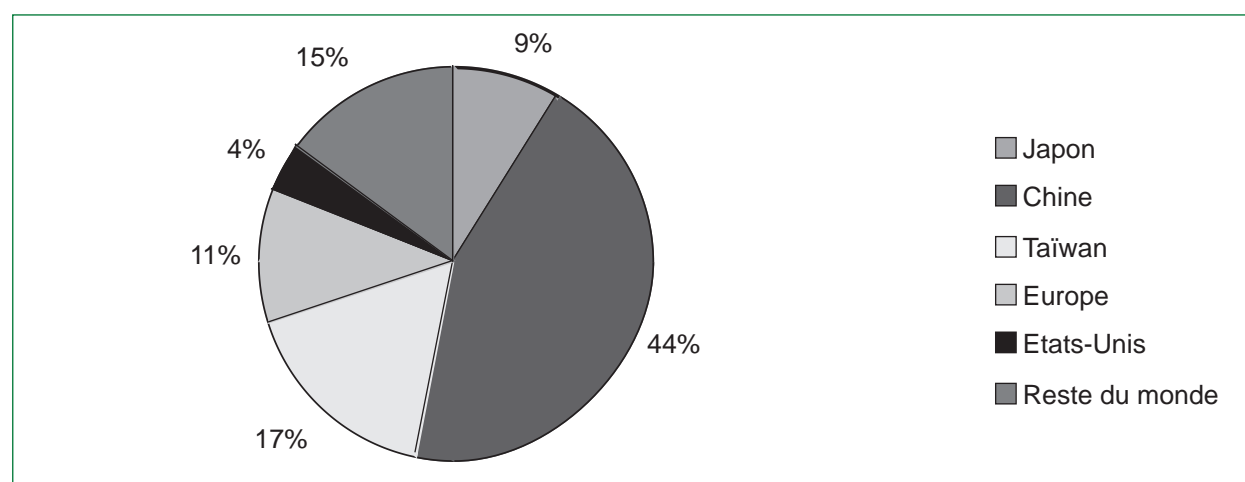


Schéma 6 : Production de modules photovoltaïques en 2011 (La part de la Chine représentant 44 % et celle de l'Europe 11 %).
Source : European Commission, JRC, PHOTOVOLTAÏQUE Status Report, 2011.

Entreprises	Technologie employée	Principaux pays de production	Production 2011 (en MWc)	Chiffre d'affaires 2011 (en MUS\$)	Part du marché mondial 2011 (exprimée en MWc)
Suntech	Silicium cristallin	Chine	2 220	3 147	7 %
First Solar	Couches minces	USA/Allem./Malaisie	1 981	2 766	7 %
JA Solar	Silicium cristallin	Chine/USA/Allem.	1 690	1 706	6 %
Yingli Solar	Silicium cristallin	Chine	1 604	2 332	5 %
Trina Solar	Silicium cristallin	Chine	1 550	2 048	5 %
Motech Solar	Silicium cristallin	Taïwan/Chine	1 100		4 %
Canadian Solar	Silicium cristallin	Chine	1 010	1 899	3 %
Total du marché			29 665		

Tableau 1

Source : Eolien et photovoltaïque : enjeux énergétiques, industriels et sociétaux - Rapport CGEJET-CGEDD - septembre 2012.

meture de son usine allemande de Francfort sur l'Oder et les américains Solyndra, Evergreen et Spectrawatt se sont déclarés en faillite. Photowatt a été placé à la fin de 2011 en redressement judiciaire, avant d'être repris par EDF-EN.

Des ratios d'endettement voisins de 100 % sont difficilement acceptables pour des prêteurs ou des investisseurs obligataires occidentaux, pour ce type d'entreprise dans les conditions de marché actuelles. Des petits fabricants chinois ferment eux aussi. Le marché est entré dans une phase de restructuration avec des fermetures de capacités qui peuvent favoriser la domination des grandes entreprises chinoises, si ces dernières sont en mesure de maintenir pour un certain temps encore un ratio d'endettement élevé.

C'est en effet leur capacité d'endettement qui apparaît être le principal avantage compétitif dont les fabricants chinois du secteur disposent par rapport à leurs concurrents occidentaux. En effet, la plupart des entreprises chinoises du secteur enregistrent des pertes d'exploitation et leur ratio de chiffre d'affaires/employés est moins bon que celui des principaux acteurs occidentaux, comme le montre le tableau 2 ci-dessous.

Année 2011	Chiffre d'affaires / employés (en US\$)
Suntech	157 350
First Solar	425 538
Yingli Solar	145 750
Trina Solar	142 569
Canadian Solar	211 000
Solar World AG	253 576

Tableau 2.

Ce ne sont pas non plus les taux d'intérêt payés par les entreprises chinoises qui paraissent anormaux (4,48 % pour l'endettement à court terme de Suntech en 2011), mais c'est surtout leur capacité à lever de la dette à court terme auprès d'institutionnels chinois qui leur permettra de continuer à supporter des pertes opérationnelles en attendant une amélioration du marché.

La situation des entreprises françaises : une chaîne de valeur concentrée sur l'aval (ingénierie, installation, exploitation, maintenance)

Le moratoire de décembre 2010 sur les tarifs de rachat de l'électricité photovoltaïque a pesé sur l'aval de la filière en France, tandis que la pression à la baisse sur les prix des modules pesait sur l'amont. De 24 000 emplois en 2010, la filière est passée à 18 800 emplois (en équivalents temps plein – ETP) en 2011, qui se répartissent en 17 800 ETP pour l'investissement et 1 000 ETP pour l'exploitation-maintenance. Les entreprises françaises du photovoltaïque sont désormais très concentrées sur l'ingénierie et l'installation, en aval de la fabrication des panneaux photovoltaïques. 80 % des 17 800 emplois de la partie investissement de la filière sont présents sur ce segment, alors que celui-ci ne représente que 43 % de la valeur ajoutée de l'investissement (voir le schéma 7 ci-dessous).

Le marché de l'investissement photovoltaïque français a représenté en 2011 plus de 3 milliards d'euros, dont la moitié représentait une valeur ajoutée française, celle-ci étant plus importante chez les particuliers, du fait du plus grand poids de la filière de l'installation dans ce sous-segment (voir le tableau 3 ci-après).

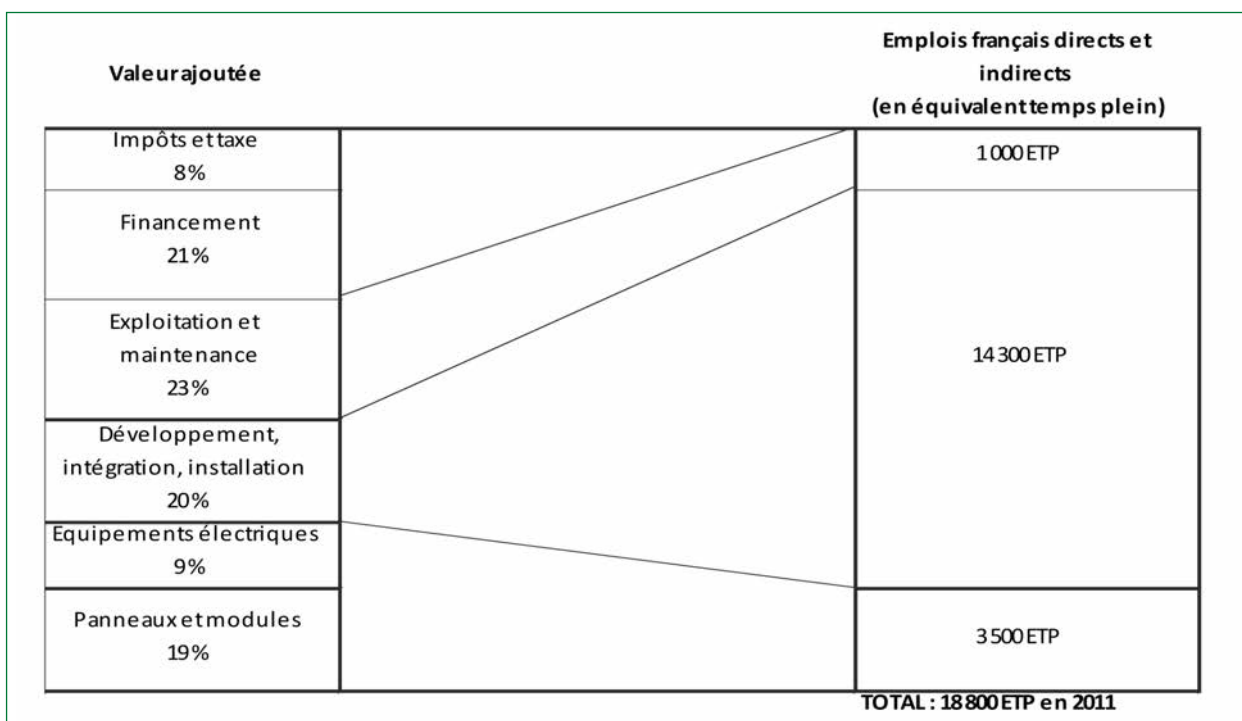


Schéma 7 : Production photovoltaïque en France - Décomposition de la valeur ajoutée et des emplois.

Année 2011	Investissements (M€)	Valeur ajoutée française (M€)	Part de valeur ajoutée française	Emplois (ETP)
Domestique	1 387	827	60 %	9 100
Professionnel	970	421	43 %	3 200
Centrales au sol	756	335	44 %	6 500
TOTAL	3 113	1 583	51 %	18 800

Tableau 3 : Investissement photovoltaïque en France et emplois.

Sources : BIPE, Contribution du BIPE au Livre Blanc du SER, filières photovoltaïque, éolienne et biomasse, janvier 2012, contribution de Schneider Electric.

Des aides publiques particulièrement élevées, au regard du nombre des emplois créés en France

Le Syndicat des énergies renouvelables (SER) prévoit dans le photovoltaïque français en 2020, des emplois directs et indirects estimés à 56 200 ETP et un total de 74 000 ETP si l'on inclut les emplois induits. Ces estimations en termes d'emplois correspondent à des prévisions tablant sur une puissance installée de 20 000 MW en 2020, soit à un niveau très supérieur aux 7 800 MW prévus par les pouvoirs publics à ce même horizon (et à rapprocher des 2 650 MW installés fin 2011). Il faudrait donc, pour parvenir à ces 20 000 MW, une aide financière très supérieure aux 2,8 Mds d'euros de CSPE (3) prévus par la direction générale de l'Énergie et du Climat (ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie) pour le photovoltaïque, en 2020. Or, même si l'on rapporte les 7 800 MW annoncés par la CSPE aux prévisions d'emplois ambitieuses du SER et même si l'on intègre dans ces emplois les emplois induits, le ratio d'aide publique par emploi ressort à 37 540 € par emploi et par an.

Passer d'un soutien de la demande à un soutien de l'offre

Le principe des tarifs de rachat permet un essor rapide de techniques non encore rentables. Ils ont donc une certaine logique qui, dans le cas du photovoltaïque, est de développer la production d'électricité solaire, ce qui peut être un but en soi.

En revanche, en termes de politique industrielle, les tarifs de rachat ont un effet pervers, celui d'ouvrir un guichet à la « demande », empêchant tout pilotage du développement de

la filière et tout contrôle de la charge financière induite pour la collectivité. En effet, s'il est toujours théoriquement possible de réviser les tarifs en fonction du développement des nouvelles installations, l'ajustement de ces tarifs s'opère généralement « en retard » par rapport à la baisse tendancielle des coûts d'investissements. Cela a été particulièrement vrai avec le photovoltaïque, ce qui a entraîné des effets d'aubaine incontrôlés et la bulle de 2010 débouchant sur un moratoire (lequel a permis de rétablir un certain équilibre). S'il n'y a pas une industrie prête à répondre à cette nouvelle demande, ce sera également la porte ouverte aux importations de matériels, comme on l'a vu avec le développement des installations photovoltaïques, qui, en dehors de la partie installation, a été assurée pour la quasi totalité par des importations, de sorte que la balance commerciale du photovoltaïque français est au final nettement déficitaire (voir le tableau 4 ci-dessous) : en 2011, 1,35 Md d'euros de déficit de commerce extérieur, pour un investissement total d'environ 3,11 Mds d'euros.

Cette situation n'est cependant pas propre à la France. Dans un premier temps, des tarifs de rachat devenus rapidement trop élevés au regard de la baisse des coûts d'investissement ont provoqué un emballement du secteur attirant, non seulement des industriels, mais aussi et surtout des investisseurs financiers dépourvus de vision de long terme. Dans un deuxième temps, les gouvernements ont dû baisser rapidement les tarifs de rachat pour freiner l'emballement du marché et contenir les dépenses publiques (l'Espagne en 2008, la France en 2010 et l'Allemagne en 2012), ce qui a déstabilisé le secteur et ce qui n'est pas compatible avec une politique industrielle qui a besoin d'une visibilité à moyen et long terme.

Pour toutes ces raisons, il est urgent de revenir à un soutien de l'offre pour permettre à nos industriels de réinvestir

Année 2011 en M€	Marché domestique : importations	Marché export : exportations nettes des importations
Domestique	560	81
Professionnel	549	56
Centrales au sol	421	43
TOTAL	1 530	180
Solde négatif 2011	1 350 MEuros	

Tableau 4 : Balance commerciale du photovoltaïque français en 2011.

Source : Eolien et photovoltaïque : enjeux énergétiques, industriels et sociétaux - Rapport CGEIIET-CGEDD - septembre 2012.

l'amont (la fabrication des cellules et des panneaux), qui concentre l'essentiel de la valeur ajoutée. S'il est sans doute trop tard pour reconquérir la filière silicium compte tenu de l'écrasante avance asiatique, d'autres filières prometteuses, notamment celles des couches minces CIGS (cuivre-indium-gallium-sélénium), méritent être explorées (4). Mis à part la fabrication des cellules et des panneaux, les industriels européens restent bien placés dans les techniques d'intégration et de connexion aux réseaux électriques (Schneider, Siemens, etc.). Des recherches méritent également d'être conduites dans le stockage de l'électricité, seul moyen, pour les énergies intermittentes, de conquérir une part significative du mix électrique.

Pour ce faire, plusieurs voies complémentaires sont possibles : soutien à la R&D, abandon des tarifs de rachat au profit d'appels d'offres permettant de mieux piloter les développements industriels et de mieux contrôler la dépense publique. Il serait également souhaitable de créer des barrières hors coût, comme le fait par exemple le Japon : normalisation et homologation des panneaux (notamment de la performance dans la durée), garantie de performance minimale couverte par une assurance imposée aux fournisseurs de panneaux, tarifs de rachat plus élevés pour l'électricité produite plus élevés grâce à des panneaux fabriqués dans l'Union européenne, etc. Ce sont des voies recommandées par le récent rapport commun CGEJET-CGEDD (Conseil général de l'Économie, de l'Industrie, de l'Énergie et des Technologies - Conseil général de l'Environnement et du Développement durable) sur les filières éolienne et photovoltaïque.

Conclusion

La production d'électricité photovoltaïque, dont les coûts qui ont fortement baissé pourraient être bientôt compétitifs avec ceux des autres sources d'électricité (hors coût de l'intermittence), est appelée à croître et à représenter une part importante du mix énergétique mondial d'ici une vingtaine d'années, notamment dans les pays à fort ensoleillement et où les réseaux électriques sont peu développés. Le récent développement incontrôlé des instal-

lations photovoltaïques en Europe sous l'effet de tarifs de rachat excessivement avantageux, qui ont été suivis par contrecoup de baisses brutales pour endiguer la dérive des subventions publiques, a surtout profité aux importations asiatiques (notamment chinoises) et a, de fait, profondément déstabilisé le secteur. Le moment est venu de définir une véritable politique industrielle aux niveaux français et européen pour développer de nouvelles techniques innovantes et prometteuses (comme les couches minces et le stockage de l'électricité) et de renforcer le poids des industriels européens dans certaines technologies clés des systèmes de contrôle des unités photovoltaïques (onduleurs, *smart grids*, etc.). Cela suppose d'abandonner rapidement le principe des tarifs de rachat au profit d'un soutien à la R&D et de procédures d'appels d'offres orientés vers le développement d'une nouvelle filière industrielle structurée. Une décision allant en ce sens et s'accompagnant d'un signal politique fort doit être prise sans tarder. Faute de quoi, les ambitions chinoises condamneront définitivement les espoirs européens.

Notes

* Ingénieur général des Mines, Président de la section Innovation, compétitivité et modernisation du Conseil général de l'Économie, de l'Industrie, de l'Énergie et des Technologies (CGEJET), ministère de l'Économie et des Finances et ministère du Redressement productif.

(1) Au sens du terme anglais *commodity*.

(2) Hypothèses : Coût de l'installation : 1,7 €/Wc – Durée de vie de l'installation : 30 ans – Coûts de maintenance : 2 % – Taux d'actualisation : 5 % – Ensoleillement équivalent puissance de crête : 1 000 h/an.

(3) Sans prendre en compte les autres aides au développement du photovoltaïque qui peuvent exister par ailleurs (les aides régionales, par exemple).

(4) D'autres technologies à couches minces se sont révélées décevantes (comme le silicium amorphe, qui peine à devenir compétitif) ou posent des problèmes d'environnement (comme les cellules au tellure de cadmium, qui sont interdites sur les toitures, en Europe, en raison de la toxicité du cadmium).

Gérer les intermittences électriques (production et transmission d'électricité) : le point de vue d'un industriel

Par Jérôme PÉCRESSE*

La combinaison d'un contexte de croissance de la demande mondiale en électricité, qui devrait progresser de 2,4 % sur la période 2006-2030, et d'une prise en compte des préoccupations environnementales dans les politiques énergétiques des Etats qui favorise le développement d'un mix énergétique intégrant beaucoup plus d'énergies renouvelables, nécessitent le développement de nouvelles solutions visant à accroître la flexibilité du système électrique, tant du point de vue de la gestion du réseau que des moyens de production.

Le développement très important et continu des énergies renouvelables intermittentes (éolien et solaire), qu'il convient de dissocier des autres énergies renouvelables comme l'hydroélectricité, la biomasse ou la géothermie – qui sont, elles, prévisibles –, pose de nombreux défis du fait du caractère variable et difficilement prédictible de leur production. En raison de leur caractère intermittent, les énergies renouvelables ne facilitent pas la régulation de fréquence du réseau pour les opérateurs : en effet, la production peut fluctuer de manière considérable en à peine quelques minutes en fonction des aléas météorologiques. Or, pour assurer la stabilité du réseau, la quantité d'électricité produite doit correspondre à la quantité demandée. L'intégration des énergies renouvelables et l'optimisation de leur contribution au mix électrique constituent donc un véritable défi, d'autant plus qu'elles connaissent un rythme de développement très soutenu.

Les énergies renouvelables ont représenté près de la moitié des nouvelles installations de capacités électriques sur les cinq dernières années. Elles devraient représenter la moitié des commandes annuelles pour la période 2011-2015. Parmi celles-ci, le solaire (photovoltaïque et à concentration) et l'éolien connaîtront le développement le plus rapide au cours des cinq prochaines années. Ils représenteront près de 22 % de la production électrique d'origine renouvelable (soit 732 GW de capacité installée cumulée) en 2017, contre 11,4 % en 2011 (306 GW) (1). Cette tendance est particulièrement vérifiée en Europe, où le solaire et l'éolien ont constitué les deux tiers des 45 GW de nouvelles capacités électriques installées en 2011.

Les solutions qui permettent aujourd'hui d'accroître la flexibilité du réseau électrique qu'exige la pénétration des énergies renouvelables intermittentes, englobent un ensemble de dispositifs ayant trait à la prévision de la production, aux systèmes de gestion en temps réel de la demande, au développement des réseaux de transmission et

de distribution et des interconnexions entre les Etats, ainsi qu'au stockage d'énergie.

Dans cet article, nous nous proposons d'exposer les différentes solutions qu'Alstom développe pour gérer l'intermittence électrique. Ces solutions se positionnent à plusieurs niveaux : tout d'abord au niveau des sources renouvelables elles-mêmes (a) afin de mieux maîtriser cette intermittence ; ensuite, au niveau de la gestion du réseau (b) afin de suivre les flux d'énergies intermittentes et de les dispatcher de manière optimale ; enfin, cette évolution du bouquet énergétique nécessite une flexibilisation croissante du parc de production (thermique et hydroélectrique) (c) afin d'intervenir en équilibre des variations des renouvelables.

Mieux contrôler les sources d'énergies renouvelables intermittentes : le stockage sur ferme renouvelable et l'agrégation des renouvelables distribués

Parce qu'il est impossible d'agir directement sur la disponibilité de la ressource, que celle-ci soit éolienne ou solaire, l'une des premières solutions permettant de maîtriser l'intermittence consiste à agir, en amont, sur le système de production à base d'énergie renouvelable, soit en regroupant les sources renouvelables les plus petites (distribuées) au sein d'agréments plus larges et davantage prévisibles, soit en y adossant des systèmes de stockage.

Intégrer au réseau des petites sources d'énergie renouvelable : le rôle des portefeuilles de production renouvelable distribuée

Outre l'association du stockage aux sources d'énergies renouvelables, les années récentes ont vu une pénétration très rapide et très importante des sources d'énergies distri-

buées. La particularité de ces sources, le plus souvent renouvelables (centrales de cogénération, unités éoliennes, solaires, biomasse, micro-hydrauliques...) est le fait qu'elles sont regroupées (agrégées) au sein de portefeuilles générant une production totale plus importante, plus stable et, par conséquent, plus facile à réinjecter dans le réseau. Ces sources sont souvent connectées à des niveaux de tension plus bas (en moyenne tension), alors que l'essentiel de la production conventionnelle d'électricité se concentrait jusqu'à présent dans un petit nombre d'unités connectées en haute tension, étant par là-même plus faciles à gérer et à planifier.

En particulier, la pénétration de l'énergie éolienne, aujourd'hui bien établie dans de nombreux pays, pose de nouveaux défis liés notamment à sa dispersion, son foisonnement, la difficulté de sa mesure en temps réel, sa grande variabilité de production, l'incertitude pesant sur ses prévisions et à son impact sur les réserves et les moyens de production conventionnels.

L'énergie solaire distribuée connaît, elle aussi, une croissance extrêmement rapide. Elle présente des caractéristiques opérationnelles comparables à l'éolien, mais avec une pénétration qui descend jusqu'au niveau de la basse tension, dans des unités photovoltaïques de puissances encore plus petites.

Les impacts des renouvelables sur la conduite des réseaux sont de trois ordres. Ils concernent :

- ✓ le comportement des sources renouvelables (éolien, solaire) : incertitude sur les niveaux de production, forte variabilité, incertitude sur les moments de ces variations, conséquences sur les autres sources,
- ✓ la modification, significative, des flux d'énergie dans le réseau selon des modèles de flux nouveaux et très variables,
- ✓ le caractère très distribué, et parfois peu ou mal mesuré, de ces sources, en particulier dans les niveaux de tension les plus bas.

Le schéma 2 de la page 128 illustre l'impact de ces nouveaux modes de génération d'électricité sur les réseaux.

Adosser des solutions de stockage directement aux moyens de production intermittents

Dans le cadre du développement des sources renouvelables intermittentes, celui du stockage, qui n'en est encore qu'à ses débuts, constitue un élément essentiel. Cette technologie est nécessaire pour récupérer la charge générée par les différentes sources renouvelables (solaire thermique, éolien, etc.) au moment des événements météorologiques favorables et la restituer au moment opportun, lors des pics de consommation électrique sur le réseau. Le couplage de moyens de stockage aux systèmes de production renouvelables (solaire et éolien) constitue une solution prometteuse et présente de nombreux avantages permettant de limiter leur intermittence et de les rendre plus indépendants vis-à-vis de la disponibilité de la ressource.

- ✓ il permet d'assurer une production d'électricité stable dans les situations où cette dernière est susceptible de

chuter, voire de s'arrêter : c'est le cas lors de phénomènes transitoires (par exemple, dans le cas du solaire, lors du passage de nuages et à la tombée de la nuit). Il contribue ainsi à assurer la stabilité du réseau ;

- ✓ il permet de lisser la production aux heures de forte demande ;
- ✓ il permet d'améliorer la fiabilité de la prévision de la production ;
- ✓ enfin, il offre la capacité d'ajustement nécessaire pour répondre à la demande (lors des périodes de pointes de consommation).

Dans le domaine du solaire à concentration à tour (CSP), Alstom, en collaboration avec Brightsource Energy, met au point des solutions de stockage associées aux centrales solaires. Grâce aux possibilités offertes par le stockage de la chaleur à sels fondus, les centrales CSP sont capables de produire de l'électricité plusieurs heures pendant la nuit, jusqu'à quatre heures. Le recours aux sels fondus offre un réel avantage grâce à leur température très élevée qui permet de produire de la vapeur sous pression, ce qui accroît le rendement de la centrale. Cette technologie est particulièrement bien adaptée aux marchés disposant de forts niveaux d'ensoleillement (avec un indice d'ensoleillement normal direct supérieur à 2 400 kWh/m²/an), comme le Maghreb, le Moyen-Orient, l'Afrique du Sud ou encore l'Ouest américain, des régions où le pic de demande d'électricité se situe pendant la nuit.

Alstom travaille maintenant à l'évolution de cette technologie qui repose sur le découplage entre les cycles de production et ceux de stockage, et sur l'utilisation de sels fondus à des températures encore plus élevées (supérieure à 550° C), dans le cadre de la technologie des *Molten Salt Central Receivers* (MSCR). Cette solution, dont la faisabilité technique et économique reste à prouver, devrait être disponible à moyen terme pour les marchés où le solaire photovoltaïque comme l'éolien disposeront d'un taux de pénétration bien plus élevé, et elle permettra d'accroître la flexibilité des centrales et des durées de stockage.

Mieux équilibrer les flux renouvelables intermittents au niveau du réseau

Au sein des réseaux de transport d'électricité, les systèmes informatiques des salles de contrôle (EMS, *Energy Management System*) assurent trois fonctions principales : la gestion de la production, son analyse et son opération. Ces systèmes de conduite de réseau sont, depuis quelques années, exposés par la « transformation *Smart Grid* » à de nouveaux facteurs de changement résultant de l'extraordinaire déploiement des sources d'énergies renouvelables.

D'une part, la production éolienne atteint des niveaux de pénétration tels qu'elle couvre parfois la totalité de la demande ; s'y ajoute, par ailleurs, le déploiement rapide de nombreuses sources photovoltaïques, en particulier en basse tension. Cette évolution majeure modifie profondément les schémas d'exploitation des réseaux : réserves, flux

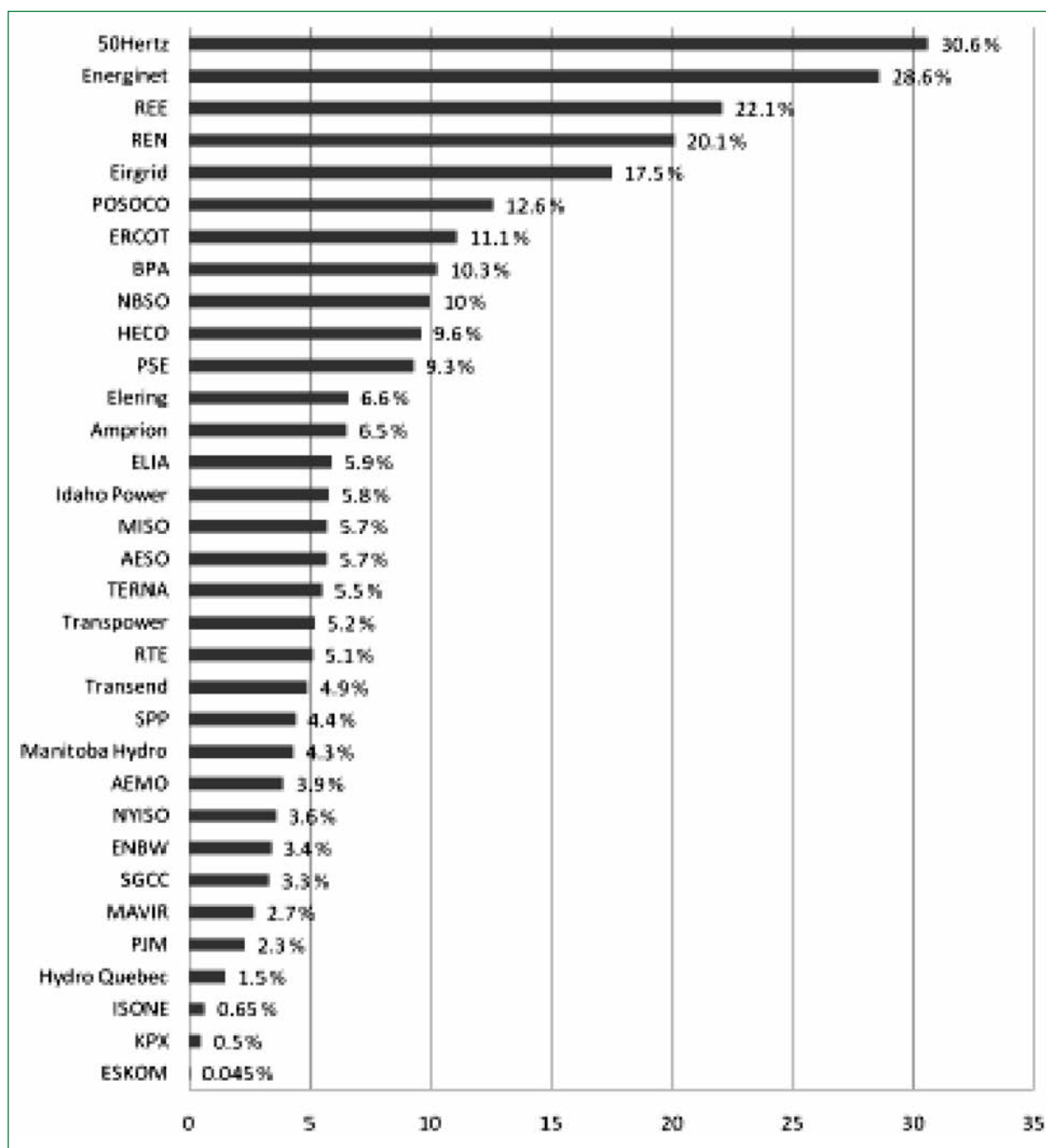


Schéma 1 : De nombreux réseaux opèrent avec un fort taux de pénétration de l'éolien.
Source : DOE Wind Integration Report, [LJ 2011].

de puissance, tensions, protections, stabilité, reconfiguration de réseau, *dispatching* des ressources conventionnelles. Tous les niveaux sont touchés : le marché, la conduite, le contrôle, le comptage, l'exploitation du réseau.

Visualiser et modéliser les informations réseau

Deux types de déploiement de sources d'énergies renouvelables sont aujourd'hui observés dans le monde : des regroupements en fermes éoliennes ou solaires et/ou des déploiements, plus diffus, d'unités élémentaires. Ces dernières sont parfois de petite taille, mais elles peuvent être

très nombreuses et constituer ainsi un apport significatif au réseau : il faut donc les représenter correctement pour pouvoir modéliser leurs effets. Dans les deux cas, l'unité opérationnelle (l'éolienne ou la centrale solaire) devra être visible pour pouvoir maintenir à jour, *a minima*, son état, sa disponibilité et sa production potentielle (en cas de réduction contrôlée – *curtailment*) et gérer différents niveaux d'agrégation (ou de désagrégation).

Pour faciliter les traitements applicatifs, ces unités devront en effet pouvoir être agrégées dans des entités plus grandes. Ainsi, le calcul de répartition (*loadflow*) doit pouvoir utiliser l'agrégation des turbines connectées à chaque

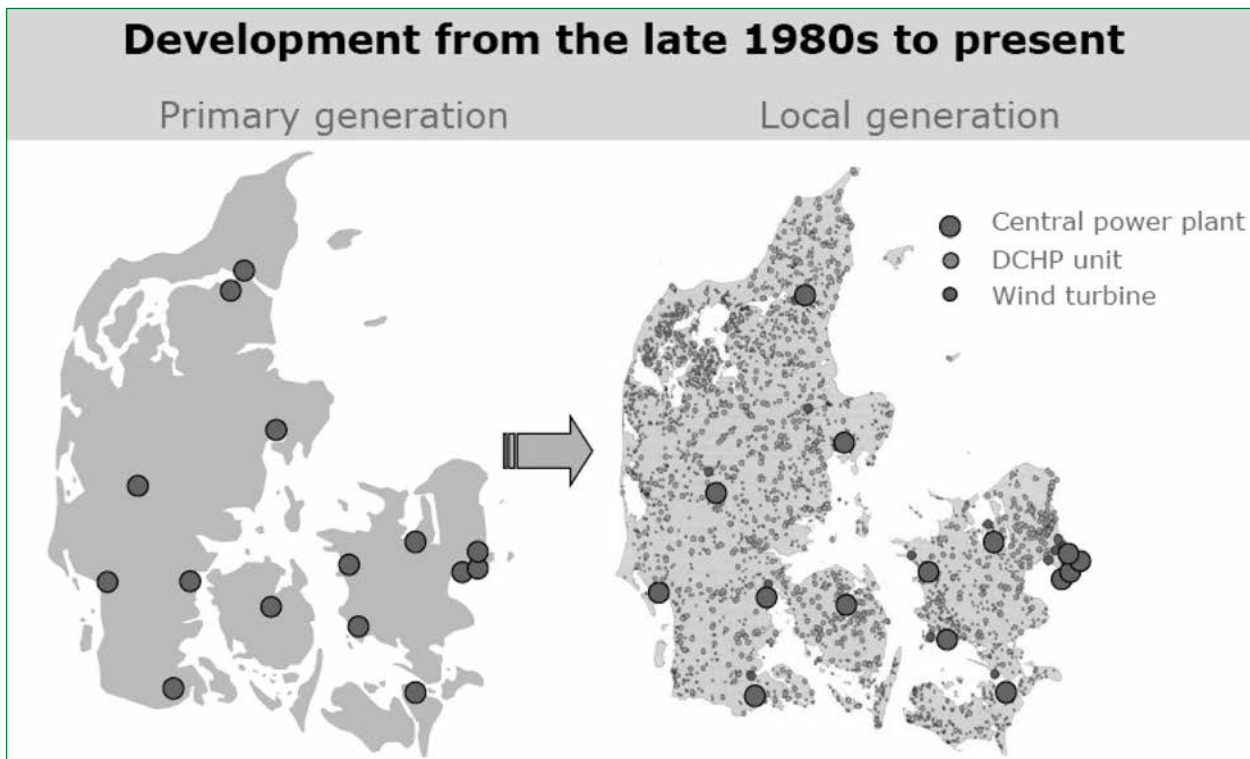


Schéma 2 : Development from the late 1980s to present.

De quelques points de production centralisée dans les années 1980, le Danemark est passé à plus de 5 000 unités réparties sur tout son territoire. Les techniques d'agrégation de ce portefeuille et les techniques d'estimation des unités non mesurées sont déjà opérationnelles dans le système livré par ALSTOM Grid à ENERGINET.DK. (Source : ENERGINET).

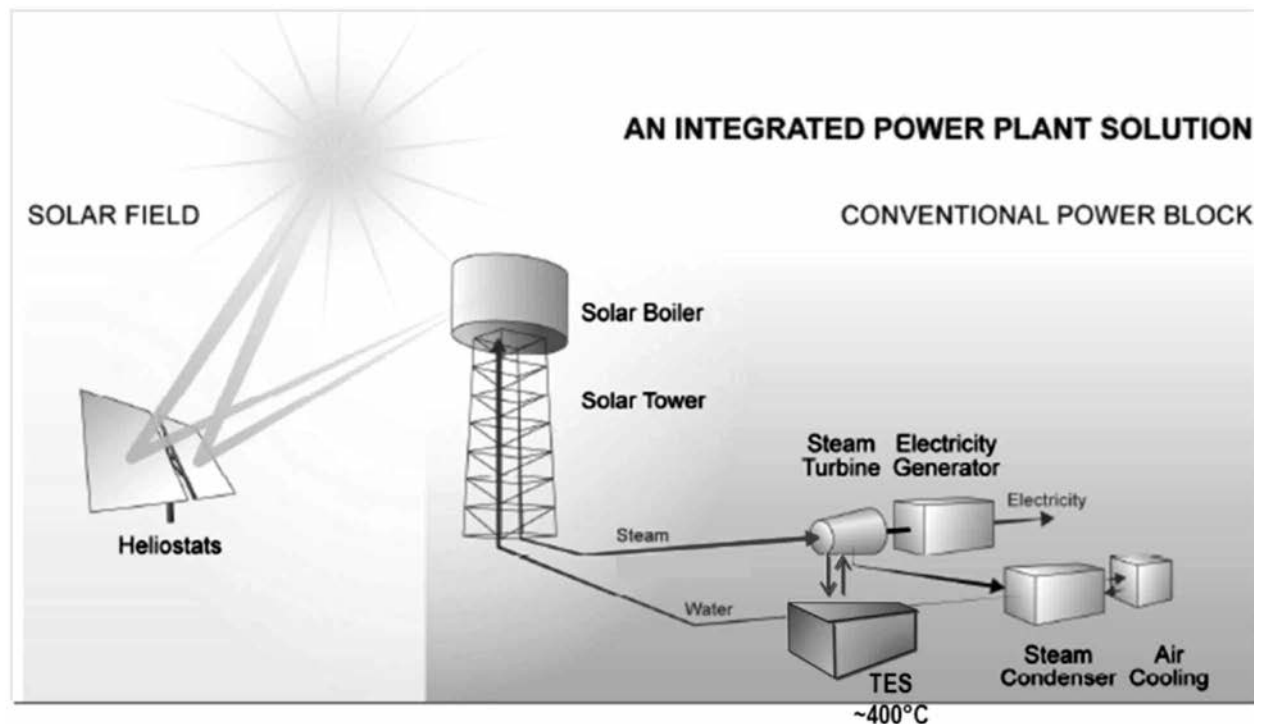


Figure 1 : Schéma de centrale à concentration solaire à tour avec stockage à sels fondus.

sous-station comme une source unique de puissance équivalente. De plus, il faut pouvoir agréger les turbines pour un responsable d'équilibre ou un responsable d'exploitation, etc. À l'inverse, un service de désagrégation est nécessaire pour répartir la production (ou la prévision de production) d'une zone entre les différentes turbines unitaires de cette

même zone afin de pouvoir les regrouper par la suite en fonction d'un autre critère, la sous-station par exemple.

Pour le solaire distribué réparti sur le réseau basse tension, la représentation ne peut descendre au niveau de chaque unité : un modèle agrégé au niveau de chaque charge en moyenne tension est un bon compromis pour le transport.

La prévision des capacités à installer

La prévision de la puissance des énergies renouvelables est, sans doute, la fonction la plus critique. Diverses approches sont retenues pour élaborer des moteurs de prévision : développement interne, abonnement à des services externes, développements partagés entre acteurs, etc.

Les performances des prévisions pour l'énergie éolienne varient selon le foisonnement (nombre de turbines), le nombre des régimes de vent, la géographie, etc. Ce niveau de précision (tout relatif) demande de combiner les différentes sources de prévision et de recourir à une approche probabiliste, en gérant des intervalles de confiance. Les plans d'indisponibilité des unités de production doivent être intégrés aux données de prévision, ainsi que les grandeurs météorologiques (direction et force du vent).

Sur cette base de prévision, le calcul des réserves nécessaires devra néanmoins couvrir une incertitude plus large : ainsi, au niveau usuel des réserves (par exemple, celui permettant de pallier la perte du plus important générateur ou l'incertitude sur la demande), il faut désormais ajouter l'incertitude pesant sur la production éolienne et solaire. Ces éléments doivent aussi être complétés, dans une approche plus dynamique, par la vérification de la capacité des centrales conventionnelles à absorber les fortes rampes de variation provoquées par les énergies renouvelables (décrites plus loin).

Équilibrer production et demande d'énergies intermittentes dans les opérations de réseau

L'équilibre entre la production et la demande est lui aussi très impacté par la variabilité des énergies renouvelables. L'enjeu est de contrôler cet équilibre et de vérifier que les moyens de régulation disposent des réserves suffisantes.

Ainsi, la prévision de production renouvelable entre désormais dans la plupart des systèmes d'optimisation définissant le plan de production, y compris dans les systèmes gérés par des opérateurs de marchés. On peut intégrer les énergies renouvelables dans les objectifs et dans le jeu de contraintes qui seront automatiquement implémentées par le système, y compris les règles de définition des réserves, la réduction des énergies renouvelables (*curtailment*) en cas de congestion, et cela, du jour J-1 jusqu'au quasi temps réel. Dans la conduite en temps réel, des algorithmes d'estimation de la production renouvelable « normale » sont nécessaires pour disposer des moyens pour bien observer le réseau. Cette fonction d'équilibrage de la production énergétique renouvelable est essentielle.

Transformer la sécurité du réseau

Les actions traditionnelles d'évaluation de la sécurité du réseau pour les heures à venir, comme le contrôle des flux ou des tensions, ne suffisent plus. La grande variabilité des flux intermittents qui, de plus, ne sont pas synchronisés entre eux, impose une analyse détaillée pour simuler, sur la base des prévisions reçues, l'évolution presque en continu du

réseau sur les heures à venir et vérifier la faisabilité du plan d'exploitation pour le réseau et les moyens de production.

Traditionnellement, l'analyse du réseau consiste à réaliser une photo du réseau *via* un jeu de mesures, puis à calculer, sur cette base, l'état théorique de celui-ci, c'est-à-dire à analyser son état de sécurité en le vérifiant par rapport aux limites d'exploitation et en simulant la défaillance de chacun des organes du réseau. L'approche traditionnelle consiste à exécuter ces calculs électriques à partir de la description du réseau (le modèle). Les *smart grids*, qui intègrent la pénétration des productions renouvelables, appellent un approfondissement de ces calculs pour gagner en intelligence et en performance. Avec les variations rapides des productions renouvelables, ces programmes de sécurité vont devoir augmenter encore leur fréquence d'exécution et anticiper davantage. La taille des réseaux à considérer va elle aussi beaucoup s'accroître, étant donné l'augmentation des capacités d'interconnection et la nécessité de contrôler la variabilité des échanges liée aux nouvelles productions (comme l'éolien, par exemple).

Il y a vingt ans, l'estimateur d'état fonctionnait sur des réseaux comportant quelques centaines seulement de nœuds électriques, toutes les trente minutes environ. Le système installé il y a quelques années par Alstom chez Midwest ISO (MISO), aux États-Unis, s'exécute de façon fiable, en moins de 90 secondes, sur plus de 40 000 nœuds (à noter que la complexité suit une courbe correspondant au carré du nombre de nœuds). À l'avenir, l'estimateur d'état sera probablement utilisé par les opérateurs avec une périodicité de quelques secondes seulement.

Accroître la flexibilité des centrales de production afin de pallier l'intermittence des énergies renouvelables

Afin de pouvoir tirer profit des portefeuilles d'offres associant sources combustibles et sources renouvelables de la manière la plus efficace et économiquement la plus intéressante, les producteurs d'électricité doivent disposer de moyens de production qui leur permettent de garantir une capacité de production suffisante pour pouvoir faire face aux pics de demande, tout en leur assurant la flexibilité nécessaire pour leur permettre d'équilibrer, sur le court terme, le réseau. L'hydroélectricité offre par essence une très grande flexibilité d'utilisation grâce notamment à ses possibilités de stockage, tandis que les systèmes de production thermiques évoluent aussi vers davantage de flexibilité grâce au développement de systèmes de contrôle-commande adaptés.

Le rôle du contrôle-commande des centrales de production conventionnelle de base

Le parc des centrales thermiques (nucléaire, gaz, charbon et fioul), qui représentait 75 % de la capacité mondiale installée en 2009 et en représentera encore 68 % en 2020 (source : Agence Internationale de l'Énergie) peut contribuer à l'intégration des énergies renouvelables intermittentes au réseau électrique, de par la flexibilité d'utilisation qu'il

apporte. La compensation des fluctuations de la production électrique des énergies renouvelables intermittentes par les centrales thermiques repose sur leur capacité à réduire leurs temps de démarrage et leurs niveaux de charge minimaux et sur leur capacité à monter plus rapidement en puissance. Ces nouveaux modes opératoires nécessitent la mise en place de nouvelles fonctionnalités tant au niveau de la conception des composants qu'au niveau de l'opération et du contrôle de la centrale (contrôle-commande).

L'ouverture des réseaux nationaux à de nouvelles sources d'énergie renouvelables oblige les exploitants des centrales thermiques à davantage de réactivité. Auparavant, la production d'électricité nationale était pratiquement totalement planifiée. Désormais, tous les exploitants de centrale thermique peuvent être sollicités pour répondre ou pallier une variation soudaine liée à un pic ou à une interruption soudaine d'une énergie renouvelable. Certains types de centrales (hydroélectriques ou à gaz) sont conçues pour démarrer ou s'arrêter en quelques minutes seulement. Tel n'est pas le cas des centrales dotées de turbines à vapeur (centrales nucléaires ou centrales conventionnelles à charbon), c'est la raison pour laquelle ces installations servent habituellement à la production en base (c'est-à-dire à la production, en continu, d'un volume quasi constant d'électricité).

Les systèmes de contrôle-commande peuvent avoir un rôle de chef d'orchestre au sein d'un portefeuille de centrales, ajustant la production des centrales pour suivre les évolutions de celle des fermes renouvelables. Avec les systèmes de dernière génération, les opérateurs sont en mesure d'adapter, en temps réel, la production à la situation du marché électrique. Cette interface réseau-centrale permet aux exploitants de répondre aux besoins du marché en fonction des capacités techniques de leur centrale.

Le fort développement de l'éolien en Europe, aux États-Unis et en Chine complexifie, par conséquent, la conduite des centrales classiques. La variabilité de sa production oblige les exploitants de centrales conventionnelles à adapter leur conduite, en temps réel, en fonction de la production d'électricité éolienne injectée sur les réseaux. Intégrant divers paramètres météorologiques, les systèmes de contrôle-commande installés sur les centrales thermiques (à gaz ou à charbon, la plupart du temps) permettent de conjuguer développement des énergies renouvelables et sécurité d'approvisionnement électrique. Les centrales de *base load*, en intégrant des fonctionnalités plus abouties de contrôle-commande, de mise en réseau et d'optimisation de la production, deviennent ainsi progressivement de véritables partenaires dans la gestion de l'intermittence des renouvelables, intervenant lorsque cela s'avère nécessaire pour absorber une partie de l'impact des démarrages/arrêts sur l'ensemble du réseau.

Le stockage d'énergie de masse, une solution complémentaire à l'intermittence des énergies renouvelables

La pénétration des énergies renouvelables non stockables (éolienne et solaire) a également renforcé l'intérêt du

stockage de l'électricité tant au niveau des réseaux qu'à celui des centrales de *base load* afin de renforcer leur flexibilité d'adaptation et leur capacité à absorber la variabilité du flux intermittent.

Au niveau du réseau, Alstom travaille à l'intégration du stockage à grande échelle comme moyen d'absorber des hausses (ou des baisses) soudaines dans la charge d'ensemble du fait de l'intermittence des énergies renouvelables. Dans ce domaine, le stockage énergétique à air comprimé (CAES), le pompage-turbinage hydroélectrique et les batteries plomb-acide sont les principales options technologiques retenues pour intégrer le stockage énergétique au sein d'un réseau de transport et gérer de manière plus précise l'intégration des renouvelables. Ces moyens sont précieux à la fois pour la conduite du réseau et comme fournisseurs des réserves nécessaires à la sécurité de fonctionnement du système électrique. Dotés pour la plupart de capacités de contrôle très flexibles, ils permettent également de lisser l'équilibre production-demande (en particulier durant les pointes de consommation), d'améliorer les creux de tension et la qualité de l'énergie, et d'amortir les oscillations. De plus, ils sont mobilisables rapidement pour assurer la sécurité du réseau ou faciliter les redémarrages (*black-starts*).

Doté de capacités de contrôle très flexibles, le stockage hydraulique offert par les usines de lac et les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) (2) présente de nombreux avantages qui lui permettent de contribuer ponctuellement, comme variable d'ajustement, à l'équilibre du réseau et à sa stabilité, notamment en période de pointe :

- ✓ il permet le lissage de la puissance active injectée sur le réseau en faisant appel à un moyen de production utilisant des énergies renouvelables, et donc, par essence, intermittent,
- ✓ il permet de pallier très rapidement (le temps typique nécessaire au démarrage d'un barrage ou d'une STEP est de l'ordre de quelques minutes) les ruptures de production d'énergies fatales par un report d'énergie sur plusieurs jours,
- ✓ il représente à ce jour le moyen le plus efficace et le plus économique de stocker de l'énergie à grande échelle,
- ✓ il permet d'améliorer les creux de tension et la qualité de l'énergie,
- ✓ il est mobilisable rapidement pour assurer la sécurité du réseau ou faciliter les redémarrages (*black-starts*),
- ✓ enfin, c'est un moyen de faire face aux effacements de production pour optimiser la production de son installation.

Le principe des STEP repose sur l'existence de deux bassins (voir le schéma 3). Les turbines de la centrale pompent l'eau du bassin inférieur vers le bassin supérieur aux heures creuses, alors que les capacités de production d'origine renouvelable et intermittente ou fossile sont excédentaires. Au moment des pics de consommation (et de prix), l'eau du bassin supérieur est relâchée dans le bassin inférieur, et turbinée au passage, l'électricité ainsi produite pouvant être revendue au meilleur prix. Le rendement global d'une STEP

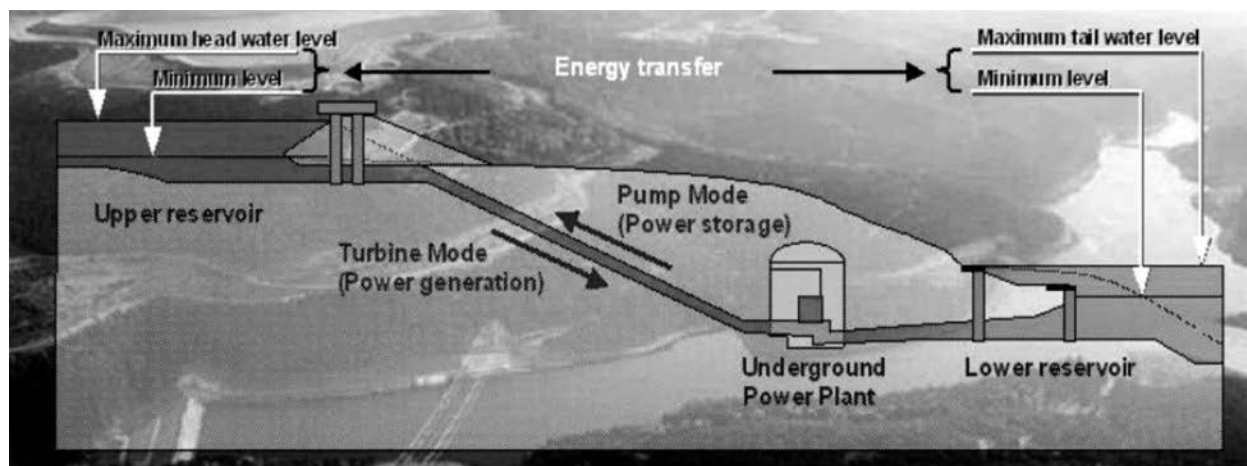


Schéma 3 : Schéma de fonctionnement d'une STEP.

est important puisque jusqu'à 80 % de l'énergie consommée au cours d'un cycle complet peut être régénérée et revendue aux heures de pointe.

Les STEP à vitesse variable développées par Alstom représentent la dernière évolution de cette technologie (3). Elles permettent une régulation de la puissance tant en mode pompage qu'en mode turbinage (une régulation qui n'est possible qu'en mode turbinage pour les STEP conventionnelles), sachant que les STEP fonctionnent en mode pompage durant les périodes de faible demande lorsque peu de centrales sont en activité (il s'agit essentiellement des centrales fournissant de la base électrique et des énergies renouvelables intermittentes) et peu de capacité de régulation est disponible sur le réseau. Cette flexibilité accrue est particulièrement utile lorsque les STEP sont utilisées pour équilibrer la production intermittente d'énergie renouvelable, ce qui doit être fait à tous les moments de la journée, y compris durant les heures de nuit que les STEP mettent à profit pour remplir leur réservoir (le bassin supérieur) en pompant de l'eau dans leur bassin inférieur. La technologie STEP à vitesse variable permet dans le même temps de réaliser cette opération et de fournir un service en termes d'équilibrage.

Conclusion

Le développement très important des énergies renouvelables intermittentes fait peser sur le système électrique européen – et de plus en plus sur les marchés de l'électricité – de fortes contraintes et appelle un ensemble de solutions innovantes qui permettront leur maîtrise et d'as-

surer leur intégration optimale dans les systèmes électriques. Les programmes de développement des renouvelables intermittentes dans les mix énergétiques, qui vont croissant, appellent nécessairement une flexibilisation croissante de l'ensemble des ressources énergétiques. Celle-ci repose sur la combinaison d'une meilleure maîtrise de la ressource renouvelable et de l'équilibrage, en temps réel, des flux renouvelables intermittents sur le réseau, tout en accompagnant cette transformation par l'optimisation du parc de production et du stockage d'énergie.

Loin de se cantonner à une approche uniquement technologique, la transformation de la gestion des ressources énergétiques doit aussi prendre en compte d'autres facteurs d'ordres économique (bénéfices, coûts, durée de vie), environnemental (émissions carbone, empreinte environnementale) et sociétal (liés à l'acceptation par les consommateurs citoyens de l'introduction des nouvelles ressources énergétiques).

Notes

* Vice-président exécutif d'Alstom et Président du Secteur Energies Renouvelables.

(1) Source : Agence Internationale de l'Energie (*Renewable Energy, Medium-Term Market Report*, 2012).

(2) Les STEP représentent 99 % de la capacité de stockage installée dans le monde.

(3) Alstom développe plusieurs projets de STEP variables en Suisse (à Nant de Drance et à Linthal) et, plus récemment, en Inde (à Tehri).

Biographies des auteurs

ADIGBLI Patrick

Business Analyst, Market Design Department.

Patrick Adigbli est responsable des marchés allemand, autrichien et suisse au sein du Département Stratégie d'EPEX SPOT, la bourse européenne de l'électricité basée à Paris.

Il travaille depuis plus de 5 ans dans le secteur énergétique, sur des sujets aussi variés que l'ouverture du marché de l'électricité, le pilotage d'un programme d'effacement diffus ou, encore, l'intégration des énergies renouvelables.

Chez EPEX SPOT, Patrick Adigbli est notamment en charge des études stratégiques et de l'innovation produit, ainsi que de la représentation d'EPEX SPOT auprès de diverses institutions et entreprises européennes.

Fort d'un profil trilingue, Patrick Adigbli a développé tout au long de son parcours professionnel des compétences dans divers domaines fonctionnels : stratégie, marketing, modélisation économique, communication, R&D et pilotage de projets.

Diplômé de l'École Centrale Paris et de l'Université Technique de Munich, Patrick Adigbli a complété son parcours académique par l'obtention d'un Executive MBA au Collège des Ingénieurs.

BAL Jean-Louis

Ingénieur civil électricien, de l'Université de Louvain (Belgique), Jean-Louis Bal exerce dans le secteur des énergies renouvelables depuis 1976, au sein de l'entreprise IDE (il en est actionnaire-fondateur) sise à Rochefort (Belgique), en tant que Directeur commercial. En 1985, il intègre les Grands Moulins de Paris et participe au lancement de l'entreprise Chronar-France (fabrication de modules photovoltaïques au silicium amorphe). En 1992, il rejoint l'ADEME en tant que chef du Programme Prioritaire Energies renouvelables. Il occupe ensuite les postes de directeur adjoint du Bâtiment et des Energies renouvelables, de directeur des Energies renouvelables, des Réseaux et des Marchés énergétiques et de directeur des Productions et Energies durables. Il est Président du Syndicat des Energies Renouvelables, depuis le 1^{er} mars 2011.

BELLEC Gilles

Gilles Bellec est ingénieur général des Mines et est en fonction au Conseil général de l'Économie, de l'Industrie, de l'Énergie et des Technologies au ministère de l'Économie et des Finances et au ministère du Redressement productif.

BIGOT Bernard

Bernard Bigot est professeur des universités, spécialité physico-chimie, à l'École normale supérieure de Lyon. Il est,

depuis janvier 2009, administrateur général du CEA et est, depuis 2007, Haut représentant français pour l'accueil du projet ITER en France. Il est également Président de la Fondation internationale de la Maison de la Chimie.

Il est ancien élève de l'École normale supérieure de Saint-Cloud/Lyon et docteur es sciences de l'Université Pierre et Marie Curie (Paris). Il a contribué à plus de 70 publications scientifiques en chimie quantique appliquée à la réactivité chimique et à environ 30 articles sur les problématiques liées à l'énergie. Il a été directeur adjoint, puis directeur de l'École normale supérieure de Lyon de 1987 à 2002. Il a exercé la fonction de directeur général de la Recherche et de la Technologie de 1993 à 1997 au ministère de la Recherche et celle de directeur de cabinet du ministre de la Recherche et des Nouvelles Technologies de 2002 à 2003. Il a été Haut commissaire à l'Énergie atomique de 2003 à 2009.

BIVAS Pierre

Ingénieur au Corps des Mines, Pierre Bivas a commencé son parcours professionnel au sein de l'État, où il a notamment lancé la carte Vitale, avant de poursuivre sa carrière dans l'innovation en entreprise. Il dirige Voltalis S.A. depuis que celle-ci a été créée, en fin d'année 2006.

Voltalis est le seul opérateur d'ajustement diffus qualifié par RTE (depuis 2008). Cette société opère une capacité d'effacement diffus qui atteint déjà près de 500 MWc (plusieurs GW installés) et, en France, elle a équipé de ses boîtiers près de 200 000 logements (et un nombre équivalent dans des bâtiments dans le petit tertiaire). Voltalis, qui a ainsi déjà créé près de trois cents emplois, poursuit son développement à l'international et espère pouvoir poursuivre son expansion en France.

BOBIN Jean-Louis

Jean-Louis Bobin est un ancien élève de l'École Polytechnique et est docteur ès sciences. Sa spécialité est la physique des plasmas. Ses travaux ont porté sur la fusion thermonucléaire (lorsqu'il était ingénieur de recherches au CEA, avant d'entrer à l'université), les phénomènes non linéaires dans l'interaction laser-plasma et les accélérateurs d'électrons en milieu plasma. Il est auteur ou coauteur d'un traité de relativité, d'ouvrages généraux sur l'énergie (en rapport avec la société) et la fusion contrôlée, ainsi que d'essais de vulgarisation (petites pommes du savoir).

BONNET Mathieu

Mathieu Bonnet est ingénieur en chef des Mines (X 96). Il débute sa carrière auprès du Préfet de Région PACA où il est chargé des questions industrielles. Il rejoint ensuite l'Ambassade de France aux États-Unis pour s'occuper du réseau des missions économiques et suit le début de la libé-

ralisation des marchés de l'électricité dans ce pays. Il rejoint le groupe Suez en 2005 pour s'occuper de maintenance sur le parc nucléaire belge. En 2007, il est nommé directeur général de la Compagnie Nationale du Rhône.

COMETTO Marco

Marco Cometto est analyste en énergie nucléaire à l'Agence de l'Énergie Nucléaire (AEN) de l'OCDE, où il s'occupe des enjeux économiques de l'énergie nucléaire. Ses travaux de recherche à l'AEN ont porté sur les interactions entre les énergies renouvelables et le nucléaire. Marco Cometto est co-auteur du rapport *Nuclear Energy and Renewables: System Effects in Low-carbon Electricity Systems* qu'a récemment publié l'AEN. Avant de rejoindre l'AEN, Marco Cometto a travaillé en qualité de conseiller en investissement pour une banque italienne et en tant qu'ingénieur-chercheur à EDF et au CEA.

DAMBRINE Fabrice

Fabrice Dambrine est ingénieur général des Mines. Il débute sa carrière administrative en 1979 comme chef de la division Automobiles à la direction interdépartementale de l'Industrie d'Île-de-France. De 1982 à 1985, il est sous-directeur de la pollution de l'air au ministère de l'Environnement. Il rejoint ensuite la direction des Hydrocarbures, où il est successivement chef du service Raffinage-Utilisation, puis adjoint du directeur. Entre 1992 et 2000, il exerce diverses responsabilités dans le secteur privé, notamment au sein du groupe Elf-Aquitaine (devenu aujourd'hui TOTAL). De 2000 à 2005, il est chargé de mission auprès du directeur général de l'Énergie et des Matières premières – ministère chargé de l'Écologie, où il est chargé en particulier de l'organisation du grand débat national sur les énergies. Il est parallèlement nommé, en 2002, Haut fonctionnaire au Développement durable du ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie. En 2003, il devient membre du Conseil général des Mines, devenu aujourd'hui le Conseil général de l'Économie, de l'Industrie, de l'Énergie et des Technologies. En 2009, il est nommé, au sein de ce même conseil, président-suppléant de la section « Technologies et Société ». Aujourd'hui, il en est le Président.

DUVISON GARCIA Miguel R.

Miguel R. Duvison Garcia exerce ses fonctions au sein de Red Eléctrica de España (REE), le gestionnaire du réseau d'électricité espagnol.

FEIX Olivier

Fils d'une mère française et d'un père autrichien, Olivier Feix a bénéficié d'une éducation biculturelle dès son plus jeune âge. Après sa scolarité au Lycée Français de Vienne et l'obtention d'un baccalauréat scientifique, il a effectué des études d'Économie à Linz (Autriche) et à Hagen (Allemagne).

Sa carrière professionnelle présente un fort caractère international. Après trois années d'exercice d'une activité

journalistique pour l'Hôtel de ville de Vienne, il a fait ses débuts dans l'industrie de l'électricité en tant qu'analyste international au sein de la société nationale d'électricité autrichienne, Verbund. En 1999, il a travaillé à Heidelberg, puis à Berlin et à Bruxelles, en tant que responsable de projet et secrétaire général délégué de l'association européenne UCTE, avant de devenir responsable marketing stratégique, puis consultant management auprès de différentes entreprises du groupe suédois Vattenfall. Depuis 2007, Olivier Feix est directeur Communication et Relations publiques du gestionnaire du réseau de transport d'électricité 50Hertz.

FLOCARD Hubert

Ancien élève de l'École normale supérieure de Saint-Cloud, agrégé en Sciences Physiques, Hubert Flocard a intégré le CNRS en 1969. Après plusieurs séjours aux États-Unis (à Berkeley, à Livermore et au MIT) en tant que *postdoctoral fellow*, puis de *visiting scientist*, et, enfin, de *visiting professor*, il a été nommé directeur adjoint de l'IN2P3 en charge de la physique nucléaire et de l'interdisciplinaire (1995-2000). Il a ensuite pris la direction du laboratoire CSNSM sur le campus d'Orsay, puis du programme interdisciplinaire du CNRS sur l'Aval du Cycle et l'Énergie Nucléaire.

GALLÉAN Gilles

Diplômé de l'École Centrale de Lille, Gilles Galléan a exercé différentes responsabilités managériales au sein de la distribution de l'électricité et du gaz.

Il a été notamment chef du Service technique en Corse, directeur d'unité en Alsace, puis à Lyon, avant d'être nommé directeur de la région Manche Mer du Nord.

Depuis deux ans, il a rejoint le comité de direction d'ERDF, où il a la responsabilité de la Direction technique.

GAY Aurélien

Polytechnicien et ingénieur des Mines, Aurélien Gay est actuellement chargé de mission Développement économique, Innovation, Enseignement supérieur et Recherche auprès du Préfet de la région d'Île-de-France.

GLITA Marc

Normalien et ingénieur des Mines, Marc Glita est actuellement chargé de mission Développement économique auprès du Préfet de la région Haute-Normandie et est chef du service Développement économique régional à la DIRECCTE Haute-Normandie.

KEPPLER Jan Horst

Jan Horst Keppler est professeur d'économie à l'Université Paris-Dauphine, où il est directeur scientifique de la Chaire European Electricity Markets (CEEM) et co-directeur du Master Énergie, Finance Carbone (EFC). Jusqu'en février 2012, il était détaché en qualité d'économiste principal à l'Agence de l'énergie nucléaire (AEN) de l'OCDE, qu'il continue de conseiller sur les questions rela-

tives aux enjeux économiques de l'énergie nucléaire. Ses domaines de recherche principaux portent sur le fonctionnement des marchés d'électricité interconnectés et sur la compétitivité des technologies à faibles émissions de carbone, telles les renouvelables et l'énergie nucléaire. Au titre de ses publications récentes, peuvent être citées: *Carbon Pricing, Power Markets and the Competitiveness of Nuclear Power* (2011), *Projected Costs of Generating Electricity* (2010), *The Impact of the EU ETS on Prices and Profits in the Electricity Sector* (Energy Policy, 2010), *La gouvernance mondiale de l'énergie* (2009) ou *The Econometrics of Energy Systems* (2007). Le professeur Keppler est également membre de l'Exchange Council d'EPEX SPOT, l'opérateur européen des marchés de l'électricité.

LIGER Alain

Ingénieur général des Mines, Alain Liger est membre du Conseil général de l'Économie, de l'Industrie, de l'Énergie et des Technologies, depuis juin 2012. Au titre de sa carrière professionnelle, il compte une dizaine d'années d'exercice de fonctions de direction au sein d'administrations déconcentrées de l'Etat au niveau régional (DRIRE, puis DREAL), où il a géré en particulier des stratégies de développement de projets énergétiques, renouvelables et non renouvelables, ainsi que le contrôle de l'industrie nucléaire. Une expérience d'une vingtaine d'années dans l'industrie minière, en particulier à des postes de responsabilité en matière d'exploration et de développement de projets miniers, lui a permis d'investir sur des problématiques de long terme touchant à la coopération entre acteurs publics et acteurs privés dans des environnements culturels et de régulation très différents. Il a également participé à la direction d'une Ecole des Mines.

LOWE Philip

Philip Lowe est directeur général de la DG Énergie à la Commission européenne.

Philip Lowe a étudié les sciences politiques, la philosophie et l'économie au Collège St-Jean à Oxford et il est diplômé de la London Business School. Après un début de carrière dans l'industrie manufacturière, il a rejoint, en 1973, la Commission européenne où il a occupé divers postes de responsabilité, comme chef de cabinet et directeur dans les domaines du développement régional, de l'agriculture, du transport et de l'administration, avant de devenir, en 1997, directeur général de la DG Développement. À partir de septembre 2002, il a été directeur général de la DG Concurrence, jusqu'à sa nomination comme directeur général de la DG Énergie, en février 2010.

MAHIOU Bernard

Bernard Mahiou est ingénieur diplômé de l'Ecole Polytechnique et de l'Ecole nationale supérieure des Ponts et Chaussées. En 1982, il intègre EDF, où il exerce diverses responsabilités pendant 15 ans dans le domaine de l'ingé-

nerie hydraulique en tant que responsable de la construction de grands barrages, puis du projet du canal Rhin-Rhône. Il s'oriente ensuite vers l'exploitation des moyens de production d'électricité en qualité de directeur de la production de la centrale nucléaire du Bugey, puis de directeur de l'unité de production Méditerranée. En 2006, il revient dans le domaine de l'hydraulique, en tant que directeur délégué en charge de la Coordination de l'eau et du Développement. En 2009, il intègre la direction des Systèmes Énergétiques Insulaires.

MAHUET Audrey

Head of Market Design Department.

Audrey Mahuet est responsable du service Design de Marché et Relations avec les Membres d'EPEX SPOT, la bourse européenne de l'électricité qui est basée à Paris.

Economiste de formation, elle travaille depuis plus de dix ans dans le domaine de l'organisation des échanges d'électricité sur le marché, d'abord pour Powernext, puis pour EPEX SPOT.

Elle est notamment en charge des études sur le fonctionnement et le design du marché de l'électricité. Elle représente également EPEX SPOT dans plusieurs groupes de travail œuvrant à une meilleure intégration du marché européen par le couplage de marché.

Elle est titulaire d'un DEA et d'un Magistère en Économie et Finances Internationales de l'Université Bordeaux IV, ainsi que d'un Mastère en Modélisation Économique et Statistique de l'ENSAE.

MAILLARD Dominique

Dominique Maillard a été reconduit pour 5 ans à la présidence du Directoire de RTE, le 31 août 2010. Il occupait déjà cette fonction depuis le 18 mai 2007.

Dominique Maillard est diplômé de l'Ecole Polytechnique et ingénieur du Corps des Mines. Il a consacré la quasi-totalité de sa vie professionnelle (notamment dans la Haute fonction publique) au secteur de l'énergie.

Il a débuté sa carrière, en 1974, à la direction régionale de l'Industrie et de la Recherche (DRIR) d'Île-de-France et a exercé en qualité de chef de mission auprès du Préfet de ladite région. Entre 1978 et 1982, il a travaillé à l'Agence pour les Économies d'énergie. Entre 1982 et 1984, il a exercé les fonctions de Secrétaire général de l'Observatoire de l'énergie.

De 1991 à 1995, il est directeur du Gaz, de l'Électricité et du Charbon au ministère de l'Industrie et commissaire du gouvernement auprès d'EDF, de GDF et de Charbonnages de France. Après trois années passées (de 1995 à 1998) à la SNCF en qualité de directeur de la Stratégie, il occupe, de 1998 à 2007, le poste de directeur général de l'Énergie et des Matières premières au ministère délégué à l'Industrie. À ce titre, Dominique Maillard a présidé en 2002 et 2003 le conseil de direction de l'Agence internationale de l'Énergie (AIE).

Il est Officier de l'Ordre national de la Légion d'honneur et de l'Ordre national du Mérite.

PÉCRESE Jérôme

Jérôme Péresse a été nommé Président du secteur Alstom Renewable Power et Vice-Président Exécutif d'Alstom en juin 2011. Il est en charge du secteur nouvellement créé, Alstom Renewable Power. Ce secteur compte plus de 10 000 salariés dans le monde et ses activités couvrent l'hydraulique, l'éolien et les autres sources d'énergies renouvelables.

Avant d'intégrer Alstom, Jérôme Péresse avait été nommé Directeur général délégué d'Imerys en 2008. Avant cette nomination, il y avait occupé les fonctions de directeur de la branche Céramiques, Réfractaires, Abrasifs et Filtration (2006-2008), et de directeur Finance et Stratégie (2003-2006). Il avait rejoint Imerys en 1998 en qualité de Vice-Président Stratégie et Développement.

Jérôme Péresse était auparavant chez Crédit Suisse First Boston y occupant successivement les postes d'Associé Vice-Président, puis de directeur chargé des fusions et acquisitions pour la France.

Jérôme Péresse est diplômé de l'École Polytechnique et ingénieur de l'École nationale des Ponts et Chaussées.

PERVÈS Jean-Pierre

Ingénieur de l'École nationale supérieure d'Arts et Métiers et de l'Institut national des Sciences et Techniques Nucléaires, Jean-Pierre Pervès a réalisé sa carrière au sein du CEA, à Grenoble puis à Cadarache, et ce jusqu'au poste de directeur de Centres.

PHILIBERT Cédric

Ancien journaliste scientifique, Cédric Philibert a conseillé le ministre français de l'Environnement de 1988 à 1990. En 1990, il a publié deux livres sur les changements climatiques et sur les énergies renouvelables. De 1988 à 1992, il a conseillé le directeur général de l'ADEME, avant de rejoindre le Programme des Nations unies pour l'Environnement (PNUE), puis, en 2000, l'Agence Internationale de l'Energie. À l'AIE, il avait en charge l'évolution de la politique climatique et a co-rédigé les livres de l'AIE *Beyond Kyoto* (avec J. Pershing, 2002) et *Act Locally Trade Globally* (Avec R. Baron, 2005). En avril 2009, il a rejoint la division des Énergies renouvelables. En 2010, il a dirigé la feuille de route technologique de l'AIE sur le solaire thermodynamique à concen-

tration et, en 2011, il a rédigé un autre ouvrage de l'AIE, *Solar Energy Perspectives*.

Diplômé d'études politiques, il a étudié l'économie et publié de nombreux articles, notamment dans des revues à comité de lecture.

RIVAS CUENCA Ana

Ana Rivas Cuenca exerce ses fonctions au sein de Red Eléctrica de España (REE), le gestionnaire du réseau d'électricité espagnol.

TAMAIN Bernard

Professeur émérite des universités, Bernard Tamain a enseigné à l'ENSI de Caen. En parallèle, il a effectué des recherches sur le Grand accélérateur national d'ions lourds. Il a également été chargé de mission au ministère de la Recherche, où il a participé à l'évaluation de la recherche en France (laboratoires, allocations de recherche, relations internationales...).

Van STIPHOUT Mark

Mark van Stiphout est actuellement membre du cabinet du commissaire à l'Energie, Günther H. Oettinger, en tant que conseiller en matière d'énergie nucléaire, de recherche énergétique et de réseaux intelligents (*smart grids*), ainsi que pour les relations avec la Russie. Auparavant, il a travaillé au sein du cabinet sur d'autres questions, telles que l'électricité et les réseaux de gaz, et comme assistant du directeur général de l'Energie. De mars 2006 à juillet 2010, il a été chargé de mission dans le service Électricité et Gaz de la DG Energie. En tant que coordinateur de l'équipe Gaz, il est responsable de la libéralisation du marché intérieur du gaz naturel, en particulier des propositions législatives actuellement en cours de négociation, des règles d'accès aux infrastructures, de la qualité du gaz et de l'organisation du Forum de Madrid.

Précédemment, il a exercé des missions de conseil au sein d'Ecofys sur des projets d'énergie renouvelable, notamment en matière de production d'énergie à partir de biomasse, et il a été analyste de marché à Cogas Energie.

Il a étudié l'économie de l'environnement et des ressources naturelles à Paris, et a obtenu une maîtrise en Technologie et Société à l'Université de technologie d'Eindhoven.

For our English-speaking readers...

MANAGING INTERMITTENT SOURCES OF ELECTRICITY

Issue editor: Gilles Bellec

Editorial

Gilles BELLEC

1. The characteristics of intermittent electricity

1.1. Technical aspects

Do intermittent sources of electricity cause problems? Technicalities concerning solar and wind power

Jean-Louis BAL and Cédric PHILIBERT

The variability of certain forms of renewable energy, mainly wind and solar (photovoltaic) power, causes quite real problems that are often underestimated and poorly understood. Variability is not something new for persons who manage electricity grids. They have to constantly cope with variations in the demand for electricity and with incidents affecting the means of production or transportation and distribution networks. Introducing "renewable" variables on a grid increases the need for flexibility, but does not create it. In any case, efforts should be undertaken for making grids more flexible. Let us take a look at the situation of France from now till 2020, before examining the questions that arise for most grids in the long run and then coming back to specific aspects of the French situation...

Managing renewable, intermittent energy sources on electricity markets

Matthieu BONNET

Given the Rhône concession and liberalization of the electricity market, the Compagnie Nationale du Rhône (CNR) has worked out an integrated model for managing renewable, intermittent sources of energy (water, wind, photovoltaic) that revolves around forecasting, optimization and market access. It is much harder – but not impossible – to manage these forms of energy than classical thermal technology. CNR's system, which enables it to increase the value of its production and develop its storage capacity, is indispensable for harnessing these old sources of energy with new technology. This model lies at the core of the "CNR process", next to operating and maintaining installations, and underlies the company's future development. The latter entails aggregating other assets and anticipating possible changes owing to smart grids, distributed production and new storage possibilities.

Managing intermittent sources of electricity: The prospects opened by research

Bernard BIGOT

Beyond the difficult question of foreseeing the additional cost of placing one kWh of electricity on the grid – a cost that must be kept as low as possible to improve the technology for harnessing and converting energy – the growing share of electricity from renewable energy sources in national consumption (initially in replacement of fossil fuels) raises questions for research. How to limit the factors that make most of these forms of energy intermittent? One solution involves developing local or centralized storage capacities that are technically and economically efficient. Another proposal has to do with introducing information technology in electricity grids and electric appliances in order to reverse the currently prevailing rationale so that demand adjusts to supply, and not the reverse, in proportions that, though probably limited, are indispensable.

1.2. Economic models

The interaction between nuclear and renewable sources of energy and its systemic effects in low-carbon electricity grids

Jan Horst KEPPLER and Marco COMETTO

This presentation of the findings of *Nuclear energy and renewables: System effects in low-carbon electricity systems* (recently published by OECD's Nuclear Energy Agency) analyzes the interactions between "variable renewables and dispatchable energy technologies" (mainly wind and solar power). It describes the major effects of these interactions on the electricity grid and systematically estimates the associated costs for six OECD countries.

The impact of intermittent sources of energy on the market price of electricity

Patrick ADIGBLI and Audrey MAHUET

Parallel to liberalization of the electricity market, these past twenty years have been marked by a strong expansion of renewable energy in Europe. The increasing share of renewables in the energy mix – with a goal set by the European Commission at 20% by 2020 – has an impact on market prices. In the short run, subsidized intermittent energy may lead to lower prices or even to negative prices during certain periods of the year.

How intermittent energy contributes to improving the carbon footprint assessment

Jean-Louis BOBIN, Hubert FLOCARD, Jean-Pierre PERVÈS and Bernard TAMAIN

The wind and sun are intermittent sources of renewable energy. Managing them to produce electricity is a problem with several solutions. Not all solutions are, however, compatible with the need to reduce greenhouse gas emissions and thus ward off the threat of climate change.

2. The impact on electricity grids and the adjustment of supply to demand

2.1. Electricity grids in France

What impact do intermittent sources of electricity have on the network for distributing electricity?

Dominique MAILLARD

Bringing electricity from renewable energy sources onto the grid is a major structural issue for the evolution of the power system in the coming years. Advances must, therefore, be made in operating grids by making them "smarter" and reinforcing coordination between grids Europe-wide. In addition, an adapted network for transporting electricity should be developed that is interconnected at the European level so as to benefit from "energy complementarities" in this geographic zone.

Managing the output of intermittent sources of electricity: Managers of distribution networks at the center of smart grids

Gilles GALLÉAN

A literal revolution is under way in electricity grids owing to: the rapid decentralized production of electricity, the emergence of an active

management of demand, the announcement of new means of storage, and the development of new uses, such as electric vehicles. These changes will gradually happen, differently depending on the country and region; but they will combine to form a system that, to be managed, will call for more intelligence, robots and electronics. At the junction between the production and consumption of electricity, distribution network managers must oversee the new system's technical complexity, limit rising costs and guarantee the quality of the services expected by clients.

Managing intermittent energy for generating electricity on islands

Bernard MAHIOU

France's "electric islands" are the overseas departments and Corsica that have small, isolated grids in "zones not interconnected" (ZNI) with the continental grid. What characterizes them is the strong growth of consumption and the quite high cost of electricity, the latter heavily subsidized through arrangements under the legal obligation to "contribute to the public service of electricity". Renewable, intermittent forms of energy (especially photovoltaic) have grown exponentially on these islands since 2008 thanks to the backing of public policies for setting objectives, tax exemptions, and the rates for purchasing the electricity thus generated. Owing to several experiments under way, the ZNIs have become laboratories for anticipating the future difficulties that interconnected electricity grids will have to handle once the share of renewable, intermittent electricity will have risen significantly in the energy mix.

2.2. Electricity grids in Europe

Development of the German network for transporting electricity: A major challenge for managers

Olivier FEIX

The catastrophe at the Japanese nuclear power plant in Fukushima has deeply altered Germany's energy policy. The news from Japan forced the federal government to step up its efforts so as to expand more quickly the share of renewable sources in the German energy mix and, on short notice, put an end to nuclear power. This *Energiewende*, as the Germans call it, is a major policy priority for the government and an outstanding project that mobilizes all of German society. This turning point in energy policy has entailed rewriting several laws so as to provide a legal framework for the transition. Most stakeholders expect that important amendments will be made to the texts directly related to production facilities. What is noticeable and even surprising is the scope of the changes in laws about electricity grids, in particular about managing and developing the network for transporting electricity.

Renewable energy integration into the Spanish power system

Miguel R. DUVISON GARCIA and Ana RIVAS CUENCA

The increase in renewable energy sources in the Spanish peninsular system, along with the installation of other technologies represents a challenge due to the particularities of this type of technologies. Innovative solutions and new operation paradigms may be needed in order to cope with these challenges. Grid codes must incorporate new specifications for these technologies and demand management strategies must be incorporated in control centers in order to balance the system, maximize renewable production and maintain system security.

In real time, the most significant improvements that ease integration of renewable resources are the introduction of observability and controllability, which is especially important in dealing with the problem of system balancing and the impact of renewable energy on matching generation and demand. In this regard the commissioning of a control center specifically for management of these technologies have been taken in the Spanish electrical system in order to integrate the maximum amount of renewable energy.

Keywords-component; renewable energy; integration; flexibility; observability; controllability; manageable generation; system balancing; electric car; management demand; control centre; CRE; REE.

Which EU policies for electricity grids?

Marc GLITA and Aurélien GAY

The development of alternative energy sources has encountered often unexpected political and economic difficulties: the generous rates for purchasing this electricity (set to give a boost to wind and photovoltaic power); the subsidies necessary for maintaining output during spikes in demand (which cause a sharp increase in CO₂ emissions) so as to avoid sharp fluctuations on the grid; and, not to be forgotten, the development of networks for transporting electricity from places of production to places of consumption. In Germany, 4.500 km of lines are needed. The steep investments required for this have run up against opposition from public opinion with, as a consequence, the construction in ten years of only 100 km of new lines. Furthermore, reinforced interconnections between EU member states have led each country, such as Germany or Denmark, to transfer onto its neighbors the responsibility for coping with the intermittence of production that ensues from its own national decisions. After the European euro crisis, will there be an electricity crisis?

Flexing but... electric!

Philip LOWE and Mark Van STIPHOUT

The total share of renewable energy in EU electricity should rise from 19,4% in 2010 to 34% in 2020. Changes in generating electricity — as implied by the EU's commitments for reducing CO₂ emissions and increasing the share of renewables in its electricity mix — require that grids become much more flexible than they currently are.

Distributed load shedding: A new industrial technique, born in France, is going to contribute worldwide to a fairer transition in energy

Pierre BIVAS

Owing to the possibility of steering demand so as to help maintain an equilibrium on the electricity grid, distributed load shedding is a new activity with worldwide outreach. It will help us save up to 15% of energy by eliminating wastage — at no cost to consumers or taxpayers. It is profitable if we take into account the savings made for the grid as a whole in terms of energy and avoided investments. Suppliers oppose it, since they seek to sell more energy at a higher price. They even pretend that they want to take up this activity in spite of years of foot-dragging on this technology and an evident conflict of interests. Nonetheless, the regulatory framework is being set up with courageous, lucid support from public authorities. This technique, created by Voltalis in Europe, promises savings for the seven million all-electric households (many of them low-income) in France. It will directly create thousands of jobs. This technological, environmental and social innovation is evidence of the turn toward a fair energy transition made by France.

3. Industrial policy

The French wind power industry

Alain LIGER

Wind power, present in France since the 1990s, produced 6.750 MW of electricity at the end of 2011. Even though recent operations and machines are of foreign origin, this does not mean that French companies are absent on this market; nor that these machines have no French-made components. The current development of offshore wind farms represents a genuine strategic opportunity for French firms, since France, besides geographical conditions favorable to such installations, has, via its parapetroleum industry, the know-how in matters related to the sea.

European industrial policy with regard to photovoltaic electricity

Fabrice DAMBRINE

The production of photovoltaic electricity has increased considerably over the last decade, especially in Europe and particularly in Germany and Italy, owing to the stimulus imparted by the advantageous rates for purchasing this electricity and by the steadily decreasing price of

photovoltaic modules. This growth will continue in countries with intense sunshine and in areas that lack interconnected grids or where production is maximal during demand peaks caused by air-conditioning. Growth will also continue in the industrialized countries that want to rebalance their energy mix and break out of their heavy dependence on fossil fuels and nuclear power. In 2011, installations for generating nearly 30 GWc of solar photovoltaic power were set up around the world; and total power from this source at the end of 2011 was nearly 70 GWc, and could reach 300 GWc in 2020. This raises questions about how to develop industries for satisfying this demand.

Managing intermittence in the production and transmission of electricity: An industrialist's view

Jérôme PÉCRESSE

The growth of worldwide demand for electricity – probably 2,4% over the period from 2006 to 2030 – combined with the impact of environmental concerns on national energy policies – thus with a larger share for renewable energy sources – calls for new solutions for making the electricity system more flexible in terms of the means of production and grid management.

An unsere deutschsprachigen Leser...

DIE NUTZUNG DER INTERMITTIERENDEN ELEKTRISCHEN ENERGIEN

Vorwort

Gilles BELLEC

1. Die Charakteristika der intermittierenden elektrischen Energien

1.1. Technische Aspekte

Sind die Charakteristika der intermittierenden elektrischen Energien problematisch ? Die technischen Besonderheiten der Elektrizität aus Windenergie und Fotovoltaik

Jean-Louis BAL und Cédric PHILIBERT

Die Variabilität gewisser erneuerbarer Energien (insbesondere Windenergie und Fotovoltaik) wirft reelle Probleme auf, die oft schlecht verstanden und überschätzt werden. Die Variabilität ist für die Betreiber der elektrischen Versorgungsnetze keine Neuigkeit. Diese werden ständig mit den Schwankungen der Stromnachfrage und mit Vorfällen konfrontiert, die auf die Produktionsmittel oder auf die Transport- und Verteilungsnetze einwirken können.

Die Integration variabler erneuerbarer Energien in die Versorgungsnetze erhöht sicherlich den Bedarf an Flexibilität, aber sie schafft ihn nicht, und man kann im übrigen daran arbeiten, letztere zu erhöhen. Prüfen wir also die kurzfristige französische Lage (bis zum Jahr 2020) und dann die Fragen, die sich für die meisten Netze langfristig stellen, bevor wir auf die französischen Besonderheiten zurückkommen.

Die Nutzung der intermittierenden erneuerbaren Energien auf den Strommärkten

Matthieu BONNET

Seit der Konzession der Rhône und der Liberalisierung des Strommarktes hat die *Compagnie Nationale du Rhône* (CNR) ein integriertes Modell zur Nutzung der intermittierenden erneuerbaren Energien aus Wasserkraft, Windenergie und Fotovoltaik entwickelt, das Planungssicherheit, Effizienz und Marktzugang optimiert. Die Nutzung dieser Energien ist zwar viel schwieriger als die der klassischen thermischen Mittel, doch nicht unmöglich. Das von CNR entwickelte System erlaubt dem Unternehmen, seine Produktion besser zu verwerten und Speicherkapazitäten zu schaffen. Es ist unerlässlich, um eine „nützliche Verwendung“ dieser alten Energien, die dank der neuen Technologien gewonnen werden, sicherzustellen. Dieses Modell ist heute für den Produktionsprozess der *Compagnie Nationale du Rhône* neben der Nutzung und Wartung seiner Anlagen von zentraler Bedeutung und stellt die Grundlage ihrer zukünftigen Entwicklung dar. Diese hängt auch von der Nutzung anderer Aktiva und von der notwendigen Antizipation der Entwicklungen ab, die das elektrische System verändern könnten, nämlich die Schaffung intelligenter Netze (*smart grids*), die Energieverteilung und die neuen Speichermöglichkeiten.

Energieversorgung mit intermittierenden elektrischen Energien : die durch die Forschung eröffneten Perspektiven

Bernard BIGOT

Jenseits der schwierigen Frage, ob die ins Netz eingespeisten kWh Einheiten zu eventuellen Mehrkosten führen werden, die man dank

verbesserter Technologien der Energiegewinnung und – konversion so niedrig wie möglich halten müsste, ist die Integration von immer mehr Elektrizität aus erneuerbaren Energien in den französischen Energieverbrauch – zuerst als Ersatz für fossile Brennstoffe – für die Forschung mit der Herausforderung verbunden, die Zwänge einschränken zu müssen, die sich aus dem intermittierenden Charakter der meisten der betreffenden Energien ergeben. Die vorgeschlagenen Lösungen beruhen auf der Entwicklung lokaler und zentraler Speicherkapazitäten, die sowohl in technischer als auch in ökonomischer Hinsicht gute Leistungen erbringen, und auf der Einführung der Informationstechnologien in die Netze und die elektrischen Ausrüstungen, damit die zur Zeit herrschende Logik überwunden werden kann und die Nachfrage sich fortan, gewiss in begrenzten aber unerlässlichen Proportionen, nach dem Angebot richtet, und nicht umgekehrt.

1.2. Die Geschäftsmodelle

Die Wechselwirkung zwischen den nuklearen und erneuerbaren Energien und ihre systemischen Auswirkungen in den kohlenstoffarmen Stromnetzen

Prof. Jan Horst KEPPLER und Marco COMETTO

In diesem Artikel präsentieren wir eine Zusammenfassung der Ergebnisse der Studie „Nukleare und erneuerbare Energien : systemische Auswirkungen in den kohlenstoffarmen Stromnetzen“, die vor kurzem von der *Nuclear Energy Agency* der OECD veröffentlicht wurde. Diese Studie analysiert die Wechselwirkungen zwischen den programmierbaren Technologien und den erneuerbaren variablen Energien (insbesondere Wind- und Sonnenenergie), stellt die wichtigsten Auswirkungen dieser Wechselwirkungen auf das elektrische System vor und führt die systematischen empirischen Schätzungen der verschiedenen Kosten auf, die für sechs Mitgliedsländer der OECD entstehen.

Die Auswirkung der intermittierenden Energien auf die Marktpreise der Elektrizität

Patrick ADIGBLI und Audrey MAHUET

Parallel zum Prozess der Liberalisierung des Strommarktes waren die zurückliegenden zwanzig Jahre von einer starken Expansion der erneuerbaren Energien gekennzeichnet.

Die Zunahme des Anteils der erneuerbaren Energien im Energiemix – das Ziel der europäischen Kommission sind 20 % erneuerbarer Energien bis 2020 – lässt die Preisbildung an den Märkten nicht unberührt. Tatsächlich können die subventionierten intermittierenden Energien durch den „Verdienstorden-Effekt“ kurzfristige Preisreduzierungen oder sogar zu niedrige Preise in gewissen Perioden des Jahres zur Folge haben.

Der Beitrag der intermittierenden Energien zur Verbesserung der CO₂-Bilanz

Jean-Louis BOBIN, Hubert FLOCARD, Jean-Pierre PERVÈS und Bernard TAMAIN

Die erneuerbaren Energiequellen, wie Sonnen- und Windenergie, sind von Natur aus intermittierend. Die auf ihnen aufbauende Stromproduktion ist also ein Problem mit vielfältigen Lösungen. Alle sind jedoch nicht mit der Notwendigkeit zu vereinbaren, die Treibhausgasemissionen zu reduzieren und der Bedrohung durch einen Klimawandel entgegenzuwirken.

2. Die Auswirkungen auf die Stromnetze und die Anpassung des Angebots an die Nachfrage

2.1. Die Stromnetze in Frankreich

Die intermittierenden Energien : welche Auswirkungen haben sie auf die Stromnetze ?

Dominique MAILLARD

Die Integration der erneuerbaren Energien stellt eine der wichtigsten strukturierenden Herausforderungen für die Entwicklung des elektrischen Systems der kommenden Jahre dar.

Es ist also unbedingt notwendig, die Betriebsbedingungen der Stromnetze anzupassen, indem man sie immer „intelligenter“ macht (*smart grids*) und indem man die Koordinierung zwischen den Stromnetzen auf europäischer Ebene verstärkt.

Außerdem sollte man ein entsprechendes Übertragungsnetz entwickeln, das europaweit grenzüberschreitende Verknüpfungen bietet, um die in der jeweiligen geographischen Zone bestehenden energetischen Komplementaritäten nutzen zu können.

Energiemanagement mit intermittierendem Strom Im Zentrum der smart grids, die Betreiber von Verteilungsnetzen

Gilles GALLÉAN

Infolge der schnellen Entwicklung der dezentralisierten Stromproduktion, der Möglichkeit eines aktiven Nachfragemanagements, der angekündigten Einführung neuer Speichermöglichkeiten und des Aufkommens neuer Verwendungen (z.B. Elektroautos) vollzieht sich eine wahre Revolution der elektrischen Systeme. Diese Transformationen werden sich schrittweise konkretisieren, je nach Land und Regionen in unterschiedlichen Ausprägungen, aber sie werden konvergieren, um ein System zu bilden, dessen Management ein hohes Maß an zusätzlicher Intelligenz, an Automaten und an Elektronik nötig macht. Im Schnittpunkt von Stromproduktion und Verbrauch muss der Betreiber des Verteilungsnetzes die technische Komplexität des neuen Systems beherrschen, die Kostensteigerung begrenzen und die vom Kunden erwartete Qualität sicherstellen.

Der Umgang mit den intermittierenden Energien für die Stromproduktion auf den Inseln

Bernard MAHIOU

Die französischen „elektrischen“ Inseln, die Departements in Übersee und Korsika, sind kleine isolierte elektrische Systeme, die zu der Kategorie der nicht mit dem kontinentalen Netz des französischen Mutterlandes verbundenen Zone (ZNI) gehören. Sie haben einen deutlich zunehmenden Verbrauch und sehr hohe Stromkosten zu verzeichnen, die dank dem Finanzausgleich für Stromkosten, der durch die von den Verbrauchern zu entrichtende Stromsteuer für die öffentliche Stromversorgung gedeckt ist, hoch subventioniert sind. Die Entwicklung der intermittierenden erneuerbaren Energien, insbesondere aus der Fotovoltaik, war dort aufgrund der staatlichen Förderung hinsichtlich der Ziele, der Energiepreise und der Regelungen zur steuerlichen Freistellung seit 2008 exponentiell.

Im Laufe zahlreicher Experimentierphasen sind die ZNI heute zu wahren Versuchslaboratorien geworden, die dazu beitragen, die zukünftigen Schwierigkeiten zu antizipieren, mit denen die verknüpften elektrischen Systeme konfrontiert sein werden, sobald der Anteil der intermittierenden erneuerbaren Energien in ihrem Energiemix bedeutsam zugenommen hat.

2.2. Die Stromnetze in Europa

Die Entwicklung des deutschen Stromnetzes : eine große Herausforderung für die Betreiber

Olivier FEIX

Die Katastrophe, die sich im japanischen Atomkraftwerk von Fukushima ereignete, hat die deutsche Energiepolitik fundamental

verändert. Die Informationen aus Japan haben die deutsche Bundesregierung dazu angetrieben, ihre Anstrengungen zu verdoppeln, um den Anteil der erneuerbaren Energien im deutschen Energiemix noch schneller zu erhöhen und der Nutzung der Kernenergie in kürzester Frist ein Ende zu setzen. Diese Energiewende, wie sie in Deutschland genannt wird, ist eine der großen politischen Prioritäten der Regierung und das Jahrhundertprojekt, das die deutsche Gesellschaft in ihrer Gesamtheit mobilisiert. Diese Veränderung der Energiepolitik führte dazu, dass in Rekordzeit eine Reihe von Gesetzen abgeändert wurden, um diese Energiewende auf den Weg zu bringen. Die meisten Akteure erwarteten zwar beträchtliche Abänderungen der Texte, die unmittelbar den Energieproduktionspark betreffen, doch was bemerkenswert ist – und auch erstaunlicher –, ist der Umfang der Abänderungen der Gesetze, die die Stromnetze und ganz besonders das Management und die Entwicklung des Stromübertragungsnetzes betreffen.

Die Integration der erneuerbaren Energien in das spanische Energieversorgungssystem

Miguel R. DUVISON GARCIA und Ana RIVAS CUENCA

Welche europäische Politik für die Stromnetze ?

Marc GLITA und Aurélien GAY

Die Entwicklung der alternativen Energien stößt oft auf unvermutete wirtschaftliche und politische Schwierigkeiten. Zu den großzügigen Einspeisungstarifen, die zur Förderung der Entwicklung des Wind- und Sonnenstroms beitragen sollten, und zu den erforderlichen Subventionen, die die Reservekapazitäten (übrigens stark CO₂-emittierend) sicherstellen sollen, die für das Gleichgewicht des Verteilungsnetzes notwendig sind, kommt notwendigerweise der Ausbau der Trassen von den Produktionsstandorten zu den Regionen, wo der Strom verbraucht wird (in Deutschland betrüge die notwendige Länge 45000 km).

Der teure Ausbau dieser Netze trifft auf den Widerstand der Bevölkerungen, der ein solches Maß angenommen hat, dass in Deutschland in zehn Jahren nur 100 km dieser neuen Trassen fertiggestellt werden konnten ...

Außerdem bestärkt die zunehmende grenzübergreifende Verknüpfung der nationalen Versorgungsnetze in Europa einzelne Länder, wie Deutschland und Dänemark, die Folgen der nationalen Energiepolitik zur intermittierenden Stromversorgung auch den Nachbarn aufzuerlegen. Werden wir nach der Euro-Krise demnächst eine europäische Stromkrise erleben ?

Es ist flexing, aber ... elektrisch !

Philip LOWE und Mark Van STIPHOUT

Der Gesamtanteil der erneuerbaren Energien am Strom in der EU müsste von 19,4 % im Jahr 2010 auf 34 % im Jahr 2020 ansteigen.

Die Veränderungen in der Stromproduktion, die sich aus den politischen Beschlüssen der EU ergeben, gleichzeitig die CO₂-Emissionen zu senken und den Anteil der erneuerbaren Energien im Energiemix zu erhöhen, werden von unseren Stromversorgungssystemen im Vergleich zu heute ein erheblich höheres Maß an Flexibilität erfordern.

Effacement diffus, eine innovative Elektrotechnik aus Frankreich von globaler Bedeutung, die zu einer wahren Energiewende beitragen kann

Pierre BIVAS

Die hier vorgestellte neue Elektrotechnik, *effacement diffus* (diffuse Löschung), die von globaler Bedeutung ist, bietet die Möglichkeit, die Energienachfrage zu steuern, um ein elektrisches Gleichgewicht in den Netzen zu gewährleisten. Mit der damit verbundenen Tätigkeit lassen sich bis zu 15 % Energieeinsparungen (durch das Verhindern von Verschwendung) ohne Kosten für Verbraucher und Steuerzahler realisieren. Sie ist rentabel, da man ihr den Wert der Einsparungen zuteilen kann, die im elektrischen System in seiner Gesamtheit bezüglich der Leistung und der vermiedenen Investitionen realisiert werden. Die Stromversorger sind dagegen, denn es ist ihre Existenzberechtigung, mehr und teurere Energie zu verkaufen. Sie geben sogar vor, diese

Tätigkeit selbst ausüben zu wollen, obwohl sie in dieser Technologie um mehrere Jahre zurückliegen und zudem einem offensichtlichen Interessenkonflikt unterliegen. Trotzdem wird mithilfe der mutigen und klarsichtigen Unterstützung durch die staatlichen Behörden ein Reihe von Regelungen zustandekommen. Dieser Tätigkeitszweig, der von *Voltalis* in Europa geschaffen wurde, hat die Kapazität, Einsparungen für sieben Millionen elektrisch ausgestatteter Haushalte in Frankreich zu realisieren, zu denen auch die bescheidensten gehören, und ist in der Lage, Tausende von Arbeitsplätzen sicherzustellen. Diese Innovation, die technologischer, ökologischer und gesellschaftlicher Natur ist, steht für den wahren energetischen Übergang, für den sich Frankreich entschieden hat.

3. Die Industriepolitik

Die französische Windenergiepolitik

Alain LIGER

Seit den 1990er Jahren wird in Frankreich Strom aus Windenergie gewonnen und Ende 2011 stellte sie eine netzgekoppelte Leistung von 6 750 MW dar.

Wenn ein Großteil der letzten Inbetriebnahmen und des gesamten Maschinenparks von ausländischen Herstellern stammt, so bedeutet dies jedoch nicht, dass die französische Industrie auf diesem Markt völlig abwesend ist oder dass die Maschinen keine französischen Bestandteile hätten.

Diesbezüglich stellt die gegenwärtige Entwicklung der Offshore-Windparks für die französischen Unternehmen eine wahre strategische Gelegenheit dar, um so mehr als in Frankreich über die Tatsache hinaus, dass es über günstige geographische Bedingungen für die Errichtung solcher Parks verfügt, verschiedene Zweige der erdölverarbeitenden Industrie tätig sind, die ein wahres Know-how im Bereich der Tätigkeiten im Meer vorzuweisen haben.

Die europäische Industriepolitik der Stromerzeugung durch Fotovoltaik

Fabrice DAMBRINE

Die Stromerzeugung durch Fotovoltaik hat insbesondere in Europa im Laufe des letzten Jahrzehnts beträchtlich zugenommen, besonders in

Deutschland und Italien, wo die vorteilhaften Einspeisungstarife und die regelmäßigen Preissenkungen für die Module einen doppelten Anreiz boten. Dieses Wachstum müsste sich fortsetzen, insbesondere in Ländern mit starker Sonneneinstrahlung und in Zonen, die schlecht mit anderen verbunden sind, und dort, wo die Produktion bei Nachfragesteigerungen aufgrund der Benutzung von Klimaanlage stark zunimmt. Aber dieses Wachstum wird sich auch in den Industrieländern fortsetzen, die ihren Energiemix nachgleichen und sich von ihrer zu starken Abhängigkeit von fossilen und nuklearen Energieträgern befreien wollen. Im Jahr 2011 wurde weltweit eine Leistung von fast 30 GWp Sonnenstrom aus Fotovoltaik installiert, für eine installierte Gesamtleistung (Ende 2011) von etwa 70 GWp, die im Jahr 2020 300 GWp erreichen könnte. Es stellt sich also die Frage der Entwicklung der Industrien, die fähig sind, dieser Nachfrage zu entsprechen.

Die Herausforderung der elektrischen Intermittenzen (Produktion und Übertragung von Elektrizität) : der Standpunkt eines Industriellen

Jérôme PÉCRESE

In einem Kontext, der sich durch die weltweit steigende Nachfrage nach Elektrizität auszeichnet, die in der Periode von 2006-2030 um 2,4 % steigen müsste, und der gleichzeitig durch die Berücksichtigung der Umwelthanliegen in den staatlichen Energiepolitiken die Entwicklung eines Energiemix begünstigt, der viel mehr erneuerbare Energien integriert, wird die Entwicklung neuer Lösungen notwendig, die die Flexibilität des elektrischen Energieversorgungssystems sowohl vom Standpunkt des Netzmanagements als auch unter dem Gesichtspunkt der Produktionsmittel erhöhen können.

Koordinierung der Beiträge von Gilles Bellec

A nuestros lectores de lengua española...

GESTIONAR LAS ENERGÍAS ELÉCTRICAS INTERMITENTES

Prefacio

Gilles BELLEC

1. Las características de la energía eléctrica intermitente

1.1. Aspectos técnicos

¿Las características de la energía eléctrica intermitente son problemáticas?

Particularidades técnicas de la energía solar y eólica

Jean-Louis BAL y Cédric PHILIBERT

La variabilidad de algunas energías renovables (principalmente eólica y solar fotovoltaica) plantea problemas reales, frecuentemente mal entendidos y exagerados. La variabilidad no es nueva para los operadores de redes eléctricas. Constantemente, estos deben hacer frente a las variaciones en la demanda de electricidad, así como a los incidentes que puedan afectar a los medios de producción o las redes de transporte y distribución.

La introducción en las redes de energías renovables variables aumenta la necesidad de flexibilidad, pero no la crea y, de cualquier manera, se puede trabajar para aumentar dicha flexibilidad. De esta forma, el artículo analiza la situación de Francia a corto plazo (2020) al igual que los problemas que surgen para la mayoría de las redes, a mediano o largo plazo, antes de concentrarse en las especificidades francesas.

Gestión de la energía intermitente renovable en el mercado de la electricidad

Matthieu BONNET

Desde el inicio de la concesión del Ródano y la liberalización del mercado eléctrico, la Compagnie Nationale du Rhône (CNR) ha desarrollado un modelo integrado de gestión de energía renovable intermitente hidráulica, eólica y solar en torno a la previsión, optimización y acceso al mercado. Aunque es mucho más difícil gestionar este tipo de energía en comparación con los medios térmicos convencionales, la tarea no es imposible. El sistema desarrollado por CNR permite valorar aún más la producción y desarrollar las capacidades de almacenamiento. Esto es indispensable para que estas energías antiguas, provenientes de nuevas tecnologías, puedan "servir de forma útil". Actualmente este modelo es el núcleo del proceso de la Compagnie Nationale du Rhône, junto con la operación y mantenimiento de sus instalaciones, e igualmente constituye la base para su desarrollo futuro. Este último implicará la adición de otros activos y, anticipando los cambios que el sistema eléctrico deba enfrentar, con la aparición de las redes inteligentes (*Smart Grids*), la generación distribuida al igual que nuevas posibilidades de almacenamiento.

Gestionar la energía eléctrica intermitente, las perspectivas que abre la investigación

Bernard BIGOT

Más allá de la difícil cuestión de los posibles costes adicionales del kWh introducidos a la red y que se debe tratar de reducir al máximo mejorando las tecnologías de captura y conversión, la integración creciente de electricidad producida a partir de fuentes de energía renovables en nuestro consumo doméstico, primeramente como sustituto de combustibles fósiles, plantea desafíos de investigación con el fin de

limitar las restricciones debidas al carácter intermitente de la mayoría de las energías anteriormente mencionadas. Las soluciones propuestas requieren el desarrollo de una capacidad de almacenamiento, local o centralizada, de alto rendimiento técnico y económico. Igualmente requieren la introducción de tecnologías de la información en las redes y equipos eléctricos para invertir la lógica actual, de forma que la demanda se ajuste a la oferta, y no al contrario, por supuesto en proporciones probablemente limitadas, pero indispensables.

1.2. Los modelos financieros

La interacción entre la energía nuclear y renovable y sus efectos sistémicos en las redes eléctricas de baja emisión de carbono

Pr Jan Horst KEPLER y Marco COMETTO

En este artículo se presenta un resumen de los resultados del estudio "Energía nuclear y renovable: efectos sistémicos en las redes eléctricas de baja emisión de carbono" recientemente publicado por la Agencia de Energía Nuclear de la OCDE. Este estudio examina la interacción entre la tecnología programable y la energía renovable variable (principalmente eólica y solar). Presenta los principales efectos de estas interacciones en el sistema eléctrico y proporciona estimaciones empíricas sistémicas de los costes asociados para seis países miembros de la OCDE.

El impacto de la energía intermitente en los precios del mercado de la electricidad

Patrick ADIGBLI y Audrey MAHUET

Paralelamente al proceso de liberalización del mercado eléctrico, estos últimos veinte años han estado marcados por una fuerte expansión de las energías renovables en Europa.

El aumento de la cuota de energías renovables en el mix energético, teniendo en cuenta el objetivo de la Comisión Europea del 20% de energías renovables en el 2020, no deja de tener un impacto en la determinación de los precios del mercado. De hecho, la energía intermitente subvencionada puede, gracias al efecto "medalla al mérito", reducir los precios a corto plazo, generando incluso precios negativos en ciertas épocas del año.

El aporte de la energía intermitente al mejoramiento del balance de carbono

Jean-Louis BOBIN, Hubert FLOCARD, Jean-Pierre PÈRVÈS y Bernard TAMAIN

La energía solar y eólica, fuentes de energía renovable, son intermitentes por naturaleza. La gestión de su producción de electricidad es un problema con múltiples soluciones. Sin embargo, no todas son compatibles con la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y evitar, de esta manera, la amenaza del cambio climático.

2. Impacto en las redes eléctricas y ajuste de la oferta a la demanda

2.1. Las redes eléctricas en Francia

La energía intermitente, ¿qué impacto tiene en las redes de transporte de electricidad?

Dominique MAILLARD

La integración de las energías renovables es uno de los mayores retos estructurales para la evolución del sistema eléctrico en los próximos años.

Por ello, es indispensable cambiar los modos de funcionamiento de las redes eléctricas, haciéndolas cada vez más "inteligentes" (*smart grids*) y fortalecer la coordinación entre las redes eléctricas de toda Europa.

Además, se debe desarrollar una red de transporte adaptada e interconectada a nivel europeo con el fin de aprovechar las complementariedades energéticas existentes dentro de esta zona.

Gestionar la producción de electricidad intermitente Al centro de las smart grids, las administradoras de las redes de distribución

Gilles GALLÉAN

Una verdadera revolución en los sistemas eléctricos está en marcha con el rápido desarrollo de la producción descentralizada de electricidad, la aparición de una gestión activa de la demanda, la introducción anunciada de nuevas formas de almacenamiento y la aparición de nuevos usos (tales como los vehículos eléctricos). Estos cambios se materializarán progresivamente de forma diferente dependiendo de los países y regiones, pero se combinan para formar un sistema cuya gestión requiere mucha más inteligencia, automatización y electrónica. En el cruce entre la producción y el consumo de electricidad, el administrador de las redes de distribución debe dominar la complejidad técnica del nuevo sistema, limitar los costes crecientes y asegurar la calidad del servicio esperado por los clientes.

Gestionar la energía intermitente para la producción de electricidad en las islas

Bernard MAHIOU

Las islas "eléctricas" francesas que constituyen los departamentos de ultramar y Córcega son pequeños sistemas eléctricos aislados que pertenecen a la categoría de las zonas no interconectadas (ZNI) con la red metropolitana continental. Se caracterizan por un crecimiento significativo en el consumo y el alto coste de la electricidad, ampliamente subvencionada por el dispositivo de ecuilización de la electricidad cubierto por la contribución al servicio público de la electricidad (CSPE). El desarrollo de energías renovables (ENR) intermitentes, principalmente de origen fotovoltaico (PV), ha sido exponencial desde el 2008, gracias a un fuerte apoyo de las políticas públicas en términos de objetivos, tarifas de compra y normas de exención de impuestos.

A través de muchos experimentos en progreso, las ZNI se han convertido en verdaderos laboratorios que ayudan a anticipar las dificultades futuras que enfrentarán los sistemas eléctricos interconectados en cuanto aumente considerablemente la cuota de las ENR intermitentes en el mix energético.

2.2. Las redes eléctricas en Europa

El desarrollo de la red de transporte de electricidad alemana, un desafío importante para los administradores

Olivier FEIX

El desastre de la central nuclear japonesa de Fukushima ha cambiado la política energética alemana de manera fundamental. El impacto de la información proveniente de Japón instó al Gobierno Federal alemán a hacer más esfuerzos para aumentar rápidamente la cuota de energías renovables en el mix energético alemán y poner fin al uso de la energía nuclear tan pronto como sea posible. Esta *Energiewende*, como los alemanes la llaman, es una de las principales prioridades del gobierno y el proyecto que moviliza a toda la sociedad alemana por excelencia. Este cambio en la política energética ha obligado a cambiar en un tiempo récord muchas leyes para adaptarse a esta transición energética. Aunque la mayoría de los actores esperaban modificaciones importantes de los textos directamente relacionados con las instalaciones de producción, lo que es increíble, y probablemente más sorprendente, es el alcance de los cambios de las leyes relativas a las redes eléctricas, especialmente en la gestión y el desarrollo de la red de transporte de electricidad.

Integración de energía renovable en el sistema eléctrico español

Miguel r. DUVISON GARCIA y Ana RIVAS CUENCA

¿Qué política europea para las redes eléctricas?

Marc GLITA y Aurélien GAY

El desarrollo de las energías alternativas enfrenta dificultades económicas y políticas a menudo insospechadas. Además de las excelentes tarifas de compra establecidas para fomentar el desarrollo de la energía eólica y solar, y de las subvenciones necesarias para garantizar la capacidad adicional (fuertemente emisora de CO₂) que se necesita para equilibrar el sistema eléctrico, se debe añadir el desarrollo de redes de transporte de electricidad de los centros de producción a los lugares de consumo (en Alemania, la longitud requerida es de 4500 km).

El coste de la construcción de estas redes se enfrenta a una oposición popular, a tal punto que en diez años Alemania sólo ha podido construir 100 km de estas nuevas líneas.

Por último, el refuerzo de las interconexiones entre los Estados europeos los anima (por ejemplo Alemania o Dinamarca) a confiar a sus vecinos la intermitencia que resulta de sus propias decisiones políticas nacionales. Tras la crisis europea del euro, ¿veremos la crisis de la electricidad?

¿Energía flexible?

Philip LOWE y Mark Van STIPHOUT

El porcentaje total de la energía renovable en la Unión Europea debe pasar del 19,4% en 2010 al 34% en 2020.

Los cambios en la forma de producir electricidad, que implica el compromiso de la Unión Europea para reducir las emisiones de CO₂ y aumentar la proporción de energías renovables en el mix energético, requieren que nuestros sistemas eléctricos se vuelvan mucho más flexibles de lo que son hoy en día.

El deslastre de carga, un nuevo sector eléctrico mundial ha nacido en Francia y acompañará la transición energética justa

Pierre BIVAS

El deslastre de carga, que abre la posibilidad de controlar la demanda para participar en el equilibrio eléctrico, es un nuevo sector eléctrico de tamaño mundial. Este oficio permite realizar hasta 15% de ahorro de energía (eliminando los desperdicios) sin coste alguno para los consumidores o los contribuyentes. Esta actividad es rentable siempre y cuando se puede asignar el valor de los ahorros que permite realizar al sistema eléctrico en su conjunto en términos de energía y de inversión evitada. Los proveedores se oponen porque su propósito es vender más energía, más cara. Incluso pretenden querer hacer este trabajo, a pesar de un retraso de varios años de tecnología y un claro conflicto de intereses. A pesar de ello, poco a poco se ha creado el marco normativo con el apoyo valiente y lúcido de los poderes públicos. Este sector, creado por Voltalis en Europa supone un ahorro para siete millones de hogares que disponen únicamente de la energía eléctrica en Francia, incluidos los hogares más pobres, y una fuente de miles de empleos directos. Esta innovación, tecnológica, ecológica y social, representa el cambio energético que se ha iniciado en Francia.

3. La política industrial

El sector eólico francés

Alain LIGER

Presente en Francia desde la década de 1990, la producción de electricidad mediante la energía eólica ha representado una potencia de 6.750 MW a finales de 2011.

Aunque la mayor parte de las instalaciones recientes y del parque total de las máquinas es el fruto de fabricantes extranjeros, esto no signifi-

ca que la industria francesa esté totalmente ausente del mercado o que las máquinas no contengan ningún componente francés.

Precisamente, el desarrollo actual de la energía eólica *offshore* representa para las empresas francesas una verdadera oportunidad estratégica, sobre todo porque Francia, además de disponer de condiciones geográficas favorables para el establecimiento de estos parques, tiene a través de su industria para-petrolera un verdadero *know-how* en obras en alta mar.

La política industrial europea en materias de electricidad solar fotovoltaica

Fabrice DAMBRINE

La generación de energía fotovoltaica ha experimentado un fuerte crecimiento durante la última década, especialmente en Europa y, dentro de ella, sobre todo en Alemania e Italia, fomentada por las tarifas de compra ventajosas y de una baja regular del precio de los módulos. Se espera que este crecimiento continúe, sobre todo en los países asoleados y en las zonas mal interconectadas, y donde la producción es máxima durante los picos de demanda relacionados con el uso del aire acondicionado. Pero este crecimiento también continuará en los paí-

ses industrializados, que desean reequilibrar su mix energético y limitar su dependencia de las energías fósiles y de la energía nuclear. En 2011, casi 30 GWp de solar fotovoltaico se han instalado en todo el mundo, con una capacidad total instalada (a finales de 2011) de casi 70 GWp, que podría llegar a 300 GWp en 2020. Esto plantea la cuestión del desarrollo de industrias capaces de satisfacer esta demanda.

Gestionar las intermitencias eléctricas (producción y transmisión de electricidad), la opinión de un industrial

Jérôme PÉCRESSE

La combinación de un contexto de demanda mundial de electricidad creciente, que podría crecer en un 2,4% en el período 2006-2030, y teniendo en cuenta las consideraciones medioambientales en la política energética de los Estados que fomenta el desarrollo de un mix energético que incorpora más energía renovable, requieren el desarrollo de nuevas soluciones para aumentar la flexibilidad del sistema eléctrico, desde el punto de vista de la gestión de la red como de los medios de producción.

El dossier ha sido coordinado por Gilles Bellec