

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.

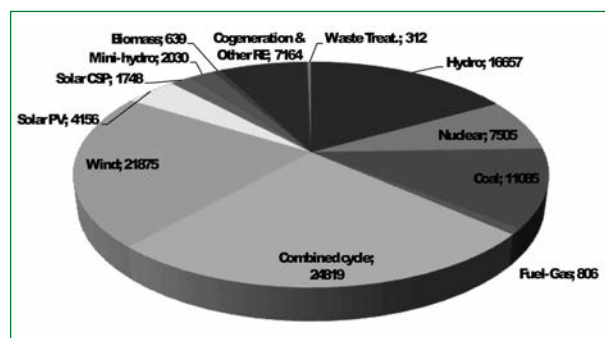


Figure 1 : Répartition des capacités installées de production électrique dans la péninsule ibérique en septembre 2012.

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.

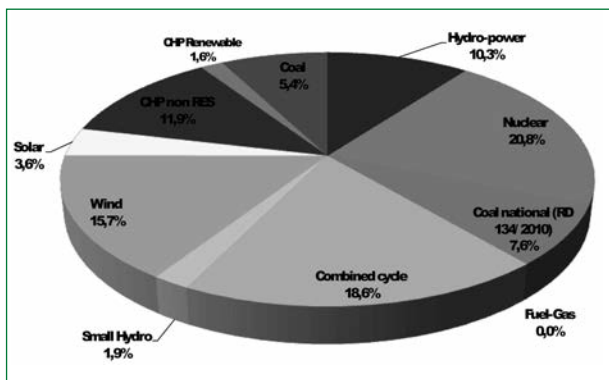


Figure 2 : Répartition de l'énergie électrique produite dans le système de la péninsule ibérique en 2011.

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

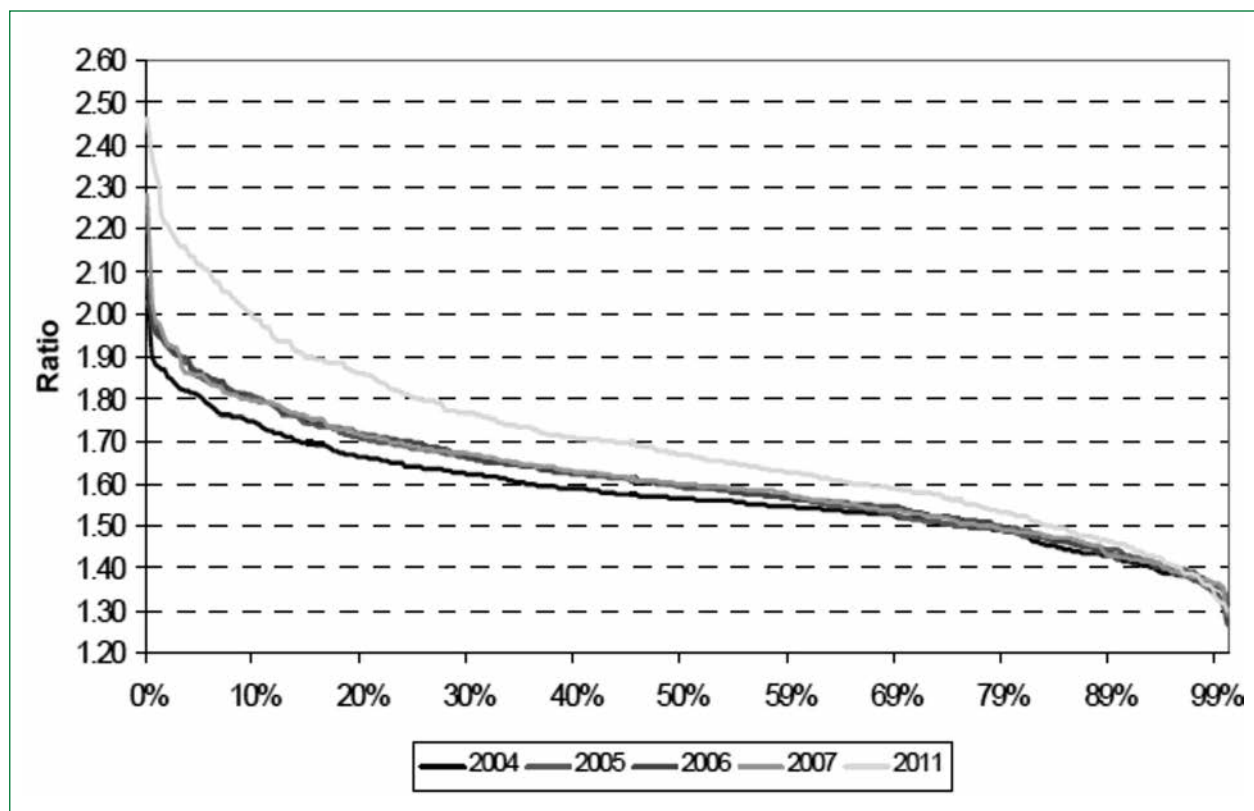


Figure 4 : Ratios des besoins quotidiens d'appel à la réserve de puissance.

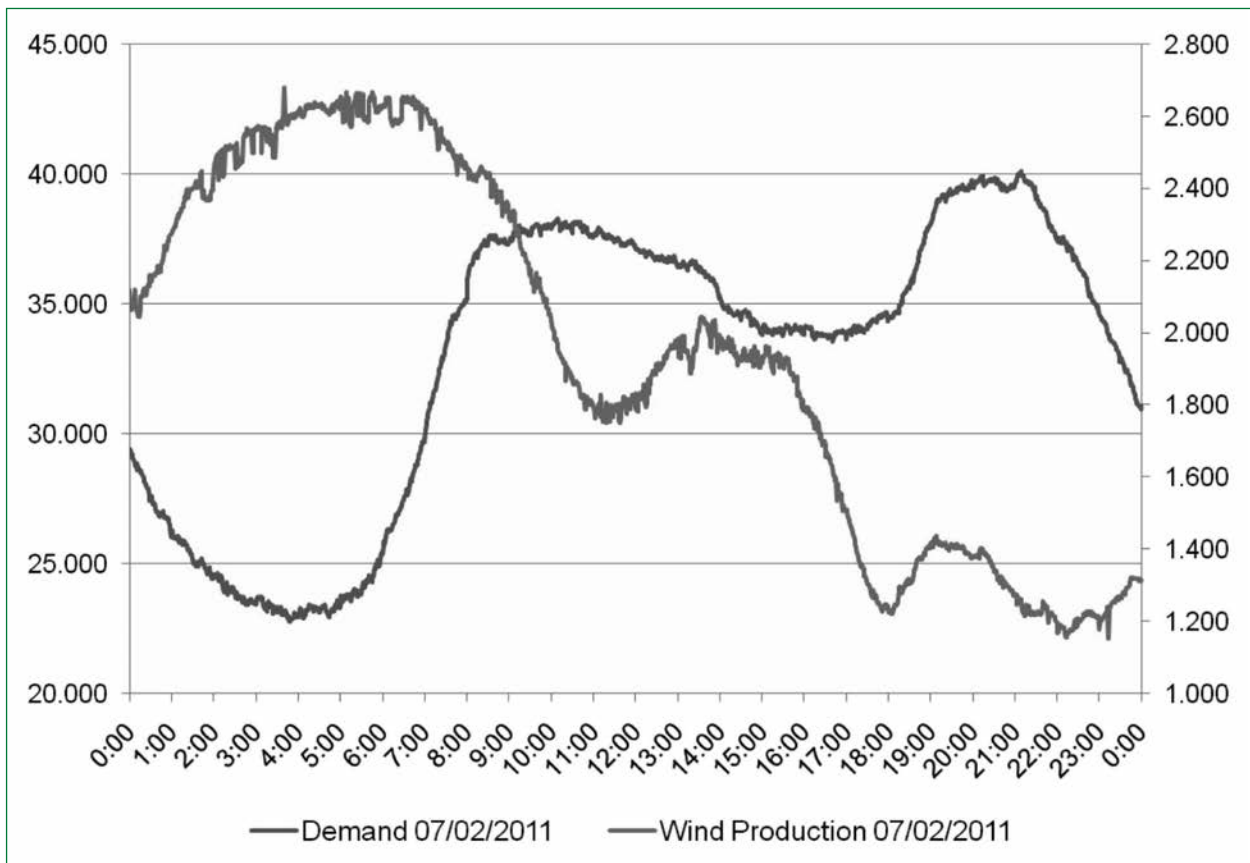


Figure 5 : Comparaison entre la demande d'électricité (courbe du bas) et la production éolienne (courbe du haut) durant une journée type d'hiver.

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.

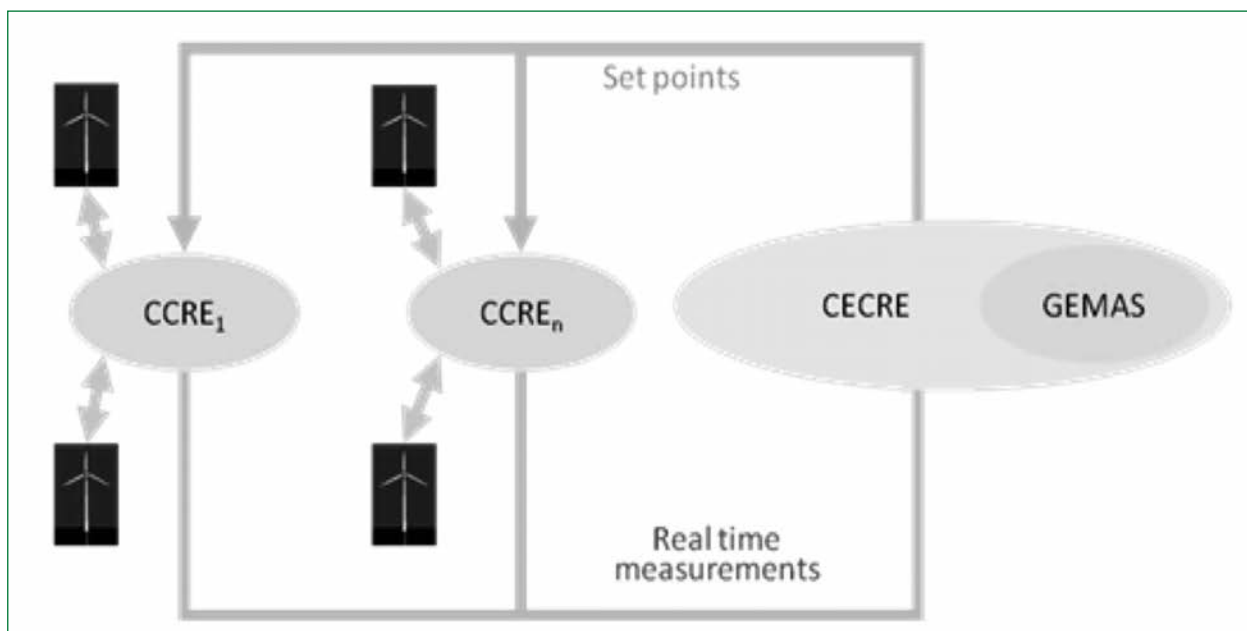


Figure 7 : Schéma fonctionnel du CNCER (CECRE) et des centres (locaux) de contrôle de l'énergie renouvelable (CCRE).

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

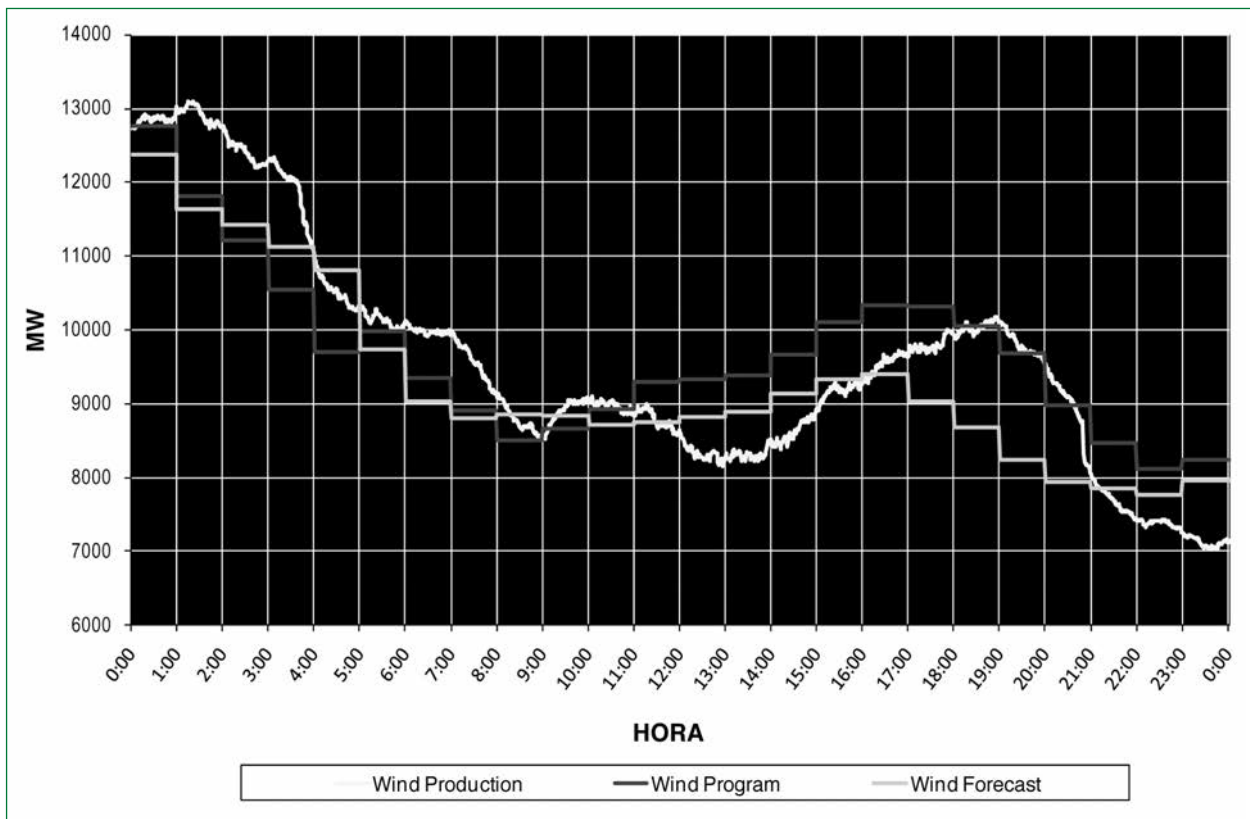


Figure 8 : Instruction de réduction de la production éolienne émise le 24 avril 2012.

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.

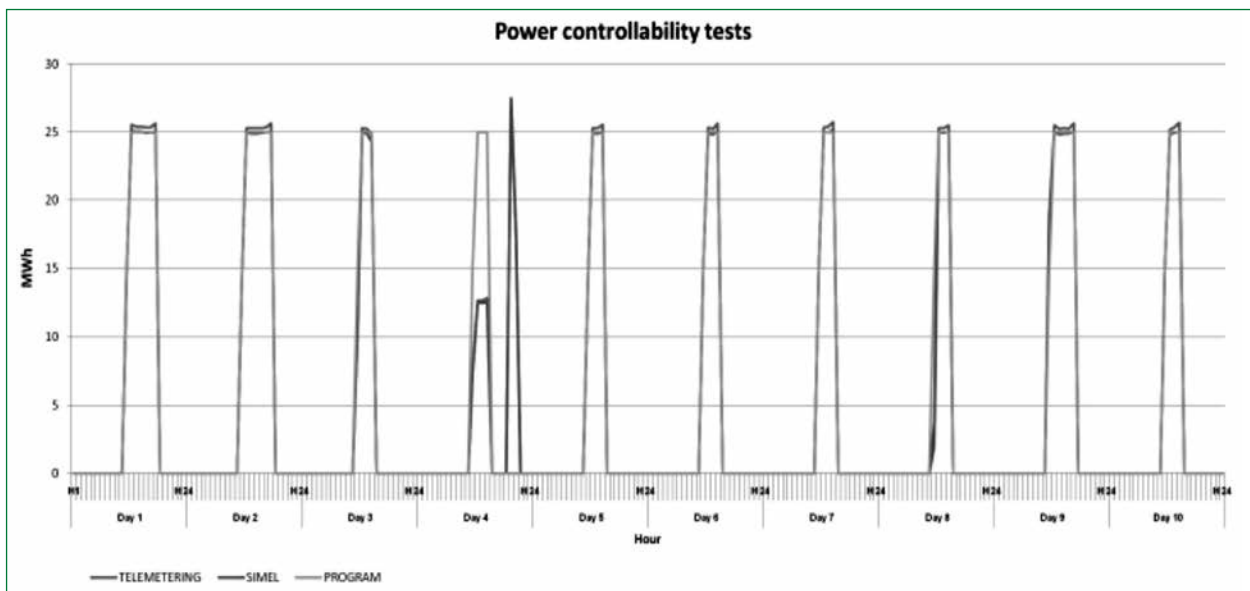


Figure 9 : Résultats de tests réels portant sur une centrale thermo-solaire (I).

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.

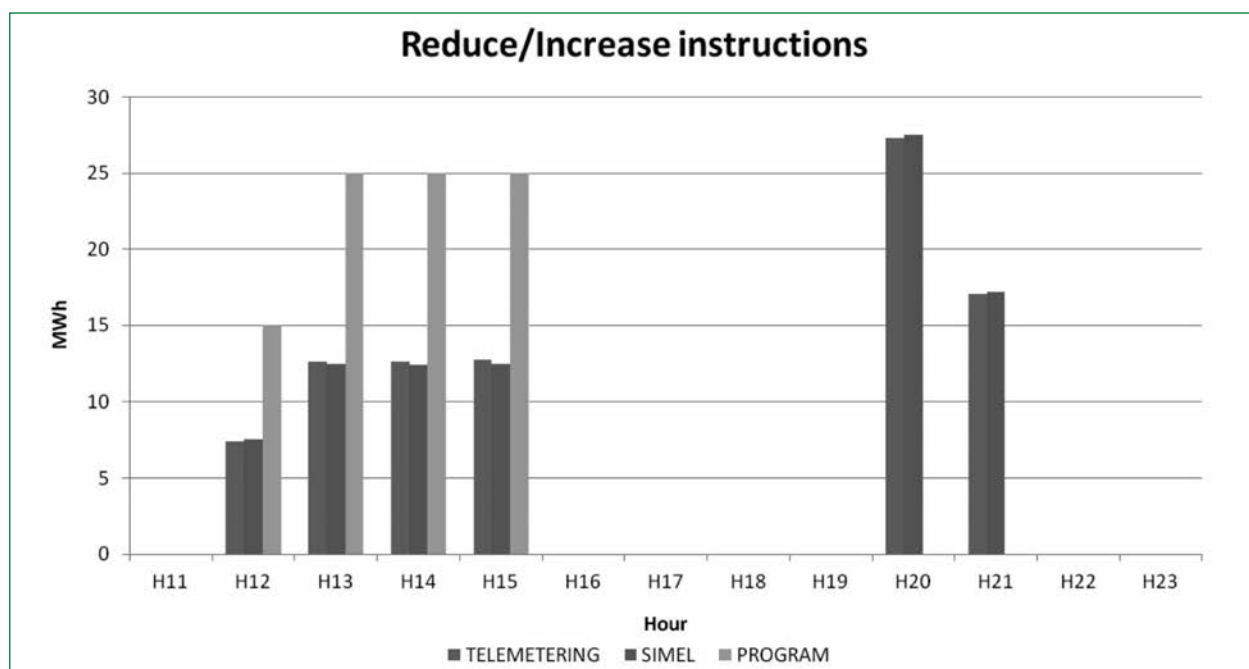


Figure 10 : Résultats de tests réels portant sur une centrale thermo-solaire (II).

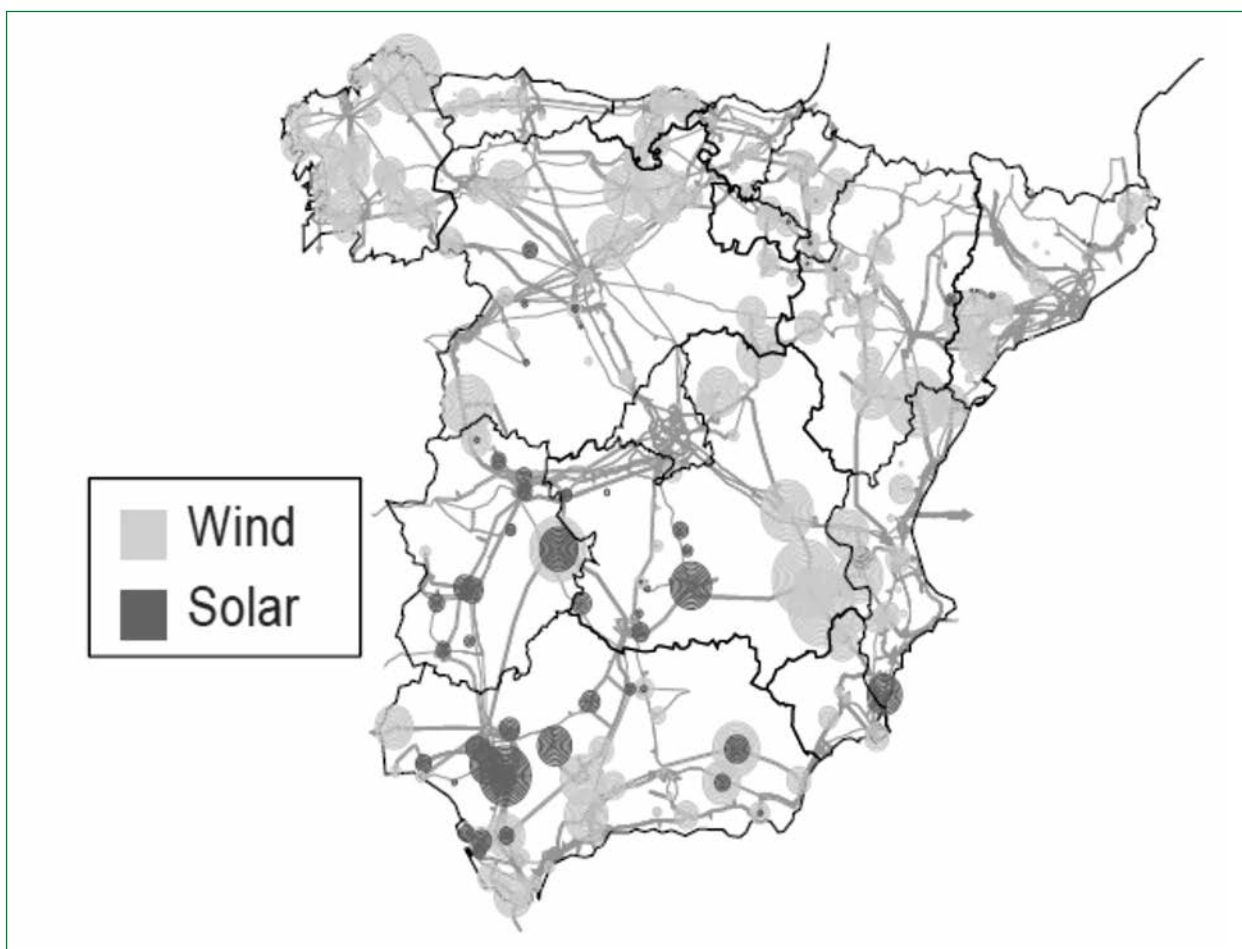


Figure 11 : Répartition des capacités éoliennes (~40 GW) et solaires (~9,5GW) en Espagne pour les années 2016-2020.

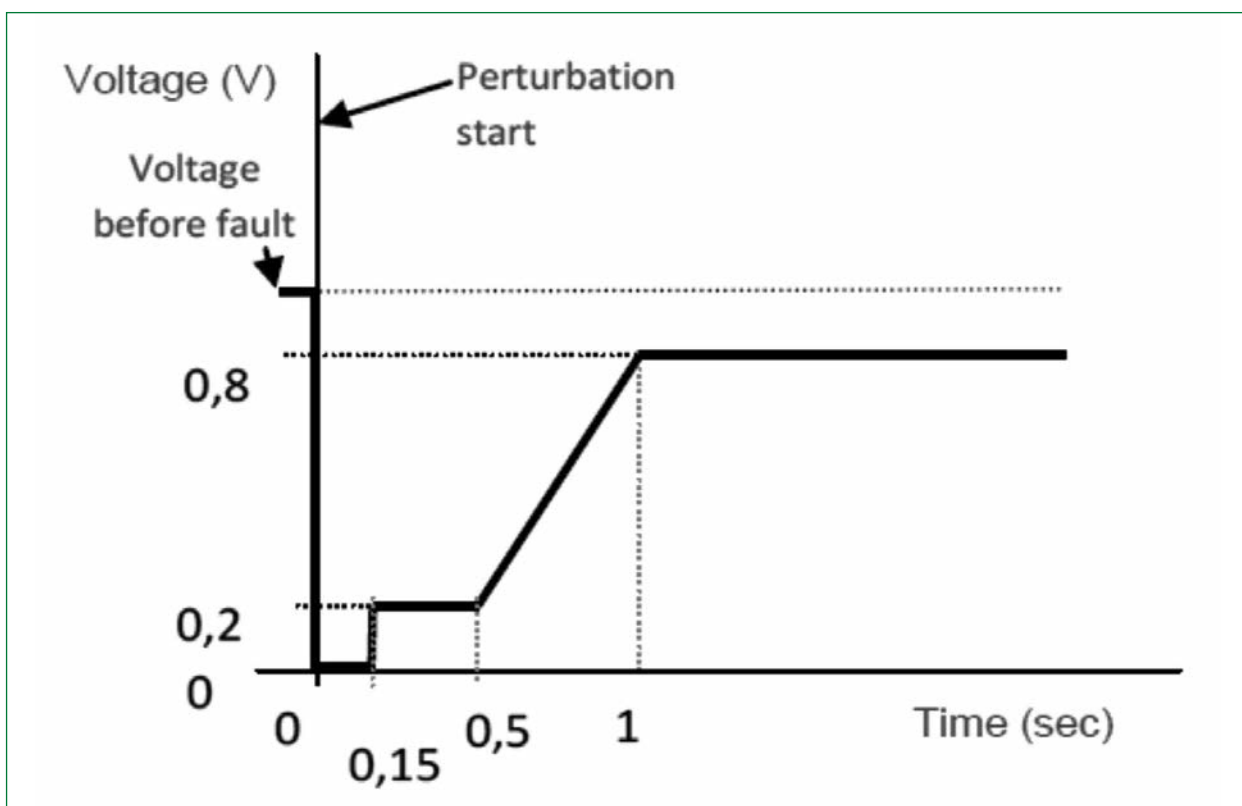


Figure 12 : Exigence en matière de chutes de tension pour les technologies énergétiques renouvelables.

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-pomppe, qui, selon le planning indicatif de production électrique, passera des 2 700 MW actuels à 4 500 MW de capacité de stockage par hydro-pomppe « 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

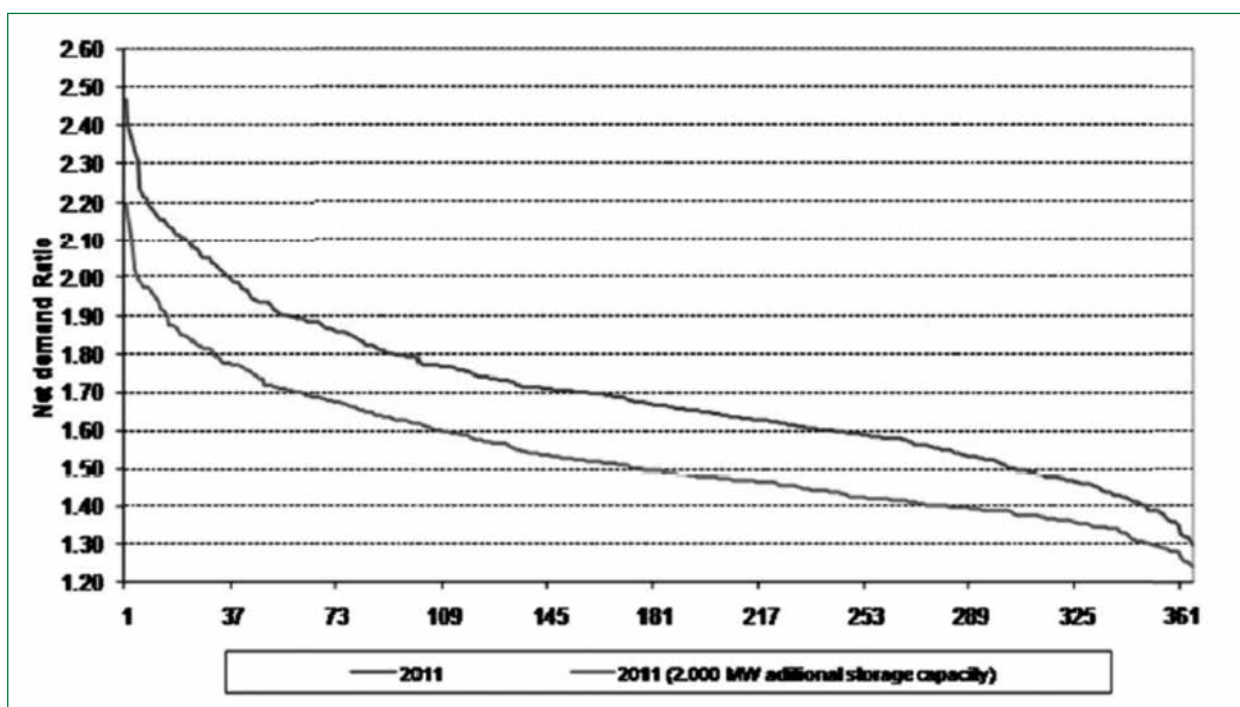


Figure 13 : Ratios de demande quotidienne nette prévus pour les 365 jours de 2011 (classés par ordre décroissant – courbe du haut), et les mêmes ratios en prenant en compte 2 000 MW supplémentaires de stockage par hydro-pomppe (courbe du bas).



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

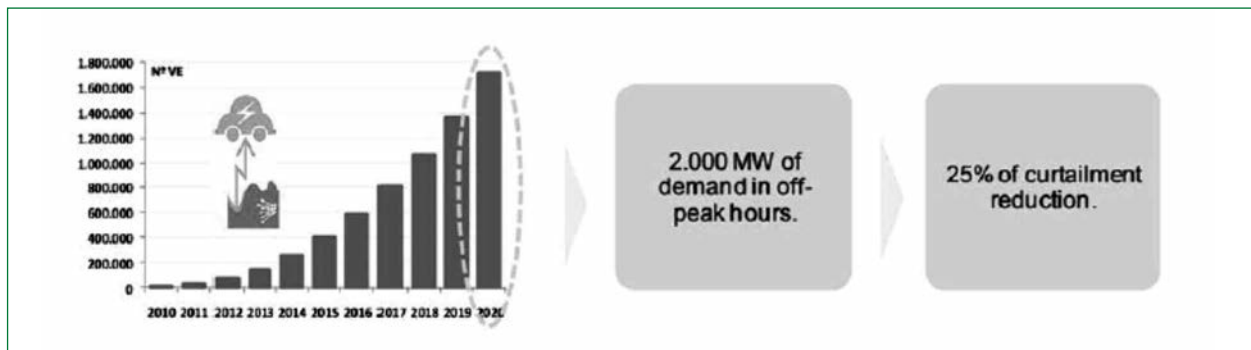


Figure 15 : Évolution attendue de la demande de véhicules électriques et son impact en termes de réduction du délestage de la production d'électricité renouvelable.

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.