

Flexibilité et marchés énergétiques européens

L'énergie hydraulique suisse : une solution pour faire face aux fluctuations du nouveau renouvelable allemand

Les subventions massives accordées aux nouvelles énergies renouvelables dans certains pays européens ont eu des conséquences directes sur les marchés de l'électricité ces dernières années. Les centrales électriques conventionnelles sont sous pression et la tâche des gestionnaires de réseau pour garantir la stabilité de ce dernier se complique. Dans ce contexte, la flexibilité est un produit de plus en plus demandé et se profile comme un véritable atout sur les marchés.

Pierre Guesry

Le secteur de l'électricité à l'échelle européenne vit depuis quelques années l'un des changements les plus profonds et les plus durables de son histoire. Les raisons de ces bouleversements sont multiples mais l'une des principales est probablement le fort développement des installations de production photovoltaïques et éoliennes, largement subventionnées en France, en Espagne, en Italie et surtout en Allemagne. Les nouvelles énergies renouvelables représentent 70% des nouvelles capacités

installées en Europe ces dix dernières années et 40 milliards d'Euros de subventions payées par les consommateurs en 2012 [1]. Rien qu'en Allemagne, le marché des nouvelles énergies renouvelables est subventionné à hauteur de 21 milliards d'euros par année.

Ces sources d'énergie se caractérisent par un coût de production marginal nul et par une production d'électricité irrégulière et aléatoire fortement dépendante de la météo. Les jours ensoleillés et venteux, elles injectent de

grandes quantités d'électricité sur le réseau. À l'inverse, lorsque le ciel est couvert ou que le vent ne souffle pas, leur production électrique est moindre. La **figure 1** présente l'évolution de la production éolienne mensuelle en Allemagne depuis 2009. Elle permet de constater que les écarts de production sont considérables d'un mois à l'autre. En 2013, la production éolienne allemande est passée d'environ 5 millions de MWh en janvier à 2,6 millions de MWh en février. L'énergie fournie par les installations éoliennes allemandes a été divisée par deux en l'espace de quelques semaines, et ce, en plein hiver lorsque la demande en électricité est la plus forte.

Des conséquences directes sur les prix de l'électricité

Les importantes subventions accordées aux nouvelles énergies renouvelables ont des conséquences significatives sur les marchés de l'électricité et ont créé des distorsions économiques dans toute l'Europe. Première conséquence : la baisse des prix spot sur les

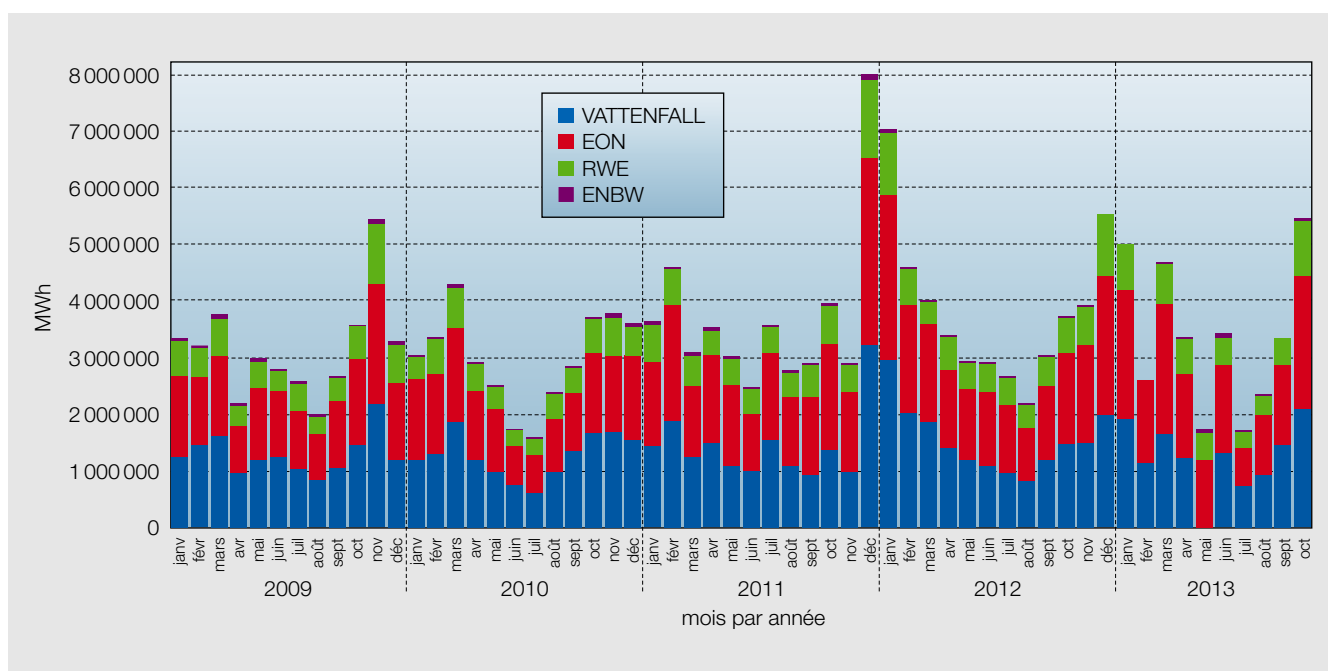


Figure 1 Évolution de la production éolienne mensuelle en Allemagne.

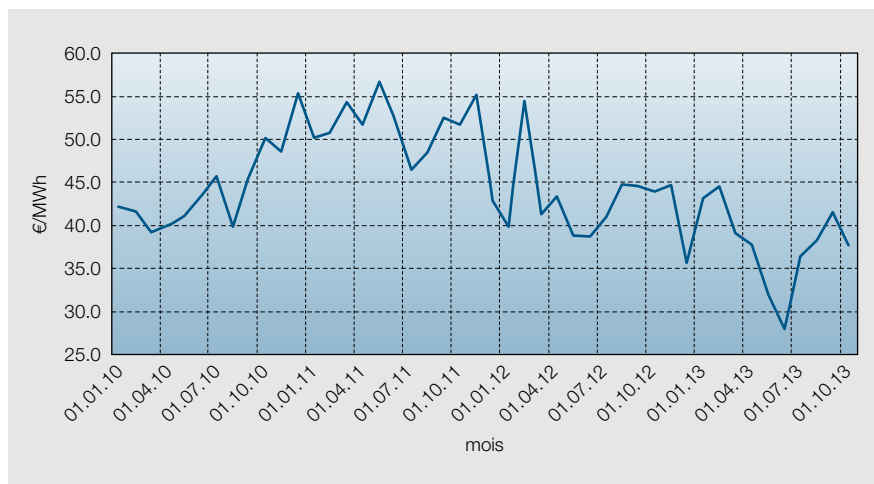


Figure 2 Évolution du spot allemand mensuel.

marchés. La **figure 2**, qui montre l'évolution du prix spot allemand mensuel depuis 2010, illustre bien le phénomène. Jusqu'à l'automne 2011, les prix spot allemands se situaient régulièrement au-delà de 50 €/MWh et plus rarement en dessous de 45 €/MWh. Par la suite, hormis un pic en février 2012, les prix n'ont cessé de chuter jusqu'à atteindre 28 €/MWh en juin 2013. Depuis le début de cette année, la moyenne des prix spot allemands est de 37,9 €/MWh.

La structure des prix sur les marchés a également connu une forte évolution. La **figure 3** montre l'évolution du profil hebdomadaire du spot allemand en été. En juillet 2008, le prix est relativement bas la nuit, augmente le matin avec un pic à midi, puis se stabilise jusque vers 21 h. C'est la structure de prix que connaissait la branche avant l'essor des nouvelles énergies renouvelables. En juillet 2013, le prix augmente entre 7 h et 9 h puis retombe jusqu'aux environs de 18 h. Le pic est désormais inversé sous l'influence des nouvelles énergies renouvelables, en particulier des installations photovoltaïques allemandes qui injectent de grandes quantités d'électricité sur le réseau durant les heures ensoleillées de la journée.

L'évolution des prix sur les marchés et le changement de la structure des prix ont frappé de plein fouet les centrales électriques conventionnelles et celles qui produisent de l'énergie de pointe, telles que les centrales hydrauliques suisses par exemple. En Allemagne, certains exploitants sont même contraints de fermer des centrales à gaz ou au charbon car leur rentabilité n'est plus assurée. C'est le cas notamment de RWE. En août dernier, le producteur

allemand a annoncé que le résultat opérationnel de sa division « Conventional Power Generation » avait chuté de près de deux tiers lors du premier semestre 2013. Le groupe a ainsi décidé de réduire ses capacités de 3100 MW en Allemagne et aux Pays-Bas, soit 6% de son total européen, et étudie encore d'autres mesures de ce type.

Un besoin croissant en énergie de réglage

En Europe et surtout en Allemagne, la situation est particulièrement délicate pour les gestionnaires de réseaux. Pour pallier la production d'électricité irrégulière et aléatoire des nouvelles énergies renouvelables et équilibrer à tout moment l'énergie produite et consommée sur le réseau, ils présentent un besoin accru en énergie de réglage. C'est là tout le paradoxe de la situation actuelle en Europe. D'un côté, grâce aux subventions, les nouvelles énergies renouvelables se développent massivement et accroissent fortement les

besoins en énergie de réglage. De l'autre, des centrales conventionnelles qui pourraient jouer ce rôle de régulateur sont contraintes de cesser leurs activités car leur rentabilité est remise en cause par ces mêmes énergies renouvelables.

Dans ce contexte de surcapacité, les aménagements de pompage-turbinage suisses peuvent contribuer à améliorer la situation créée par les nouvelles énergies renouvelables et endosser le rôle de batterie du continent européen. Ils seront à l'avenir des instruments essentiels pour maintenir la stabilité du réseau électrique à l'échelle suisse et européenne et donc garantir la sécurité d'approvisionnement. La centrale de pompage-turbinage de Nant de Drance actuellement en construction dans la région d'Emosson (VS) permettra, par exemple, d'injecter ou d'absorber en quelques minutes une puissance de 900 MW sur le réseau, soit l'équivalent de la puissance de la centrale nucléaire de Gösgen. La très grande flexibilité de Nant de Drance en fait un complément précieux aux nouvelles énergies renouvelables et lui confèrera un atout majeur sur les marchés européens de l'électricité.

Apparition de mécanismes de capacité en Europe

Les pays de l'Union européenne réfléchissent également de leur côté à des solutions qui permettraient de garantir à tout moment la stabilité du réseau et donc la sécurité d'approvisionnement. Ces solutions devraient passer par la mise en place de mécanismes de capacité qui visent à valoriser la puissance et la flexibilité des centrales électriques. Le concept de « mécanismes de

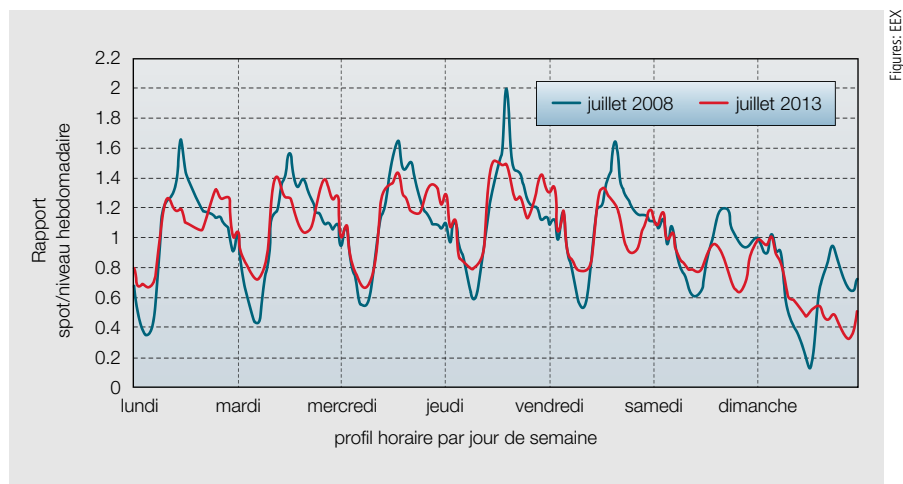


Figure 3 Évolution du profil hebdomadaire du spot allemand en été.

capacité » est encore relativement nouveau en Europe et un système coordonné à l'échelle de l'UE sera probablement difficile à instaurer. Les Etats européens, tels que l'Allemagne et la France, préparent donc chacun leurs propres modèles.

En Allemagne, des discussions sont actuellement en cours sur la mise en place de mécanismes de capacité à partir de 2017. En attendant cette échéance, le pays a mis en place un système permettant d'éviter la fermeture de centrales conventionnelles qui seraient essentielles à la sécurité d'approvisionnement. Les exploitants doivent désormais annoncer une année à l'avance l'arrêt de toute centrale d'une puissance de plus de 10 MW. Si l'Agence fédérale des réseaux (Bundesnetzagentur) estime qu'une centrale est indispensable à la régulation du réseau, elle peut exiger que l'exploitation se poursuive. Elle rémunère alors le propriétaire pour le maintien en fonction de l'installation de production.

Un système de « réserve hivernale » a également été instauré en Allemagne. Chaque année, l'Agence fédérale des réseaux et l'exploitant du réseau évaluent les capacités de production disponibles. Celles-ci doivent être supérieures de 10% à la consommation prévue en période de pointe. S'il s'avère que ces capacités sont insuffisantes, un appel d'offre pour une puissance de réserve est lancé sur les marchés. Par exemple, pour l'hiver 2013/2014, l'Agence fédérale des réseaux a fixé le besoin en puissance de réserve à 2540 MW. Les centrales suisses, italiennes, autrichiennes et françaises sont autorisées à participer à l'appel d'offre pour autant qu'elles disposent d'une production flexible.

En France, la situation est particulièrement critique durant l'hiver en raison de l'utilisation très répandue des chauffages électriques. En février 2012, le pic de puissance a atteint pour la première fois les 100 000 MW. En hiver, lorsque la température baisse de 1 °C, le besoin en puissance augmente de 2300 MW en France contre 800 MW en Allemagne. La loi française prévoit la mise en place d'un modèle hybride avec une obligation décentralisée de capacité d'ici l'hiver 2015/2016. Ce modèle oblige les fournisseurs d'électricité à prouver qu'ils sont en mesure d'approvisionner leurs clients et donc de contribuer à la sécurité d'approvisionnement. Si leurs

propres capacités ne suffisent pas à répondre à leurs obligations, ils peuvent acquérir des certificats de capacité auprès d'autres acteurs, par exemple des producteurs d'électricité qui auront au préalable fait certifier les capacités relatives à leur disposition. Les certificats de capacité peuvent ainsi être échangés ou commercialisés sur un marché où la puissance est valorisée en €/MW/an. Ce modèle n'est ouvert qu'aux acteurs présents sur le marché français.

En Suisse, la question des mécanismes de capacité et des marchés de flexibilité n'est pas à l'ordre du jour sur le plan politique. Mais l'introduction de mécanismes de capacité dans les pays voisins amènera une diminution de la volatilité des prix sur l'ensemble des marchés, ce qui aura des conséquences peu réjouissantes sur le parc de production suisse, en particulier hydraulique. Dans ce contexte, il est important que la Suisse puisse, avec son parc de production, participer à ces nouveaux marchés de capacité et de flexibilité européens.

Une demande croissante pour des produits flexibles

En attendant que ces mécanismes de capacité se mettent en place en Europe, le marché est déjà demandeur de produits offrant de la flexibilité, tels que par exemple les Virtual Power Plants (VPP). Les VPP sont en quelque sorte des « lacs virtuels » vendus à des contreparties qui ont besoin de réserve d'énergie flexible pour équilibrer leur portefeuille. Les contreparties intéressées par ce type de produits sont généralement de grands acteurs du marché européen, tels que Eon, RWE, EDF, de grands distributeurs actifs en Suisse ou d'importants agrégateurs de nouvelles énergies renouvelables. Un produit tel que les VPP leur permet d'acheter la flexibilité qui manque à leur portefeuille sans devoir assumer les risques liés à une participation dans une centrale électrique.

L'intérêt croissant du marché pour ce type de produit est tangible. Alpiq a ainsi lancé dernièrement un appel d'offre pour plusieurs tranches de 25 MW de pompage-turbinage virtuel; une première puisqu'Alpiq n'avait jusqu'ici encore

Zusammenfassung

Flexibilität und europäische Energiemärkte

Wasserkraft in der Schweiz: eine Lösung, um den Schwankungen der neuen erneuerbaren Energien zu begegnen

Der europäische Elektrizitätssektor erfährt seit einigen Jahren eine der tiefgreifendsten Veränderungen seiner Geschichte. Dies ist vor allem auf die starke Entwicklung der neuen erneuerbaren Energien zurückzuführen, die in Frankreich, Spanien, Italien und insbesondere in Deutschland erheblich subventioniert werden. Diese Energiequellen zeichnen sich durch fehlende Produktionsgrenzkosten und eine unregelmässige und je nach Witterung stark schwankende Stromproduktion aus. Die starke Subventionierung der neuen erneuerbaren Energien hat auf den Strommärkten in ganz Europa zu Verzerrungen geführt. Die Spotpreise sind gefallen. So zum Beispiel in Deutschland, wo der durchschnittliche Spotpreis von 51 Euro/MWh im Jahr 2011 auf 37,9 Euro/MWh Anfang 2013 gesunken ist. Die Preisstruktur auf den Märkten hat sich ebenfalls beträchtlich verändert. Unter dem Einfluss der neuen erneuerbaren Energien, insbesondere der Fotovoltaikanlagen, hat sich die Preiskurve nunmehr umgekehrt.

Diese Veränderungen haben sich direkt auf die herkömmlichen Kraftwerke und Produktionsanlagen für Spitzenenergie ausgewirkt. Die Situation ist auch für die Netzbetreiber heikel: Ihr Bedarf an Regelenergie hat sich erhöht. In diesem Zusammenhang können die Schweizer Pumpspeicherkraftwerke wie Nant de Drance sozusagen als « Batterie des europäischen Kontinents » fungieren. Sie werden künftig entscheidende Rolle spielen, um die Stabilität des Stromnetzes aufrechtzuerhalten und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Die Länder der Europäischen Union suchen nun auch nach Lösungen, welche die Netzstabilität jederzeit garantieren würden. Diese Lösungen müssten die Einführung von Kapazitätsmechanismen umfassen. Da ein auf EU-Ebene koordiniertes System schwierig umzusetzen ist, arbeiten die Staaten alle an ihrem eigenen Modell. Bis diese Mechanismen in Kraft treten, ist der Markt aber bereits auf Produkte angewiesen, die Flexibilität bieten, beispielsweise Virtual Power Plants (VPP). Diese ermöglichen es, fehlende Flexibilität im Portefeuille auszumachen. Bei Alpiq ist das steigende Interesse an solchen Produkten spürbar – ein Zeichen dafür, dass die Schweizer Wasserkraftanlagen dank ihrer Flexibilität auf den Märkten künftig gute Karten haben werden.

Cr

jamais proposé de produit comprenant du « pompage virtuel ». La vente a été réalisée avec succès auprès d'une contrepartie européenne active en Suisse, signe que la flexibilité des aménagements de pompage-turbinage suisses seront à l'avenir un véritable atout sur les marchés.

Lien

■ www.alpiq.com

Référence

[1] Eurelectric Innovation Action Plan Analysis

Informations sur l'auteur



Pierre Guesry est ingénieur informatique diplômé de l'Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL). Après quatre ans d'activité dans le développement d'outils informatiques dans le domaine du négoce d'électricité, il réoriente sa carrière au sein de la société Avenir en 2000. Durant huit ans, il occupe plusieurs fonctions, notamment risk manager, responsable du trading floor et responsable de la structuration des contrats et de l'analyse. En

2008, à la création d'Alpiq, il est nommé à la tête de l'unité d'affaires « Optimisation » puis en 2011, responsable de l'optimisation et du trading pour tous les actifs suisses. Depuis 2012, sa responsabilité s'étend également à l'optimisation et au trading des actifs d'Alpiq pour toute l'Europe de l'Ouest.

Alpiq SA, 1001 Lausanne
pierre.guesry@alpiq.com