



LA NORVÈGE, FUTURE BATTERIE BLEUE DE L'EUROPE ?

SOMMAIRE

- LA NORVÈGE, FUTURE BATTERIE BLEUE DE L'EUROPE ? P 3
- LA NORVÈGE, LE PAYS DES CENTRALES-LACS P 5
- LE MARIAGE DE L'EAU NORVÉGIENNE ET DU VENT DANOIS P 6
- UN MODÈLE D'INTÉGRATION OU'IL EST POSSIBLE D'ÉTENDRE À L'ALLEMAGNE P 8
- STOCKAGE HYDROGÈNE ALLEMAND, STOCKAGE THERMIQUE SAHARIEN OU STOCKAGE HYDRO SCANDINAVE ? P 10
- VERS UN MIX ÉLECTRIQUE 100% RENOUVELABLE EN EUROPE ? P 12
- ET LA FRANCE ? P 13
- DES DÉFIS RESTENT À SURMONTER EN NORVÈGE P 14

LA NORVÈGE, FUTURE BATTERIE BLEUE DE L'EUROPE ?

L'hydraulique norvégienne a contribué à ce que le Danemark devienne le champion mondial de l'éolien : durant l'année 2011, le royaume de la petite sirène a produit 26% de son électricité à partir du vent, et il vise le seuil symbolique des 50% pour 2020. Ce modèle d'intégration hydro-éolienne est reproductible avec l'Allemagne, et même potentiellement généralisable à l'ensemble de l'Europe. Explications.

L'hydroélectricité recouvre l'ensemble des technologies de production d'électricité exploitant le cycle de l'eau. Les *centrales au fil de l'eau* transforment l'énergie cinétique liée au débit naturel d'un fleuve ou d'une rivière, sans capacité significative de modulation. Les *centrales-éclusées* permettent une légère modulation de la production grâce à un stockage gravitaire de courte durée. Les *centrales-lacs* permettent de retenir d'importants volumes d'eau en altitude et une modulation de la production à l'échelle saisonnière.

Ces trois techniques hydroélectriques (centrales au fil de l'eau, centrales-éclusées, et centrales-lacs) sont dépendantes du volume annuel des précipitations et de leur profil saisonnier. Ce n'est pas le cas des *Station de Transfert d'Énergie par Pompage* (S.T.E.P.) avec lesquelles l'eau circule en circuit fermé



entre deux bassins situés à une altitude différente. L'eau du bassin inférieur peut être pompée vers le bassin supérieur en période d'excès de production électrique par rapport à la demande. L'énergie électrique en excès est convertie en énergie potentielle, ceci avec un rendement d'environ 90 %. A l'inverse, en période de déficit de production électrique, l'eau redescend vers le bassin inférieur, permettant la transformation à très haut rendement de l'énergie potentielle en électricité au niveau de turbines hydrauliques.

Le rendement d'un cycle complet de pompage-turbinage est de 80 à 83 % avec les technologies modernes, ce qui est par exemple bien supérieur aux 36 % obtenus avec un cycle hydrogène. Les S.T.E.P. constituent une forme de stockage réversible haute efficacité et leur durée de vie dépasse très largement celle des batteries électrochimiques. D'un point de vue théorique, elles peuvent être construites partout où il existe un dénivelé d'au moins quelques dizaines de mètres. Une S.T.E.P. a par exemple été construite à El Hierro, île volcanique de l'archipel canarien qui ne possède ni fleuves ni rivières et qui s'est fixée comme objectif de devenir 100 % autonome en énergie, une première mondiale. Les S.T.E.P. constituent aujourd'hui 99 % des capacités de stockage de l'énergie électrique dans le monde, 140 GW de composante pompage sont installés à ce jour selon l'Agence Internationale de l'Energie.



LA NORVÈGE, LE PAYS DES CENTRALES-LACS

Pays très montagneux du bouclier scandinave avec des reliefs culminant à 2469 mètres (mont Galdhøpiggen), la Norvège a été sculptée par l'érosion glaciaire, ce qui a contribué à la formation d'une kyrielle de lacs et de fjords. A titre d'exemple, le lac de Blåsjø (« *la mer bleue* », en norvégien), perché à un kilomètre au dessus du niveau de l'océan, est le premier d'une série de 6 lacs en cascade d'un volume total de 8 TWh, le plus important réservoir hydroélectrique d'Europe. Ces lacs déversent progressivement leurs eaux vers l'océan Atlantique.

Alors que le réservoir des centrales-lacs de la Finlande est de 5 TWh (3 GW x 1666 heures), celui de la Suède de 33,8 TWh (16 GW x 2112 heures), la Norvège pulvérise le record européen avec 84 TWh (30 GW x 2800 heures). Le reste de l'Europe, selon les données UCTE, Eurelectric et Ecoprog, ne pèse qu'environ 60 TWh (50 GW x 1200 heures), principalement dans les Alpes. Le volume des précipitations annuelles (pluie et neige) au niveau des bassins versants alimentant les centrales-lacs norvégiennes est suffisant pour permettre au pays de produire chaque année environ 123 TWh d'hydroélectricité. Le taux de remplissage annuel des réservoirs, variable d'une année à l'autre, est effet d'environ 150%. Cette production hydroélectrique permet de répondre très largement à la demande électrique du pays. Le pays a un solde exportateur globalement très positif, mais doit néanmoins parfois importer quand les lacs sont au plus bas, suite à des périodes très sèches.

La Norvège, c'est la moitié du réservoir de toute l'Europe, et l'ensemble de la Scandinavie, les deux-tiers. Compte-tenu du fait que l'hydro modulable est une clé majeure dans la perspective de parvenir à de très hauts niveaux d'éolien et de solaire dans un mix électrique, on mesure alors la position éminemment stratégique des pays scandinaves, et en premier lieu de la Norvège, pour le futur énergétique durable de l'Europe.



LE MARIAGE DE L'EAU NORVÉGIENNE ET DU VENT DANOIS

Durant l'année 2011, le Danemark a produit 26% de son électricité avec les éoliennes. Et le nouveau gouvernement du pays vise le seuil symbolique des 50 % dès 2020. Selon les experts de l'Agence Internationale de l'Energie auteurs du rapport *Harnessing Variable Renewables : a guide de to the balancing challenge*, avec les outils de flexibilité déjà en place aujourd'hui, le Danemark peut intégrer jusqu'à 63 % d'éolien, et encore davantage si d'autres outils de flexibilité sont ajoutés. Il s'agit d'une illustration très concrète de l'énorme potentiel du mariage de l'eau et du vent et de l'intérêt majeur des interconnexions électriques entre les pays pour favoriser les échanges symbiotiques.

En effet, le royaume du Danemark est interconnecté à ses deux voisins vikings par des liaisons HVDC sous-marines. Les câbles Stagerrak 1, 2, 3 qui totalisent 1 GW, relie le pays à la Norvège. Va s'ajouter Stagerrak 4 (0,7 GW), qui entrera en service en 2014. Les câbles KontiSkan 1 et 2 (0,6 GW) ainsi qu'une ligne en courant alternatif d'1,9 GW relie le pays à la Suède. Le Danemark est aussi relié avec l'Allemagne par le câble Kontec (0,6 GW) ainsi que par une ligne en courant alternatif d'1,2 GW. Le total des interconnexions actuelles est ainsi

d'environ 6 GW, pour une puissance moyenne appelée de 4,2 GW au Danemark (consommation électrique de 38,5 TWh en 2011). Cela correspond à un niveau d'interconnexion beaucoup plus élevé qu'en France.

Quand la production éolienne au Danemark dépasse les besoins, l'excès d'électricité est exporté vers la Norvège et la Suède. Deux outils sont utilisés pour absorber ces pics éoliens. En premier lieu la diminution de la production des centrales-lacs scandinaves. L'excès d'électricité éolienne danoise alimente alors directement vers les consommateurs norvégiens et suédois. En second lieu la mise en marche des pompes pour stocker l'excès sous forme d'énergie potentielle dans les lacs d'altitude scandinaves. Aujourd'hui, la Norvège dispose d'une puissance de pompage relativement limitée (1 GW), non parce qu'il n'est pas possible d'en ajouter, mais parce que cela n'a pas été utile jusqu'à présent. Le recours à la modulation de la production des centrales-lacs en place est à ce stade suffisant. Davantage de STEP permettrait de gonfler le niveau des lacs grâce à l'excès de production éolienne danoise et allemande, et ainsi de passer les périodes exceptionnellement sèches de façon plus sécurisante.



Quelles sont les conséquences sur les prix de l'électricité d'un tel niveau d'éolien dans le mix danois ? Selon Eurostat, au premier semestre 2011, le prix de base hors taxe du kWh au Danemark (qui inclue notamment la production et le transport de l'électricité) était de 12 centimes d'euros, une valeur très proche de la moyenne européenne (12,8 centimes). C'est moins que les 17,4 centimes à Chypre, les 14,1 centimes en Allemagne et les 13,7 centimes au Royaume-Uni, mais



un peu plus que les 10,2 centimes au Portugal, les 10 centimes en France (coût qui va inévitablement monter selon les experts compte-tenu des investissements à réaliser pour sécuriser les centrales nucléaires vieillissantes ou alors les remplacer par d'autres unités de production), les 9,2 centimes en Croatie ou encore les 7 centimes en Estonie. Le Danemark a par ailleurs choisi de lourdement taxer l'électricité (%) et l'énergie en général, cadre fiscal favorable à la mise en place d'outils favorisant les économies d'énergie.

UN MODÈLE D'INTÉGRATION QU'IL EST POSSIBLE D'ÉTENDRE À L'ALLEMAGNE

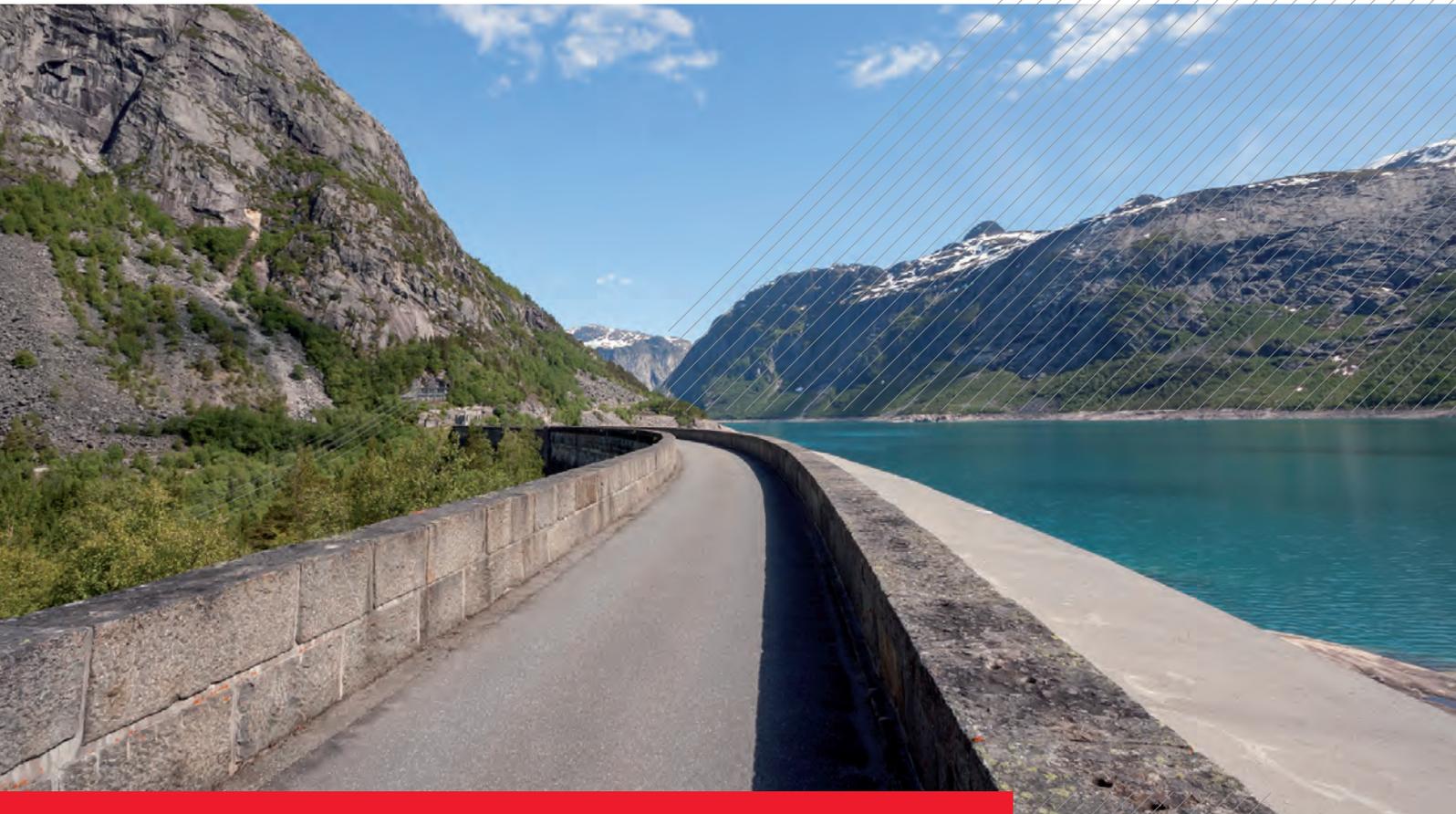
Les Pays-Bas et la Norvège sont dès à présent reliés par NorNed 1 (0,7 GW), le plus long câble HVDC sous-marin du monde: 577 km. Il sera bientôt renforcé par NordNed 2 (0,7 GW). Il est possible de faire la même chose entre l'Allemagne et la Norvège. Deux projets HVDC sont d'ailleurs dès aujourd'hui en cours entre les deux pays, NorGer (600 km, 1,4 GW) et NorLink (600 km, 1,4 GW). Et l'Allemagne est dès aujourd'hui reliée à la Suède par le Baltic Cable (250 km, 0,6 GW). Pour illustrer l'intérêt de son potentiel hydroélectrique pour l'Allemagne, Lars Audun Fodstad, directeur de l'intégration des systèmes à base d'énergie renouvelable au sein de Statkraft (l'EDF norvégien), prend un exemple de projet tout à fait réalisable avec les technologies disponibles dès aujourd'hui: la construction d'un ensemble de liaisons HVDC germano-norvégiennes sous-marines totalisant 10 GW. Lors des pointes de production éolienne en Allemagne, 10 GW pourraient ainsi être exportés, ceci pendant par exemple 1500 heures par an (variable en fonction du profil de production éolienne en Allemagne). Cela correspond à un volume de 15 TWh, soit 2,5% de la consommation électrique annuelle allemande. A l'heure actuelle, 0,4% de la production éolienne annuelle allemande est perdue, faute de pouvoir être stockée. C'est marginal mais cette part va croissante parallèlement à la croissance de la puissance éolienne installée dans le pays, ce qui risque de réduire la rentabilité des projets éoliens.

Reprenant le modèle d'intégration Danemark/Norvège, Lars Audun Fodstad souligne que la moitié des 10 GW exportés (soit 5 GW) pourrait être absorbée en réduisant la production des centrales-lac norvégiennes lors des périodes de pointe éolienne allemande, l'excès alimentant alors directement les consommateurs norvégiens. L'autre moitié (5 GW) pourrait être pompée, c'est-à-dire stockée

sous forme gravitaire. A l'inverse, quand la production éolienne serait faible en Allemagne, 10 GW pourraient être livrés par la Norvège, les électrons empruntant alors les liaisons HVDC en sens inverse.

Les 5 GW de pompage sus-mentionnés sont vraiment à portée de main. Selon Håkon Egeland, vice-président de Statkraft Energy, si la vitesse maximale de variation du niveau des lacs est fixée à 50 centimètres par heure, il est alors théoriquement possible d'installer une composante pompage de 85 GW x 24 heures (2040 GWh) dans le sud Norvège, y compris au niveau de l'hydro-système de Sira-Kvina. Il est possible de remplacer les turbines actuelles des centrales-lacs (turbines réutilisables ailleurs dans le monde et dont les matériaux sont recyclables) par des turbines réversibles, c'est-à-dire pouvant fonctionner tout autant en mode turbinage qu'en mode pompage. Les barrages de retenue sont déjà construits, les tunnels entre les lacs aussi. Pas besoin d'inonder des terres. Compte-tenu des réglementations environnementales norvégiennes actuelles, qui sont très strictes, la puissance de pompage généralement considérée comme réalisable par Statkraft est d'environ 15 à 20 GW.

Il est également possible, d'augmenter d'environ 7 à 8 GW la puissance de turbinage des centrales-lacs déjà en place dans le sud de la Norvège, selon Statkraft. La puissance des centrales-lacs norvégiennes passerait ainsi de 30 GW aujourd'hui (dont environ 18 GW sont dès à présent très flexibles), à 37-38 GW. Auquel on peut ajouter les 16 GW déjà en place en Suède et les 3 GW en Finlande, soit un total scandinave qui serait alors de 57 GW. Ceci est à mettre en parallèle avec la puissance moyenne appelée en Allemagne, qui est d'environ 68 GW (600 TWh par an).



Ajoutons enfin que le potentiel technique de l'hydro norvégien est loin d'être totalement exploité. D'autres barrages pourraient être construits si cela s'avérait nécessaire. Selon les données officielles de 2010, la Norvège a produit 123,4 TWh d'hydroélectricité, mais son potentiel technique est estimé à 205,4 TWh. Un peu moins du quart (48,6 TWh) n'est pas accessible car il s'agit de sites protégés. 32,1 TWh restent éventuellement exploitables. Et 1,3 TWh sont dès à présent en construction. Cet énorme potentiel scandinave, tant en mode turbinage qu'en mode pompage, n'a pas échappé aux experts chargés de conseiller le gouvernement fédéral.

STOCKAGE HYDROGÈNE ALLEMAND, STOCKAGE THERMIQUE SAHARIEN OU STOCKAGE HYDRO SCANDINAVE ?



Dans le rapport « *Pathways towards 100% renewable electricity system* » (voir ici une conférence présentant les conclusions de l'étude : <http://youtu.be/1vIRnyzeYco>), les experts du *German Advisory Council on the Environment* ont étudié 3 scénarii permettant de parvenir à 100% d'électricité renouvelable dans le mix électrique allemand à horizon 2050 (et même 2030 si besoin), pays qui consomme aujourd'hui environ un cinquième de l'électricité européenne.

Le premier scénario s'inscrit dans la philosophie de l'*autonomie énergétique* chère à Hermann Scheer, père des lois allemandes incitatives en matière d'énergies renouvelables.

Il s'agit de produire et consommer localement, ce qui implique de stocker localement. Compte-tenu du contexte allemand (faible potentiel hydro modulable), cela signifie recourir au stockage hydrogène (dans d'anciennes mines de sel), au stockage air comprimé ou encore au stockage batterie, y compris *via* les véhicules électriques (V2G/G2V, smart grid). Mais les experts montrent que ce scénario séduisant, s'il est techniquement réalisable, est en réalité le plus coûteux.

Le second scénario consiste à importer de l'électricité solaire d'Afrique du nord (pour répondre à 15% de la consommation électrique allemande) et à recourir au stockage thermique associé aux centrales héliothermodynamiques (solaire à concentration). C'est le scénario mis en avant par le think tank DESERTEC, associé au Club de Rome, et qui a donné naissance au lobby Dii, *Desertec Industrial Initiative*.

Mais les experts du *German Advisory Council on the Environment* soulignent que de sérieux obstacles géopolitiques sont inhérents à cette option. Le géant allemand Siemens vient d'annoncer, en octobre 2012, qu'il se retire du projet Desertec pour concentrer ses activités sur l'éolien et l'hydroélectricité.

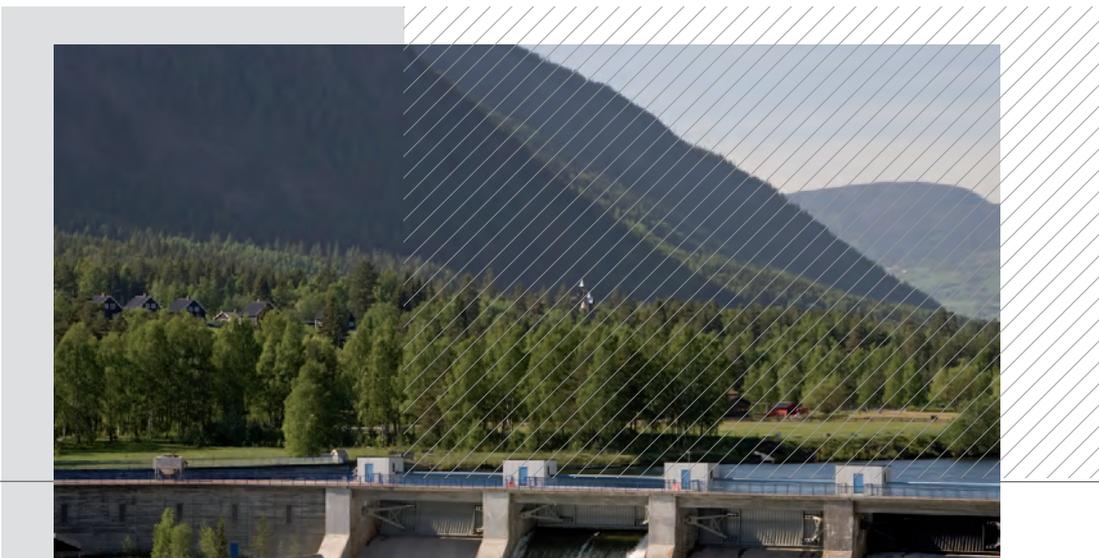
Le 3^{ème} scénario, mis en avant par les experts, consiste précisément à tirer profit du potentiel hydro modulable norvégien, et à opter pour une approche symbiotique entre la Norvège, le Danemark et l'Allemagne. Les experts ont estimé que pour répondre à 100% de la demande électrique

des trois pays avec les énergies renouvelables, il convient d'installer un ensemble de liaisons HVDC de 42 GW entre l'Allemagne et la Scandinavie. D'autres options de stockage hydro ont été étudiées en Autriche et en Suisse, mais la Norvège a un potentiel bien plus élevé. Et de plus les grands parcs éoliens offshore allemands seront plus proches de la Norvège que des Alpes.

Professeur en sciences des ressources naturelles et énergétiques à l'Université de Flensburg et membre du GIEC, Olav Hohmeyer a ainsi résumé la situation à l'occasion du sommet germano-norvégien sur l'hydroélectricité : « *Une électricité 100% renouvelable est possible pour l'Allemagne et l'Europe à horizon 2050 (et même 2030 si nécessaire). Le système reposera principalement sur l'éolien et le solaire. Les interconnexions et le pompage-turbinage joueront un rôle crucial.* »

Comme démontré dans l'étude « *Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land – Kurzfassung* » réalisée par l'Institut Fraunhofer et le BWE (Association allemande de l'énergie éolienne), 2% de la surface allemande en parc éolien terrestre (y compris les espaces cultivables entre les éoliennes) est suffisante pour répondre aux 65% de la demande électrique du pays. Le solaire et la biomasse suffisent largement pour apporter le reste. « *Une électricité à 100% renouvelable est parfaitement réaliste* » a insisté Christian Hey, secrétaire général du German Advisory Council on the Environment, à l'occasion d'un débat organisé par EuropaNova, le 29 juin 2011. « *Le gouvernement allemand a déjà opté pour un objectif de 80% d'ici 2050* ». Un message qui est parfois très mal compris en France.

A noter qu'une combinaison intermédiaire, consensuelle, entre les trois scénarii est tout à fait envisageable : un peu de stockage hydrogène allemand, un peu d'hydro scandinave, et un peu de stockage thermique saharien. Aux politiques, éclairés par les scientifiques, et représentants du peuple, de choisir.



VERS UN MIX ÉLECTRIQUE 100 % RENOUVELABLE EN EUROPE ?

Aux USA, à l'occasion de la convention annuelle de l'AAAS, Sandy MacDonald, un directeur scientifique de la NOAA, a présenté mi-février 2012 les conclusions d'une étude compilant 16 milliards de données météo (vent, ensoleillement) avec une haute résolution spatio-temporelle, et montrant qu'un mix électrique composé de 70 % d'éolien et de solaire est possible pour les USA, ceci uniquement en optimisant le réseau électrique, les 30 % restant pouvant être apportés par l'hydroélectricité et le gaz naturel. Cette étude, émanant d'un organisme américain prestigieux, s'ajoute à celle du département énergie et atmosphère de l'université Stanford dirigé par Mark Jacobson qui parvient à des conclusions similaires.

Les super-réseaux électriques ont clairement un rôle central à jouer dans la perspective de très hauts niveaux d'énergies renouvelables, aux USA comme en Europe. Sous la direction d'Antonella Battaglini du Potsdam Institute for Climate Research, la *Renewable Grid Initiative*, soutenue notamment par le WWF-International, la RSPB et Natuur & Milieu, a précisé comme objectif de sensibiliser les politiques et le grand public à ce sujet, afin de tenter de limiter les réflexes NIMBY (« *not in my backyard* ») qui freinent les projets d'interconnexion électrique. Le rapport « *European Renewable Energy Network* », du parlement européen, qui vient de paraître, abonde également dans ce sens : « *les sites de production d'énergies renouvelables sont souvent loin des sites de consommation. L'éolien se trouve sur les côtes voire au large (Mer du nord, Mer d'Irlande, Baltique), le photovoltaïque en Europe centrale et du Sud. Il faudra donc améliorer et interconnecter les réseaux de transport d'énergie si l'Europe veut atteindre les objectifs qu'elle s'est fixés. L'une des priorités serait de mieux connecter les zones de production en Scandinavie avec l'Europe centrale. Une autre priorité serait d'améliorer le commerce d'énergie entre l'Espagne, le Portugal et la France.* »

Une équipe internationale de chercheurs (Rasmussen *et al.*, 2011) a souligné la complémentarité de l'éolien et du solaire en Europe à l'échelle saisonnière, l'intérêt de la mise en place d'un super réseau électrique (Super Grid) à l'échelle de l'Europe (smoothing effect), et aussi l'intérêt de la synergie entre les centrales-lacs et le stockage réversible haute efficacité de type STEP. « *Un stockage court mais efficace réduit de façon considérable les besoins en appoint* » soulignent les chercheurs dans une présentation, « *Optimal Combination of Storage and Balancing in a 100% Renewable European Power System* », effectuée le 26 octobre 2011 à l'occasion du 10^{ème} colloque international sur l'intégration à grande échelle de l'éolien dans les systèmes électriques, à Aarhus, au Danemark. « *En combinaison le stockage hydrogène et les centrales-lacs, un système électrique 100% renouvelable est possible en Europe.* » concluent les scientifiques. « *La Norvège dispose d'une abondante ressource hydro-électrique, avec 50% de la capacité européenne en réservoirs* » rappelle Steinar Bysveen, directeur général de Statkraft. « *L'hydro norvégien a fournit le back up nécessaire aux investissements éoliens au Danemark. Le même concept peut être utilisé en Allemagne, au Royaume-Uni et dans le reste de l'Europe.* » affirme l'expert. « *Passer à de hauts niveaux d'éolien dans ces pays requiert un système d'appoint. Nous pouvons le fournir grâce au pompage. Aujourd'hui, le niveau maximum d'hydroélectricité que nous pouvons délivrer est limité par le volume des précipitations pluvieuses ou neigeuses. Mais si nous pouvons pomper, alors nous pourrons délivrer tout ce que nous voulons.* »

ET LA FRANCE ?

La France a la possibilité d'être reliée à la Norvège soit directement par câble sous-marin depuis la Picardie (environ 830 km), soit par l'intermédiaire de l'Allemagne et du Danemark. Ou encore par celui du Royaume-Uni : la France a signé un accord pour la construction de FABLink, un câble HVDC sous-marin de 2000 MW qui va relier la France à la Grande-Bretagne en passant par l'île anglo-normande d'Aurigny. Et la Grande-Bretagne va être reliée à la Norvège par un autre câble HVDC sous-marin de 800 km et de 1400 MW. « Il y a déjà un câble 2 GW entre la France et le Royaume Uni. » souligne Cédric Philibert, spécialiste des énergies renouvelables à l'Agence Internationale de l'Energie et notamment auteur du rapport *Solar Energy Perspectives*. « En France comme en Allemagne, on peut créer de nouvelles STEP. La PPI prévoit de porter la puissance STEP en France de 5 à 8 GW d'ici 2020 » ajoute l'expert. « Il y a plus d'un gigawatt de STEP en construction en Allemagne, et d'autres sites ont été identifiés, dont par exemple 2,5 GW de potentiel en forêt noire (RWE). Il y a aussi un potentiel dans les alpes bavaroises, certes loin des éoliennes de la mer du nord mais proches d'une bonne fraction des 52 GW de solaire photovoltaïque qui sont en cours d'installation en Allemagne. Le photovoltaïque fournira en 2022 15% de l'électricité bavaroise, et les renouvelables ensembles, 50%. »

La France, en plus des STEP déjà en place (5 GW) et des nouvelles STEP « classiques » envisageables, peut aussi choisir de construire des STEP marines directement en France, par exemple en Corse dont la topographie est très favorable. L'assemblée corse a affiché sa volonté de construire des STEP. Les installer sur le littoral de la Manche ou de l'Atlantique est également une option possible, mise en avant par l'association Hydrocoop. Répondant à un Appel à Manifestation d'intérêt de l'ADEME,



EDF SEI (Systèmes Electriques Insulaires), en partenariat avec Alstom, va d'ailleurs construire un prototype de STEP marine de 50 MW en Guadeloupe, ceci dans la perspective de créer une nouvelle filière industrielle française. « Il y a aussi un grand potentiel de STEP marines en Irlande, et un projet au moins associe des centaines d'éoliennes à une grande STEP de bord de mer » rappelle Cédric Philibert.

Même si la concurrence d'ABB et de Siemens est rude, Alstom se positionne sur le marché de l'HVDC, tandis qu'AREVA, et d'autres acteurs français, tentent de conquérir le marché de l'éolien offshore. Proposé en 2008 par la Commission européenne, les états du pourtour de la mer du nord ont signé en décembre 2009 la *North Seas Countries Offshore Grid Initiative*, déclaration politique visant à la coopération dans la réalisation d'une infrastructure électrique en mer du nord favorable à l'éolien offshore et permettant les échanges électriques entre les différents pays. De nombreux industriels européens (mais aussi américains et bientôt asiatiques) ont alors constitué un lobby, les *Friends of the Supergrid*.

DES DÉFIS RESTENT À SURMONTER EN NORVÈGE



La Norvège a plusieurs cordes à son arc énergétique. A l'échelle mondiale, Statoil est le 7^{ème} exportateur de pétrole et le 2^{ème} exportateur de gaz naturel. La Norvège est le second fournisseur de gaz naturel de l'Europe, derrière la Russie mais devant l'Algérie. Ses principaux clients européens sont l'Allemagne, le Royaume-Uni, et la France. Et elle est très loin d'avoir atteint son pic de production gazière.

Or le gaz naturel peut être utilisé dans les centrales thermiques d'appoint et ces dernières sont des concurrentes de l'hydroélectricité modulable pour gérer la nature fluctuante de l'éolien et du solaire. D'un point de vue purement économique, la Norvège, pays non membre de l'UE27, n'a pas forcément intérêt à mettre son

potentiel hydro à disposition des européens, et en particulier des allemands dont l'ambition en matière de renouvelables est élevée. Car cela conduirait à diminuer les besoins en gaz. Sauf bien entendu si la dimension climatique et environnementale est intégrée à la réflexion.

Second obstacle, qui peut paraître anecdotique mais qui est en réalité très sérieux en Norvège, les lacs englacés sont utilisés pour les déplacements humains. Les scientifiques du CREDEN, sous la direction d'Atle Harby, ont lancé une étude pour préciser l'impact sur la stabilité de la glace des variations du niveau d'eau dans les lacs consécutives aux opérations de pompage - turbinage répétitifs. Un autre volet de l'étude comprend l'impact sur la faune et la flore de la remontée des eaux des lacs de basse altitude vers les lacs d'altitude, remontée qui conduit à un mélange d'eaux de composition chimique et biologique potentiellement différentes. Enfin, l'impact des variations régulières des niveaux d'eau des lacs au niveau de l'érosion des rivages est aussi étudié.

Si ces contraintes sont surmontées, alors la Norvège deviendra vraisemblablement, grâce à son énorme batterie bleue, un acteur central pour que le mix électrique européen devienne vraiment vert. Les hommes et femmes politiques norvégiens semblent très favorables à cette perspective.

Le Danemark, pionnier de la symbiose hydro-éolienne avec la Norvège, pourra alors être considéré comme un « *bridge over trouble waters* », pour reprendre la formule de Nicolai Wammen, ministre danois des Affaires européennes empruntant le titre d'une chanson de Simon & Garfunkel. Un pont entre la Scandinavie et l'Europe centrale, en cette période d'eaux troubles tout autant sur le plan écologique et économique que sur celui de la cohérence des politiques énergétiques des différents états européens. A commencer au niveau du couple franco-allemand.

Par Olivier Daniélo



EN SAVOIR PLUS :

- Une vidéo explicative à propos de l'approche symbiotique hydro-éolienne, par Statkraft : <http://www.statkraft.com/energy-sources/hydropower/pumped-storage-hydropower/>