

Le problème de l'intermittence des renouvelables:

Eolien et Solaire (4 Octobre 2011)

Frédéric Livet

SIMaP, UMR CNRS 5266, INPG-UJF, BP 75 38402-St Martin d'Hères, France
e-mail: frederic.livet@simap.grenoble-inp.fr

Résumé

Les "nouveaux renouvelables", essentiellement éoliens ou solaires, sont promis à un développement important, mais ils sont intermittents, et plus ou moins irréguliers et imprévisibles. On discute d'abord des méthodes actuellement utilisées pour gérer ce problème dans divers pays européens où ils ont acquis une place importante. Comme certains prévoient que les renouvelables pourraient jouer un rôle dominant à l'avenir, on envisagera les diverses méthodes proposées pour compenser cette intermittence: stockage hydraulique, hydrogène, batteries, interconnexions à grande échelle. On donnera des estimations du prix des diverses méthodes proposées et des capacités que l'on peut espérer mobiliser. Dans le cas de la France, les diverses mesures discutées au niveau européen pour promouvoir les renouvelables et pour favoriser les échanges d'électricité aboutiront à un triplement du prix de l'électricité aux particuliers.

Introduction

Dans le cadre des difficultés d'approvisionnement en énergie bon marché, dans le but de limiter les émissions de CO₂ et suite aux préventions créées dans les populations quant au développement de l'énergie nucléaire, nos sociétés ont décidé de développer les "nouvelles énergies renouvelables", essentiellement l'éolien et le solaire. Ces énergies représentent un très important investissement, sollicitant à la fois un important travail de recherche et développement et une lourde immobilisation en capital. En outre, ces sources d'énergie ont un caractère intermittent, que l'on quantifie en termes de facteur de charge, ou en heures équivalentes annuelles (HEA) de production à puissance crête. Si la puissance crête est donnée en Wc (Watt-crête), et l'énergie fournie sur une année Wa (en W-heure), $HEA = Wa/Wc$ et le facteur de charge η s'écrit: $\eta = HEA/8767.$, la moyenne de la puissance fournie sur une année.

On peut faire sur le tableau suivant un rapide résumé des caractéristiques des diverses sources d'énergie "décarbonées". Le solaire est divisé en photovoltaïque (PV) et en solaire thermodynamique (solaire utilisé pour alimenter une machine thermique pour produire de l'électricité, appelé CSP) et l'éolien entre "onshore" (sur les terres) et "offshore" (en mer). Ce tableau s'applique essentiellement aux pays européens, les résultats semblent du même ordre aux USA, mais cela peut différer en Chine (différences de coût de la main d'oeuvre..) ou en Corée (où on n'a pas trop "perdu la main" dans la construction des réacteurs). Dans le cas de l'énergie nucléaire, on distingue les réacteurs "anciens", où l'investissement se limite aux exigences en matière de remise-maintenance à niveau (tarif dit "ARENH" de la loi "NOME") et les nouveaux réacteurs EPR dont EDF vient d'annoncer le prix de construction autour de 6G€ pour 1.7GW (bien entendu, cette estimation est liée aux 20 premières années de fonctionnement de l'EPR: comme celui-ci est programmé sur plus de 50 ans, le prix de revient du MWh se réduit considérablement quand l'essentiel du coût de construction a été amorti). Les tarifs au MWh sont bien sûr liés au facteur de

charge, car dans tous ces systèmes, les coûts essentiels sont consacrés à l'amortissement des investissements. On a supposé dans tous ces cas que chaque année, cet amortissement se traduit par un "taux d'actualisation" (qui correspond à un coût annuel de l'immobilisation du capital) de 8%. En outre, il semble nécessaire d'ajouter 2% au titre des frais d'entretien pour la plupart des renouvelables, et de 4% pour l'éolien offshore, où la réparation des pannes nécessite un dispositif particulièrement lourd. On a supposé que le combustible et l'entretien de la production nucléaire s'établissait autour de 25€/MWh, incluant le retraitement et les provisions de démantèlement.

Type de production	Prix (€) par Wc	OEM+Fuel	η (%) ou HEA (h)	Prix (€/MWh)
Nucléaire (GII)			75% 6600 h	40-42 (ARENH)
Nucléaire (EPR)	3,5	25,00 €	80% 7000 h	65
Eolien "Onshore"	1,6	2,00%	20-23% 1700-2200 h	75-95
Eolien "Offshore"	4,0	4,00%	32-38% 2800-3300 h	150-170
CSP	5,0 -7,0	2,00%	25-35% 2100-3100 h	250
PV	3,25	2,00%	11-16% 900-1500 h	220-360

Table 1: Estimations du prix d'investissement, de fonctionnement, du facteur de charge et du prix de production au MWh de diverses sources d'électricité "décarbonées".

On discutera plus loin des facteurs de charge. Compte tenu de la variabilité des coûts des barrages et du peu d'installations nouvelles (en Europe) prévues, on ne discute pas de l'hydraulique, bien que celle-ci contribue à 12% de la production électrique française, à moitié entre le "fil de l'eau" et le stockage saisonnier (barrages de montagne). Ces ressources sont essentiellement prévisibles, et, dans le cas du stockage hydraulique, elles sont mobilisables à la demande, contrairement aux "nouveaux renouvelables" discutés ici, dont le caractère "fatal" pose problème.

Les prix d'investissement par Wc du tableau 1 sont les plus récents: pour le CSP, il s'agit de centrales espagnoles (voir une étude de l'auteur¹). Pour le PV, on a pris les données de deux grands projets industriels récents: Brandis en Allemagne et Toul-Rosières en France. Bien entendu, les prix de revient sont plus élevés pour les petits projets. Pour l'éolien "offshore", tous les grands projets anglais et autres se basent sur au moins 4€/Wc, et on sait que l'administration française (Ministère de l'industrie, MI) qui vient de lancer un premier appel d'offres de 3GWc s'attend à un prix entre 170 et 200 €/MWh. Les hypothèses retenues par le MI sont d'une stabilité des prix jusqu'en 2020, en particulier pour l'éolien offshore. Ces appels d'offres sont des conséquences de la constatation que le tarif offshore fixé à 130 €/MWh ne suscitait aucun investisseur et ils visent à un contrôle que les subventions à cette industrie aillent à des groupes "nationaux" (AREVA, qui pour cela a racheté l'entreprise "Multibril" de Hambourg, BOUYGUES, ALSTHOM..). On table donc sur 25G€ d'investissements pour 6GWc, ce qui nécessitera un accroissement de la CSPE ("contribution aux charges de service public de l'électricité", qui était à l'origine destinée aux cas sociaux et à la continuité territoriale). Celle-ci devient un impôt renouvelables ("innominé" dans un arrêt du Conseil d'état le 13 Mars 2006), comme souligné dans le récent rapport de la Cours de Comptes², et elle sera de 2.2G€/an pour la seule d'électricité offshore produite en 2020 (si on met en oeuvre les dispositions "Grenelle" de 20 TWh annuels pour 6 GW installés). La CRE (Commission de Régulation de l'Electricité) s'attend à ce que cette contribution s'élève à 7G€ en 2020 pour

1 <http://www.sauvonsleclimat.org/etudeshtml/le-solaire-thermique-a-concentration-csp/35-fparticles/842-le-solaire-thermique-a-concentration-csp.html>

2 http://www.euractiv.fr/sites/default/files/cour_des_comptes.pdf

l'ensemble des renouvelables, une augmentation de 15% de la facture de l'électricité en France (un supplément autour de 17 €/MWh).

Bien sûr, le PV a connu récemment, par suite de son rapide développement industriel (en Chine notamment) une importante baisse de prix, mais il convient de regarder avec circonspection les annonces de diminution future. Certains industriels du PV tablent sur un taux d'actualisation de 5%, ce qui serait justifié par des prêts à très bas taux d'intérêt obtenus pour aider à leur démarrage (Banque Européenne d'Investissements-BEI, Banque Mondiale, ou le DOE aux USA qui a garanti des prêts au taux de 1.025% à des entreprises qui, comme Solyndra, se sont depuis retrouvées en faillite). Toutefois, rien ne prouve que tous ces subventionnements soient pérennes.

Si l'intermittence des renouvelables a une conséquence immédiate sur le prix moyen de production, elle a aussi une structure temporelle à laquelle il faut que le réseau s'adapte. On va d'abord examiner la forme de la structure temporelle de la production des diverses sources discutées dans le tableau ci-dessus. Puis on passera en revue les diverses réponses que l'on apporte-ou que l'on espère pouvoir apporter- à ce problème.

Sur ce sujet, je suggère en complément à ce papier l'excellent travail de Gilbert Ruelle pour sa conférence au Congrès 2011 de la Société Française de Physique (SFP³)

I-L'intermittence éolienne.

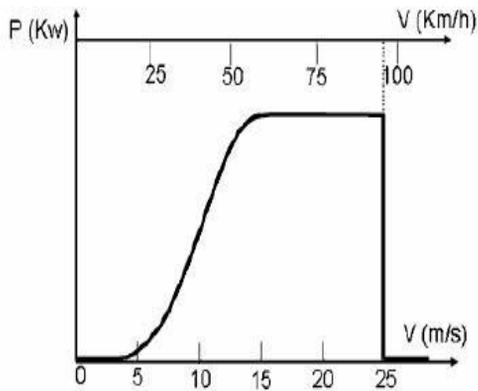


Fig. 1-Puissance éolienne en fonction de la vitesse du vent

Le vent ne souffle pas toujours, et toutes les régions ne sont pas ventées de la même manière. Une éolienne sera optimisée et sa production dépendra du vent suivant une courbe typique telle que représentée (Fig. 1). On devra l'arrêter sous menace de destruction pour des forts vents, et elle produira de manière optimale dans une plage raisonnable de puissance du vent.

La figure 2

représente la puissance éolienne produite de quart d'heure en quart d'heure à l'échelle de la France (sur un mois choisi au hasard). On a ici un facteur de charge de 21% et des variations très importantes. Outre ces fluctuations à court terme, ce facteur de charge varie suivant les années et les saisons.

Production éolienne Avril 2010

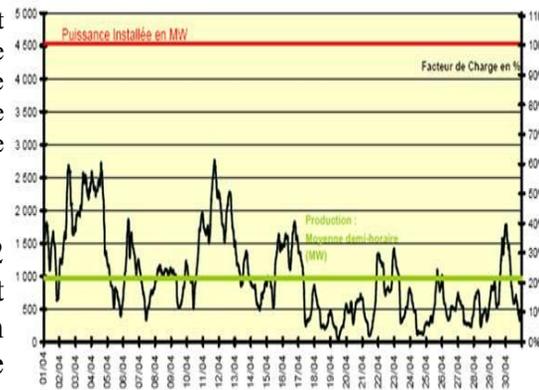


Fig. 2- Puissance totale éolienne en France sur un mois

Cela a été étudié en Allemagne, un pays "mature" dans l'utilisation des techniques éoliennes (plus de 6% de sa production électrique en 2010). La figure 3 donne les résultats facteurs de charge moyens sur 10 années calculés à partir des conditions climatiques pour 4 configurations du parc éolien. Ces calculs ont été effectués en 2005. Ils essaient de calculer les facteurs de charge de 1994 à 2003 compte tenu de l'équipement éolien connu en 2003 et des conditions de vents de ces années. Ils donnent en outre des estimations de ce

3 http://www.sauvonsleclimat.org/images/articles/pdf_files/conf_ruelle_sfp_2011.pdf

qu'ils seraient dans le futur, compte tenu des prévisions d'installation qui étaient faites en 2005. Le facteur de charge moyen sur ces 10 années pour l'éolien installé en 2003 est inférieur à 20%, le minimum étant observé évidemment en 2003, année de la "canicule".

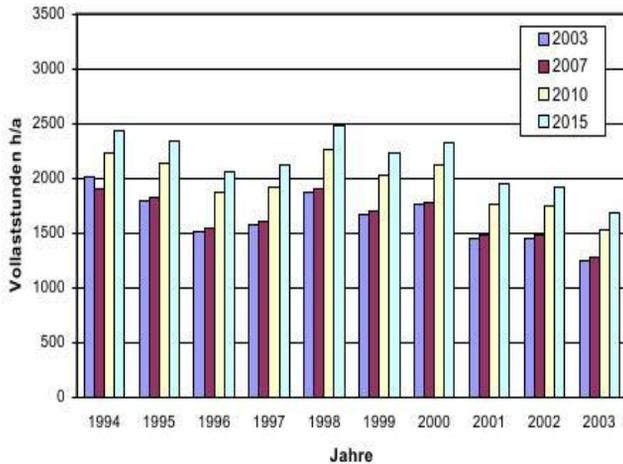


Fig. 3-Facteur de charge de l'éolien allemand estimé sur 10 ans avec le parc installé en 2003 et estimations avec les parcs prévus pour 2007, 2010 et 2015

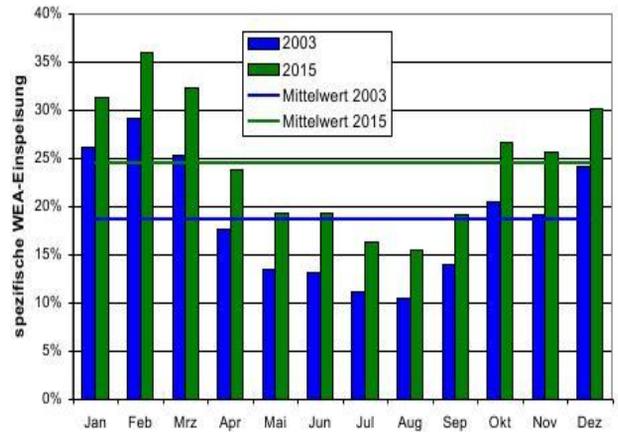


Fig. 4-Répartition saisonnière de la production éolienne allemande en 2003 et prévisions de production en 2015

On voit aussi sur la figure 3 que pour ce calcul le facteur de charge devrait augmenter significativement en 2010 et en 2015, car il prend en compte le développement alors prévu de l'éolien offshore. En fait, ce développement a été négligeable jusqu'en 2010, contrairement aux prévisions. Sur la figure 4, on montre la distribution saisonnière de ce facteur de charge. Il est extrêmement bas pendant l'été 2003, à peu près la moitié de l'hiver. On voit aussi ce qui pourrait être obtenu en 2015, avec un fort développement de l'offshore.

Bien que l'Allemagne ait pris du retard dans l'équipement prévu en 2005 dans le domaine offshore, la saturation de son équipement onshore et sa sortie du nucléaire vont l'obliger à un gros investissement dans le domaine de l'offshore. L'éolien offshore a l'avantage d'avoir un facteur de charge plus élevé, mais aussi un prix plus élevé. Le prix fixé pour l'offshore allemand est de 150€/MWh. Jusqu'en 2010, seul le parc expérimental "Alpha Ventus" a été développé (50MW pour un investissement officiel de 250M€⁴).

Le record semble détenu par le parc "Horns Rev", que les Danois ont installé dans une région très ventée de la Mer du Nord: plus de 40%. On donne Figure 5 les performances des divers champs éoliens offshore du Danemark, comparés à celui de l'éolien onshore. On remarque que dans des conditions moins bonnes, le facteur de charge peut rester modeste. Une valeur raisonnable

4 http://en.wikipedia.org/wiki/Alpha_Ventus_C

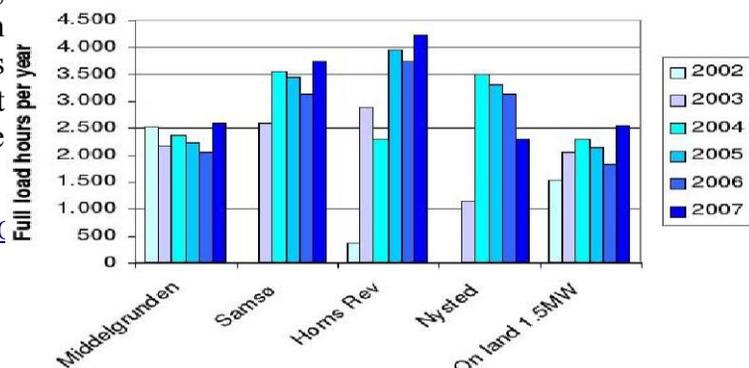


Fig. 5-Le facteur de charge de divers parcs éoliens offshore danois, comparé (à droite) à l'éolien terrestre

que l'on peut retenir pour la Mer du Nord est autour de 30 à 35% , et c'est la valeur généralement retenue dans les très grands projets du Royaume Uni (il est prévu d'installer 25GW d'éolien offshore pour un investissement autour de 100G£). Les facteurs de charge annoncés par les promoteurs des projets sont souvent optimistes, par exemple, le parc "Robin Rigg" en UK a eu en 2010 (étude de Hubert Flocard, à paraître sur le site de "sauvons le climat") un facteur de charge de 30% au lieu des 40% annoncés en ⁵.

Notons cependant que le caractère intermittent de cet éolien n'en est pas réduit, comme le montre la figure 6. Les variations entre la puissance maximale et les minima sont très rapides. Elles suivent, dans cette mer très ventée, les épisodes de tempêtes et de calmes. Cela conduit à un simple décalage entre les maxima d'ouest en est, sans espoir de pouvoir compenser les successions de périodes de quelques jours de vents suivis par quelques jours de calmes. Par exemple, il y a de nombreux projets allemands sur un domaine assez limité au large de leurs côtes en mer du Nord qui produiront en même temps.

L'éolien offshore a l'avantage de ne pas susciter les mêmes oppositions des populations, surtout quand il est installé sur des hauts fonds (jusqu'à 40 m) assez loin des côtes. Son principal problème est son prix d'investissement, plus du double de l'éolien onshore, pour une production 30-40% supérieure. Dans le cas de la côte française où se préparent les nombreuses installations conséquence des lois "Grenelle", on peut noter que les hauts fonds sont peu étendus et que ces régions sont bien moins ventées que la mer du Nord, qui est, de l'expérience des forages pétroliers "la mer des tempêtes".

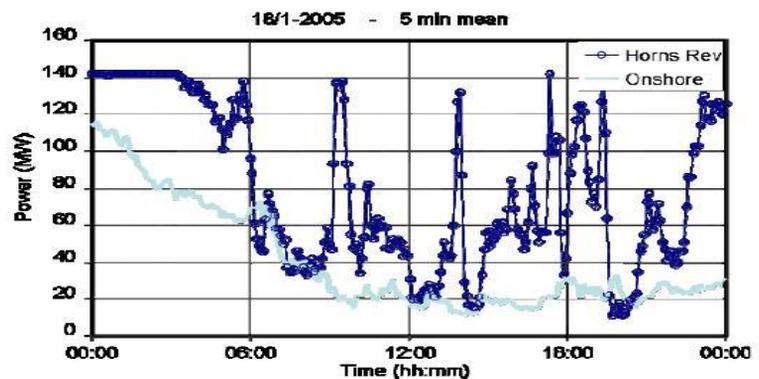


Fig. 6-Variations sur 24 heures de la puissance de l'installation Horns Reef (Danemark). La courbe bleu clair montre le onshore danois dans le même temps.

II-L'intermittence solaire.

Elle est de nature différente de l'éolien car elle est reliée au cycle des jours et des saisons.

Dans le cas du PV, il existe des différences d'un facteur deux entre les journées ensoleillées et les journées couvertes en mi-saison en Californie, qui reste "l'Etat du Soleil". Le principal problème du PV est son facteur de charge, souvent assez bas si on tient compte des diverses pertes. Sur le tableau 2, on donne des estimations pour divers endroits de la production moyenne d'électricité pour un Watt crête installé (HEA, en heures par année).

⁵ <http://www.wind-energy-the-facts.org/en/part-3-economics-of-wind-power/chapter-2-offshore-developments/the-cost-of-energy-generated-by-offshore-wind-power.html>

Ville	Latitude	HEA	Ville	Latitude	HEA	Ville	Latitude	HEA
Paris	48	876	Berlin	52	839	Edimbourg	56	754
Marseille	43	1317	Munich	48	960	Londres	51	788
Madrid	40	1394	Milan	45	1032	Athènes	38	1278
Séville	37	1460	Rome	41	1315	Ankara	40	1400

Table 2: Latitudes et production PV (en Wh/Wc) de diverses villes⁶

On peut en déduire grossièrement que l'Allemagne, équipée début 2011 de 17GW de PV, ne produit que 15.5 TWh/an. Or cela a nécessité 60 à 70 G€ d'investissements (plus de 10 réacteurs EPR) pour une production globale de 40% supérieure à un EPR. On peut penser que c'était là un moyen pour l'industrie allemande de se placer dans un marché destiné à se développer dans les régions à fort ensoleillement. Or il apparaît au contraire que les subventions européennes du PV semblent aussi avoir fortement contribué au développement d'une industrie du PV en Chine, qui a pu vendre à l'Europe 80% de sa production PV de 2010.

Dans le cas du CSP, son intérêt semble limité aux régions semi-désertiques⁷, seul le Sud de l'Espagne semble en Europe avoir une absence de nébulosité suffisante. On peut douter que les diminutions de prix annoncées⁸ se produisent: le gouvernement espagnol, aux abois à cause de la dette, essaie de diminuer la facture PV, dont les prix ont décrié, mais ne fait rien pour abaisser le prix d'achat de l'électricité CSP fixé depuis 2007 à 271€/MWh.

On avance à l'appui du CSP qu'il est possible de stocker l'énergie thermique pour pallier un éventuel passage nuageux ou pour prolonger la production électrique au delà de la période ensoleillée. Cela est pratiqué, mais des calculs de rentabilité semblent mener les projets à préférer utiliser du gaz comme appoint de chauffage. Le CSP est aussi utilisé dans des centrales à cycle combiné (turbine à gaz+turbine à vapeur) en MENA (Middle East and North Africa), où le solaire ne représente alors que quelques pourcents de la production électrique moyenne, par exemple la centrale récemment inaugurée de Ain Beni Mathar au Maroc, qui ne produit que 20MWc de CSP (donc 5 fois moins en moyenne) pour 450MW de puissance permanente au gaz naturel, ou les projets à Hassi Messaoud ou en Egypte. La contribution solaire de ces installations semble donc bien dérisoire. On a l'impression qu'elle sert surtout à avoir un label "vert" qui permet en outre de solliciter des subventions auprès de l'UE.

III-La réponse des réseaux à l'intermittence.

Pour l'Europe, tant que les projets de développement du solaire en MENA et d'interconnexions avec l'Europe du type "Desertec"⁹ ne se mettent pas en place, il semble que la production solaire restera marginale (quoique coûteuse) vis-à-vis de l'éolien. En particulier, les pays "du Sud" (Espagne, Portugal, Italie et Grèce) où les industriels du PV espéraient avoir des prix

⁶ http://www.appropedia.org/LCA_of_silicon_PV_panels#cite_note-Ito2007-5

⁷ http://ex.sauvonsleclimat.org/new/spip/IMG/pdf/Acket-Solaire_thermodynamique.pdf

⁸ <http://www.sauvonsleclimat.org/etudeshtml/le-solaire-thermique-a-concentration-csp/35-fparticles/842-le-solaire-thermique-a-concentration-csp.html>

⁹ http://fr.wikipedia.org/wiki/Projet_Desertec

concurrentiels sont trop empêtrés dans l'endettement pour subventionner encore beaucoup cette activité: en Espagne, les 3/4 des emplois "solaires" ont été perdus (75000 licenciements). Cependant, il semble que le premier ministre grec, confronté à de graves déficits, ait récemment fait des avances auprès des industriels allemands pour qu'ils investissent dans son pays pour y produire "leur" électricité solaire. Evidemment, si les 17GW allemands avaient été installés en Grèce, ils auraient produit près de 50% de plus.

Il y a déjà des pays qui ont une importante contribution de l'éolien à leur production électrique, et il paraît utile de voir comment ils résolvent le problème de l'intermittence. Dans tous les cas, il faut trouver des moyens de production à diminuer ou plutôt, si on tient compte des sautes de temps sur plusieurs jours, à arrêter et à pouvoir redémarrer très rapidement. Cela est nécessaire parce que le rendement des centrales chute assez vite quand elles ne marchent pas à la puissance optimale.

Pour des pays comme l'Espagne (17% éolien en 2010), on montre sur la figure 7 (tirée du site de Jean-Marc Jancovici Manicore¹⁰) comment la production électrique incorpore les renouvelables.

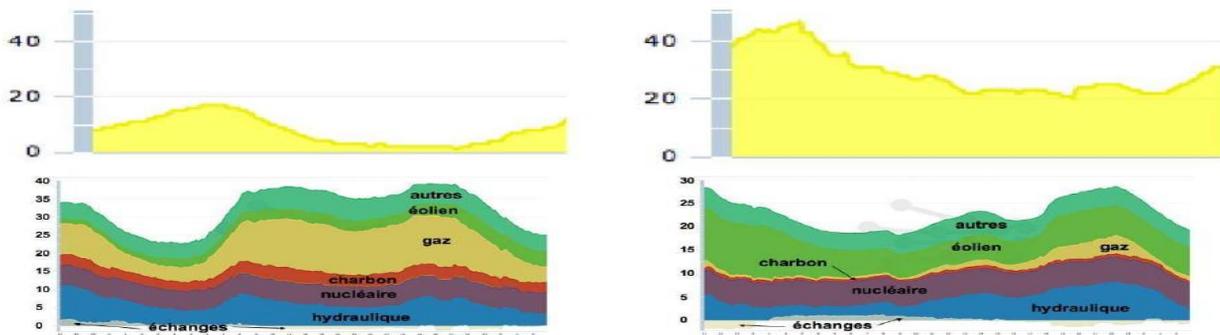


Fig. 7- On montre en haut le facteur de charge éolien en Espagne sur les journées des 5 et 23 Janvier 2010. En bas, on voit que les variations de l'éolien sont compensées par l'arrêt/redémarrage des centrales au gaz et au charbon.

Le cas du Danemark est différent (20% éolien): on voit sur la figure 8 que les maxima de production éoliennes correspondent à des maxima d'exportations¹¹. Le Danemark a une bonne interconnexion avec la Norvège, et ce pays qui a une production essentiellement hydraulique peut moduler la production de ses barrages très rapidement. Un calcul de corrélation des séries statistiques aboutit à estimer à 74% la part d'électricité danoise ainsi exportée.

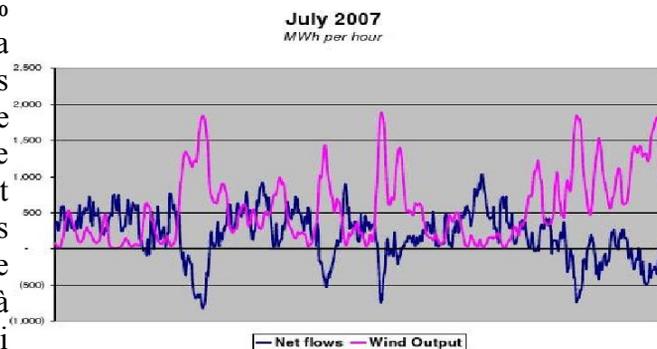
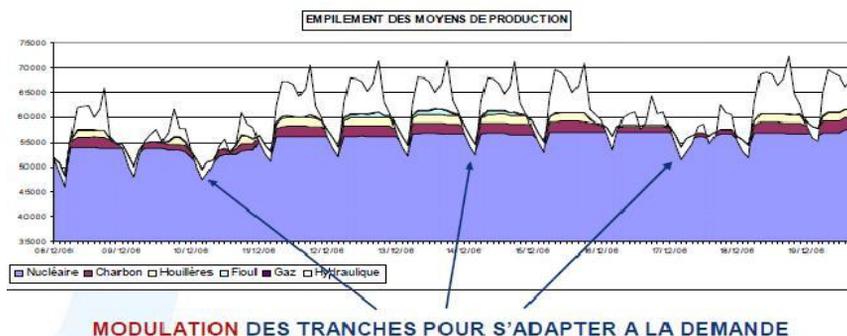


Fig.8- Production éolienne et importations électriques Danemark Juillet 2007



MODULATION DES TRANCHES POUR S'ADAPTER A LA DEMANDE

Fig. 9-modulation quotidienne de la puissance nucléaire en France

En Allemagne, comme en Espagne, la production

nucléaire est peu mise à contribution lors des variations de l'éolien. En France, les centrales nucléaires ont la capacité de moduler leur puissance (mode "gris" ou suivi de charge), mais cela diminue toujours les rendements. On donne sur la figure 9 la répartition des puissances sur une période de 12 jours en Décembre 2008. La puissance nucléaire est abaissée durant les heures creuses de la nuit. Ce problème a effectivement été posé dans la phase du développement de l'EPR. Au début, le projet était mené en collaboration avec l'Allemagne, et il n'était pas prévu de suivi de charge. Suite à la défection allemande, il a été décidé de prévoir des modifications pour permettre le suivi de charge, Cela a fait l'objet d'échanges croisés entre AREVA et l'ASN (Agence de Sécurité nucléaire), et ces échanges ont été utilisés par les antinucléaires pour mettre en cause le programme EPR¹².

Cependant, les variations de puissance sur plusieurs jours rendent nécessaire de disposer de sources d'énergie que l'on puisse arrêter/redémarrer de manière aléatoire. Ce n'est guère possible avec des centrales nucléaires. Dans le cas de l'Allemagne et de l'Espagne, les centrales nucléaires fournissent en base une électricité peu chère, et, étant très "capital intensive" et ayant des coûts de fonctionnement (combustibles..) bas, on a intérêt à les utiliser à plein temps. Probablement, la difficulté d'utiliser le nucléaire simultanément à une part importante de renouvelables est une des raisons de l'attrait des militants antinucléaires pour cette source d'énergie: ils se montrent en général beaucoup moins soucieux des émissions de CO2 que de leur lutte contre l'énergie nucléaire. L'accroissement qui va suivre l'arrêt des réacteurs allemands en matière d'émissions de CO2 leur apparait un problème bien secondaire. Celui-ci va d'ailleurs être dissimulé en annonçant un effort sur les renouvelables, qui ont une part encore assez limitée (6% pour l'éolien en 2010).

IV-L'avenir renouvelable?

Peut-on envisager une part très élevée de ces nouveaux renouvelables à l'avenir? Bien sûr, il existe de nombreuses études, souvent commanditées par Greenpeace ou les Verts qui concluent à cette possibilité, et on pourra aussi se référer à un rapport publié avec l'aval du GIEC qui conclut à la possibilité d'une économie "totalement renouvelable". La figure 10 donne un projet typique d'un "think tank" allemand (on pourrait aussi bien prendre la version française de ces projets donnée par "negawatt", par exemple). On remarque une constante de tous ces scénarios: la part du nucléaire doit décroître très rapidement, la décroissance du charbon étant moins urgente et le gaz, dans un premier temps voit son rôle augmenter. Outre ces schémas militants, on peut discuter des conséquences d'une augmentation significative de la part des renouvelables dans notre pays en se référant à une étude de Poyry¹³ pour le cas de la France en hiver. On trouve dans cette référence une étude des variations attendues de la production électrique française dans le cas où on inclut une part

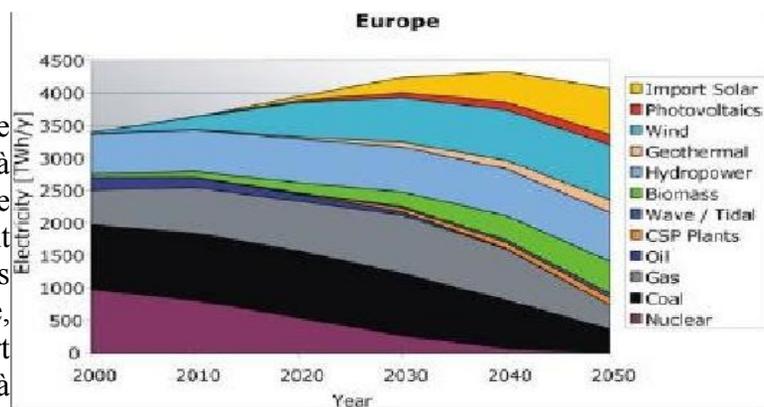


Fig. 10-L'évolution du mix énergétique européen vue par un "think tank" écologiste allemand

12 <http://www.politique-actu.com/debat/nuclaire-epr/83852/>

13 http://www.ilenergy.com/pages/Documents/Reports/Electricity/NEWSISv1_0.pdf

significative de renouvelables en 2030 (20% d'éolien essentiellement), avec une diminution concomitante de la contribution nucléaire.

On voit que la puissance nucléaire est essentiellement constante (en jaune, on voit à peine les modulations détaillées figure 11). A gauche de la courbe 2010, début Janvier, on doit avoir le démarrage de centrales nucléaires, sans doute suite à une annonce météo de refroidissement et à la reprise de l'activité économique. Tous les renouvelables sont en bas sur ces diagrammes, et la partie verte est l'éolien. Le marron foncé est le stockage STEP (Station de Transfert d'Energie par Pompage). Les échanges d'électricité sont en gris (importations en haut, exportations en dessous de 0).

On voit que la consommation devrait alors varier beaucoup plus en 2030 qu'aujourd'hui, et ce sera géré par les "compteurs intelligents" que l'on compte installer. Les économistes de Poyry comptent alors que le marché, par les variations de prix de vente, obligera nos compatriotes à différer le démarrage de la machine à laver ou à renoncer à utiliser le chauffage électrique. Ils comptent (voir ce papier ¹⁰) que le tarif "régulé" qui nous donne des prix de production actuels autour de 40€/MWh sera remplacé par un tarif dérégulé qui sera en moyenne de 100€/MWh, avec des pointes à 500€/MWh, en partie compensées par des tarifs épisodiquement très bas.

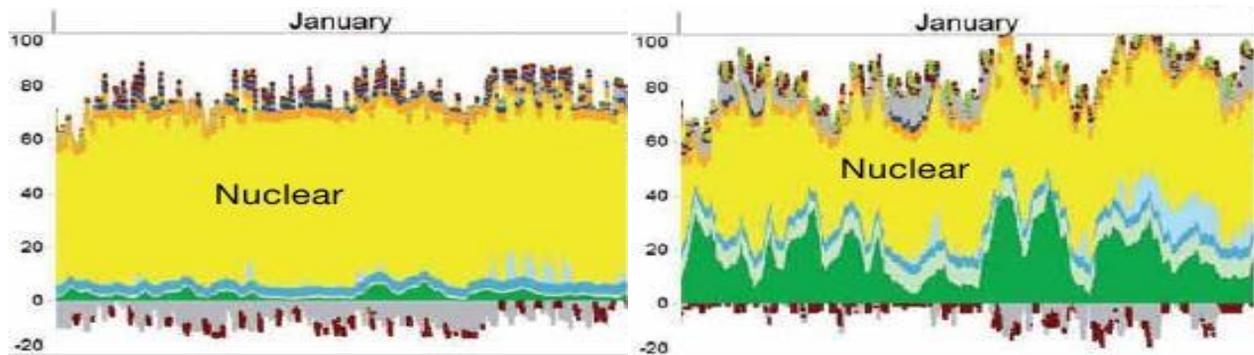


Fig. 11-Le mix électrique Français en Jan. 2010 Fig. 12-Mix en 2030 avec 20% renouvelables

On remplacera alors l'électricité au service des utilisateurs par des utilisateurs esclaves de la production réelle. Ce serait l'inversion du rêve de l'humanité: au lieu de l'utopie de l'abondance communiste, on propose une organisation capitaliste de la pénurie!

La figure 12 montre cependant les limites que l'augmentation de la contribution renouvelable rencontrera rapidement. Soit on essaie de stocker l'électricité superflue pour alimenter en période de vaches maigres, soit on essaie de mutualiser cette intermittence en interconnectant l'Europe et le Monde. On examine ces deux possibilités.

V- Peut-on stocker l'électricité renouvelable?

Outre que les sautes de vent de l'Allemagne du Nord ont déjà causé un effondrement du réseau et que de coûteuses interconnexions supplémentaires ont déjà été nécessaires entre le Nord et le Sud du pays, on rencontre déjà des problèmes liés à l'intermittence des renouvelables. Les réponses

varient suivant les pays. Aux USA, les compagnies doivent par la loi avoir un certain pourcentage de renouvelables, et dans l'état de l'Oregon, les éoliennes ont dû renoncer à produire parce qu'à la suite de fortes précipitations hivernales l'hydraulique suffisait à remplir les obligations des compagnies.. En Allemagne est mis en place un système indemnisant les éoliennes mises à l'arrêt pour la stabilité du réseau. Au Danemark, qui taxe déjà les surproductions éoliennes, on envisage de chauffer de l'eau des nombreuses centrales de chaleur plutôt que de vendre l'électricité à bas prix en Norvège. On va discuter rapidement de deux méthodes de stockage.

V-1-Le stockage hydraulique (STEPs)

Il a été développé en Suisse (Grande Dixence..) et en France (Grand Maison..), essentiellement en parallèle avec le développement de la production nucléaire. On visait là un stockage d'une dizaine d'heures pour fournir à partir de la production nocturne les pointes de la journée. Cette méthode a une bonne efficacité (70 voire 80% de rendement sur le cycle transport-pompage-turbinage-transport), et on voit que sa contribution (en marron foncé) sur la figure 11 est assez faible et surtout brève. Dans le cas de la Suisse, qui est très équipée, cela lui permet d'acheter de l'électricité nucléaire à la France et de la revendre à l'Italie à bon prix en période de pointe.

Cette technique n'est plus guère développée pour plusieurs raisons: une forte opposition des milieux de la montagne aux projets "dans les cartons" (Goelon et Villard d'Arène en amont de la Romanche), la mise au point d'un contrôle amélioré de la puissance des centrales nucléaires (fonctionnement en "mode gris") et le maintien en fonctionnement de centrales "à flamme" répondant aux pointes (la partie marron clair au dessus du nucléaire sur la figure 11 ou la partie en violet et jaune de la figure 9). Actuellement, un autre problème est pour EDF le coût de la facturation par ERDF du transport de l'électricité (tarifs "TURPE") qui est facturé deux fois pour le transport aller et retour de l'électricité entre les centrales nucléaires, les installations hydroélectriques et les utilisations finales. On verra que ce problème est décuplé quand on doit passer de la distance des centrales de la vallée du Rhone aux Alpes à celle séparant la mer du Nord des mêmes Alpes.

De façon intéressante, les défenseurs de l'expansion des renouvelables sont devenus des partisans de ce type de stockage alors que dans les années '70, les écologistes parlaient plutôt de "barrages électronucléaires"... Ainsi ils citent à l'envi par exemple le cas de l'île isolée de "El Hierro" où par un investissement assez lourd, on stocke l'électricité éolienne en pompant de l'eau dans le cratère d'un volcan. Cela est déjà cause de retour de projets de STEPs, en particulier par transformation de systèmes hydrauliques existants. Il semble néanmoins peu probable qu'on arrive avec cette méthode à amortir les énormes sautes de puissance du type de celles de la figure 12, pendant quelques jours des excédents de puissance de 20GW, soient plus du Twh à stocker. Grand Maison stocke à peu près 20GWh, et les capacités STEP en France sont de l'ordre de 120GWh, avec une puissance crête de 5-6GW.

Pour l'aspect futuriste, on donne une image des projets "energy Island" (figure 13). Ce projet pourrait être adapté à la Mer du Nord, avec son vaste plateau continental, et ses vents puissants. Cependant, il illustre surtout très bien la différence entre ce qui est techniquement faisable et ce qui est économiquement utopique. Le choix d'un site comme "Grand Maison" est dû au fait qu'il suffit de barrer une vallée (limitant le génie civil) et qu'on a une grande dénivelée (de l'ordre de 1000m). Ces conditions ne sont pas remplies dans cette île artificielle: les barrages sont au moins 10 fois plus longs (et plus coûteux) et la hauteur diminue d'un facteur 10 l'énergie récupérable par m³ d'eau

pompée. Le coût de stockage que l'on obtient avec ces dispositifs est plus élevé d'un ordre de grandeur (cad un facteur 10).



Fig. 13-Projet d'île en mer du Nord avec "lagon" intérieur 40 m en dessous du niveau de la mer

V-2-Le stockage électrochimique

Le stockage le plus simple paraît être celui des batteries. Cependant celles-ci sont chères et supportent plus ou moins bien les cycles de charge/décharge profondes. Par exemple, nos batteries au plomb de voitures peuvent servir 10 ans essentiellement parce qu'elles ne sont que rarement amenées à un bas niveau de charge, mais elles ne supportent guère que quelques centaines de cycles charge/décharge "profonds". Ces batteries sont les moins coûteuses (autour de 150k€ pour un MWh, mais il faudrait les changer tous les 3-5 ans, alors que Grand'Maison a coûté autour du G€ pour 20GWh et qu'il peut servir un siècle). Dans un scénario futuriste, on décrit des futures voitures électriques à batteries au Lithium que l'on pourrait grâce à un réseau "intelligent" charger/décharger suivant les besoins de consommation du pays. Sur le papier, il semble bien qu'une généralisation de la voiture électrique pourrait apporter une contribution non négligeable: 30 millions de voitures stockant 10KWh, cela fait 0.3TWh. Cependant cette échéance semble bien lointaine, même si l'électrification du parc automobile serait un plus face au manque de pétrole et contribuerait à la réduction des émissions de CO2. On peut toutefois douter que les acheteurs de ces voitures apprécient que l'usure par cycles de charge/décharge de leurs batteries soit gratuitement mise à la disposition des producteurs d'énergies renouvelables...

Le stockage par hydrogène, essentiellement après électrolyse de l'eau a englouti quelques dizaines de milliards de dollars en Recherche et Développement dans le monde, sans résoudre ce qui paraît être le problème essentiel: le cycle électricité-hydrogène stocké-électricité a un rendement inférieur à 30%. Cela accroît énormément le prix d'une électricité renouvelable dont on a déjà expliqué qu'elle était chère. L'Europe y consacre encore beaucoup d'argent (7ème PECRD), essentiellement sous la pression des pays qui parient sur les renouvelables, mais on voit mal que cela aboutisse à résoudre le problème du stockage massif de l'électricité. Sous la houlette de Stephen

Chu, les Etats Unis semblent avoir abandonné cette voie.

VI-Le "foisonnement" éolien?

Les tenants du "tout renouvelable" voudraient faire du "foisonnement" éolien à grande échelle un moyen de compenser l'intermittence, mais la figure 2 montre que les variations du régime des vents à l'échelle de notre pays ne compensent guère les très fortes irrégularités de production.

Cela a été étudié pour la région scandinave ("Nordic"), qui a une extension de près de 1500 Km et qui est fortement ventée. Il s'agit d'une thèse en Anglais¹⁴. On montre sur la figure 14 (figure 13 de la référence¹¹) la distribution des puissances éoliennes (en pourcentage de la production maximale W_c) sur une année. On appelle ces courbes des "monotones de production". On voit qu'une turbine unique (en rouge) a une distribution très large de puissance, avec une forte probabilité de donner une puissance nulle. Si le facteur de charge de cette turbine est de 26%, elle produira pendant la moitié du temps (4400 heures) moins de 13% de la puissance maximum. Le résultat est peu différent sur l'étendue du Danemark, qui est un relativement petit pays. La courbe commence à avoir une allure un peu différente si on simule la distribution dans l'hypothèse où l'éolien serait largement répandu dans les pays scandinaves (courbe bleue de la figure 14): il n'y a guère plus de 1000 heures où la puissance est inférieure à 13%.

Pour donner des ordres de grandeur de ce qu'on peut espérer obtenir en additionnant les productions éoliennes de vastes régions, il faut faire un certain nombre d'approximations. On va partir des distributions de puissance, cad de la probabilité qu'un ensemble d'éoliennes ayant à peu près la même production moyenne fournisse un pourcentage déterminé de la puissance crête. On peut considérer cette production d'énergie comme un processus stochastique. Il existe un théorème (dit de "limite centrale") qui dit que pour un grand nombre (N) de processus indépendants, la distribution devient gaussienne, et sa largeur se réduit en $1/\sqrt{N}$. Ici, évidemment, ces processus ne sont pas indépendants, et il est nécessaire d'étudier les corrélations

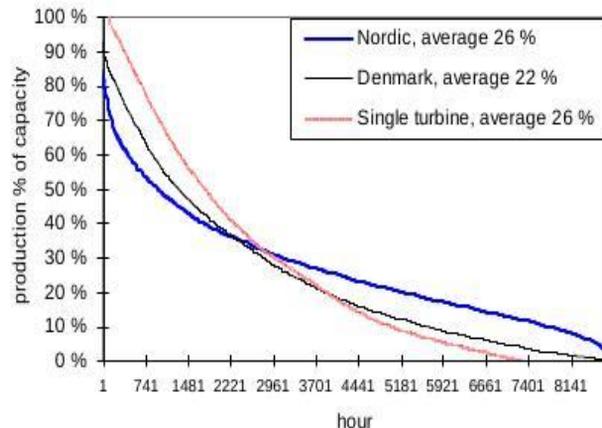


Fig. 14-Distribution de la production éolienne sur une année (par quart d'heure)

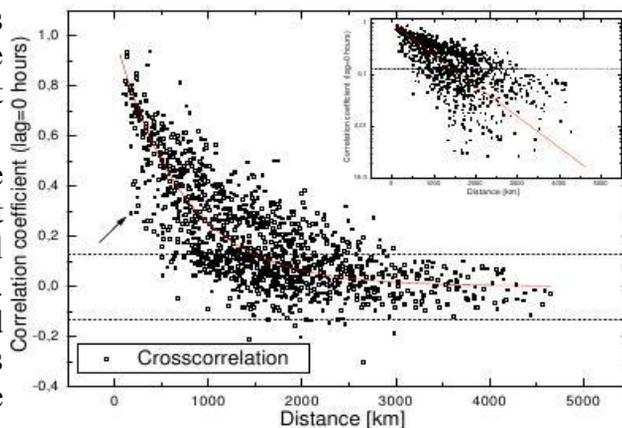


Fig. 15-Corrélations de la puissance fournie par les éoliennes scandinaves en fonction de la distance

14 http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3526-04/MemoiresParticip3526/Memoire_CCVK_15_hh_lic_thesis_finalpub.pdf

entre les séries temporelles de sites séparés par une distance r .

La figure 15 (figure 28 de la référence ¹⁵) donne une estimation des corrélations entre les puissances des installations éoliennes en fonction de la distance en Europe. On obtient une distance caractéristique (D) de 720km. Dans d'autres papiers (figure 14 de la référence¹¹), on donne 500km pour la Scandinavie. Nous retiendons que cette corrélation ($Corr$, Equation 1) peut être écrite:

$$(Eq. 1): Corr(r)=exp(-r/D)$$

On utilisera la valeur $D=700$ km comme valeur moyenne pour l'Europe.

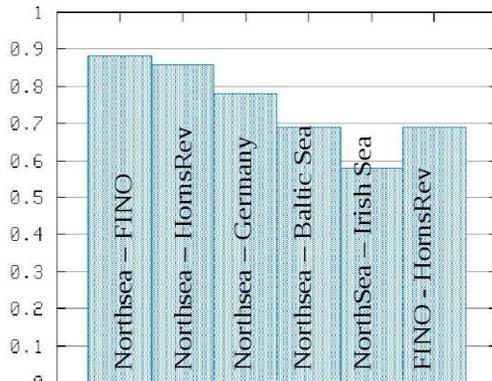


Fig. 16-Corrélations entre diverses régions offshore

Si on considère que cette loi est vérifiée en Europe, on peut comprendre qu'à l'échelle de pays comme la France, l'Allemagne, l'Espagne ou la Grande Bretagne, le foisonnement soit réduit: la production de deux éoliennes reste fortement corrélée à l'échelle de 1000 km. Cette corrélation est aussi très forte si on étudie l'éolien offshore. La figure 16 donne de telles corrélations entre diverses régions des mers du Nord de l'Europe, les seules capables de produire une quantité d'énergie significative (hauts fonds et vents puissants). Si on distingue 3 régions: mer d'Irlande, mer du Nord, mer Baltique, et deux points de mesure en mer du Nord: FINO (près de Borkum) et HornsRev, on trouve toujours des corrélations supérieures à 50%. La distance moyenne entre la mer du Nord et la mer d'Irlande est autour de 800 km, et la corrélation est autour de 60%. Cela montre que la valeur de D peut y approcher les 1000 km.

La production éolienne reste donc très irrégulière, et de nombreux efforts sont menés pour la rendre prédictible, que ce soit à l'échelle de quelques jours ou de quelques heures. Occupons nous de modéliser la distribution de l'ensemble des sources éoliennes. On peut à partir de la covariance estimer comment les variations de la production éolienne diminuent quand on augmente la taille de la région qui se partage cette production. On se sert pour cela des équations pour le calcul de la variance¹⁶. On peut relier la valeur de N à la valeur moyenne (notée par $\langle \rangle$) de la corrélation prise sur la surface S d'un pays. Cela suppose que l'on considère que le pays a une production éolienne homogène, mais cela semble fournir de bonnes estimations:

$$(Eq. 2): N \approx 1 / \langle corr(|r_i - r_j|) \rangle, r_i, r_j \in S$$

Un tel calcul donne des valeurs de 1.7 pour la France, 1.6 pour la péninsule Ibérique, 1.5 pour l'Allemagne, 3.2 pour l'ensemble de l'Europe continentale "ventée" (Espagne+Portugal+France+Benelux+Allemagne), 1.2 pour le Danemark, 2.2 pour la Norvège, 1.7 pour la Suède, 1.6 pour la Finlande et 2.6 pour l'ensemble de la Scandinavie, incluant une grande partie de la Baltique.

15 http://www.drgiebel.de/GGiebel_DistributedWindEnergyInEurope.pdf

16 <http://en.wikipedia.org/wiki/Variance>

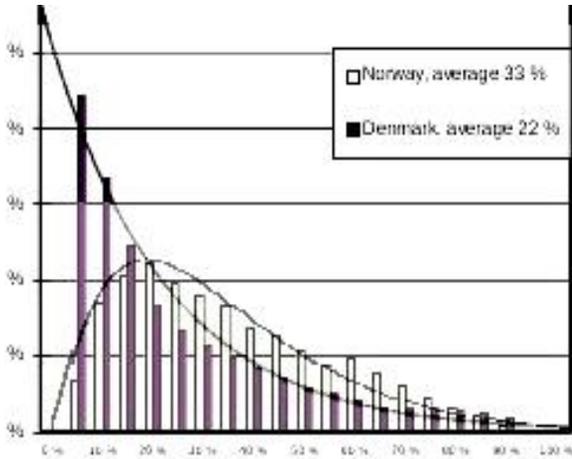


Fig. 17-Distribution de la puissance éolienne au Danemark et en Norvège et modélisations

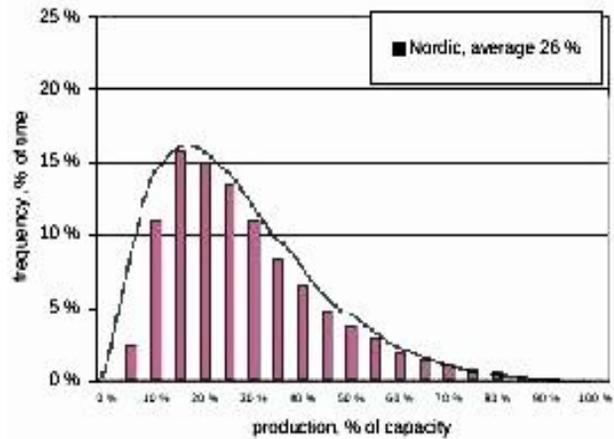


Fig. 18-Distribution de la puissance sur l'aire scandinave et modélisation: $N=2.6$

On peut relier ces valeurs à la distribution des facteurs de charge observés, ou modélisés comme dans le cas de la Scandinavie, où les estimations sont faites en extrapolant la puissance des autres pays scandinaves au niveau de l'équipement danois. On part des résultats obtenus pour le Danemark et la Norvège. Les résultats sont portés sur la figure 17 (ils peuvent être reliés aux courbes de la figure 14 par des relations mathématiques). Sur cette figure, on remarque que la distribution du Danemark, $f_{Dan}(P)$, P étant la puissance (notée en pourcentage de la puissance crête) peut être modélisée par une exponentielle, telle que tracée sur la figure 16:

$$(Eq. 3): f_{Dan}(P) \approx \exp(-P/P_0),$$

ici P_0 est le facteur de charge HEA (donné chaque fois dans l'insert). Si l'on admet que cette fonction représente la production d'une région peu étendue ($r_{ij} \ll D$ dans l'équation (1), en supposant que la production d'une région étendue correspond à l'addition aléatoire de N processus indépendants respectant l'équation (3), on peut écrire la distribution avec l'équation (4):

$$Eq. (4): f_N(P) \approx \frac{A}{\Gamma(N)} P^{N-1} \exp(-P/P_0)$$

Ici A est une constante de normalisation et P_0 se relie avec des fonctions Γ (fonction "factorielle": $\Gamma(N) = (N-1)!$) au facteur de charge: $P_0 = HEA \cdot (\Gamma(N) / \Gamma(N+1))$. Ce type d'équation peut être utilisé pour un nombre équivalent de processus (N) non entier. On peut vérifier que ce type d'approximation fonctionne. Sur la figure 17, on a représenté les résultats de l'équation 4 pour la Norvège ($N=2.2$) et la figure 18 montre les résultats pour l'ensemble de la Scandinavie ($N=2.6$). On a appliqué cette méthode aux distributions correspondant à la Suède, à la Finlande (figure 19) et à

celle obtenue par Hubert Flocart¹⁷ sur un semestre pour la France (figure 20).

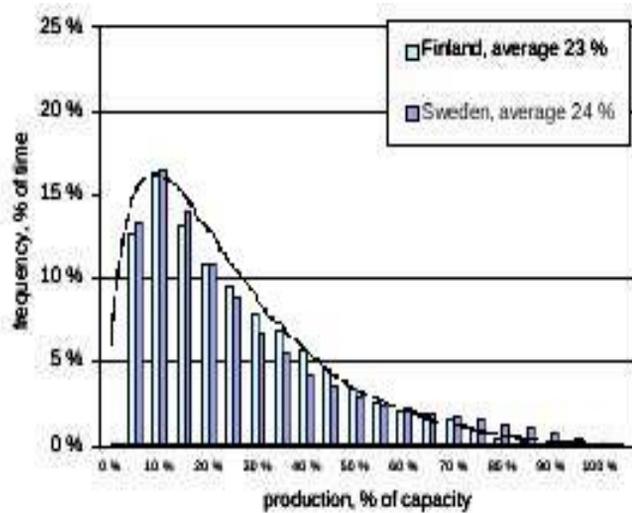


Fig. 19-Distribution des productions de Finlande et Suède et modélisation (N=1.65, HEA=0.235)

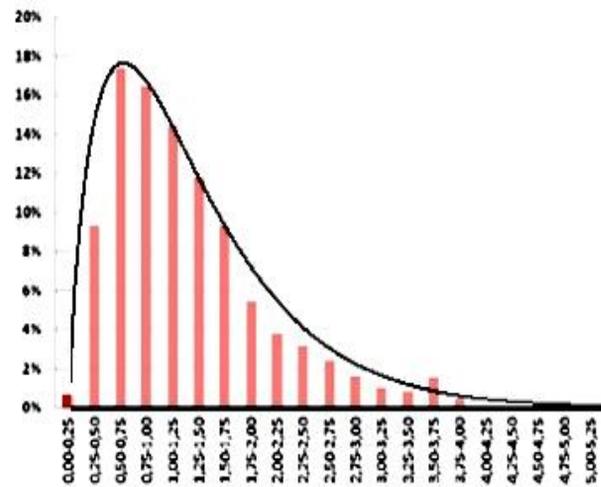


Fig. 20-Distribution de la production éolienne française (1/09/2010-28/02/2011) et modélisation (N=1.7, HEA=0.24)

Dans tous ces cas, la modélisation proposée donne de très bons résultats, et une extrapolation à l'échelle du continent européen pourrait être tentée. On remarque que TOUS les cas étudiés donnent une probabilité non négligeable d'avoir une puissance très basse ou d'avoir une puissance double de la moyenne. Cela peut être estimé assez bien à partir de l'équation (4). On voit que l'extension à grande échelle ne peut amener que très difficilement une régularité à cette production. De plus, l'adjonction d'une importante contribution solaire ne résoud pas ce problème en dehors de quelques heures au milieu de la journée (3 heures en moyenne, le stockage de chaleur en CSP semblant peu rentable⁴). Cela veut dire que si la part des renouvelables augmente, l'extension du réseau ET de sa capacité de transport sont nécessaires, mais aussi cela maintient l'obligation de tenir en réserve des capacités de production équivalentes aux besoins de pointe (en fossiles, donc).

VI-Interconnexions à grande échelle?

Face au problème de la figure 12, il a pu être proposé d'étendre au maximum les interconnexions au niveau de l'Europe en espérant avoir une stabilisation à grande distance. Cela semble effectivement être le programme de l'Union européenne tel que préparé par les experts de Bruxelles. A l'heure actuelle, les interconnexions entre pays européens sont relativement modestes, et les besoins pour des échanges à grand débit nécessitent la mise en place d'une "plaque de cuivre" à l'échelle de l'ensemble de l'Europe (UE). Cela nécessite d'utiliser massivement les technologies "HTDC" (haute tension en courant continu) permises par le développement des semi-conducteurs de puissance. En effet, les lignes à haute tension à courant alternatif (HTAC) ont sur des distances de plus que quelques centaines de kilomètres des pertes capacitives et inductives trop importantes, en particulier en configuration souterraine ou sous-marine. Cette technique est déjà utilisée par exemple entre la France et l'Angleterre à travers la Manche. On peut essayer de donner un ordre de

17 http://savetheclimate.org/spip/IMG/pdf/110331_FrenchWinds.pdf

grandeur de son prix en utilisant les données de la figure 20 (tirées d'une conférence d'un ingénieur de ABB, la société suisse qui maîtrise bien le HTDC).

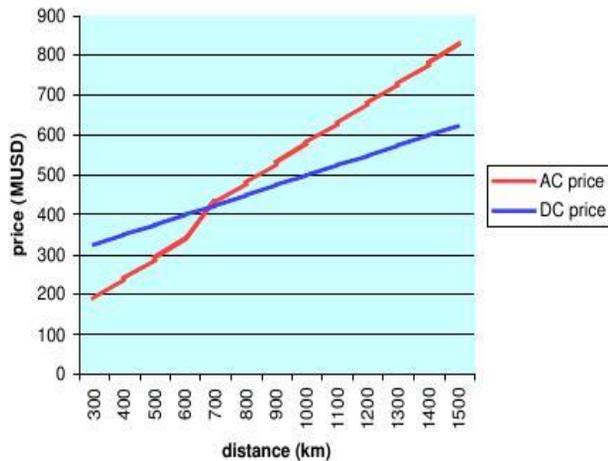
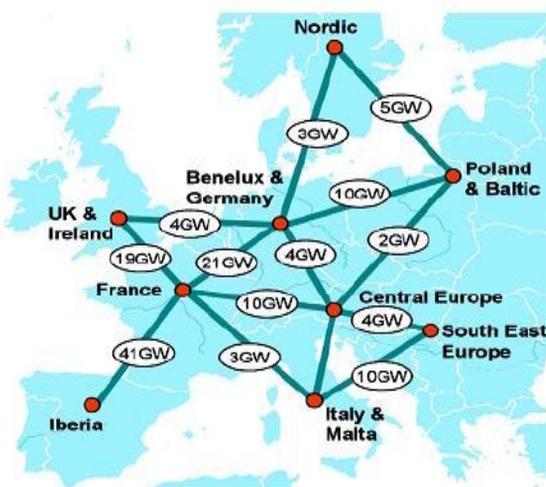


Fig. 21-Prix comparés (en dollars) des lignes HTDC et HTAC pour 2GW transportés

enterrée et coûtera 250M€ pour une capacité de transport de l'ordre de 400MW (elle est en partie destinée à évacuer la production éolienne offshore des installations prévues en baie de Saint-Brieuc)

Ce problème devient urgent en Allemagne, où il faut acheminer de l'énergie électrique du Nord (venté) vers le Sud¹⁸ où les centrales nucléaires vont être arrêtées. Les 4500 à 5000 km de lignes à construire avant 2020 coûteront autour de 28G€, et, pour diminuer les procédures qui ne manqueront pas de se multiplier, il est prévu de distribuer aux communes une subside par km de ligne HT.

Les liaisons HTDC se développent aussi dans la mer du Nord, et l'UE a à un projet prioritaire d'intégrer les productions éoliennes offshore des pays riverains de la mer du Nord (UK, Benelux, Allemagne et Scandinavie)¹⁹ en 2020, pour un coût estimé à 32 G€. Ce projet est relié au développement prévu de la production éolienne offshore en Mer du Nord et en mer d'Irlande. On notera que l'effet "foisonnement" de cette interconnexion sera faible, parce que le régime des vents dans ces mers semble fortement corrélé, comme le montre la figure 16. Ces liaisons serviront exclusivement à envoyer cette électricité au loin, et d'autres liaisons intracontinentales devront suivre.



¹Fig. 22- Interconnexions proposées en Europe, d'après M. Dürr, de RWE

On trouve dans le numéro 10437 (25 Octobre 2011) du journal professionnel

[load/Dokumente/Publikationen/ESD/Flyer_dena_Grid_Study](#)

¹⁹ <http://spectrum.ieee.org/energy/the-smarter-grid/europe-plans-a-north-sea-grid>

"Enerpresse" un bref résumé des projets européens en la matière:

"Le futur règlement européen pour stimuler la construction d'infrastructures énergétiques permettra d'identifier les projets d'intérêt commun, assortis de leurs modèles économiques respectifs (cf. Enerpresse n°10429 et 10433). Certes, mais il faudra investir d'ici à 2020 plus de 200 milliards d'euros dans ces infrastructures d'électricité, de gaz et transport de CO2 [avec 70% pour l'électricité], et la moitié devront être stimulés par des fonds publics. Et encore, c'est sans compter 400 G€ à investir dans des infrastructures à portée plus nationale et 500 G€ dans la production d'électricité....".

Ce dernier programme, qui interconnectera les productions de l'Europe du Nord avec le reste de l'Europe et les productions solaires du Sud avec le Nord de l'Europe est chiffré aux alentours de 500 G€ dans sa forme la plus achevée, schématisée figure 22.

VII- Qui payera?

Comme les interconnexions proposées par Bruxelles vont donc se rajouter à l'investissement en énergies renouvelables, les faisant pratiquement doubler, il semble qu'il faille réfléchir dès maintenant à la manière dont ces coûts vont être répercutés. Une étude récente montre que ces coûts sont déjà importants pour des pays comme l'Espagne ou l'Allemagne. Dans sa note de conjoncture de Septembre/Octobre 2011, l'observatoire de l'industrie électrique (OIE) donne une estimation de la ventilation des factures d'électricité pour les particuliers dans trois pays européens. Cela peut être résumé par le tableau 3 ci-dessous.

Ventilation / Pays	France	Allemagne	Espagne
Prix de production	40	50	64
Coûts de commercialisation	11	9	5
Coûts réseaux	41	75	34
Taxes ENR (subventions)	9	46	35
Taxes (TVA...)	31	54	36
Intérêt annuel du déficit	0	0	14
Prix de l'électricité	132	234	188
Déficit (endettement)	0	0	29

Table 3- Une estimation (en €/MWh) des diverses contributions au coût de l'électricité en 2010

On remarque qu'au très lourd prix du subventionnement des renouvelables en Allemagne (17G€ en 2011 est le chiffre usuellement avancé), se rajoute déjà un important surcoût réseau, qui correspond aux nouvelles interconnexions qui sont rendues nécessaires pour évacuer l'électricité éolienne produite sur les régions côtières vers l'intérieur. Normalement, un pays moins densément peuplé, comme la France, a des coûts d'interconnexion supérieurs. De plus, on remarque que l'Espagne, qui n'a que peu répercuté les subventions sur les tarifs voit s'accumuler un endettement estimé à 20G€ que son gouvernement s'emploie difficilement à titriser, dans un contexte

d'endettement catastrophique. La France est en position intermédiaire: c'est EDF qui paye ces subventions, et l'Etat ne les répercute qu'en partie car augmenter la CSPE est politiquement hasardeux. Cela est bien expliqué sur le rapport de la Cour des comptes²⁰.

Le prix bas de l'électricité en France est essentiellement dû au prétendu "retard" de la France sur l'Allemagne dans le développement des renouvelables. Cependant, on peut augurer qu'une forte augmentation de ces subventions sera nécessaire si on prétend augmenter de manière forte la part des renouvelables, comme cela est inscrit dans les programmes de tous les partis politiques. On voit mal que cela ne soit pas répercuté sur les consommateurs, sauf à se retrouver dans la situation de l'Espagne.

Parallèlement à cela, l'UE exige que les pays "libéralisent" leur marché de l'électricité. Cela ne peut se faire évidemment que si les divers pays, qui ont leurs "opérateurs historiques" échangent une grande quantité d'électricité: il n'y a pas de marché financier sans marchandise échangée. Cela nécessite aussi de développer la "plaque de cuivre".

Cela pose bien évidemment un problème à la France: la production nucléaire et la quantité limitée de renouvelables entraîne pour l'instant un prix assez bas de l'électricité. Dans un marché libéralisé (mais qui continuerait en même temps à fortement subventionner les renouvelables), le prix de l'électricité devrait s'équilibrer entre les pays. On peut penser que les prix vont s'aligner sur la production la plus chère, et le résultat sera que le prix de l'électricité française va se hisser au niveau de nos voisins, en partie par mutualisation de l'investissement nucléaire, en partie en rattrapant notre "retard" en matière de subventions aux renouvelables. C'est évidemment l'option privilégiée par l'Agence Internationale de l'énergie (lire à cet égard l'opinion défendue par Claude Mandil sur le site de "Sauvons le Climat"²¹).

Ce ne sera pas la seule ni la principale cause de l'augmentation du prix de l'électricité. En effet, compte tenu de la politique de développement des énergies renouvelables, l'UE estime que le prix en Europe de l'électricité devrait doubler en termes réels d'ici 2050 (voir p. Ex; ref ²²). Cela est évidemment lié à l'investissement renouvelables, et à son accompagnement en interconnexions, qui peut presque doubler le prix de cette mutation industrielle. Par exemple, on voit sur la figure 22 que la France devrait avoir une quarantaine de GW de lignes HTDC, essentiellement pour permettre des échanges entre l'Espagne et l'Europe du Nord. Comme on imagine mal que ces lignes ne suscitent pas quelques problèmes d'acceptation, cet investissement à lui seul dépassera les cinquante milliards d'euros (une dizaine de réacteurs EPR). Seront-ce les factures françaises qui paieront ce transfert de peu d'intérêt si la France garde son parc nucléaire? De plus, le prix de ces interconnexions s'envolera si ces nouvelles interconnexions subissent les séries de recours "NIMBY" devenus une caractéristique de nos vieilles sociétés. C'est la raison pour laquelle l'UE réfléchit à des procédures simplifiées qui diminuent les possibilités de recours, et donc de surcoûts des citoyens de l'Europe.

En conclusion

Avec quelque retard, il semble qu'une forte impulsion soit donnée au développement de l'éolien en particulier dans l'offshore sur les côtes du Nord de l'Europe. En l'absence de perspectives

20 http://www.euractiv.fr/sites/default/files/cour_des_comptes.pdf

21 <http://ex.sauvonsleclimat.org/new/spip/IMG/pdf/Mandil-11-2010.pdf>

22 <http://thegwpf.org/international-news/4122-green-madness-eu-faces-20-years-of-rising-energy-bills.html>

sérieuses de stockage, celui-ci, avec l'abandon allemand du nucléaire, se combinera à un fort développement de l'utilisation du gaz et du charbon. En complément, mais probablement de manière minoritaire, la contribution solaire augmente. Au niveau de l'UE, la seule solution pour passer à un niveau élevé la contribution des renouvelables semble être de développer la "plaque de cuivre" européenne.

Or la France a peu à peu développé au cours des années 60-70 (époque des grands barrages hydrauliques) jusqu'aux années 80-90 (époque de l'interconnexion des centrales nucléaires) un réseau national qui permettait de transporter l'électricité à travers un pays de dimension "moyenne" (500-1000km). Aujourd'hui, les centrales nucléaires sont réparties de manière assez dispersée, et l'électricité n'est transportée en fait que sur 100-200 Km, à l'exception de la Bretagne (qui a refusé sa centrale de Plogoff) et de l'extrême Sud-Est du pays. Ces exceptions sont une illustration des difficultés à venir de la politique européenne: récurrences des alertes en pointe dans ces régions, oppositions aux tracés de nouvelles interconnexions...

Les projets européens en la matière ont une dimension infiniment plus importante: en cas de temps perturbé, la Mer du Nord pourra produire 50GW qu'il faudra évacuer, et quelques jours plus tard la production sera négligeable par temps calme et il faudra trouver cette énergie à transporter vers les pays riverains. Or le transport d'électricité à grande distance ne voit guère son prix diminuer par rapport aux interconnexions du passé, et si on doit augmenter la taille du domaine interconnecté, il faut que la puissance qu'on transporte augmente proportionnellement à la surface..

On avance souvent que ce subventionnement crée des emplois. Par exemple, on attend la création de quelques 10 000 emplois dans les régions côtières du programme éolien offshore. Or celui-ci va entraîner un surcoût supérieur à 2G€/an, ce qui paraît bien cher par emploi créé. Ce subventionnement va peser très lourd dans la facture de nos concitoyens, dans une période de régression économique profonde et durable. En outre, l'augmentation considérable de la facture énergétique va aussi peser lourdement sur les industries qui ne profitent pas de la manne renouvelable et accélérer le déclin industriel observé depuis une vingtaine d'années.

Pour la France, qui émet déjà très peu de CO2 pour produire de l'électricité, de tels développements ne peuvent servir à diminuer les émissions de CO2. On a démontré ici qu'une part plus importante de renouvelables (par la fermeture de centrales nucléaires et le développement de production éolienne) aboutira aussi à augmenter la production électrique par turbines à gaz dans les périodes de calme (plus de 75% du temps), ce qui augmentera les émissions de CO2. La France aurait pu se servir de ses émissions particulièrement basses (moins de 50kg CO2 par MWh) pour diminuer les émissions de CO2 dans les transports (développement de la voiture électrique..) ou dans les utilisations domestiques (chauffage, climatisation..). Outre que la loi Grenelle, en calculant la consommation énergétique des bâtiments en termes d'énergie primaire oblige pratiquement les constructeurs à recourir au gaz (les nouvelles normes "BBC"), le très important surcoût des renouvelables rend très difficile de mener en même temps un investissement dans le report de la consommation des produits fossiles (gaz, pétrole) vers une électricité "décarbonée".