

ANALYSE DE LA PROBLÉMATIQUE ÉOLIENNE BELGE

Guido VAN VELTHOVEN (111 Pol)
Président de VentdeRaison ⁽¹⁾

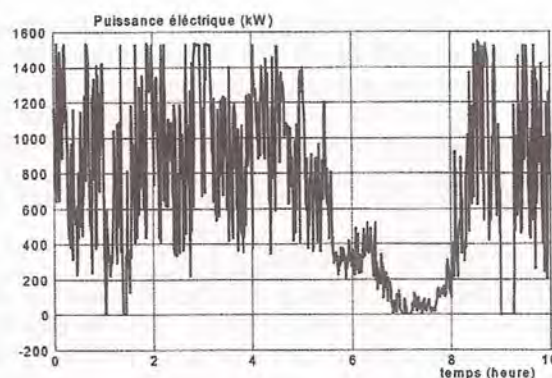
« Croyez ceux qui cherchent la vérité. Doutez de ceux qui la trouvent. » (Gide)

SAMENVATTING

De problematiek « Windenergie in België » wordt in een eerste fase ondezocht op de pertinentie van het aspect « hernieuwbare energie ». Gelet op het intermitterend karakter van het voorhanden zijn aan windenergie en het decentraal injecteren van de windelectriciteit in het distributienet moet er in een regulatie voorzien worden die als bedoeling heeft het noodzaakelijk evenwicht tussen vraag en aanbod inzake electricisch vermogen permanent te verwezenlijken. Omwille van de vereiste soepelheid dient deze regulatie verzorgd te worden door gasturbines die, om de onmiddellijke beschikbaarheid mogelijk te maken, als « spinning reserves » aanwezig moeten zijn. Deze afhankelijkheid windenergie-gas heeft als gevolg dat windenergie eerder als alternatieve energiebron dan als vernieuwbare energiebron dient bestempeld te worden. De Europese statistieken illustreren deze trend via een beduidende correlatie, over de laatste jaren tussen electriciteitsgeneratie uit wind en uit gas. Een tweede aspect is de kwalificatie « schone energie ». Hier moet dan bekeken worden of de bijdrage inzake CO₂-emissiereductie positief is gelet op de vorenvermelde thermi-

⁽¹⁾ L'association VentdeRaison (<http://ventderaison.com>), soucieuse de la conservation du patrimoine paysager et monumental de la Wallonie, combat le développement éolien à terre (onshore), tout en préconisant un glissement significatif vers l'éolien en mer (offshore).

Le diagramme de la production en fonction du temps montre les fluctuations importantes de la puissance disponible. Compte tenu du fait que la puissance mécanique extraite du vent varie avec le cube de la vitesse, une fluctuation de 10% de cette dernière engendre une fluctuation de la puissance de 30%. Dans un contexte évolutif de la demande d'électricité, à saturation des vecteurs (c'est le cas de la Belgique qui importe 10% de ses besoins en électricité), toute adjonction éolienne doit être complétée par du thermique (essentiellement les turbines à gaz, qui seules ont la souplesse requise pour intervenir rapidement en cas de chute du vent) pour garantir que le potentiel demandé soit disponible à tout moment. Ces régulateurs thermiques doivent intervenir tout le temps, en dehors de leur taux de charge optimal. Il en résulte une augmentation d'émission de gaz à effet de serre (GES) qui doit être imputée à l'éolien industriel. Il convient en effet de souligner que dans notre pays où l'hydraulique est accaparée intégralement par le nucléaire, et en l'absence de possibilités de stockage de l'énergie électrique, seule la régulation thermique par le gaz est disponible.



Enregistrement de la puissance électrique générée par une éolienne à vitesse variable de 1,5 MW

En examinant le tableau 2.6.2 Energy Statistics for Belgium combiné à celui du Gross Electricity Generation from Renewables (wind) de la dernière statistique Eurostat (décembre 2008), on peut en inférer que la corrélation entre la production d'électricité (e) et le vecteur éolien (w) est positive (0,69) sur la période totale (1990-2006), où l'éolien a stagné entre 1990 et 1999 mais augmente significativement pour les périodes 2000-2006 et 2003-2006. Pour cette dernière période on note une corrélation significative (0,93) entre éolien et gaz. Il en résulte que l'essor de l'éolien va de pair avec une augmentation significative de l'utilisation du gaz à des fins énergétiques. On peut en déduire la forte dépendance éolien-gaz, induit par la régulation thermique de l'intermittence éolienne, ce qui entraîne également des investissements supplémentaires en centrales de production à combustible fossile en voie d'extinction. Stricto sensu, l'éolien est donc une source d'énergie alternative, mais pas renouvelable.

2. PROPRE ?

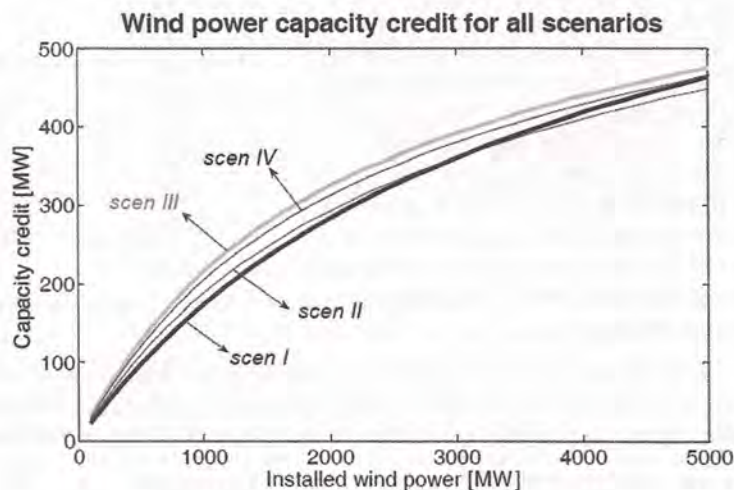
Reste l'aspect GES et la réponse à la question : « l'éolien industriel est-il propre ? »

L'apport de l'énergie éolienne en matière énergétique aussi bien qu'en matière de réduction des gaz à effet de serre, doit être considéré dans sa globalité, c'est-à-dire eu égard aussi bien à la totalité des vecteurs de génération d'électricité qu'à la capacité éolienne totale installée. Citons d'emblée une étude commandée par la Politique Scientifique fédérale CP/XX/802March 2006 :

« Intuitively, it is understood that the economical and ecological value of wind power are not quantified by its total energy delivery as such, but rather by the amount of conventional generation capacity that can be replaced by wind power. »

Ce taux de « substituabilité » n'a jamais fait l'objet d'un rapport officiel mais a été étudiée, sous la responsabilité des auteurs, dans une publication ⁽²⁾ faisant partie des rapports finaux consacrés aux « Modes de production et de consommation durables (PADD 2) » ⁽³⁾.

A la base, l'objectif était de fixer le « capacity credit of wind power », c'est-à-dire le potentiel « classique », tous vecteurs confondus, pouvant être remplacé par la totalité de la capacité éolienne installée, en fonction de l'évolution de cette dernière, et ce dans des hypothèses raisonnables de continuité de fonctionnement (non dégradation du



⁽²⁾ Paula Souto Pérez, Joris Soens, Edwin Haesen, Ronnie Belmans, Johan Driesen. *THE ROLE OF RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES IN SECURING ELECTRICAL SUPPLY IN BELGIUM*. K. U. Leuven - ESAT/ELECTA. 2006 Appendix 3.

⁽³⁾ Cf. http://www.belspo.be/belspo/home/publ/rappCPgen_fr.stm.

« loss of load probability »). Les résultats de l'étude sont résumés dans le graphique ci-avant. A un objectif éolien de 500 MW (objectif belge 2012) correspond un « crédit de capacité » de 90 MW, et donc un taux de substituabilité de 18%. Les auteurs de la publication font remarquer par ailleurs, que pour un faible taux de pénétration de l'éolien, le taux de substituabilité correspond, un peu par hasard (?) au taux de charge onshore. A remarquer que le caractère monotone-décroissant de ce taux de substituabilité en fonction du taux de pénétration éolien, implique, dans une situation évolutive avec croissance de la demande, la nécessité d'un plus grand investissement non éolien afin de garantir la continuité de l'approvisionnement électrique.

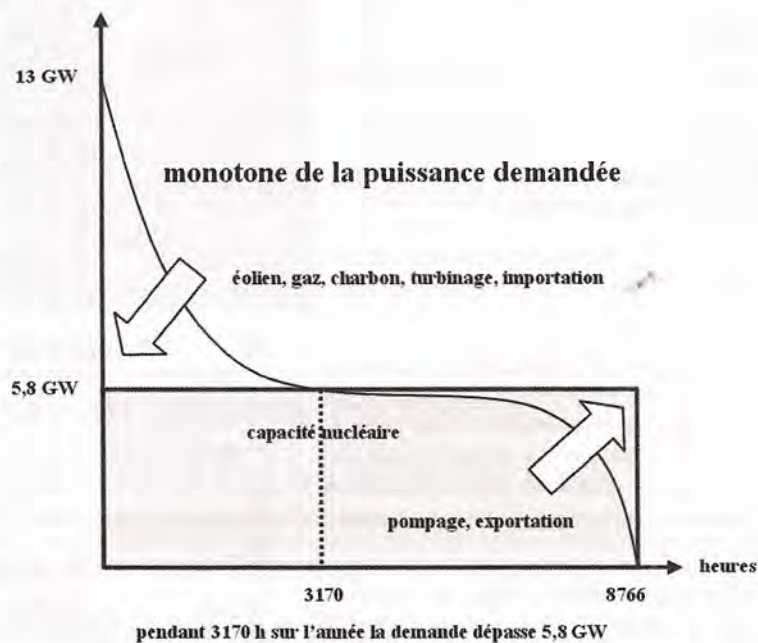
2.1. APPROCHE BASÉE SUR LE TAUX DE SUBSTITUABILITÉ

Examinons maintenant la contribution potentielle de l'éolien industriel à la réduction des GES basée sur l'approche du taux de substituabilité de 18%. Le crédit de capacité, correspondant à la capacité éolienne installée de 271,9 MW en RW (données octobre 2009) est de 49 MW de potentiel « classique » tous vecteurs confondus. Rappelons l'autonomie des Régions dans le contexte énergétique belge. Quelle est la production effective de ces 49 MW « classiques » ? Le rapport entre les « moyens » de production et la production proprement dite pour les 5 dernières années permettent de le déterminer ⁽⁴⁾ et de trouver 84%. Les 49 MW « classiques » produisent donc une énergie électrique de $8760 \times 0,84 \times 49 = 361$ GWh/an. Compte tenu de la production nationale 2007 (88,82 TWh/an) ⁽⁵⁾ et des émissions correspondantes de 22 Mt CO₂eq/an ⁽⁶⁾, la moyenne actuelle belge d'émission est donc de 248 kg/MWh. Il en résulte que les 361 GWh/an « classiques » précités émettent $361 \text{ GWh/an} \times 248 \text{ kg/MWh} = 90$ Kt/an. Par rapport au total annuel de 129,83 Mt CO₂ ⁽⁷⁾, cela représente 0,0007 (sept dix millièmes). Comparons ce montant avec l'effet dépolluant d'un jour sans voiture. Il y a en Belgique 5.048.723 voitures, utilisées en moyenne à raison de 40 km/j (statistiques SPE) et qui émettent en moyenne 345 g CO₂/km. Cela donne un montant de 70 Kt CO₂/jour. Le pouvoir dépolluant théorique annuel de l'éolien industriel (90 Kt CO₂/an) est donc comparable à celui représenté par l'action « un jour sans voiture ».

2.2. APPROCHE BASÉE SUR LA DYNAMIQUE DE RÉGULATION DU RÉSEAU

Il convient tout d'abord d'analyser la monotone de la demande de puissance. Il s'agit d'un histogramme cumulatif donnant en abscisse le nombre d'heures de l'année où la demande de puissance est plus grande que celle de l'ordonnée correspondante.

Le graphe ci-contre nous montre l'apport des différents vecteurs à la demande de puissance. Le point du graphe (3.170; 5,8 GW) est intéressant : il indique que pendant 3.170 heures de l'année, le nucléaire, à taux de charge 85%, correspondant à 5,8 GW, ne suffit plus pour rencontrer la demande de puissance. Toute demande dépassant les 5,8 GW est rencontrée par des vecteurs bien plus souples que le nucléaire tels le gaz, le charbon, le turbinage, les renouvelables, l'importation en fonction de leur disponibilité et eu égard au critère de minimisation du coût marginal. Dans le cas présent, la probabilité de faire appel à ces vecteurs est donc de $3.170/8.766 = 0,36$. L'intégrale en dessous de la monotone, correspondant à la consommation totale de 82,34 TWh, permet de vérifier que le nucléaire fournit bien 54% des besoins, ce que nul n'ignore.



Les problèmes majeurs de l'éolien sont la grande variabilité de sa production et la difficulté de prévoir cette production précisément plusieurs heures à l'avance. L'expérience allemande ⁽⁸⁾ montre que des prévisions à 72 heures sont impossibles et que l'erreur sur des prévisions à 24 heures peut atteindre 50% de la capacité installée. L'injection

⁽⁴⁾ <http://statbel.fgov.be/nl/statistiek/cijfers/energie/statistiek/electriciteit/index.jsp>.

⁽⁵⁾ idem.

⁽⁶⁾ http://www.plan.be/websites/ef20032008/fr/html_books/ch7_f3.html.

⁽⁷⁾ http://unfccc.int/files/ghg_emissions_data/application/pdf/bel_ghg_profile.pdf.

⁽⁸⁾ Ackermann T., « Wind Power in Power Systems », Wiley, 2005.

de l'éolien industriel dans le réseau pose donc un problème très ardu de prévisibilité.

Le taux de charge ⁽⁹⁾ de l'éolienne (18%) onshore ⁽¹⁰⁾ mesure également la probabilité qu'à un quelconque moment de l'année, l'éolien produit effectivement de l'électricité.

Examinons maintenant, pour la Belgique, le cas d'une éolienne accrochée à un réseau non intégré, sachant que le taux de charge moyen est de 18%. Quatre cas de figure sont à examiner.

Premier cas (0 0)

L'éolienne ne produit pas (0) et la programmation du gestionnaire du réseau ne l'avait pas incorporée dans ses prévisions (0). Il va de soi que dans ce cas l'espérance de réduction de CO₂ est nulle. La probabilité de cet état est de $(1-0,18) \times (1-0,36) = 0,52$.

Deuxième cas (0 1)

L'éolienne ne produit pas (0) et pourtant la programmation l'avait incorporée dans ses prévisions (1). La probabilité de cet état est de $0,82 \times 0,36 = 0,30$. Il faut qu'une TGV ou une centrale classique prenne le relais pour assurer le up and down backup et ce à raison de 456 à 1000 kg/MWh selon qu'il s'agisse d'une TGV ou d'une centrale au charbon. Comme l'a montré très récemment K. Hawkins ⁽¹¹⁾, l'inefficacité des turbines de régulation (heat rate penalty) a pour effet de provoquer une surconsommation de carburant et une émission de GES supplémentaire de 17% dans la cas d'une turbine à gaz en cycle combiné (TGCC) et de 34% pour une turbine à gaz en cycle ouvert (TGCO). En postulant le cas le plus favorable (TGCC), l'émission supplémentaire peut être estimée à 17%. L'espérance de réduction est alors égale à $-0,30 \times 0,17 \times 456 \text{ kg/MWh} = -23,26 \text{ kg/MWh}$.

Troisième cas (1 0)

Malgré des techniques de prévision météorologique de pointe, l'éolien produit (1) quand on ne l'avait pas prévu (0), ce qui donne lieu à délestage ou exportation précipitée. Probabilité de ce cas : $0,18 \times (1 - 0,36) = 0,12$. Il convient en effet de noter que dans ce cas le MWh éolien ne pourra pas se substituer au nucléaire à cause du manque de souplesse de ce dernier et ne pourra pas bénéficier du potentiel de pompage (centrale de Coe) dont la capacité restreinte est réservée exclusivement au nucléaire. L'espérance de réduction de GES est donc nulle comme dans le cas n° 1.

Quatrième cas (1 1)

L'éolienne produit (1) quand c'était prévu (1). Probabilité de cet état : $0,18 \times 0,36 = 0,06$. Nous pouvons également vérifier que $p_{00} + p_{01} + p_{10} + p_{11} = 1$. Pas de problème dans ce cas-ci; une TGV a pu réduire son apport polluant au profit de l'éolien non-polluant. L'espérance de dépollution est donc égale à $0,06 \times 456 \text{ kg/MWh} = 27,36 \text{ kg/MWh}$. Le moment est venu de tenir compte du coût du cycle de vie en termes de CO₂, et qui est généralement estimé à 10 g/KWh.

L'espérance globale de dépollution, compte tenu de l'ensemble des 4 cas avec leur probabilité respective est donc :

$$0 - 23,26 + 0 + 27,36 - 10 = -5,9 \text{ kg/MWh}$$

autrement dit défavorable en ce qui concerne l'onshore à taux de charge de 18% qui augmente donc les GES plutôt que de les réduire.

Il est probable que ces chiffres doivent être revus en cas d'un plus grand taux de pénétration de l'éolien, du foisonnement sur un grand territoire et d'une intégration parfaite du réseau européen. A noter que l'UCTE ⁽¹²⁾ demande depuis 2005 ⁽¹³⁾ un certain nombre de mesures dans ce sens qui n'ont toujours pas été réalisées. Si l'Europe disposait d'un réseau *parfaitement intégré*, notre cas de figure n°3 étudié précédemment serait à revoir eu égard à la quotité effective qui se substituerait à du thermique polluant en exportation.

Tout comme le modèle de K. Hawkins précité, le modèle probabiliste est caractérisé par une certaine sensibilité des résultats au taux de charge. Si on prend l'hypothèse d'un taux de charge offshore de 30%, tout en maintenant les autres hypothèses en ce qui concerne la probabilité de pointe ainsi que le cas favorable de régulation 100% TGCC, il est aisé de montrer que la réduction des GES se monte à $19,71 \text{ kgCO}_2/\text{MWh}_{\text{éolien}}$.

⁽⁹⁾ Le taux de charge d'une éolienne est une mesure de sa production annuelle exprimée en quotité des 8.760 heures de l'année si elle avait fonctionné à sa puissance nominale.

⁽¹⁰⁾ Cfr CWaPE, statistique 2008. Comparaison des CV distribués avec la puissance installée.

⁽¹¹⁾ *Wind Integration : Incremental Emissions from Back-Up Generation Cycling*, Nov 2009. See : <http://www.masterresource.org/2009/11/wind-integration-incremental-emissions-from-back-up-generation-cycling-part-i-a-framework-and-calculator>.

⁽¹²⁾ Union for the Coordination of the Transmission of Electricity.

⁽¹³⁾ UCTE. « *Seven Actions for a successful Integration of Wind Power into the European Electricity System* ». 17 mai 2005. www.ucte.org.

Signalons les conclusions semblables de l'Académie (française) des Technologies ⁽¹⁴⁾ :

« Il semble donc infondé d'affirmer que l'éolien est une voie prometteuse pour diminuer les émissions de CO₂ en France. Cet avis semble d'ailleurs partagé par le Japon qui vient de lancer en mars 2008 un vaste programme de réduction des émissions de CO₂ « Cool Earth-Innovative Energy Technology Program » comportant 21 axes d'action parmi lesquels l'éolien ne figure pas. »

B. ONSHORE VERSUS OFFSHORE

Question : est-ce que la non-différenciation de l'éolien industriel en onshore et offshore se justifie, et peut-on supposer qu'il y a complémentarité en termes de conception du développement ? Il sera montré ci-après que l'offshore a un rendement meilleur, un coût sociétal moindre, un bilan nuisances favorable et suffit à rencontrer nos obligations internationales, moyennant un taux de croissance raisonnable pour les autres vecteurs. Dans le texte d'introduction de l'atelier consacré à l'énergie du « Printemps de l'environnement » le Ministre fédéral de l'Énergie a déclaré :

« Vu les limites du potentiel de développement de l'éolien sur terre, tant en Région flamande qu'en Région wallonne, le Plateau Continental belge (de compétence fédérale) offre un potentiel important pour l'implantation de parcs éoliens offshore. Le développement attendu de l'éolien offshore jouera un rôle important dans le développement global des énergies renouvelables en Belgique... ».

Quant aux coûts il convient de citer le rapport de la Commission AMPERE ⁽¹⁴⁾ : « L'électricité produite par les éoliennes, tant sur terre qu'en mer, se caractérise par des coûts externes peu élevés (qui sont limités principalement aux coûts externes liés aux émissions pour réaliser et entretenir les éoliennes). L'inconvénient de ce moyen de production se situe toutefois dans le coût de production plus élevé. Ce coût de production varie entre 1,85 BEF/kWh pour les éoliennes installées le long de la côte belge et 3,26 BEF/kWh pour les éoliennes installées à l'intérieur du pays » (4,63 € et 8,15 €).

1. HYPOTHÈSES

- Les engagements belges vis-à-vis de l'UE, en ce qui concerne la quotité de renouvelable dans la consommation énergétique totale portent sur 13% et englobent l'électricité, la chaleur et le transport.
- Les autres obligations en matière de réduction des GES et de gain en efficacité énergétique ne concernent que très peu l'éolien industriel de par son rôle insignifiant en matière de potentiel de réduction de GES, comme il a été démontré ci-avant.
- Pour la Belgique, le TPES 2006 (total primary energy supply) (cf. Key World Energy Statistics IEA 2008) était de 60,99 Mtoe (707 TWh). La consommation d'électricité vaut 91 TWh/an, à savoir 13% du TPES.
- La chaleur représente 55% (dont la moitié pour les bâtiments), à savoir, en 2006, 390 TWh, et le transport 32%.

2. ANALYSE

- En Angleterre on a estimé que l'aspect coût-efficacité des sources d'énergie renouvelable (SER) en matière de chaleur était meilleur que pour les SER-électricité (E-SER). Voici un extrait du *House of Lords Economic Affairs Committee Report « The Economics of Renewable Energy »* (2008) :

« The Committee goes on to consider the possibility of renewable heat providing a greater contribution to increasing the UK's level of renewable energy usage. It points out that 2/5th of the UK's energy usage goes on heat as opposed to only 1/5th on electricity. The Committee argues that some options for renewable heat such as biomass and heat pumps can be cheaper than renewable electricity and do not suffer the same risks of intermittency of supply.

The report calls on the Government to put as least as much emphasis on encouraging the development and use of renewable heat as they do on renewable electricity generation ».

Ce qui semble indiquer que les mesures coercitives en matière de SER-chaleur (C-SER) devraient pouvoir garantir une quotité supérieure à 13% (engagement de la Belgique 2020) afin de pouvoir compenser les SER-transport (T-SER) qui dans la plupart des prognoses semblent plafonner aux 10% de renouvelables imposés par l'UE.

⁽¹⁴⁾ http://www.academie-technologies.fr/fileadmin/templates/pdf/10_questions/eolien.pdf.

⁽¹⁵⁾ Rapport de la commission pour l'Analyse des Modes de Production de l'Électricité et le Redéploiement des Énergies (AMPERE). 2000. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS. RESUME EXECUTIF. p. 20/114.

- Le taux de croissance moyen 2000-2030 de la demande d'électricité a été estimé par le Bureau de Plan (Planning Paper 102, p. 102) à 0,4% (scénario avec nucléaire, sans capture de carbone + efficacité énergétique) ou 1% sans efficacité énergétique. Comme la demande finale d'électricité était de 91 TWh en 2006 (statistiques IEA), il en résulte une demande probable entre 96 et 107 TWh. Prenons 100 TWh/an. Si on admet de répartir en parts égales l'exigence des 13% de consommation de renouvelables électricité-chaleur-transport, la quantité souhaitée de renouvelables en matière de consommation d'électricité est donc de 13 TWh.
- La directive 2001/77/CE du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité stipule :
 - (17) *Une pénétration accrue du marché de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables permettra des économies d'échelle et donc une réduction des coûts.*
 - (18) *Il importe d'utiliser la puissance des forces du marché et le marché intérieur et de faire de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables un produit compétitif et attrayant pour les citoyens européens.*
- Le système des certificats verts (CV), appliqué en combinaison avec l'obligation des distributeurs d'électricité de présenter un quota élevé de E-SER (9% en 2009) engendre de telles tensions sur le marché de ces CV qu'il en résulte des coûts inacceptables pour la production éolienne qui contreviennent d'une manière évidente aux dispositions européennes précitées.
- Il convient de remarquer que le système des CV avait été conçu dans le cadre des actions proactives en matière de réduction des GES. C'est ainsi que la règle d'attribution pour l'éolien industriel est toujours basée sur une présomption d'économie de CO₂eq, pour chaque MWh éolien, à raison de 456 KgCO₂eq/MWh. Cette attribution, qui ne fait pas le distinguo entre onshore et offshore, s'est avérée ultra-généreuse compte tenu de la contribution négative de l'onshore (-5,9 KgCO₂/MWh) à la réduction des GES, alors qu'un MWh offshore économise 19,7 KgCO₂.
- Cette antinomie entre l'effet de ces très généreux subsides par le truchement des CV et le caractère dérisoire de la dépollution éolienne, même en offshore, démontre la nécessité de revoir le système pour le rendre compatible avec la directive européenne précitée. Pour les sources d'énergies renouvelables (SER) un bon indicateur est précisément le taux de CV/MWh produit. Ce taux est de 1 CV/MWh produit pour l'éolien, l'hydraulique, le photovoltaïque, la biométhanisation. Pour la cogénération au gaz naturel le taux est de 1 CV/3,3 MWh, pour la cogénération au fuel 1 CV/6,4 MWh, pour la cogénération au gaz naturel de 50MW : 1 CV/8,3 MWh, pour la cogénération 25 MW à partir de biomasse : 1 CV/1,46 MWh. En résumé on peut dire qu'un MWh éolien présente un surcoût pour la collectivité de 92 € (prix actuel du CV) alors que ce MWh produit par cogénération ne « coûte » que 14, 28, ou 63 €. *L'éolien est donc une des SER les plus chères.* Il faudrait également tenir compte de la subsidiation unique par investissement éligible sur 5 ans (base légale pour l'octroi), qui pour l'éolien est de l'ordre de 234.000 € pour une éolienne de 1,5 MW, autrement dit, sur une production de 20 ans de 51.560 MWh, un surcoût de 234.000/51.560 = 4,5 €/MWh. En comparaison avec une cogénération à biomasse à puissance 1,5 MW on peut tabler sur un subside unique de 425.200/262.849 = 1,6 €/MWh el + th. *Le MWh éolien a donc un surcoût pour la collectivité de 96,5 €/MWh, alors que pour la cogénération-bois, qui constitue le vecteur E-SER par excellence pour la Région wallonne ce montant n'est que de 63 €.*
- Il convient cependant de ne pas pénaliser les plus importantes des SER (biogaz, biomasse solide, biodéchets, hydroélectricité). Alors que l'hydraulique plafonne, il convient de noter que *la biomasse a enregistré une très forte croissance ces dernières années* (bien plus forte que l'éolien) comme en témoigne le tableau ⁽¹⁶⁾ ci-après (où la production annuelle est exprimée en GWh) :

	2002	2003	2004	2005	2006	% E-SER
hydro sans pompage	1.488	1.316	1.607	1.604	1.628	
biomasse	1.169	1.339	1.535	2.114	3.002	
biomasse + hydraulique	2.657	2.655	3.142	3.718	4.630	93
E-SER Incl pompage	2.714	2.743	3.272	3.946	4.995	
t. crois. biomasse (%)		15	15	38	42	

⁽¹⁶⁾ Cf. Eurostat Gross Electricity Generation from Renewables December 2008.

3. PROPOSITIONS 2020

En ce qui concerne les C-SER (SER chaleur) et T-SER (SER transport) il ne nous appartient pas de formuler des propositions concrètes en la matière. En outre, l'objectif global de 13% pour les deux premiers est sans doute plus facile à atteindre que pour les E-SER. Le tableau d'extrapolation E-SER qui suit démontre que moyennant des propositions raisonnables, l'objectif 2020 (quotité de 13% de renouvelable dans la consommation d'électricité 2020 estimée à 100 TWh/an) peut être atteint *sans* continuer à développer l'onshore.

E-SER(*)	2002	2003	2004	2005	2006	hypothèses d'extrapolation	2020
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh		GWh
Biomasse (**)	1.169	1.339	1.535	2.114	3.002	régression linéaire plafonnée au montant de 2010 (***)	4.722
Onshore	57	88	129	227	363	moratoire	363
Hydro (****)	358	247	317	288	359	régression linéaire	435
Solaire PV			1	1	2	Estimation EDORA 2009 : 0,6% (*****)	600
Offshore						objectif national : 2.000 MW	4.906
Total renouvelable	1.584	1.674	1.982	2.630	3.726		13.046

- (*) sources d'énergie renouvelable pour la production d'électricité.
 (**) la biomasse électricité ne comprend que son utilisation dans la production d'électricité y compris sa quote-part dans la cogénération renouvelable conformément aux conventions Eurostat. Il est donc fait abstraction de la partie biomasse « chaleur » ou « transport » où les quantités sont bien plus importantes (17).
 (***) droite de régression $y = 1169 + 444 \times (\text{année}-2002)$.
 extrapolation 2020 : $1169 + 444 \times (2010 - 2002) = 4.722$.
 (****) hors pompage, conformément aux conventions Eurostat. Il est vrai que l'énergie de pompage-turbinage a été constituée en période de consommation-base par la surproduction des vecteurs inélastiques qui ne sont pas renouvelables.
 (*****) EDORA estime que le potentiel de production du photovoltaïque dans la consommation finale d'électricité est de 0,6% (18).

4. CONCLUSIONS

- Comme les 13% d'E-SER en 2020 peuvent être atteints *sans* augmentation de l'onshore par rapport à la situation actuelle, un moratoire onshore se justifie dès à présent.
- Afin de corriger le système ultra-généreux des CV éoliens, il y a lieu d'appliquer un coefficient modérateur tenant compte de la potentialité de contribution réelle à la réduction de GES. Pour l'offshore, ce serait l'actuel taux de substituabilité (à déterminer empiriquement).
- Il ressort d'une évaluation multicritère globale (19) qu'en termes de fonction d'utilité agrégée, le score de l'onshore est de 0,34 et celui de l'offshore de 0,61 ce qui montre bien la supériorité énorme de l'offshore. Ce sont essentiellement les critères potentiel, implantation spatiale, rendement, nuisances citoyennes et nuisances visuelles qu'il convient de souligner et qui font la différence.

CONCLUSIONS GÉNÉRALES

L'éolien industriel est une source d'énergie alternative, pas vraiment renouvelable, et dont la composante onshore n'est même pas vraiment propre. Seule la composante offshore mérite l'attention : rendement meilleur, pas de problème de capacité potentielle ni d'implantation spatiale, pas de nuisances citoyennes. Nous avons pu démontrer que nos obligations internationales sont parfaitement réalisables moyennant un modeste effort offshore de 400 éoliennes de 4 MW et quelques mesures proactives pour encourager l'utilisation intelligente des véritables ressources renouvelables wallonnes.

Les nuisances onshore pèsent bien plus lourd dans la balance socio-économique que l'erratique et polluante contribution de sa production d'électricité.



(17) Estimation Greenpeace 2020 pour l'utilisation de la biomasse en matière énergétique : 10 TWh (cf. *Révolution Énergétique. Un Futur Durable aussi pour la Belgique*). Dans la prospective EDORA qui aboutit à 14,8 TWh de renouvelable pour 2020, la biomasse globale (électricité, sous-produits végétaux et animaux, bois-énergie) représente 61%, à savoir 9.028 GWh. N'est pas compris dans ce montant la biomasse humide et l'incinération de déchets.

(18) EDORA « Potentiel SER-2020. Cap sur la croissance. » 2009.
http://www.edora.org/open_doc.php?ext=pdf&path=doc/menu_7/&f=EDORA_etude_2020_fr.pdf.

(19) *Le Journal des Ingénieurs* n° 120 - Avril 2009, p 8-14.