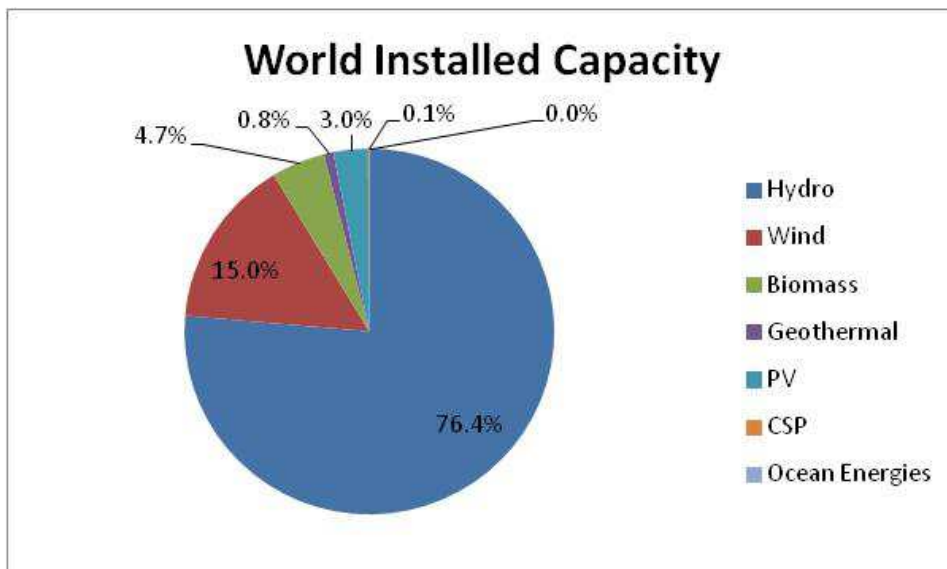


# Les Energies Renouvelables : L'ingénierie appliquée à l'éolien, au solaire, à la biomasse ... les enjeux de demain

## I. Introduction

Les énergies renouvelables sont une priorité pour de nombreux gouvernements et leur importance est en croissance constante avec pour objectif de répondre aux enjeux majeurs des changements climatiques mondiaux, tout en sécurisant à long terme l'approvisionnement en énergie. La confirmation des engagements de l'Europe suite au Protocole de Kyoto via les objectifs « 20 – 20 – 20 », ainsi que les mécanismes de promotion spécifiques mis en place dans de nombreux pays (certificats verts, feed-in tariff, mise aux enchères de capacités de production renouvelables,...), sont autant d'éléments qui confirment l'avenir des énergies renouvelables.

Pour avoir un aperçu de l'utilisation des énergies renouvelables, on peut se référer aux chiffres publiés par l'IEA (*International Energy Agency*) et le WEC (*World Energy Council*), qui amènent à la répartition suivante en termes de capacité installée mondiale des énergies renouvelables :



*Capacité installée mondiale sur base des chiffres publiés par l'IEA et le WEC*

La réduction de 20 % des émissions de gaz à effet de serre en Europe en 2020 par rapport aux valeurs de 1990, se fera en augmentant à 20 % la consommation d'énergie produite par les sources d'énergies renouvelables, mais également en augmentant l'utilisation des biofuels dans le secteur des transports et en améliorant l'efficacité énergétique.

Pour atteindre ces objectifs ambitieux une diversité de l'utilisation des sources d'énergies renouvelables sera indispensable.

Toutes ces raisons ont amené l'équipe « Renewable Energy » de Tractebel Engineering à également diversifier, depuis plus d'une dizaine d'années, les technologies couvertes, à savoir l'éolien onshore, l'éolien offshore, le solaire photovoltaïque et thermique, les centrales 100 % biomasse, la co-combustion de biomasse dans les centrales au charbon, la géothermie, les énergies marines, étant entendu que l'hydraulique est une technologie qui fait partie des activités de Tractebel Engineering depuis de nombreuses années.

Pour l'ensemble de ces technologies en énergies renouvelables, Tractebel Engineering fournit des services de management de projet et d'ingénierie qui couvrent, suivant les besoins, les phases de développement et de réalisation des projets, via des missions d'assistance à la Maîtrise d'Ouvrage (*Owner's Engineer*), de Maîtrise d'œuvre (*Architect Engineer*) ou de consultance spécialisée.

Ces missions sont réalisées tant en Europe (Belgique, France, Hollande, Allemagne, Royaume-Uni, Roumanie, Pologne, Portugal,...) qu'au grand international (Maroc, Afrique du Sud, Thaïlande, Laos, Chine, Brésil, Chili,...).

Les articles suivants vous donneront un aperçu de certaines technologies et de leurs enjeux.

## **II. Les étapes du développement éolien on-shore**

**par Ir. Sandrine Bosso et Ir. Hervé Macau, Tractebel Engineering**

L'installation d'un parc éolien implique une réflexion stratégique poussée qui doit prendre en compte le rendement énergétique et l'incidence sur l'environnement.

### **Plusieurs critères sont déterminants dans le choix d'une région**

Outre les contraintes légales et les subventions accordées par les Etats comme par exemple le système des certificats verts en Belgique ou celui des « *feed-in tariff* » (achat de l'électricité verte à un tarif fixe pour chaque type de production) appliqué notamment en Allemagne, le facteur crucial est bien évidemment le potentiel « vent » du site.

C'est en mer qu'il est le plus puissant. C'est une des raisons du développement récent des parcs éoliens offshore. En 2010, selon l'*European Wind Energy Association* (EWEA), quelque 308 nouvelles turbines sont venues peupler les côtes européennes pour une capacité évaluée à 883 MW.

Les régions côtières sont également très prisées avec un rendement de 20 à 30 % supérieur à celui des éoliennes de l'intérieur du pays. On recherche aussi des régions avec des effets 'positifs' locaux, comme le "*sea/land breeze*" (vents locaux engendrés par différence de température) dans la vallée du Rhône, ou présentant des différences de reliefs, comme en Wallonie, où les vents sont plus forts sur les sommets.

On pourrait être tenté de sélectionner un emplacement offrant des pics de vents forts développant une grande puissance. Or une éolienne est d'autant plus rentable que les vents sont réguliers et fréquents. Par ailleurs, certains sites à proximité de grands obstacles sont à proscrire car le vent y génère des turbulences. Les vitesses de vent sont mesurées pendant minimum une année et sont corrélées à des données long terme de stations météorologiques de référence afin d'établir des prévisions à long terme (minimum dix ans). Les mesures récoltées ont ainsi permis d'établir de véritables atlas éoliens très détaillés pour une région, voire un pays.

## **Le potentiel 'vent' n'est pas le seul critère qui influence le choix du site**

Une fois le site sélectionné sur base du potentiel éolien, débute alors une étude de faisabilité qui prend en compte un ensemble de critères. Parmi ceux-ci, nous pouvons citer sans être exhaustifs :

- la nature du sol qui devra accueillir les fondations et son éventuelle contamination ;
- l'accessibilité du site en prévision de l'acheminement de l'éolienne, mais également des équipements nécessaires au montage et à la maintenance ultérieure ;
- la proximité et la capacité du réseau électrique ;
- l'impact sur l'environnement paysager, l'habitat et les couloirs migratoires ;
- les distances aux grandes infrastructures (autoroutes, voies de chemin de fer, lignes à haute tension, canaux de navigations ...) ;
- les distances aux installations de télécommunication ;
- les zones de survol aérien militaires ou civiles.

## **Le raccordement des parcs au réseau représente une part importante d'un projet éolien**

En effet, les gestionnaires de réseau imposent généralement le raccordement d'un parc éolien par une connexion directe à un poste de distribution. Les frais de cette connexion peuvent représenter 15 % du montant total du budget d'un parc onshore, selon l'éloignement. Par ailleurs, pour un parc de plus de 10 éoliennes, le poste et/ou le réseau doit souvent être renforcé pour supporter l'énergie totale produite.

Dans certains cas, les frais de connexion sont pris en charge, totalement comme en Allemagne ou partiellement comme en Flandre, par le gestionnaire du réseau.

A noter également qu'il est plus coûteux pour les projets offshore qui nécessitent des câbles sous-marins sur de longues distances.

## **Toute construction a un impact environnemental et sociétal qu'il est important de prendre en compte**

Des simulations d'implantation sont réalisées et complétées par une étude détaillée de l'impact sur les habitations proches, la faune et la flore. Les riverains sont généralement soucieux de l'impact visuel et acoustique ainsi que de l'incidence sur l'écosystème, en particulier sur les oiseaux et les chiroptères. De nombreux projets de parcs n'ont pas été réalisés ces dernières années pour ces raisons.

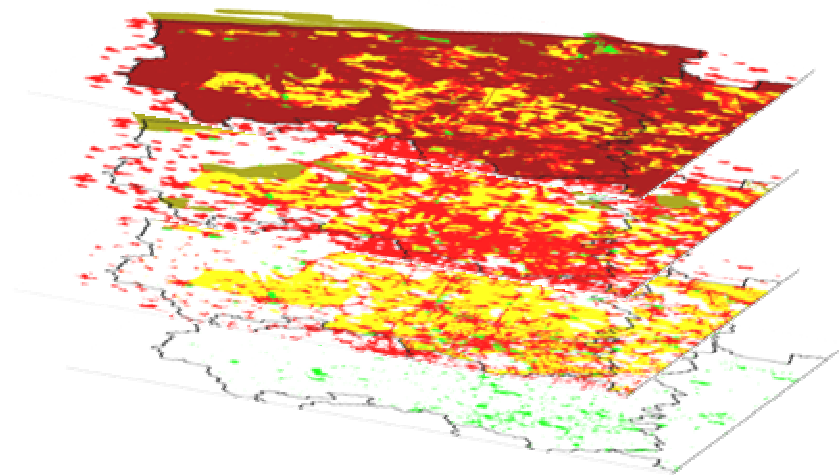
La technologie des nouvelles générations d'éoliennes a permis de réduire considérablement les bruits mécaniques ou aérodynamiques, mais il faut être conscient que le niveau sonore peut atteindre 105 dB au niveau de la nacelle. Par ailleurs, la réglementation fixe un cadre strict et une distance minimum avec les habitations les plus proches est exigée. Les études acoustiques sont dès lors très importantes dans le développement des projets éoliens.

Quant à la problématique des oiseaux, le risque de collision est très faible si les couloirs migratoires sont évités. Le suivi des chiroptères est de plus en plus poussé et fait partie intégrante de l'étude d'incidence sur l'environnement.

Les délais de délivrance d'un permis peuvent dès lors varier de six mois à cinq ans. La concertation avec les riverains, les associations locales est garante du bon déroulement d'un projet.

### **La configuration d'un parc éolien : importance de l'implantation des machines**

Afin de déterminer l'implantation exacte de chacune des éoliennes au sein du parc, les différents critères techniques, environnementaux et règles de bonnes pratiques quant aux inter-distances entre machines sont intégrés dans un Système d'Information Géographique qui permet d'identifier rapidement la surface disponible restante pour y implanter des éoliennes. Cette étape permet de fixer le nombre d'éoliennes qui formeront le parc éolien. Afin d'éviter un morcellement et une dégradation du paysage, il est de bonne règle que les parcs éoliens aient une taille minimum de trois éoliennes et viennent renforcer les lignes du paysage existant (implantation parallèle le long d'une voie de chemin de fer ou le long des autoroutes, par exemple).



Carte GIS (Geographical Information System) © Tractebel Engineering

Tous ces critères ont été analysés par les autorités compétentes. Ainsi par exemple, le *Cadre de référence pour l'implantation d'éoliennes en Région wallonne*, approuvé par le Gouvernement Wallon le 18 juillet 2002, reprend plusieurs orientations pour l'implantation des éoliennes et visent à imposer un cadre légal qui fait foi pour les demandes de permis unique pour l'implantation d'un parc éolien.

### **Le critère de production d'un parc éolien**

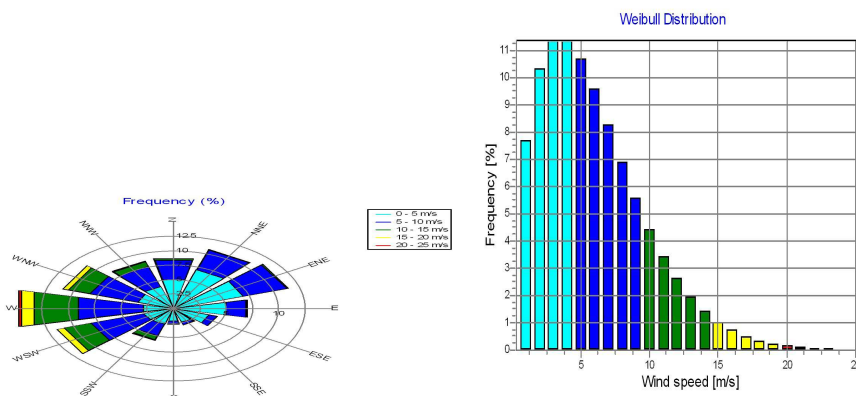
Après consolidation de l'implantation du parc éolien, le rendement énergétique doit être évalué afin de déterminer la rentabilité économique du projet.

L'évaluation de la production des éoliennes nécessite la connaissance :

- du climat de vent (vitesses de vent en fonction des directions) ;
- des données topographiques : relief et rugosité des terrains aux alentours (image du type d'occupation des sols).

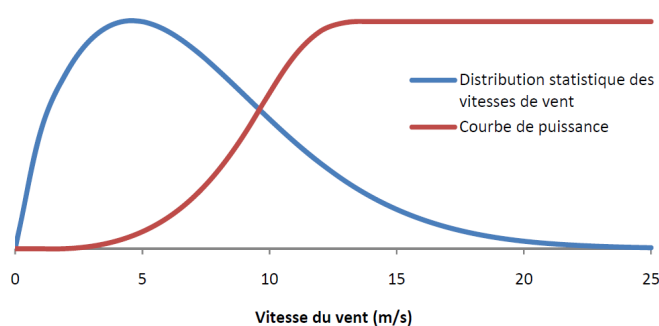
Les données de vent sont :

- soit issues des atlas éoliens établis sur base de données de vent long terme achetées à des instituts météorologiques qui les ont rassemblées ;
- soit collectées lors de campagnes de mesures de vent qui durent minimum un an, afin de capter au mieux les variations saisonnières du climat de vent sur le futur site d'implantation du parc. Ces données seront de toute manière corrélées à des données de vent long terme afin d'apprécier au mieux le climat de vent sur le long terme.



Rose des vents et distribution de Weibull © Tractebel Engineering

Une fois le climat de vent déterminé, il est aisé de calculer la production brute du parc éolien en utilisant la courbe de puissance d'une éolienne.



Courbe de puissance et distribution des vents © Tractebel Engineering

Afin de déterminer la production nette, les pertes doivent être prises en compte.

Celles-ci sont de plusieurs catégories : pertes électriques (par transmission dans le transformateur et dans les câbles électriques), pertes d'indisponibilité pour causes externes et pour causes internes aux éoliennes.

Les pertes d'indisponibilité pour causes externes sont par exemple :

- l'arrêt des turbines pour effectuer les opérations de maintenance et les inspections planifiées. La maintenance planifiée est habituellement exclue de la définition de disponibilité technique garantie par le constructeur ;
- l'arrêt de la sous-station pour effectuer les opérations de maintenance et les inspections planifiées ;
- l'indisponibilité du réseau électrique interne et externe au parc éolien (câbles, système de contrôle,...) pour des causes non planifiées ;
- l'indisponibilité du réseau de télécommunication ;
- l'impact de foudre. La valeur utilisée ici est une représentation statistique. En effet, un impact de foudre sur une éolienne est en réalité peu fréquent, mais cause des dégâts longs à réparer ;
- les pertes dites « hystérésis », c'est-à-dire les pertes occasionnées lorsque l'éolienne ne produit pas car le vent a dépassé la valeur maximale de fonctionnement et n'est pas encore repassé en dessous de la valeur de redémarrage de l'éolienne ;
- l'arrêt des turbines pour cause de formation de glace. Dans certaines régions, une température très basse liée à une humidité élevée de l'air peut engendrer du givre sur les pales entraînant une diminution du rendement et un risque de projections de glace jusqu'à 200 mètres de distance pour une éolienne en fonctionnement. Dans un cas comme dans l'autre, il convient donc de déterminer une zone de risque et d'installer des systèmes d'arrêt automatique des éoliennes en période de formation de glace.

La rentabilité d'un parc éolien est évaluée sur une durée moyenne de 20 ans. Le climat de vent n'étant pas le même d'une année sur l'autre et d'une décennie à une autre, il est nécessaire d'estimer au mieux les incertitudes à prendre en compte dans le calcul de la production du parc éolien. Ces incertitudes couvrent la précision de la campagne de mesures, la variabilité interannuelle et interdécennale du climat de vent, les incertitudes des codes de calcul et données d'entrée. Cette démarche permet d'obtenir une estimation de la variabilité de la production d'un parc éolien sur 20 ans.

### **D'autres facteurs entrent en considération pour l'estimation de la production**

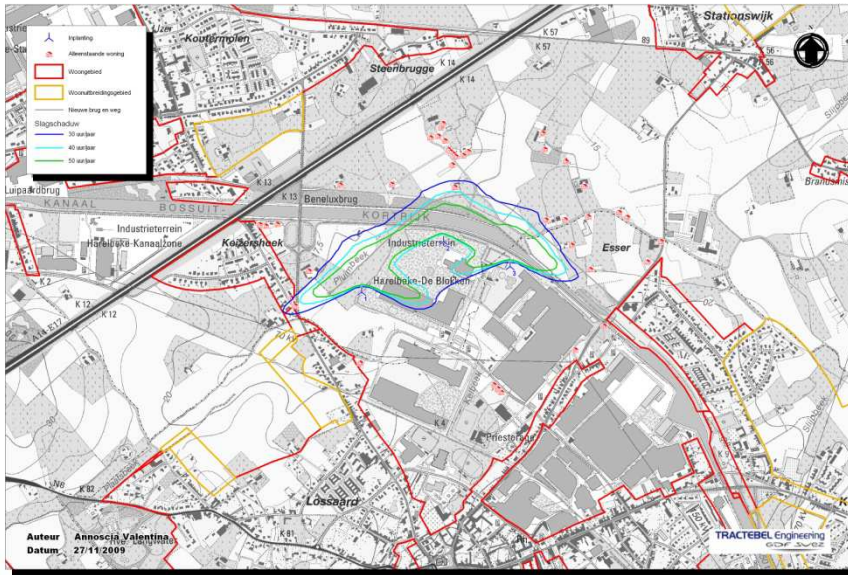
D'autres facteurs sont également importants pour déterminer au mieux la rentabilité d'un projet : les effets d'ombres portées, les émissions sonores.

L'ombre portée des pales provoque un effet stroboscopique. L'effet stroboscopique se produit dans le voisinage immédiat d'une éolienne, lorsque l'ensemble des conditions suivantes sont simultanément réunies :

- temps ensoleillé ;
- vent assurant la rotation des pales ;
- alignement du soleil, du rotor et du lieu d'habitation ;
- orientation des fenêtres du lieu en question vers l'éolienne.

A titre d'exemple, le cadre de référence d'application en Wallonie prescrit le respect d'un double critère d'effet stroboscopique résultant du passage des pales en rotation dans les rayons du soleil illuminant des pièces d'habitation ou des lieux de travail :

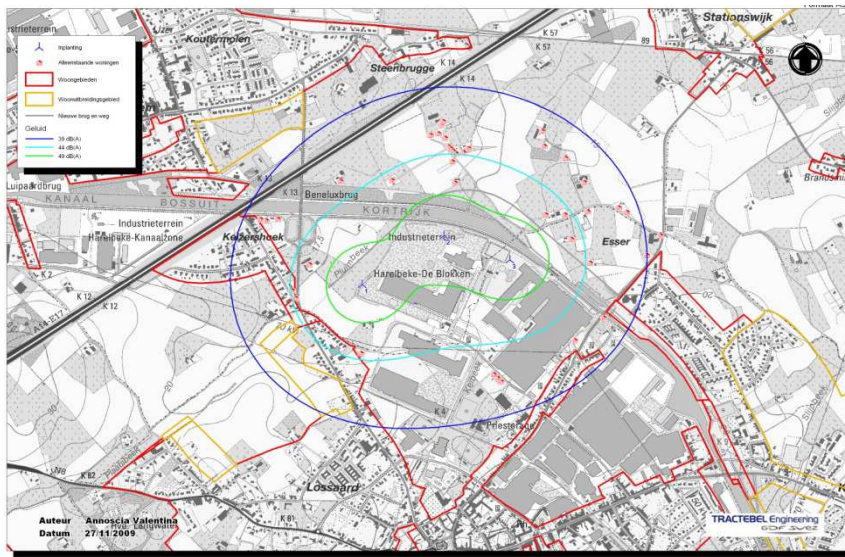
- maximum de 30 heures par an (h/an) ;
- maximum de 30 minutes par jour (min/j).



Ombres portées © Tractebel Engineering

Les émissions sonores sont aussi à prendre en compte. Le bruit émis par les éoliennes est principalement dû au bruit généré par la rotation des pales. Les calculs réalisés pour dresser les cartes de bruit sont effectués en tenant compte des phénomènes physiques suivants :

- la divergence géométrique (c.-à-d. la dispersion des ondes acoustiques dans l'espace) ;
- l'absorption atmosphérique ;
- l'absorption du sol ;
- l'influence du relief.



Courbes sonores © Tractebel Engineering

En Belgique, des distances minima réglementaires doivent être respectées vis-à-vis des habitations afin de prémunir d'un éventuel dépassement.

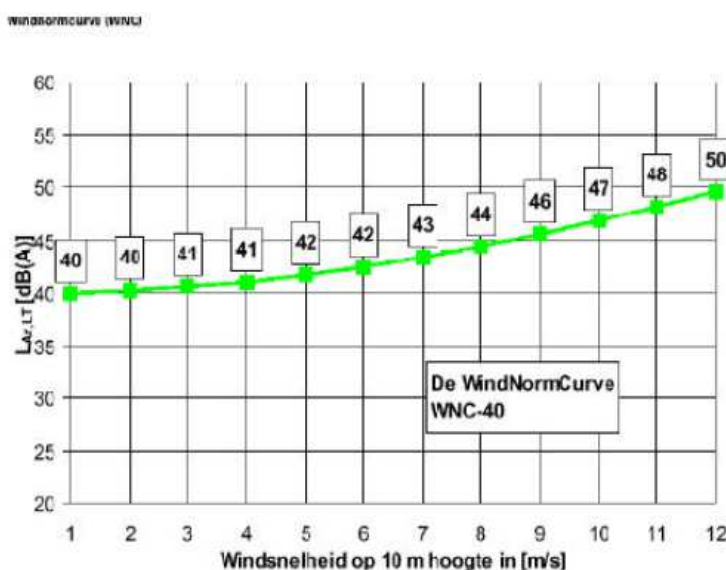
Les niveaux sonores maximum admissibles perçus par un observateur et dus à une source particulière sont aussi fixés par la législation. Typiquement, en Région wallonne, dans les zones d'habitat et d'habitat à caractère rural, ces conditions doivent être respectées en tout point (de la zone d'habitat) et le seuil de nuit est fixé à 40 dB(A). La norme qui impose de respecter 40 dB(A) au droit des zones d'habitat est difficilement applicable aux éoliennes, car elle est définie pour des vitesses de vent faibles (maximum 5 m/s), tandis que l'émission de bruit des éoliennes varie avec la vitesse du vent.

Le cadre de référence d'application en Wallonie recommande donc d'évaluer le bruit généré par les projets éoliens sur base des caractéristiques spécifiques des éoliennes étudiées. Les zones de gêne doivent alors être déterminées en tenant compte des règles d'émission et de la variation de l'émission sonore des éoliennes et du bruit ambiant avec la vitesse de vent.

Le cadre de référence propose de se baser sur la pratique hollandaise qui consiste à évaluer la valeur maximale du bruit spécifique des éoliennes en fonction de la vitesse du vent. La législation hollandaise spécifie une courbe de bruit spécifique maximal à l'émission en fonction de la vitesse du vent, que toute implantation d'éoliennes doit respecter. Ceci permet de déterminer très rapidement les zones où ces limites sont respectées et où aucune gêne auditive n'est à craindre.

Le calcul du niveau sonore est donc réalisé pour les vitesses de vent de 5, 6, 7 et 8 m/s à 10 mètres de hauteur. La variation de la vitesse de vent à 10 mètres de hauteur entraîne la variation de la vitesse de vent à hauteur de nacelle. Il s'ensuit différent niveau d'émission de bruit suivant la courbe d'émissions sonores garantie par le constructeur. On évalue alors la propagation du bruit et les niveaux sonores aux niveaux des maisons et des zones habitées avant de les comparer aux niveaux maximum fixés par le Cadre de référence.

En général, l'augmentation du bruit ambiant avec la vitesse de vent est plus rapide que l'augmentation du bruit de l'éolienne. Par ailleurs, dans des terrains standards et pour les modèles actuels d'éoliennes, lorsque le vent souffle à 8 m/s à 10 m de hauteur, le bruit émis à hauteur de nacelle a souvent atteint son niveau maximal. Le bruit de l'éolienne est donc couvert par le bruit ambiant pour les vitesses de vent supérieures à 8 m/s. C'est pourquoi, aucun calcul n'est réalisé pour ces vitesses.



*Vitesse de vent à 10 m de hauteur [“Omzendbrief EME/2006/01 - Afwegingskader en randvoorwaarden voor de inplanting van windturbines, goedgekeurd door de Vlaamse Regering op 12 mei 2006.”]*

Pour conclure, l'installation d'un parc est le résultat d'une longue réflexion et de nombreuses études d'incidence. Avec à la clé un résultat des plus positifs : chaque éolienne permet d'alimenter en moyenne en électricité 6.500 ménages et d'économiser par an 9.500 tonnes de gaz à effet de serre.



Phototèque interne © Tractebel Engineering

### **III. L'offshore a le vent en poupe**

**par Ir. Fiona Buckley et Ir. Tina Tijmsma, Tractebel Engineering**

Toute personne familière de près ou de loin à l'éolien offshore est consciente que les développeurs de projets offshore doivent faire face à des défis incomparables par rapport à ceux de l'éolien terrestre. Parmi ceux-ci, on relève le climat rigoureux auquel sont soumises les éoliennes, l'environnement rude dans lequel doivent survivre les turbines, les fondations et le réseau électrique, sans oublier les distances parfois importantes à parcourir pour atteindre le parc lui-même.

Tractebel Engineering possède de nombreuses années d'expérience dans toutes les domaines de l'éolien en mer : développement, réalisation, opération et maintenance (O&M) et donc peut apporter une aide non négligeable aux développeurs. Impliqué depuis 2001 dans ces types de projets, Tractebel Engineering est par conséquent un des précurseurs dans le domaine de l'ingénierie offshore.

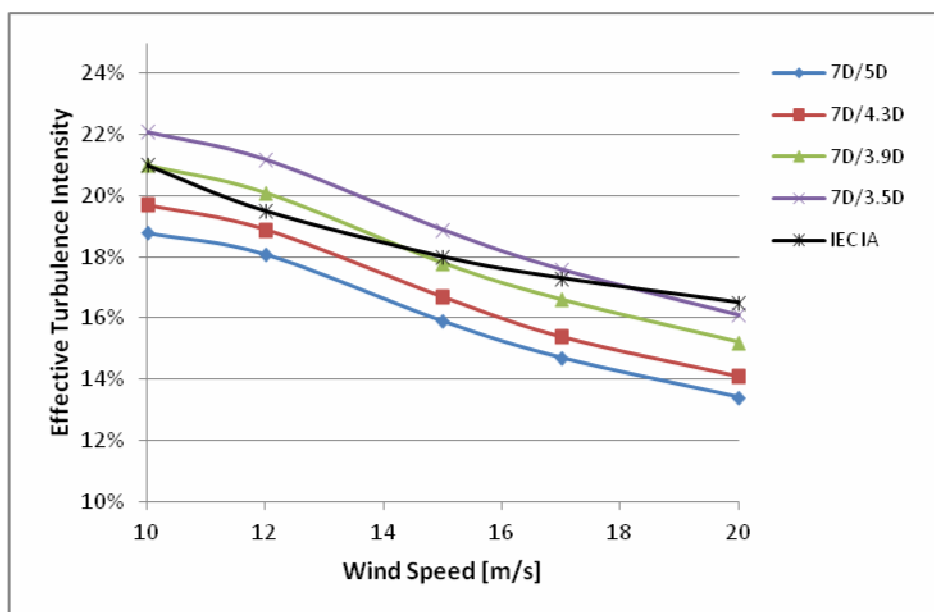
Les services offerts recouvrent un ensemble complet de solutions d'ingénierie, de conseils aux investisseurs et développeurs depuis la conception initiale jusqu'à la réalisation, la mise en service et l'O&M du parc éolien.

Tractebel Engineering intervient dès la demande de concession, l'octroi du permis et l'étude d'incidence sur l'environnement, et fournit non seulement des conseils à son Client mais rédige aussi les dossiers de demande de permis et assure à la demande du Client les contacts directs avec les autorités et/ou toutes les parties prenantes. Cet aspect important de la communication a tendance à être sous-estimé mais est des plus nécessaires afin de réduire l'opposition au projet à son minimum, tout en assurant un gain de temps maximum.

Cette expertise fait appel à une variété de disciplines : design de l'aménagement du parc, ingénierie civile (les fondations), travaux électriques y compris la plateforme, le câblage intra-parc et jusqu'à la côte et la cabine de tête (sous-station). Les nombreuses années d'expérience dans l'analyse de la production permet au développeur d'avoir une base solide permettant l'évaluation optimale du « business case » et une analyse détaillée du CAPEX (*Capital EXpenditure* – investissement en capital) et de l'OPEX (*OPerational EXpenditure* – coûts opérationnels).

## Optimisation de la production

L'analyse de production est améliorée continuellement. Un modèle permettant d'obtenir la production optimale avec une incertitude minimale a été développé par Tractebel Engineering et est affiné continuellement; et ce, tout en optimisant l'utilisation de l'espace alloué et la turbulence générée par les turbines avoisinantes. Cette turbulence a un impact important sur les cas de charges de fatigue des composants de l'éolienne. D'autre part, plus l'espace inter-éolienne est réduit, plus la concentration d'éolienne peut être grande sur la surface allouée et donc plus la Production Annuelle d'Energie (PAE) peut être maximisée. Cependant, ceci implique une augmentation de la turbulence induite. En raison du manque de fiabilité des logiciels de calcul de turbulence, la turbulence est obtenue au moyen d'un outil développé en interne basé sur le modèle notoire S. Frandsen. Comme décrit dans la figure ci-après, quand on essaye d'atteindre le maximum PAE, une disposition avec un espacement 7D/3.9D pourrait fonctionner même avec un léger dépassement à 12m/s.



Turbulence induite en fonction de la vitesse de vent © Tractebel Engineering

Les projets de parcs éoliens offshore comptent généralement une douzaine d'activités marines simultanées ; une excellente gestion de projet est indispensable à tous les niveaux, notamment la gestion du planning, la communication et l'organisation générale du projet. Un manque ou un retard d'information peut avoir des conséquences sévères. Pour résoudre ce défi un outil de supervision maritime en ligne « MAST » a été développé

Cet outil permet de fournir aux clients une interface visuelle sécurisée en ligne pour l'échange d'information, entre autres le suivi du planning et la construction du parc et l'Opération & Maintenance du projet offshore. MAST permet à toute personne impliquée dans le projet de suivre également les paramètres océanographiques, les prévisions météorologiques en flux continu et le repérage automatique des bateaux et du personnel. Ce dernier point est primordial afin de minimiser les risques pour le personnel provoqués par la méconnaissance des conditions sur site.

### **Modèle de prédiction spécifique au site**

Actuellement, les marées, courants et vagues sont prédits par des modèles couvrant de grandes surfaces maritimes. Ceci signifie que de différents projets offshore, situés des kilomètres l'un de l'autre, dépendent des mêmes prédictions. En pratique, toutefois, en raison de phénomènes locaux ou un changement de position, des différences significatives entre les projets sont observés rendant l'installation ou la maintenance plus difficile à planifier.

Un modèle de prédiction spécifique aux sites, utilisant, parmi d'autres, les mêmes données que MAST, constitue un complément fort précieux. La consolidation des deux outils permet de minimiser les incertitudes sur les phénomènes locaux de marées, vagues et courants et d'améliorer la planification de la construction de l'opération et maintenance des parcs éoliens offshore.

## **IV. Concentrons-nous sur l'Énergie de Concentration Solaire (CSP)**

**par Ir. Grégory Bartholomé et Ir. Emmanuel van Vyve, Tractebel Engineering**

Bon nombre d'ingénieurs passionnés par l'énergie se demandent quelle sera la source énergétique de demain, dont le développement nécessiterait de faire appel à leur ingéniosité et leurs neurones.

S'il est clair qu'il s'agira d'un mix énergétique, il y a fort à parier que l'énergie de concentration solaire (CSP – *Concentrated Solar Power*) en fera partie.

### **Un peu d'histoire**

La première installation solaire thermique fut installée en 1913 en Egypte. Bien que le système opéra de façon satisfaisante et prometteuse, les développements furent arrêtés suite à l'essor de l'économie du pétrole dans la région.

Ce n'est qu'après la crise pétrolière des années 1970 que les activités de R&D reprisent.

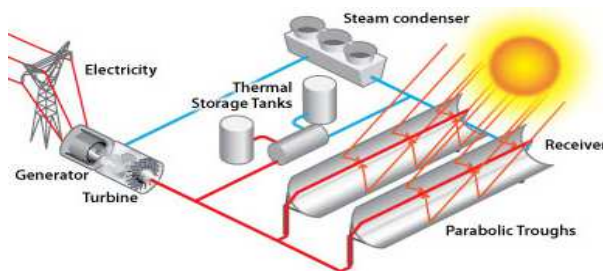
Il y eut ensuite deux phases de commercialisation de centrales thermo-solaires entre 1984 et 1992 aux Etats-Unis suivi d'une seconde phase dans les années 2006 à nos jours en Espagne essentiellement.

## La technologie du CSP

Le principe du CSP est d'utiliser l'énergie gratuite et abondante du soleil comme substitut aux combustibles fossiles. En concentrant les rayons du soleil au moyen de miroir focalisant sur un récepteur dans lequel circule un fluide, il est soit possible de générer de la vapeur qui sera utilisée dans les procédés industriels, soit de générer de l'électricité au moyen d'un turbo-alternateur.

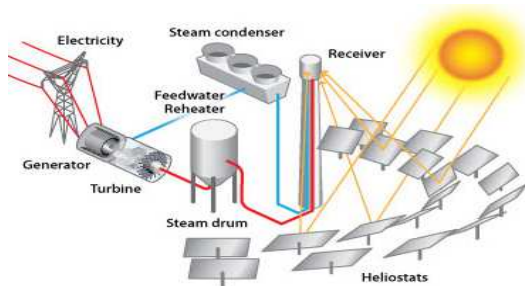
On distingue quatre technologies CSP à l'heure actuelle :

**Parabolic Trough** (Rigoles solaires) – De longues bandes de miroir incurvées de façon parabolique qui renvoient les rayons solaires sur un tube central mobile (récepteur) dans lequel circule un fluide caloporteur (huile, sel fondu, eau/vapeur). Les miroirs, mobiles selon un axe, suivent le soleil, assurant une exposition directe durant toute la journée. La température du fluide est limitée à 400°C et la capacité commerciale installée peut atteindre 400 MWe.



**Fresnel** – Similaire au Parabolic trough, mais comportant des bandes de miroirs plats qui tournent individuellement pour concentrer les rayons sur un récepteur fixe qui contient le fluide caloporteur. L'efficacité est moindre que les miroirs courbes mais leur coût l'est également.

**Tower** (Tour solaire) – Une tour ( $\pm 150$  m) fait face à un champ d'« héliostats », grands miroirs mobiles selon 2 axes, qui reflètent les rayons du soleil sur un récepteur unique situé en haut de la tour. Comme tous les rayons se concentrent en « un seul » point, des températures importantes sont atteintes ( $\pm 1000^\circ\text{C}$ ).



Source : Astrom Technical Advisors

**Dish Stirling (-)** – Un réflecteur parabolique en forme d'assiette concentre les rayons sur un récepteur focal, lequel contient un fluide ou gaz chauffant permettant de générer de l'électricité dans un moteur Stirling.

### Différence entre CSP et PV

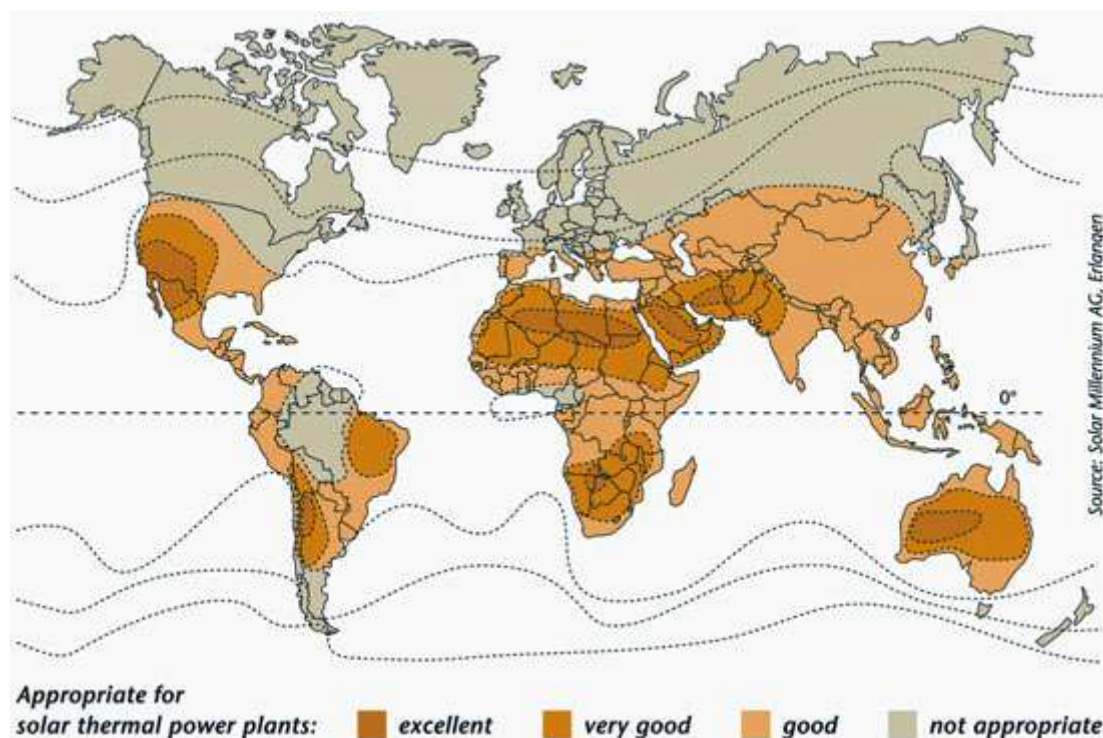
Lorsque l'on aborde le thème de la ressource solaire, la plupart des gens pensent au photovoltaïque (PV).

Alors que les technologies photovoltaïques convertissent une luminosité diffuse en électricité, les technologies de concentration solaire requièrent un rayonnement direct, ce qui réduit considérablement les zones du monde où cette technologie est faisable.

Le PV est donc indiqué pour nos régions tandis que le CSP se prête mieux aux régions désertiques.

Dans l'état de la technologie actuelle, la technologie de concentration solaire devient envisageable à partir de Radiations Normales Directes annuelles de plus de 1.900 kWh/m<sup>2</sup>.

Pour donner une idée, la radiation directe en Belgique est de maximum 1.200 kWh/m<sup>2</sup> tandis que le sud de l'Espagne présente une radiation de 2.200 kWh/m<sup>2</sup>.



Source : Solar Millennium A.G.

### Le stockage, la solution à l'indisponibilité de la ressource solaire ?

L'énergie de Concentration Solaire a comme avantage (sur l'énergie éolienne et photovoltaïque qui dépendent de la présence de la ressource) qu'elle peut être stockée relativement facilement et à bas prix, tout comme la biomasse d'ailleurs.

En CSP, l'énergie thermique générée est stockée dans des cuves de sel fondu (températures entre 300 et 400 °C), ce qui permet un temps additionnel de production de 8 à 15 heures.

Des centrales thermo solaires de 50 MWe assurent une production ininterrompue durant 24h (donc, nuit incluse) dans le sud de l'Espagne.

### Le marché du CSP dans le monde

Comme la figure ci-après le laisse entendre, si tous les projets en développement actuellement se réalisent, le CSP représentera en 2016 une capacité de 7.6 GW.

Ce sont principalement l'Europe et les Etats-Unis qui regroupent l'essentiel de la capacité installée actuelle en matière de solaire de concentration. En Europe, les industries allemandes et espagnoles y ont acquis une position de leaders.

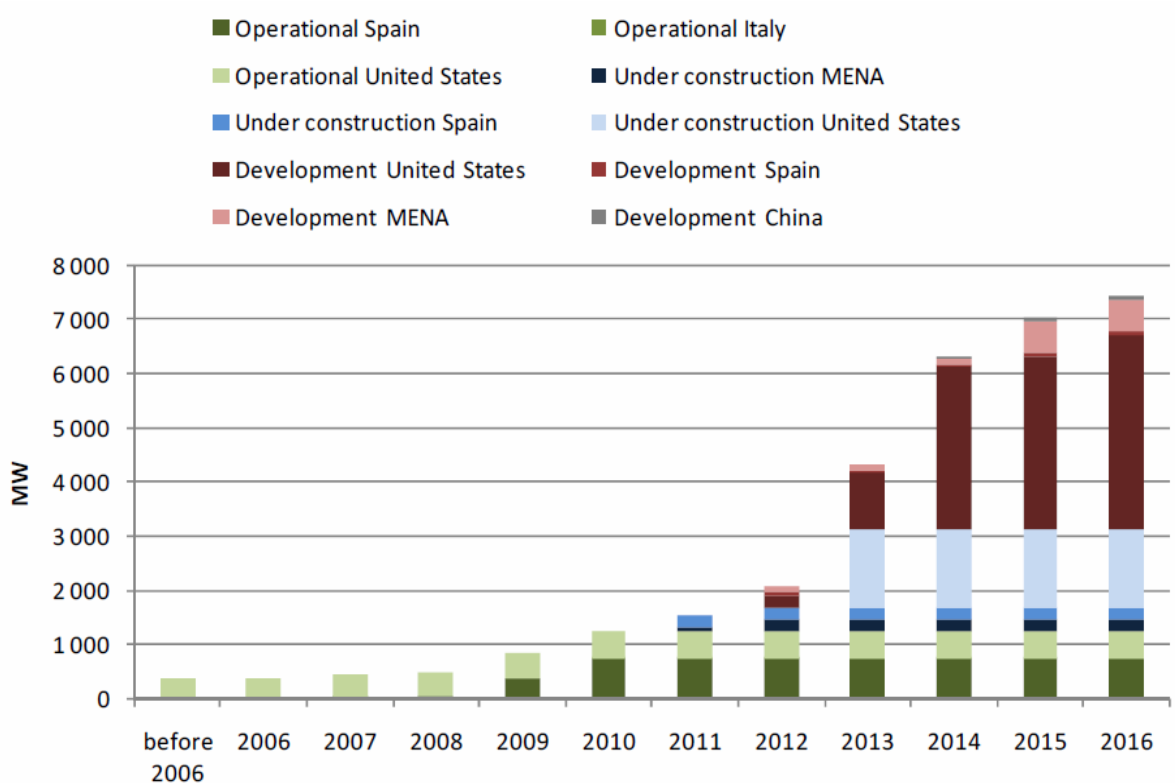


Figure1 : Puissance installée (en MW) CSP dans le monde et pipeline de projet

Source : IEA Novembre 2011.

### Le business du CSP

Beaucoup d'analystes s'accordent à dire que le CSP suit une courbe normale de développement par rapport à d'autres technologies émergentes. Si l'on tient compte des évolutions technologiques à venir, comme on l'a fait en son temps pour les technologies classiques actuelles, le CSP présente un potentiel fort attractif.

Le risque perçu par les investisseurs reste néanmoins élevé et le manque de « banquabilité » est un facteur freinant pour le business du CSP à l'heure actuelle.

Le rôle de l'ingénieur prend alors ici toute sa dimension, dans la mesure où les défis portent aussi bien sur les aspects R&D de pointe, que sur l'intégration de disciplines technico-économiques et sociétales.

Alors, allons-nous attendre encore un siècle pour relever les défis technologiques et économiques posés par le CSP ?...Avons-nous le choix ?

## **Conclusion**

Chaque jour, des centaines de MW nous « tombent sur la tête » sans que nous y prêtions attention.

Capter cette énergie et la convertir afin qu'elle soit utilisable par tous, de façon fiable, sans risque et économiquement attractive, est la mission que s'est donnée l'équipe « Renewable Energy » de Tractebel Engineering.

## **V. Biomasse – Un sujet brûlant dans le domaine des énergies renouvelables**

**par Ir. Florin Barta et Ir. Samuel Nelis, Tractebel Engineering**

La Directive Européenne RES 2009 (*Renewable Energy Sources*) ne fixe pas de minimum requis par technologie, mais un objectif à l'échelle Européenne proche de 35% d'électricité produite à partir de RES en 2020.

La biomasse constitue une source importante d'énergie renouvelable. Il existe 3 grandes voies de valorisation de la biomasse en fonction de ses caractéristiques : la production de biocarburants, la transformation thermochimique (principalement combustion et gazéification), et la bio-méthanisation ou fermentation anaérobie.

Afin de parvenir à satisfaire à l'engagement européen, la conversion de grosses centrales électriques (« *large scale power plants* » de plus de 80 MWe) est un facteur déterminant.

Tractebel Engineering a développé, en collaboration avec Laborelec, une expérience unique dans le domaine de la combustion ou la co-combustion de la biomasse.

Les initiatives relatives à la conversion à la co-combustion ou combustion à 100% biomasse se sont multipliées au cours des dernières années: plusieurs centrales électriques dans le Benelux ont subi ce « lifting » vers la co-combustion : Awirs, Ruien, Rodenhuize, Langerloo, Gelderland. Par ailleurs la centrale de Rodenhuize est passée récemment à la combustion de 100% biomasse. Dans ce contexte Electrabel, et implicitement la Belgique, jouent un rôle de pionnier, avec un parc énergétique charbon largement converti à la biomasse.

Cette activité débouche actuellement, au sein du groupe GDF SUEZ, sur plus de 650 MWe de production électrique sur base de biomasse.

D'autres gestionnaires d'installations au Royaume-Uni, en Italie, aux Pays-Bas et en Pologne, ont également fait confiance à Tractebel Engineering et projettent de passer à la combustion d'un certain pourcentage de biomasse, pour des capacités unitaires allant de 300 à 850 MWe par installation.

Par ailleurs d'autres acteurs développent des projets de cogénération dont la chaleur produite sera utilisée pour le chauffage urbain. Citons comme exemple, en France, l'Usine d'Electricité de Metz et la Compagnie Parisienne de Chauffage Urbain (CPCU).

### **La co-combustion biomasse – charbon**

Une des technologies les plus connues est la co-combustion de charbon – biomasse en adaptant les centrales en service fonctionnant au charbon pulvérisé.

La co-combustion est la combustion simultanée dans la même chaudière de différents combustibles. La biomasse est la fraction biodégradable de produits, déchets et résidus d'origine biologique provenant de l'agriculture (incluant les substances végétales et animales), forêts et industries annexes, la pêche et l'aquaculture, les déchets municipaux et industriels (directive EC 2009 RES).

La co-combustion réduit la dépendance aux énergies fossiles, réduit les émissions des oxydes d'azote et oxydes de soufre et réduit la part des émissions de CO<sub>2</sub> des combustibles fossiles non utilisés.

Une dizaine d'années d'essais et de mise au point de projets pilotes de taille industrielle a permis l'émergence de techniques innovantes de co-combustion bois-charbon. Des exploitants de centrales électriques ont ainsi fait le pas d'introduire la biomasse dans plusieurs de leurs chaudières alimentées au charbon.

Le remplacement en tout ou en partie du charbon dans des centrales existantes par la biomasse présente de nombreux avantages :

- une installation de co-combustion peut être installée dans une centrale alimentée au charbon dans un délai d'une année et avec un arrêt limité de l'unité à convertir ; l'impact très faible sur les infrastructures existantes et leur réutilisation explique le coût très attractif de la co-combustion ;
- un autre avantage comparé à des installation de plus petite puissance est le rendement électrique de min. 35 % atteint dans les anciennes installations charbon et conservé en brûlant de la biomasse ; ce rendement dépassera les 40 % pour les installations de combustion de biomasse de grande puissance de la prochaine génération.

### **Biomasses utilisées**

Le granulé de bois (ou pellets) constitue le combustible principal actuellement utilisé dans les centrales à charbon converties à la biomasse. Ce combustible a de multiples avantages liés à son haut pouvoir calorifique (17 MJ/kg soit env. 70 % du PCI du charbon) et implicitement à sa densité énergétique, taille et forme homogènes, facilité de manutention et transport, facilité de stockage... Mais il comporte aussi des désavantages liés à la consommation d'énergie pour sa production, transport, stockage et préparation par broyage pour injection sous forme de poudre dans les brûleurs. Il a aussi le désavantage d'être très sensible à l'humidité et, vu les risques d'explosion lié à la présence de poussières, de nécessiter des équipements ATEX tout au long du cycle de manutention.

Qu'elle est la quantité de biomasse disponible ? Aujourd'hui la production mondiale de pellets de bois est de l'ordre de 15 millions de tonnes par an. Elle devrait atteindre les 40 millions de tonnes d'ici 2020. La demande mondiale de charbon est quant à elle de l'ordre de 7 milliards de tonnes par an. La biomasse peut en partie remplacer le charbon et répondre partiellement à la demande de réduction d'énergies fossiles. Les 2 grands challenges pour pérenniser l'utilisation de la biomasse énergie sont les garanties de durabilité (« *Sustainability* ») et un prix compétitif.

Les critères de durabilité de la biomasse solide destinée à produire de l'énergie manquent actuellement. Une initiative est prise par la CE pour l'établissement d'une Directive. Dans cette attente, des initiatives privées sont prises pour fixer des règles internationales de durabilité de la biomasse. Ces règles doivent entre autres tenir compte du fait que l'exploitation de la biomasse ne peut pas être en compétition avec les ressources alimentaires, ne peut pas dégrader un écosystème comme les forêts primaires et ne peut pas interférer avec d'autres secteurs industriels comme l'industrie du bois ou de la cellulose.

Un autre défi est celui de l'accès aux ressources biomasse et le développement des infrastructures de collecte et transport de la zone de plantation, à partir de la pelletisation jusqu'à la centrale électrique. Une centrale de 150 MWe alimentée à la biomasse consomme de l'ordre de 500 000 T de granulés par an.

La pelletisation devient le standard pour le conditionnement de la biomasse. Cette technologie s'applique à d'autres types de biomasses que le bois, comme les déchets agricoles de type paille, brou de tournesol...

Une nouvelle technologie en phase de recherche est la torréfaction des pellets, procédé qui confère plus de stabilité mécanique, un PCI supérieur de 21 à 22 MJ/kg équivalent au charbon, une insensibilité à l'humidité, probablement moins d'émissions de poussières et devrait générer moins de risque d'explosion. Les pellets ainsi torréfiés sont nommés également « *biocoal* ».

Les pellets ayant, comme mentionné ci-dessus, leurs avantages et désavantages, d'autres types de biomasse sont utilisés, évidemment en fonction de leur disponibilité sur le marché et notamment en fonction de la proximité des centrales électriques ou des unités de cogénération. En général, en Europe on dispose de déchet du bois (ou bois en fin de vie) du bois forestier et des biomasses d'origine agricole tels que la paille, la balle de riz, le brou de tournesol, les résidus d'olives, les moûts de vinification, les résidus d'élagage des vignes et arbres fruitiers.

Les bois frais des coupes forestières et celui en fin de vie peuvent être utilisés sous forme de plaquettes, ce qui réduit fortement la consommation d'énergie par rapport à la pelletisation. L'inconvénient est la faible densité massique et énergétique de ces plaquettes, ce qui réduit en cas de transport de grandes quantités la compétitivité de ces plaquettes. Le tableau suivant reprend ces caractéristiques:

	<b>Puissance calorifique (densité énergétique)</b>	<b>Densité massique</b>
Bois frais	8 à 10 MJ/kg	300 kg/m <sup>3</sup>
Bois en fin de vie	12 à 14 MJ/kg	250 kg/m <sup>3</sup>
Pellets	16.5 à 17.5 MJ/kg	600 kg/m <sup>3</sup>

Concernant la production de biomasse on peut aussi mentionner les cultures énergétiques comme le phalaris, le switchgrass, le miscanthus. Ces plantes ont l'avantage d'avoir une croissance rapide avec utilisation de sols non agricoles mais ne satisfont pas nécessairement aux critères de disponibilité et de biomasse durable.

Pour clore ce chapitre il faut dire aussi que d'autres types de biomasse problématiques pour l'environnement sont disponibles en énormes quantités dans certaines régions du monde, tels que : l' « *invader bush* » en Namibie [broussaille épineuse, qui a envahi le pays au détriment d'autres cultures et qui représente une menace aussi bien pour la flore que pour la faune avoisinante], les arbres à caoutchouc en fin de vie, les forêts infectés par la parasite « *Mountain Pine wood Beetle* » au Canada, etc...

### **Technologies disponibles**

Nous avons déjà mentionné l'utilisation des chaudières fonctionnant avec combustibles pulvérisés. Afin d'augmenter la flexibilité d'utilisation du combustible, de réduire la consommation énergétique pour le broyage ainsi que les risques liés à l'explosion, d'autres technologies sont envisagées comme le lit fluidisé. Au-delà de puissances de 120 MW<sub>th</sub> (Megawatt thermique) le plus utilisé est le lit fluidisé circulant ou « CFB ».

Les avantages de cette technologie sont multiples :

- flexibilité relative à l'utilisation de divers combustibles comme bois sous diverses formes (plaquettes et pellets), bois frais et en fin de vie, agri-biomasses, tourbe, charbon, etc... par ailleurs les pellets peuvent être enfournés non broyés ;
- stabilité accrue des paramètres vapeur due à l'importante inertie thermique du lit fluidisé qui écrête l'instabilité du PCI ou débit du combustible ;
- possibilité de combiner cette technologie avec une chaudière de type « *once-through* ».

Des études de faisabilité pour des nouvelles unités spécifiquement développées pour la biomasse jusqu'à une puissance de 400 MWe ont montré que les rendements de telles unités peuvent être significativement augmentés et avec un rendement électrique net de 44 %, se rapprochant du rendement de centrales électriques charbon à haute performance, type USC.

La biomasse n'est pas un phénomène de mode. La production de chaleur et d'électricité utilisant ce combustible se développera dans les années à venir jusqu'au point d'équilibre avec le potentiel de la ressource. La biomasse aura sa place dans le panel diversifié des modes de production d'énergie dans le futur.

## Plus d'informations sur les activités de Tractebel Engineering en énergies renouvelables ?

### Contact :

Ir. Robert Berdal  
Product Director Renewable Energy  
Tractebel Engineering S.A.  
Tel : +32 2 773 87 08  
Email : Robert.Berdal@gdfsuez.com

<http://www.tractebel-engineering-gdfsuez.com>



### De gauche à droite :

Ir. Hervé Macau : Product Manager Wind Onshore and Photovoltaic  
Ir. Emmanuel van Vyve : Product Manager Biomass, Concentrated Solar Power and Geothermy  
Ir. Fiona Buckley : Product Manager Wind Offshore and Marine Energy  
Ir. Robert Berdal : Product Director Renewable Energy  
Ir. Sandrine Bosso : Business Developer Cities of Tomorrow  
Ir. Grégory Bartholomé : Project Manager Renewable Energy

## **L'expérience de Tractebel Engineering (TE) en Energie Renouvelable**

Employant plus de 3 300 personnes dans le monde entier, Tractebel Engineering (GDF SUEZ) est une société internationale d'ingénierie offrant des solutions complètes et une assistance technique aux acteurs des secteurs de l'électricité, du nucléaire, du gaz, industriel et de l'infrastructure tant publics que privés. Depuis le début de l'ère renouvelable, Tractebel Engineering s'est dotée d'une équipe d'ingénieurs dédiée aux énergies renouvelables telles l'éolien onshore et offshore, les énergies marines, l'énergie solaire photovoltaïque et à concentration, la biomasse et la géothermie.

Notre objectif est de procurer à nos clients des solutions techniquement innovantes et durables, et ce tout au long de la vie de leurs installations. Notre équipe d'ingénieurs, travaillant exclusivement dans le secteur des énergies renouvelables, est soutenue par nos centres de compétence spécialisés en génie civil, géotechnique, mécanique et électricité.

Notre domaine d'expertise couvre les premiers stades du développement des projets avec la sélection des meilleurs sites, l'analyse de la ressource solaire/éolienne, les études d'acceptabilité de la production renouvelable par le réseau électrique et les plans de production devant servir de base aux décisions d'investissements. Ensuite, notre expérience couvre la conception et le suivi de réalisation des projets d'énergie renouvelables, incluant les études de faisabilité, la préparation des spécifications techniques, la gestion des appels d'offre, la négociation des contrats avec les fournisseurs, le suivi de la réalisation incluant la mise en service et les tests de performance, ainsi que le support à l'exploitation et à la maintenance.

La compétence de Tractebel Engineering en énergies renouvelables s'est exprimée au travers de nombreux projets réalisés ces dernières années à travers le monde. Citons entre autres le parc éolien Caribou de 100MWe au Canada, le parc éolien offshore C-Power de 320MWe en mer du nord, la centrale à concentration solaire (CSP) de 100MWe en Afrique du Sud, la centrale biomasse Green Unit en Pologne, ...

Ces missions témoignent de notre expertise en énergie renouvelable et montre la reconnaissance du marché international envers les capacités de Tractebel Engineering à gérer des projets de grande taille.