

Université Libre de Bruxelles  
Institut de Gestion de l'Environnement et d'Aménagement du Territoire  
Faculté des Sciences  
Master en Sciences et Gestion de l'Environnement

**Évaluation de la consommation en ressources des principaux moyens de  
productions d'électricité en Belgique.**

Mémoire de Fin d'Etudes  
présenté par Ravaglia, Francesca  
en vue de l'obtention du grade académique de  
Master en Sciences et Gestion de l'Environnement  
Finalité Gestion de l'Environnement M-ENVIG  
Année Académique : 2016-2017

Directeur : Prof. Michel Huart

## **Resumé**

Mots clefs : consommation énergétique, CED, intensité énergétique, Analyse du cycle de Vie, ressources renouvelables, éoliennes, photovoltaïque, nucléaire, OCGT, CCGT, charbon, production électrique, énergie primaire.

Les problématiques environnementales qu'ils engendrent et le besoin d'une sécurité énergétique amènent à une réévaluation critique des systèmes énergétiques conventionnels. L'analyse de la consommation en ressource est une technique très utilisée pour l'évaluation et la comparaison de différents moyens de production énergétique. En considérant le secteur énergétique belge, ce mémoire analyse différentes typologies de production électrique : quatre centrales thermiques sont comparées avec des systèmes de production éolienne et solaire. La comparaison est faite en termes d'intensité énergétique, c'est-à-dire en termes de demande en énergie primaire par kWh produit. La plupart de données sont obtenues en appliquant la méthode CED aux processus de production électriques des centrales en question.

Le cycle de vie des unités est subdivisé en trois niveaux : cycle de vie du combustible, phase de conversion de l'énergie primaire en énergie électrique et cycle de vie des infrastructures.

Les résultats obtenus montrent que la consommation énergétique est répartie de façon inégale sur le cycle de vie. Pour les systèmes renouvelables, la plupart de la demande énergétique se situe en amont et en aval de la phase d'usage. Pour les centrales thermiques c'est vrai le contraire. La consommation totale par kWh, calculée comme somme entre une composante direct et une indirecte, est majeure pour les systèmes non renouvelables.

Les matériaux de construction aussi ont été pesés sur la base de la production électrique. Les résultats du rapport entre kg de matériau kWh produit sont en faveur des centrales thermiques.

## Table de matière

Introduction générale.....	1
1. Filière énergétique et secteur électrique en Belgique .....	4
1.1. Chaîne de conversion énergétique.....	4
1.1.1. Chaîne énergétique à l'échelle d'un pays .....	5
1.2. Belgique – secteur électrique, situation actuelle.....	6
1.2.1. Consommation finale électrique et production nette .....	6
1.3. Fonctionnement et régulation du secteur .....	9
1.3.1. Charge du réseau et 'merit order' .....	10
1.3.2. Taux de charge.....	11
1.4. Politiques EU et Belgique.....	12
1.5. Perspectives pour la Belgique .....	13
2. Evaluation de la consommation en ressources .....	14
2.1. Consommations en ressources dans la chaîne énergétique.....	14
2.2. Définition des étapes du cycle de vie .....	15
2.3. Comptabilité énergétique et consommation en ressources .....	17
2.4. Analyse du cycle de vie.....	17
2.5. Méthode CED.....	19
2.6. D'autres indicateurs.....	20
2.7. Variabilité des résultats des études:.....	22
3. Production éolienne en Belgique et puissances installées .....	22
3.1. Puissances installées et dimensions des parcs de production .....	23
3.2. Composants principaux d'une éolienne.....	23
3.2.1. Différences entre éoliennes on shore et off shore.....	25
3.2.2. Typologie des fondations.....	26
3.2.3. Fondations des éoliennes belges.....	27
3.3. Evolution historique des éoliennes et tendances actuelles.....	27
3.4. Cas pris en considération:.....	30

3.5.	Intensité énergétique pour une éolienne on shore.....	31
3.5.1.	Relation entre taille, énergie incorporée et intensité énergétique.....	31
3.6.	Intensité énergétique pour une éolienne off shore.....	32
3.6.1.	Matériaux de construction.....	33
3.7.	Hypothèses pour éoliennes de 6-10MW off shore.....	33
3.8.	Conclusion du chapitre.....	35
4.	Production photovoltaïque en Belgique et puissance installée.....	35
4.1.	Composants principaux des systèmes photovoltaïques :.....	37
4.1.1.	Classification des cellules.....	37
4.1.2.	BOS.....	39
4.2.	Facteurs qui influencent l'intensité énergétique.....	39
4.3.	Cas pris en considération.....	40
4.4.	Production des systèmes photovoltaïques avec cellules en silicium cristallin.....	41
4.5.	Matériaux de construction.....	43
4.6.	Intensité énergétique.....	43
4.7.	Système > 10kWc.....	44
4.7.1.	Intensité énergétique et matériaux de construction.....	44
4.8.	Conclusions du chapitre.....	45
5.	Production électrique à partir de centrales thermiques en Belgique.....	46
5.1.	Nucléaire.....	46
5.1.1.	Cycle de vie du combustible.....	48
5.1.1.	Cas pris en considération.....	50
5.1.2.	Matériaux de construction.....	51
5.2.	Centrales à charbon.....	51
5.2.1.	Cycle du combustible.....	51
5.2.2.	Cas pris en considérations.....	52
5.2.3.	Matériaux de construction.....	52
5.3.	Centrales à gaz naturel.....	53
5.3.1.	Cycle du combustible.....	54

5.3.2.	Cas pris en considération.....	54
5.3.3.	Materiaux de construction .....	55
5.4.	Intensité énergétique hors combustible .....	56
5.4.1.	Comparaison du besoin en combustible des centrales thermique.....	57
5.4.2.	Evaluations du besoin énergétique totale par rapport à l'apport en combustible .....	58
5.5.	Conclusion du chapitre .....	59
6.	Conclusions .....	59
7.	Bibliographie .....	60
8.	Annexes .....	69
8.1.	Annexe 1.....	69
8.2.	Annexe 2.....	71
8.3.	Annexe 3.....	73
8.4.	Annexe 4.....	74
8.5.	Annexe 5 – Recherche bibliographique.....	75

**Liste des tableaux :**

Tableau 1-1	Capacité totale installée, hiver 2016-2017 (MW) (ELIA <sup>1</sup> , 2016). .....	8
Tableau 3-1	Puissance installée par région et production 2016 du parc éolien, (Aperè <sup>1</sup> , 2017) .....	22
Tableau 3-2	Distribution de la puissance nominale des éoliennes on shore et off shore en Belgique, production propre, données calculées à partir de données de l'annexe 2.....	23
Tableau 4-1	Répartition entre photovoltaïques résidentiel et commerciale en Belgique (Aperè <sup>2</sup> ,2017).....	36
Tableau 4-24	Composition du parc photovoltaïque belge, subdivision par région, (Aperè <sup>2</sup> ,2017 ).....	36
Tableau 4-3	Cons. énergétique des étapes de production de modules mc-Si et sc-Si, (Alsema et al., 2000)..	43
Tableau 5-1	Puissance nucléaire installée en Belgique (ELIA, 2016). .....	47
Tableau 5-2	Centrales OCGT et CCGT installées en Belgique (ELIA <sup>1</sup> , 2016).....	53
Tableau 5-3	Besoin énergétique par kWh électrique, centrales thermiques, production propre. ....	56
Tableau 5-4	Besoin en combustible par centrale, production propre .....	57
Tableau 5-5	Comparaison entre intrant en combustible et besoin énergétique hors combustible, production propre.....	58

**Liste des figures :**

Figure 1-1	Représentation de la chaîne énergétique (Huart, 2017) .....	4
Figure 1-3	Production nette d'électricité en 2016, pourcentages par ressource énergétique (FEBEG, s.d.) .....	7

Figure 1-4 Capacité installée par ressource (FEBEG, s.d.) .....	8
Figure 1-5 Taux de charge de principaux moyens de production électrique en Belgique (FEBEG, s.d.) .....	11
Figure 2-1 Schéma des niveaux du cycle de vie (production propre) .....	17
Figure 3-1 Structure d'une éolienne (CDE <sup>2</sup> , 2013) .....	25
Figure 3-2 Fondation monopile (www.4Coffshore.com) .....	26
Figure 3-3 Curbe caractéristique d'une éolienne (National Instruments, 2008) .....	28
Figure 3-4 Schéma des étapes du cycle de vie considérées dans le processus de production d'1 kWh d'électricité et subdivision par niveaux, production propre .....	30
Figure 3-5 Relation entre la puissance et l'intensité énergétique d'une éolienne (Lenzen et al., 2002) .....	32
Figure 4-1 Schéma des étapes du cycle de vie considérées dans le processus de production d'1 kWh d'électricité et subdivision par niveaux, production propre .....	<b>Errore. Il segnalibro non è definito.</b>
Figure 5-3 Schéma des étapes du cycle de vie considérées dans le processus de production d'1 kWh d'électricité et subdivision par niveaux, production propre .....	50
Figure 5-4 Schéma des étapes du cycle de vie considérées dans le processus de production d'1 kWh d'électricité par une centrale à charbone et subdivision par niveaux, production propre .....	52
Figure 5-5 Schéma des étapes du cycle de vie considérées dans le processus de production d'1 kWh d'électricité par une centrale OCGT et CCGT et subdivision par niveaux, production propre .....	55

**Liste des graphiques :**

Graphique 1 Matériaux de construction par éolienne, (source des données Elsam, 2014) .....	33
Graphique 2 Pourcentage de matériaux par système de transmission (source des données Elsam, 2014) .....	33
Graphique 3 Besoin énergétique total par éoliennes, production propre .....	35
Graphique 4 Comparaison du besoin énergétique par kWh, V80/2000 on shore et off shore (Elsam, 2004) .....	35
Graphique 5 Caractéristiques des panneaux (Treyer <sup>2-3</sup> , 2012) .....	40
Graphique 6 Quantité de matériaux en % pour les BAPV mc-Si et sc-Si .....	43
Graphique 7 Intensité énergétique pour un système BAPV de 3kWc, sc ou mc Si, production propre .....	44
Graphique 8 Matériaux de construction pour un central PWR, production propre .....	51
Graphique 9 Matériaux de construction pour une centrale à charbon de 500MW, production propre .....	53
Graphique 10 Matériaux de construction (kg), OCGT 100MW, production propre .....	55
Graphique 11 Matériaux de construction (kg), CCGT 400MW, production propre .....	55
Graphique 12 Besoin énergétique hors combustible par kWh électrique, production propre .....	56
Graphique 13 Besoin énergétique total des centrales thermiques par kWh, production propre .....	58
Graphique 14 Intensité énergétique par kWh, production propre .....	59
Graphique 15 Quantité de matériaux par kWh, production propre .....	60

**Liste des abréviations :**

BAPV : Building attached PV

BIPV : Building integrated PV

CCGT : Combined Cycle Gas Turbine

mc-Si : multi cristal Si ( Si poly-cristallin)

MJ-eq : Megajoule equivalent

OCGT : Open Cycle Gas Turbine

PWR : Pressure Water Reactor

sc-Si : single cristal Si ( Si mono-cristallin)

EPBT : Energy PayBack Time

EROI : Energy return on investment

## **Introduction générale**

Le développement de la société moderne est fortement dépendant de l'énergie. Dans les pays industrialisés l'accès à l'énergie est indispensable pour la réalisation de la plupart des activités. Son utilisation permet d'obtenir d'innombrables avantages, mais elle engendre cependant toute une série d'impacts négatifs non négligeables sur l'environnement et pour la santé humaine.

Actuellement, la grande dépendance aux énergies fossiles représente une menace pour la sécurité énergétique. Premièrement, dû au fait qu'il ne s'agit pas de ressources infinies, en second lieu, pour leur répartition géographique inégale qui oblige plusieurs pays à être dépendants des importations et ajoute ainsi une variable de risque. De plus, l'utilisation des énergies fossiles a de nombreux effets néfastes sur les écosystèmes naturels et humaines, tel que l'émission de gaz à effet de serre, un des principaux problèmes lié à la consommation d'énergie.

Garantir une réponse continue aux besoins des consommateurs à travers un système durable et compatible avec la protection de l'environnement est un des principaux défis auxquels les pays modernes doivent faire face (Foidart et al., 2010 ; Everett et al., 2012). Les systèmes énergétiques actuels ne répondent pas à ces conditions, pour cette raison il devient nécessaire de mettre en place des changements qui mènent à un système plus fiable et plus écologique pour les générations présentes et futures.

Les transformations envisageables concernent toutes les étapes de la filière énergétique, de l'offre à la demande. Il est donc nécessaire de modifier les habitudes de consommation des usagers et de trouver des solutions à la gestion de la demande pour accompagner et supporter les transformations plus importantes par rapport aux technologies de production.

Dans l'optique d'une transition vers un système à faibles émissions de CO<sub>2</sub>, l'augmentation de l'utilisation des énergies renouvelables aux dépens des énergies fossiles dans la production énergétique joue un rôle fondamental. À l'état actuel le secteur de la production d'électricité est celui le plus prêt pour une décarbonisation rapide (European Commission, 2011) et c'est dans ce secteur que les changements majeurs vers les énergies renouvelables sont envisagés avec un recours accru à l'électricité dans tous les secteurs de la société et une amélioration de l'efficacité énergétique.

Le choix d'investir pour une ressource énergétique plutôt que pour une autre se base en considération de plusieurs facteurs économiques, environnementaux et sociaux. La disponibilité des ressources, les choix politiques, la sensibilité aux problèmes environnementaux avec les possibilités technologiques et la demande effective en énergie d'un pays sont des éléments qui influencent les décisions.

L'utilisation de ressources renouvelables est indispensable pour la transition vers un système plus écologique et fiable. Leur utilisation contribue à l'indépendance énergétique d'un pays en diminuant la vulnérabilité et la dépendance aux variations des prix (Foidart et al., 2010). Cependant certaines diminuent leur attractivité. Leur dépendance aux conditions climatiques rend leur production variable et pose des problèmes du point de vue



de l'équilibre entre l'offre et la demande; pour atteindre des proportions d'intégration importantes, des solutions auxiliaires de gestion de la demande et de stockage de l'énergie sont nécessaires (Deholm, 2015 ). Un autre facteur qui contribue à freiner le processus de diffusion est relatif à leur « coût ». L'investissement de départ requise par les ressources renouvelables est effectivement plus élevé comparé à d'autres ressources à puissance égale mais, à cause des subsides adressées aux ressources conventionnelles et aux distorsions du marché, l'écart du point de vue économique devient encore plus important (Beck et al., 2004).

Cependant, une évaluation correcte doit considérer tout le cycle de vie d'un système de production et non seulement ses étapes de départ. La mise à disposition d'une quantité d'énergie s'accompagne à une consommation en ressources (énergétique et matérielles) qui se vérifie pendant tout le cycle de vie de la ressource et du moyen de conversion considéré. Tous les équipements de production énergétique nécessitent un intrant énergétique initiale, un capital de départ pour leur construction et installation, mais aussi un apport énergétique tout à au long de leur fonctionnement (Palmer, 2014).

Du point de vu énergétique la rentabilité d'un système par rapport à une autre dépende de la relation entre l'énergie qu'il est capable de produire et celle qui doit être dépensée pendant tout son cycle de vie. Plusieurs indicateurs sont utilisés pour évaluer cette relation (EROI, EPBT) et pour déterminer un bilan énergétique globale.

Les technologies qui utilisent des ressources renouvelables nécessitent d'un capital de départ important par rapport à leur besoin opérationnel, les énergies fossiles par contre demandent un apport énergétique considérable et continu pendant tout leur fonctionnement (Palmer, 2014).

En faisant référence au cas spécifique de la Belgique, mon mémoire se concentre sur l'analyse de la consommation en ressource des principaux moyens de production électrique installés. L'analyse se focalise sur l'établissement du besoin énergétique et sur les matériaux de construction de chaque unité.

Le cycle de vie de chaque centrale électrique est considéré du point de vue de trois niveaux :

- $N_1$  : le cycle de vie de la ressource (de son extraction à sa forme primaire)
- $N_2$  : l'étape opérationnelle de conversion de l'énergie primaire en énergie électrique
- $N_3$  : le cycle de vie des équipements de conversion (de l'extraction de matières premières jusqu'à la construction et l'installation de l'infrastructure de production électrique)

Le but est de pouvoir identifier, en fonction du système, la proportion de ressources consommées dans chaque étape considérée et ensuite de comparer les différents systèmes entre eux.

Les typologies de centrales analysées ont été choisies sur la base de leur importance dans la production électrique belge actuelle et future. Les unités sélectionnées représentent des cas 'moyen' qui peuvent représenter le secteur. J'ai analysée la production à partir des ressources renouvelables en considérant de turbine éoliennes (on shore et off shore) de 2 et 3 MW et le cas particulier d'une turbine de 8MW de puissance. J'ai ensuite analysée la production photovoltaïque (commerciales et résidentiels) en me focalisant sur les

petites installations. Ces-la sont comparés avec une centrale nucléaire de 1000MW, une centrale à gaz classique et une à cycle combiné de 100MW et 400MW respectivement. L'analyse comprend une centrale à charbon classique aussi, typologie de centrale récemment abandonnée en Belgique mais qui couvrait une partie importante de la production électrique dans les années passées.

Afin d'accomplir une comparaison équitable tous les systèmes doivent avoir le même niveau de complétude, (on ne peut omettre de l'analyse que les parties qu'on suppose équivalentes ou qu'on estime qui soient négligeables). Comparer différents moyens de production signifie en comparer l'emploi de différentes sources d'énergie. Chaque source a sa propre filière énergétique dont la 'durée' dépende de la quantité des processus nécessaires pour obtenir une énergie utile. L'énergie solaire et celle du vent sont directement disponibles sous leur forme présente dans l'environnement pour être converties, contrairement aux énergies fossiles et nucléaires la consommation en ressources de leur étape N1 est nulle. Quel est le poids de l'étapes de préparation du combustible pour les énergies non renouvelables ? Est-ce qu'elle peut être considérée négligeables par rapport à l'énergie produite ? De plus si on considère un centrales thermique classique le N3 est-il lui aussi négligeable ?

Pour cette analyse j'ai utilisés des processus de production électrique déjà existantes sur la base de données Ecoinvent et adaptées pour la Belgique. J'ai utilisés ces processus comme base de départ et j'ai intégrées les données avec des résultats retrouvés dans la littérature scientifique.

En utilisant le logiciel Simapro j'ai accompli une analyse du cycle de vie pour chaque processus en utilisant la méthode d'impact CED (Cumulative Energy Demand) qui permet de calculer les besoins en énergie primaire du système considéré. J'ai organisés les résultats à travers une analyse de groupe pour pouvoir découpler les consommations sur les différents niveaux N1, N2 et N3.

Afin de pouvoir comparer les systèmes entre eux, j'ai choisi la même unité fonctionnelle pour toutes les analyse : la production de 1kWh d'énergie finale électrique. Le besoin énergétique

Le **premier chapitre** présente une petite introduction sur la chaine énergétique et sur ses définitions, ensuite la situation du secteur énergétique belge est analysée. Le **chapitre 2** concerne les méthodes couramment utilisées pour l'analyse de la consommation en ressources et il décrit celle utilisée dans ce mémoire. **Les chapitres 3, 4 et 5** sont relatifs à l'analyse des moyens de production. Enfin, il y a un **dernier chapitre** de conclusion.

## 1. Filière énergétique et secteur électrique en Belgique

### 1.1. Chaîne de conversion énergétique

La satisfaction des besoins des utilisateurs cache derrière soit toute une série de passages, elle est la dernière étape d'une chaîne de processus qui permettent sa réalisation.

La mise à disposition d'une énergie utile pour les usagers est, dans la plupart des cas, le résultat d'une ou plusieurs étapes de conversion. L'énergie passe à travers différentes formes avant d'arriver aux usagers et les modifications sont faites au moyen d'équipements de transformation et de conversion.

Globalement tous ces passages constituent la **chaîne énergétique** (ou filière énergétique) qui représente le cycle de vie de la ressource et de tous les équipements et infrastructures employés de l'extraction jusqu'à la livraison au consommateurs (Huart, 2017) :

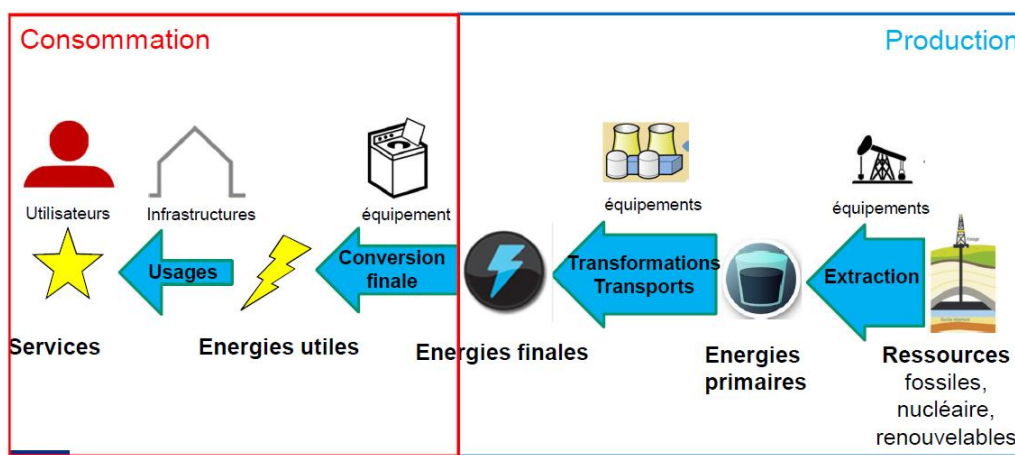


Figure 1-1 Représentation de la chaîne énergétique (Huart, 2017)

Cette chaîne peut être analysée sur deux niveaux :

- Celui de l'ensemble des *étapes* du cycle de vie du service énergétique, c'est à dire la **chaîne de conversion énergétique** à partir de la ressource, en passant par l'énergie primaire, finale, et utile jusqu'au service.
- Et celui des *activités* du cycle de vie du service énergétique constitué par la **chaîne de valeur énergétique** qui comprend toutes les activités d'approvisionnement (extraction, transformation, transport, distribution) et **les activités d'usage** (conversion finale et usage) (Huart, 2017).

La chaîne de conversion termine avec la satisfaction des exigences des utilisateurs grâce à l'accès à une **énergie utile**. C'est l'énergie de laquelle nous bénéficions directement, c'est l'énergie qui nous rend le **service** (Dessus, 2014). Il s'agit de la chaleur qui réchauffe nos maisons, de la lumière des ampoules électriques, mais aussi de l'éclairage fournit par le soleil ou encore de l'énergie mécanique qui nous permet de nous déplacer en voiture, en train etc. Elle peut provenir directement de l'environnement ou être issue d'une conversion faite par un

certain dispositif. Le vecteur énergétique qui à travers un équipement de conversion rend aux utilisateurs l'énergie vraiment utile est défini **énergie finale**.

**L'énergie finale** est celle qui est livrée aux consommateurs par les fournisseurs d'énergie, elle est normalement fournie comme électricité ou chaleur, sinon sous forme des carburantes ou de combustibles solides (Dessus, 2014).

Si on divise la chaîne énergétique en deux, la conversion de l'énergie finale et son usage constituent la partie de consommation de la chaîne, partie définie aussi *demande énergétique*. Toutes les étapes antécédentes, qui rendent possible qu'une énergie finale soit livrée aux consommateurs représentent la partie de production (*offre énergétique*).

Ces étapes commencent par l'extraction de la **ressource** à partir de l'environnement. Les **énergies primaires** sont alors les produits énergétiques bruts une fois extraits de l'environnement et éventuellement traités. L'**énergie primaire** est définie par Eurostat<sup>1</sup> comme la première forme d'énergie ayant une application pratique. Pour un *combustible* elle est représentée par la chaleur dégagée à travers sa combustion. Pour les *ressources non directement combustibles* elle correspond à une *énergie thermique* pour le nucléaire, la géothermie et le solaire thermique. Par contre il s'agit d'*électricité* pour le solaire photovoltaïque, l'énergie du vent et l'énergie de ressources hydriques. Cette quantité est normalement exprimée en utilisant une unité standardisée : *tonnes équivalentes de pétrole (tep)*<sup>2</sup>.

L'énergie finale est ensuite produite par la transformation de ces énergies primaires à travers des équipements de transformation (centrales thermiques, panneaux photovoltaïques, éoliennes etc.).

La chaîne des activités sera plus ou moins longue et complexe selon le type de source énergétique considérée. La quantité des étapes et des équipements nécessaires pour arriver à une forme utile pour les usagers dépend chaque fois de la forme initiale de la ressource dans l'environnement. (Huart, 2017).

### 1.1.1. Chaîne énergétique à l'échelle d'un pays

A l'échelle d'un pays on définit la **consommation finale (CF)** comme l'énergie totale consommée par les tous les usagers finaux, fournie en forme de carburants combustible d'électricité. Elle s'exprime normalement répartie par secteur d'activité ou par usage énergétique : électricité, chaleur ou transport (Eurostat, 2012 ; Huart<sup>1</sup>, 2016).

La CF ne comprend pas l'énergie consommée par le secteur de production énergétique mais elle représente les besoins de tous les autres secteurs de la société : l'industrie, le secteur des transports, le résidentiel, le tertiaire et l'agriculture.

---

<sup>1</sup> Bureau de statistique de l'Union Européenne (<http://ec.europa.eu/eurostat>).

<sup>2</sup> 1 tep (Tonne équivalent pétrole) est une unité d'énergie qui vaut par définition : 41,868 GJ.

Par contre la **consommation finale brute**, définie par la directive 2009/28/CE sur les énergies renouvelables, inclut aussi la chaleur et l'électricité consommée par le secteur de production électrique et les pertes de distribution et transmission de celui-ci.

La consommation totale du secteur énergétique est comprise dans la **consommation intérieure brute (CIB)**.

Cette valeur correspond à la *demande totale en énergie primaire* qui est calculée comme la somme de la production d'énergie locale, des importations et exportations nettes, de la consommation du secteur énergétique et des pertes de distribution et de transmission (Eurostat, 2013).

Elle inclut aussi les variations des stocks (pétrole, charbon, gaz, biomasse) et exclut par contre les bunkers internationaux<sup>3</sup> (Eurostat, 2013).

Ces statistiques de consommation sont normalement représentées à travers un diagramme de flux énergétique qui permet de visualiser graphiquement, et dans sa totalité, le bilan énergétique d'un pays (Eurostat, 2016).

## 1.2. Belgique – secteur électrique, situation actuelle

La Belgique se caractérise par une **consommation finale (CF)** de 416 TWh (donnée 2015) (Apere<sup>1</sup>, 2017).

L'électricité constitue un cinquième de cette consommation (environ 83,2TWh), le reste étant représenté par les carburants et les combustibles. Le secteur qui demande le plus est celui de l'*industrie* (qui consomme le 33% du total), suivi par celui des *transports* (29%), du *secteur résidentiel* (23%), du *tertiaire* (13%) et de l'*agriculture* (environ 2%) (Apere<sup>1</sup>, 2017).

L'énergie finale produite annuellement dans le pays provient au 86% de ressources fossiles (358 TWh), les ressources renouvelables comptent pour le 8% (33 TWh) et le nucléaire pour le 6% (6 TWh) (données 2015) (Apere<sup>1</sup>, 2017).

La **consommation intérieure brute** après avoir rejoint sa valeur maximale de 60,4 Mtep en 2010, est diminuée d'environ 12 point de pourcentage jusqu'à **2014** quand elle s'élevait à **52,8 Mtep** ( $\approx$  614 TWh) et elle était de **54,2 Mtep en 2015** (IEA<sup>1</sup>, 2016 : p. 18).

Le 72,2% de cet approvisionnement en énergie primaire est constitué par des énergies fossiles (pétrole 42,3%, gaz naturel 23,9% et charbon 6,3%). Le 8% du total est fourni par les énergies renouvelables (déchets et biocarburants 6,3%, vent 0,8%, ressource solaire 0,9%) et le 16% par la ressource nucléaire. Les importations nettes en électricité comptent pour le 2,9% de l'énergie primaire totale tandis que les apports des ressources hydrauliques et géothermiques sont négligeables par rapport au total (IEA<sup>1</sup>, 2016 : p. 18).

### 1.2.1. Consommation finale électrique et production nette

---

<sup>3</sup> Bunkers internationaux : produits pétroliers taxables utilisés par les bateaux engagés dans la navigation internationale ([http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Glossary:International\\_maritime\\_bunkers](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Glossary:International_maritime_bunkers)).

Comme déjà cité, l'énergie en forme d'électricité compte pour **un cinquième de la consommation finale en Belgique** (Aperé<sup>1</sup>, 2017). Trois secteurs sont responsables de presque toutes la consommation électrique. L'industrie est toujours la branche la plus exigeante, elle représente le 46% de la consommation et les deux autres sont le tertiaire (27%) et le résidentiel (23%).

La **consommation finale électrique** s'élevait à **83,45 TWh** en 2016 (production nettes et importations), cette valeur se compose du bilan national des productions et des importations nettes<sup>4</sup> auquel est soustraite l'énergie pompée par les centrales de pompage-turbinage<sup>5</sup>. Selon les données fournies par Febeg<sup>6</sup> la **production d'électricité** nette pour la Belgique était de **79,82 TWh** en 2016. La subdivision par ressource était la suivante :

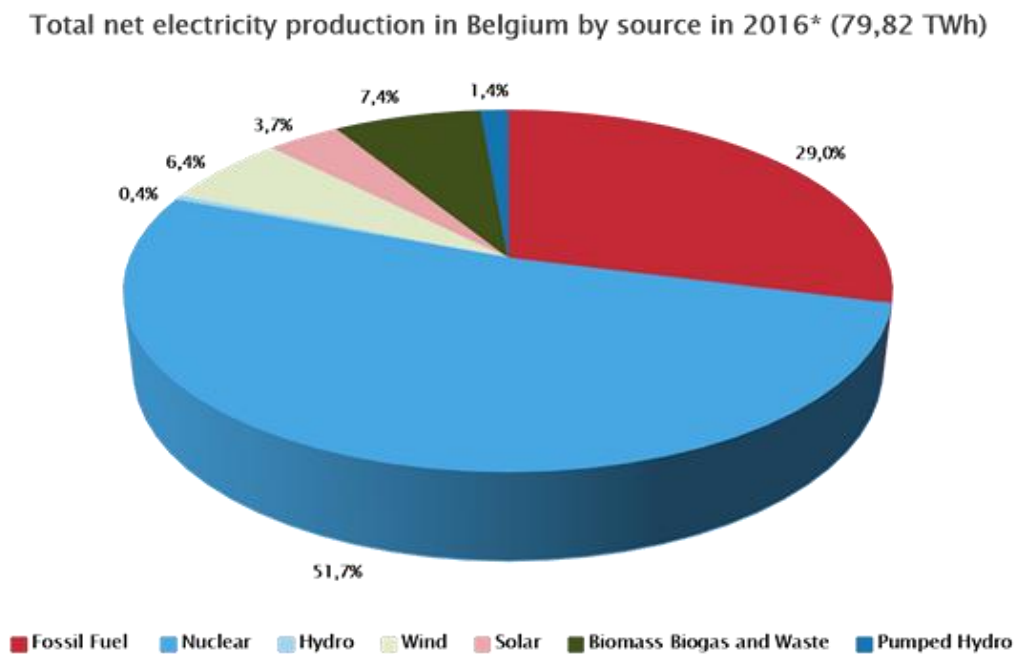


Figure 1-2 Production nette d'électricité en 2016, pourcentages par ressource énergétique (FEBEG, s.d.)

Plus du 50% de la production belge est garantie par les centrales nucléaires et une autre grosse partie par les centrales thermiques à combustibles fossiles (le 29 %). La production éolienne et photovoltaïques comptent ensemble pour le 10,1%.

La production actuelle a beaucoup augmenté par rapport aux années 2014 (69,9 TWh) et 2015 (68,2 TWh) et se rapproche au niveau de l'année 2013 (80,3 TWh), cela grâce à la remise en fonction des certaines centrales nucléaires. Elle reste en tout cas inférieure aux années précédentes (FEBEG<sup>1</sup>, s.d.). Cette hausse s'accompagne par une diminution des importations, qui avaient augmentées dans les deux dernières années comme

<sup>4</sup> Calculé comme : importations – exportations.

<sup>5</sup> Système de stockage de l'énergie électrique qui utilise le potentiel énergétique hydraulique. En période de excès énergétique l'énergie en surplus peut être utiliser pour stocker de l'eau dans un réservoir mis en haut par rapport à un autre bassin. En cas de demande énergétique cette énergie potentielle est converti à nouveau en électrique par turbinage (Gabriel, 2005).

<sup>6</sup>Febeg (Fédération Belge des Entreprises Electriques et Gazières). Fédération en représentation des producteurs d'électricité, des négociants et fournisseurs d'électricité et de gaz. <https://www.febeg.be/fr>

compensation à la perte de production du parc nucléaire belge, et par une hausse des exportations aussi. Les **importations nettes** sont passées de 21 TWh en 2015 à 6,18 TWh en 2016 (FEBEG<sup>1</sup>, s.d.).

La **capacité de production** installée en Belgique équivalait en 2016 à **21.066 MW** (FEBEG<sup>1</sup>, s.d.).

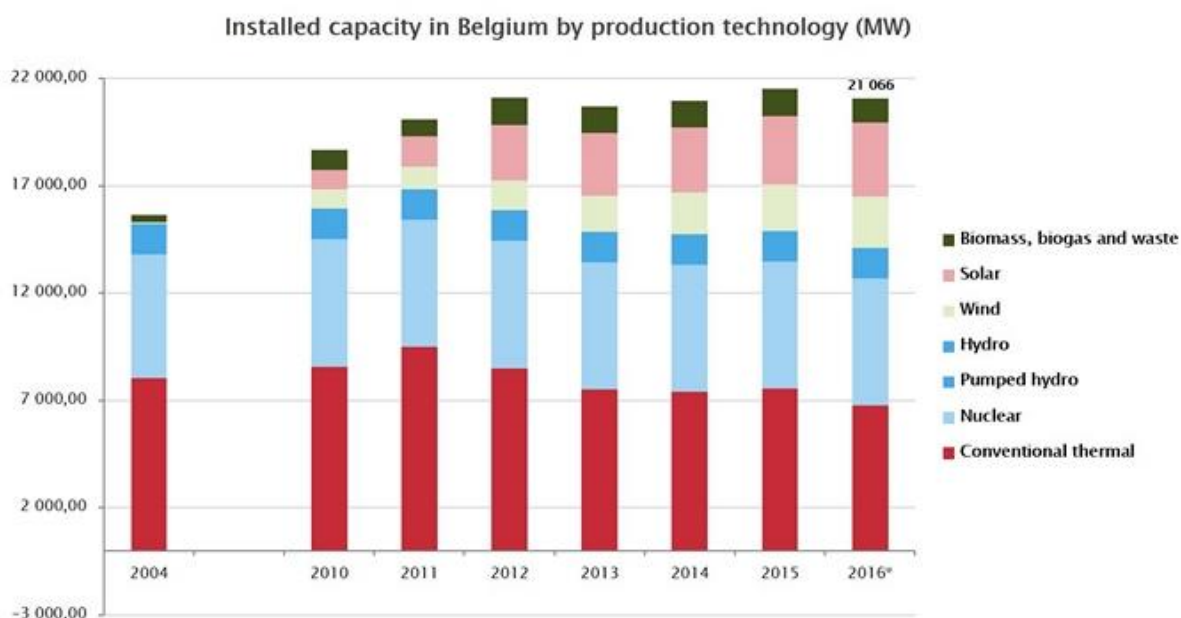


Figure 1-3 Capacité installée par ressource (FEBEG, s.d.).

En particulier, pour ce qui concerne l'hiver 2016 - 2017 ELIA<sup>1</sup> (2016) déclare **20.627 MW**, desquels **18.844 MW** sont garantis par les centrales de production et **1.308 MW** stockés dans les centrales de pompage – turbinage.

Type d'installation	Capacité totale installée en hiver 2016-2017 (MW)	%
Eolien :	2.409	12,8
<i>Eolien on shore</i>	1.696	9,0
<i>Eolien off shore</i>	713	3,8
Solaire PV :	3.200	17,0
Hydro :	114	0,6
Centrales thermiques :	13.121	69,6
<i>Charbon</i>	0	0,0
<i>Biomasse</i>	903	4,8
<i>Gaz CCGT / OCGT</i>	3.804	20,2
<i>CHP</i>	2.040	10,8
<i>Déchets</i>	292	1,5
<i>Turbo jet</i>	163	0,9
<i>Nucléaire</i>	5.919	31,4
<b>Capacité totale de production</b>	<b>18.844</b>	<b>100,0</b>
<b>Capacité de stockage</b>	<b>1.308</b>	
<b>Totale</b>	<b>20.152</b>	

Tableau 1-1 Capacité totale installée, hiver 2016-2017 (MW) (ELIA<sup>1</sup>, 2016).



La puissance disponible est diminuée de presque 500MW par rapport à l'hiver précédent. Cette décroissance est due en partie à l'attribution de certaines unités à la réserve stratégique et au fait que d'autres ont été mises hors service. Parmi les unités mises hors service, en Avril 2016 la dernière centrale à charbon a été désaffectée pour être reconvertie en centrale à biomasse et activé en 2018. (ELIA<sup>1</sup>, 2016).

La puissance installée, **agrégée par vecteur énergétique**, est montrée dans la figure 2-4.

### 1.3. Fonctionnement et régulation du secteur

Le transport de l'électricité est organisé sur trois réseaux. **Le réseau de transmission** qui véhicule de l'électricité sous haute tension (70 kV et plus). Les unités de production plus puissantes sont reliées directement au réseau de transmission comme les centrales nucléaires, les centrales CCGT ou les parcs éoliens offshore, il s'agit aussi du réseau qui transmet l'électricité importée des pays voisins. Il y a ensuite **le réseau de transport local** qui fonctionne à des tensions qui vont de 36 à 70 kV et constitue un réseau intermédiaire, certaines éoliennes et centrales de cogénérations sont raccordées directement à celui-ci Les industries et tous les plus gros utilisateurs sont normalement raccordés à une de ces premières deux lignes. Les moyens de production décentralisés et à faible capacités (certaines éoliennes onshore, les unités photovoltaïques résidentielles et certaines unités de cogénération) sont raccordés directement au troisième réseau, c'est à dire celui de **distribution**, (220-230 V jusqu'à 36kV) qui envoie l'électricité aux consommateurs particuliers (FEBEG<sup>2</sup>, s.d.).

Il y a ensuite plusieurs acteurs qui jouent un rôle dans l'organisation du secteur : les régulateurs, les gestionnaires de distribution et de transport, les fournisseurs et enfin les usagers.

Les régulateurs sont les 'contrôleurs' du marché de l'énergie d'électricité et gaz. Ils veillent à ce que les normes légales et les exigences de qualité soient respectées par les acteurs des marchés de l'électricité et du gaz. **Un régulateur fédéral et un régional sont actifs pour chaque région** (Brugel<sup>1</sup>, s.d.).

Creg est le régulateur fédéral. il s'occupe de tarification, production et stockage d'énergie et du réseau de *transport fédéral d'électricité sous haute tension et de gaz sous haute pression*. Il existe ensuite trois régulateurs régionaux. Brugel est le régulateur bruxellois, en région wallonne le régulateur est le CWaPE (Commission Wallonne Pour l'Energie) et le VREG est celui de la région flamande.

Le seul **gestionnaire de réseau de transport (GRT)** belge, qui couvre toutes les trois régions, est Elia<sup>7</sup>. Elia s'occupe aussi de la transmission à haute tension qu'il gère sous licence de l'Etat Belge.

Elia détient une base de données qui regroupe toutes les unités de production centralisées et non centralisées qui sont censées transporter sur son réseau à haute tension.

Les unités ayant une puissance nominale supérieure à 25MW et/ou directement connectés à la réseau ELIA doivent, pour obligation légale, conclure un **contrat CIPU** (Coordination of the Injection of Production Units) avec le GRT. De telle manière ELIA a la possibilité de gérer de la meilleure façon l'équilibre, la tension et les congestions de son réseau. ELIA peut aussi demander le démarrage ou l'arrêt de certaines unités à l'occasion.

---

<sup>7</sup> [www.elia.be](http://www.elia.be)



(ELIA, s.d.). Les unités qui ne sont pas directement sur le réseau mais qui sont susceptibles d'impacter l'activité de celui-ci peuvent, elles aussi, nécessiter d'un contrat de ce type.

**Les gestionnaires de réseau de distribution (GRD)** gèrent, construisent et entretiennent le réseau de distribution d'électricité et transportent, à la demande du fournisseur, l'énergie jusqu'aux utilisateurs, consommateurs finals. Le **fournisseur d'électricité** transporte sur le réseau des GRD pour la livrer aux consommateurs et facturent les consommations (EDF Luminus, Electrabel et EON sont les principaux fournisseurs d'électricité).

### 1.3.1. Charge du réseau et 'merit order'

La demande électrique varie en permanence et n'atteint jamais le zéro, il y a toujours au moins une demande minimale qui constitue la charge minimale du réseau (charge de base). La **charge du réseau** représente à tout moment la puissance nécessaire pour qu'il y ait un équilibre entre production et besoin énergétique des consommateurs (SPF, 2012 : p. 24-26). Les variations des besoins sont journalières et saisonnières. Selon les données de le SPF économie, la charge de base est celle qui varie le plus tandis que la charge de point, qui correspond à la demande maximale, est plus stable.

Chaque année les valeurs de pointe et de base sont représentées par les deux valeurs extrêmes de la courbe de charge produite annuellement. En Belgique cette puissance a vu des variations entre 6000 MW et 14000 MW en 2010, respectivement le 61% et le 139% de la charge moyenne. La gestion de l'équilibre entre l'offre et la demande est garantie par Elia ensemble avec **les responsables d'équilibre (ARP)** situés à chaque point d'accès du réseau (Huart<sup>3</sup>, 2016).

Pour être toujours en mesure de fournir une production adéquate à la demande, les unités de production belges sont classées selon des critères technico-économiques. Il existe un ordre de priorité de mise en œuvre défini 'merit order' et établi sur la base des différences de fonctionnement entre une centrale et une autre et de leurs coûts d'activation (FEBEG<sup>4</sup>, s.d.).

En ayant des coûts marginaux très bas, les technologies éoliennes et solaires sont les premières à être considérées et elles fonctionnent en continu lorsqu'elles sont disponibles. Elles sont suivies par les centrales hydroélectriques. Il y a ensuite des centrales actives indépendamment de la demande électrique, ce sont les centrales à cycle combiné qui produisent de la chaleur pour les industries (parmi celles-ci il y a aussi la biomasse). Les réacteurs nucléaires ne sont pas très flexibles techniquement et font parties eux aussi de la **production de base**, comme les unités précédentes. Les centrales à charbon, vu leur faible flexibilité, font normalement partie de la production de base. Les centrales à gaz à cycle combiné par contre, pour leurs caractéristiques d'adaptation rapide à la demande, sont activées pour satisfaire les **besoins de point**. Cependant selon le prix du gaz et les prix des émissions de CO<sub>2</sub> l'ordre entre centrales à gaz et centrales à charbon peut changer (FEBEG<sup>4</sup>, s.d.). En dernier lieu, si la demande n'est toujours pas satisfaite, des unités de pointe sont mises en route. Ces dernières engendrent des coûts d'utilisation élevés et/ou ne peuvent fonctionner que durant un court laps de temps (turbo jets, centrales au fuel et turbines gaz à cycle ouvert) (SPF, 2012 : p. 24-26).

### 1.3.2. Taux de charge

Le **taux de charge (TDC)** est défini comme le rapport entre l'énergie effectivement fournie et celles qui pourrait être fournie à pleine puissance sur un période de temps. Il est normalement calculé sur un ans et exprimé en pourcentage.

Tous les moyens de production sont caractérisés par une puissance dite nominale qui corresponde à la puissance maximale à laquelle ils tournent sous des conditions standard optimales. Selon les choix d'activation des centrales, les conditions de fonctionnement et les éventuels défauts techniques la puissance moyenne délivrée sur un ans ne correspond presque jamais à celle maximale. Pour les énergies renouvelables l'écart entre production attendue et production réelle est aussi une conséquence de leur dépendance des facteurs climatiques.

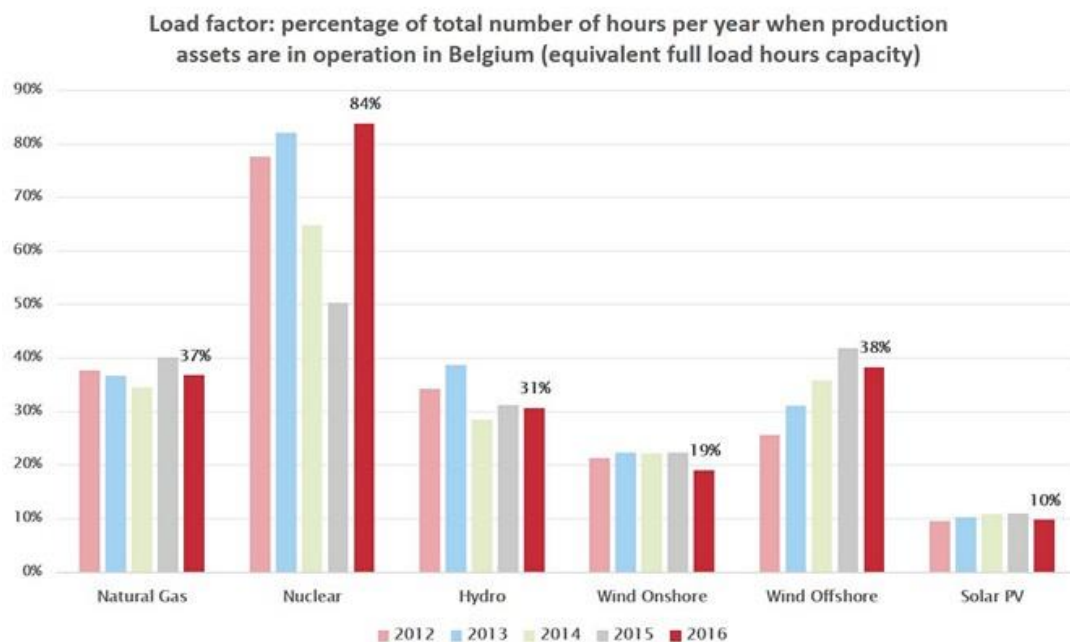


Figure 1-4 Taux de charge de principaux moyens de production électrique en Belgique (FEPEG, s.d.).

Le **nombre d'heures équivalentes** est un autre indicateur de production, il traduit ce qui est déjà exprimé par le taux de charge et peut être déduit de celui-ci. Il représente le nombre d'heures qu'une centrale aurait dû tourner à puissance nominale sur l'année pour produire la totalité de sa production annuelle.

Globalement Apère donne un taux de charge moyen pour les installations éoliennes, calculé sur la base des moyennes mensuelle des dernières années, de 28,2% qui correspond à 2,450 heures équivalentes (EnergizAir, s.d.). Normalement les éoliennes off-shore sont caractérisées par un taux de charge majeur, la valeur moyenne calculée depuis janvier 2012 est de 39,2% tandis qu'elle est 23,3% pour les installations on-shore (EnergizAir, s.d.). Pour le photovoltaïque il y a en théorie 1000h de soleil par ans en Belgique, en réalité la variabilité des conditions météorologiques non idéales et les pertes intrinsèques des systèmes font en sorte que les heures de

travail à puissance maximale soient 700 – 800 par ans (Voorspools et al., 2000). Les taux de charge pour les systèmes solaires est effectivement plutôt bas.

#### 1.4. Politiques EU et Belgique

À partir des années nonante il y a eu un incrément des politiques énergétiques européennes et mondiales. Ces politiques sont axées principalement sur la promotion de l'utilisation des énergies renouvelables et sur l'augmentation de l'efficacité des systèmes énergétiques.

L'incrémentation des énergies renouvelables peut sembler défavorables du point de vue économique par rapport à d'autres formes de production énergétique. Pour cela il se rend nécessaire mettre en œuvre des politiques qui favorisent leur développement (Beck, 2014).

Depuis 2008, l'Europe a adopté le paquet « climat – énergie 2020 » qui prévoit trois objectifs contraignants pour tous les pays de l'union européenne et qui concerne : les *émissions de gaz à effet de serre*, qui devront être réduites de 20 point de pourcentage par rapport à leur niveau en 1990 ; la part des *énergies renouvelables* dans la consommation de l'union, qui devra être portée à 20% et l'*efficacité énergétique* qui devra s'améliorer, toujours du 20%, par rapport à son niveau actuel (European Commission<sup>1</sup>, 2017).

Successivement en novembre 2016 la commission européenne a publié un autre paquet, le paquet « Energie propre » qui s'insère et complète la cadre d'action de l'Union en matière de climat et d'énergie comme prolongement du paquet antécédent. Les trois objectifs précédents sont en fait repris et renouvelés à 40%, 27% et 27% à l'horizon 2030 (European Commission<sup>2</sup>, 2017 juin 16).

La réduction de gaz à effet de serre au 40% permettra à l'union européenne de préparer la route vers des diminutions encore plus ambitieuse en vue des objectifs à l'horizon 2050 et d'adapter les politiques pour respecter le nouvel accord sur le climat qui prendra effet en 2020.

En décembre 2015 en fait, les représentants de 195 pays se sont réunis pour adopter le premier accord universel juridiquement contraignant en matière de climat qui vise à maintenir le réchauffement global en dessous de 2°C par rapport aux niveaux préindustriels (European Commission<sup>3</sup>, 2017).

Tous les pays européens sont appelés à coopérer pour atteindre ces résultats en fonction de leurs capacités, l'union établit sur la base des critères économiques des objectifs particuliers pour chaque état membre qui a ensuite le devoir de déterminer sa propre stratégie pour les rejoindre.

Pour ce qui concerne les énergies renouvelables la directive en vigueur est la directive 2009/28/ce qui prévoit des objectifs contraignants inhérents à la part des énergies renouvelables dans la consommation brute et la part des énergies renouvelables dans le secteur des transports.

Une des caractéristiques plus intéressantes de cette directive est l'établissement de mesures pour l'incrémentation d'énergies renouvelables adaptées pour chaque état. Les pays européens doivent ensuite

préparer un plan d'action national (National Renewable Energy Action Plan : NREAP) et le présenter à la commission européenne (Lacal-Arantequi et al., 2017).

Les deux technologies clés pour conduire la transition vers un système à haut contenu en renouvelables et à bas contenu en carbone sont l'éolienne et le photovoltaïque. En 2015 en Europe le 44,6% et le 25,1% de la nouvelle capacité installée est attribuable respectivement aux parcs de production éoliennes et au solaire photovoltaïques (Lacal-Arantequi et al., 2017).

### 1.5. Prospectives pour la Belgique

Pour ce qui concerne la consommation à partir de sources renouvelables, l'objectif indiqué pour la Belgique est de 18% endéans 2030. Le plan national, relatif aux efforts spécifiques requis pour chaque région, est encore en voie de développement (EDORA, 2017).

L'objectif à l'horizon 2020 est de 13% de renouvelables, objectif qui a été réparti en 2015 sur les trois régions selon l'accord « Burden Sharing » : 13% pour la Wallonie, 10,5% pour la Flandre et 3,8% pour la région de Bruxelles (Huart<sup>2</sup>, 2016).

En 2014 le taux de renouvelable dans la consommation finale brute était de 8% et c'était la Wallonie la région avec la proportion majeure (10,8%) (Huart<sup>1</sup>, 2016).

Pour atteindre les objectifs européen, l'éolien et le solaire sont les deux technologies de production électrique sur lesquels la Belgique se concentrera davantage.

Elia, dans son étude d'adéquation (ELIA<sup>2</sup>, 2016) suppose un incrément du photovoltaïque et de l'éolien off shore en ligne avec les contraintes européennes prévues pour 2020.

Il suppose pour la suite un scénario de base jusqu'à 2027 avec un taux de croissance équivalente au taux moyen entre 2014 et 2020 qui amènerait à une puissance off shore maximale de 2,3GW.

Dans l'hypothèse d'un taux de croissance plus fort la puissance off shore pourrait atteindre 4GW. La production hydroélectrique est supposée stable comme la biomasse et la cogénération pour lesquelles est prévue seulement une petite hausse.

La Belgique prépare aussi sa sortie du nucléaire, fixée maintenant pour 2025. En occupant une partie très importante de la production électrique, la puissance des centrales qui seront arrêtées devra être contrebalancée adéquatement.

Elia définit comme 'bloc structurel' la capacité flexible qui complète celle garantie par les ressources renouvelables, le nucléaire, la cogénération, les importations et l'actuelle système de gestion de la demande. Cette capacité flexible sert pour atteindre l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité (ELIA<sup>2</sup>, 2016).

À l'état actuel le bloc structurel se compose principalement des centrales à gaz (CCGT et OCGT). En fonction de la variation des puissances des autres composantes du mix énergétique (qui ne font pas partie du bloc) le

bloc structurel aussi subira des transformations. Elia prévoit qu'il atteindra sa 'taille' maximale de 4GW en 2025, en correspondance de la sortie du nucléaire. Les centrales à gaz actuellement en fonction en Belgique peuvent garantir cette puissance, cependant certaines d'entre elles commenceront à être obsolètes dans la période 2025-2027. Afin de garantir une sécurité d'approvisionnement, différentes options sont évaluées. Il existe différentes études qui analysent du point de vue économique et environnementale la meilleure direction à suivre pour la Belgique.

Plusieurs plans considèrent un renouvellement des centrales à gaz pour garantir la satisfaction de la demande. Cela permettrait aussi de tenir sous contrôle la dépendance des importations et pourrait avoir un impact économiquement positif sur le pays (Heinrich-Böll-Stiftung, 2017).

D'autres envisagent plutôt un incrément ultérieur des ressources renouvelables couplé avec l'établissement des systèmes de stockage et de gestion de la demande, alternative qui peut envisager aussi qu'une partie de centrales à gaz soit maintenue. D'autres encore essaient d'envisager comment la production électrique en Belgique pourrait devenir au 100% renouvelable.

## **2. Evaluation de la consommation en ressources**

### **2.1. Consommations en ressources dans la chaîne énergétique**

Quelle que soit la longueur et la complexité de la chaîne énergétique elle s'accompagnera toujours par des consommations et de pertes de ressources pendant tout son déroulement.

Tous les dispositifs de conversion et transformation demandent une quantité d'énergie dite, *énergie de procès*, qui sert pour leur fonctionnement. Au-delà de celle-ci ils incorporent déjà toute l'énergie qui a été consacrée à leur fabrication et installations et, dans l'optique du cycle de vie, ils 'contiennent' indirectement l'énergie qui sera nécessaire pour gérer leur fin de vie.

Il y a aussi une consommation en ressources matérielles, elle est constituée par tous les matériaux qui rentrent, directement et indirectement dans la filière de transformation :

- La ressource énergétique même ;
- Tous les matériaux nécessaires au fonctionnement et à l'entretien des équipements de transformation et conversion (les lubrifiants pour les machines, l'eau pour le refroidissement etc.) ;
- Tous les matériaux de constructions (tonne de béton, d'acier etc).

De plus chaque transformation de la chaîne énergétique et chaque opération de transport se produisent avec *des pertes* : pertes des matières ou pertes en chaleur de transformation. Pour cette raison l'énergie effectivement disponible pour les consommateurs est toujours moindre par rapport à l'intrant en énergie primaire. Cette différence dépend principalement de la qualité des transformations, qui normalement est exprimée par son rendement.

Pour comprendre la consommation en ressource d'une partie spécifique de la chaîne énergétique il faut nécessairement prendre en considération tous les processus qui se vérifient en amont et en aval de celle-ci. La consommation globale est déterminée par la somme d'une composante directe et indirecte.

Dans le cas de ce mémoire on prend en considération certains moyens de production électrique, c'est à dire des dispositifs de transformation de l'énergie primaire en énergie finale électrique.

Pour ce qui concerne la consommation en énergie, on définit ici :

- **Consommation directe** : celle qui se produit pendant la phase opérationnelle, elle correspond à l'énergie de processus de la centrale et aux consommations relatives à son entretien et à l'intrant en combustible comme énergie primaire.
- **Consommation indirecte** : la consommation en énergie qui se vérifie durant toutes les étapes en amont et en aval de la consommation opérationnelle (celle liée à la préparation du combustible, à la construction des infrastructures, aux transports, et à la fin de vie du système).

En utilisant la définition adoptée par Lenzen (2008 : p.14), on définit ici *l'énergie incorporée* à chaque système de production électrique prise en considération comme toute sa consommation indirecte. La consommation énergétique totale ou **besoin énergétique totale** d'un système est alors donné par la somme de la consommation directe et de toute l'énergie incorporée.

## 2.2. Définition des étapes du cycle de vie

Typiquement le cycle de vie appliqué à un produit, comme définit par Mac Kay (2009, p.104) comporte quatre phases :

- Phase M : extraction / obtention des matières premières ;
- Phase P : production, transformation des matières premières en produits finis ;
- Phase U : utilisation du produit ;
- Phase D : destruction / recyclage du produit ou des sous-produits générés.

Quand le sujet de l'analyse est la chaîne énergétique ou une partie de celle-ci, il peut être plus convenable d'élaborer une autre approche.

Normalement l'analyse du cycle de vie peut être structurée sur trois niveaux, indiqués comme **N1**, **N2** et **N3**. Cette subdivision n'est pas faite selon un critère de conséquence, comme c'est le cas pour un produit, mais il s'agit plutôt d'un classement qui sépare les deux parties d'offre et demande de la chaîne et le cycle de vie des équipements.

Quand on considère la chaîne dans son entièreté normalement le **niveau N1** est axée sur le cycle de vie du combustible en question, hors de sa conversion finale. Eventuellement il comprend aussi les traitements des produits issus de la conversion finale. Dans ce cas-ci il y a une distinction entre Phase N1 *en amont* et Phase N1 *en aval* (C'est le cas par exemple des combustibles nucléaires, leur utilisation produit des déchets

radioactifs qu'il faut gérer). Le niveau **N2** coïncide normalement avec la **conversion finale** de l'énergie finale en sa forme utile et son utilisation par les usagers. Le niveau **N3** concerne **le cycle de vie des équipements** et des infrastructures nécessaires au déroulement de la chaîne de conversion

Ces définitions constituent uniquement un schéma de base et se prêtent à être modifiées selon le cas en question. Selon l'ampleur de l'étude, les limites données au système à analyser et les objectifs prévus, les trois niveaux peuvent être déplacés et restreint pour faciliter l'analyse.

Dans le cas de ce mémoire, vu l'intérêt de comparer (d'analyser) l'étape de conversion de l'énergie primaire en énergie électrique les trois niveaux sont défini de la façon suivante :

- **N1 : cycle de vie du combustible**

- *N1 en amont* : de la ressource à la forme primaire. Il contient les phases d'extraction, de transport et tous les traitements auxquels un combustible doit être soumis avant de pouvoir être employé dans une centrale. Ils comprends aussi le cycle de vie des éventuels équipements de transformations/traitement présents.
- *N1 en aval* : traitement des éventuels résidus de la conversion en énergie finale

- **N2 : l'étape de la conversion de l'énergie primaire en énergie finale**

- L'étude s'arrête à la production d'électricité, les étapes successives de transport et transformation en énergie utile et ensuite l'utilisation de cette-ci pour satisfaire les besoins des consommateurs ne sont pas prises en considération parce que estimées équivalentes pour tous les systèmes. Ce niveau correspond à la phase de fonctionnement de la centrale en question.

- **N3 : cycle de vie des équipements de conversion primaire**

- De l'extraction des matières premières pour la fabrication des différentes parties jusqu'à la fin de vie des centrales. (Les fins de vie considérées sont celles de base proposée par EcoInvent quand il s'agit de processus pris de cette base-ci).

La consommation directe est celle du niveau  $N_2$  : elle se compose de l'énergie de procès et entretien ( $N_{2op}$ ) et de la consommation en combustible ( $N_{2fuel}$ ). La demande énergétique des autres niveaux est la consommation indirecte du système, elle constitue l'énergie incorporée au moyen de production en question. Le besoin énergétique totale de chaque système correspond à la somme de la consommation de tous les niveaux.

$$\text{Besoin énergétique total} = \text{consommation directe} + \text{énergie incorporée}$$

$$= (N_{2op} + N_{2fuel}) + (N_1 + N_3)$$

L'analyse de la consommation en ressources par contre se focalise seulement sur les matériaux de construction de chaque centrale.

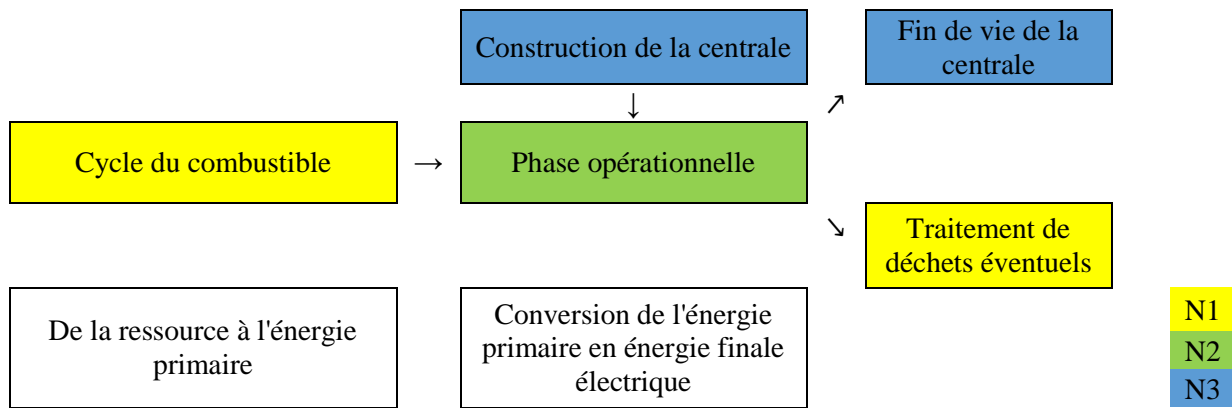


Figure 2-1 Schéma des niveaux du cycle de vie (production propre).

### 2.3. Comptabilité énergétique et consommation en ressources

Les premières analyses énergétiques pour l'évaluation des consommations directes et indirectes ont été publiées en 1970 par rapport à des études sur la fourniture de biens et services (Lenzen, 2008 : p.14).

Actuellement plusieurs études s'occupent de l'analyse du bilan énergétique des moyens de productions énergétiques. L'analyse de l'investissement énergétique nécessaire pour la mise en place d'un système de production est très importante pour la modélisation des plans de transition qui concernent la modification du parc de production et la substitution de sources énergétiques (Lenzen et Munskard, 2002).

Une évaluation complète, sur tout le cycle de vie, permet de faire des analyses de durabilité pour comprendre combien d'énergie il faut dépenser maintenant pour obtenir de l'énergie dans le futur.

L'évaluation de l'énergie nette disponible d'un système est motivée par le fait que différents moyens de production demandent investissements différents. L'affaiblissement des ressources fossiles et les contraintes environnementales de celles-ci rendent nécessaire les recours à des solutions alternatives. Une évaluation qui met en relation la demande et l'offre énergétique de l'utilisation d'une certaine ressource plutôt qu'une autre s'insère entre les facteurs importants pour conduire le choix vers un système ou l'autre.

### 2.4. Analyse du cycle de vie

Le calcul de l'énergie incorporée et de la consommation en ressources, dans la majorité des études, s'appuie sur une approche de type ACV (Analyse du Cycle de Vie).

L'Analyse du Cycle de Vie est un outil souvent utilisé dans des contextes de recherche de stratégies de minimisations des impacts nuisibles sur l'environnement (Joillet et al., 2010). Il s'agit d'une méthode d'analyse systémique qui permet de quantifier les flux de matière et d'énergie qui rentrent dans le cycle de vie d'une filière, d'un produit et d'en évaluer l'impact environnementale. Il trouve du coup son application dans le champ de l'entreprise, dans la recherche et dans des contextes d'attribution de label ou vérification de standards.



Selon les normes ISO et SETAC un ACV se compose de 4 étapes :

1. Définition des objectifs et du système
2. Inventaire des émissions et des extractions : quantifications des émissions dans l'environnement et des extractions de l'environnement
3. Analyse de l'impact
4. Interprétation (ISO, 2010).

La première est une étape principalement descriptive. La définition des objectifs consiste d'abord en l'explicitation des raisons pour lesquelles l'étude sera faite et les applications envisagées.

Il y a plusieurs raisons pour lesquelles il pourrait être convenable d'appliquer la méthode d'Analyse du Cycle de vie. Son utilité surgit dans le moment de la conception d'un nouveau produit comme aide à la décision, ou dans le cas où un producteur souhaite détecter les points faibles d'un certain produit ou d'une certaine chaîne de production pour pouvoir l'améliorer. Il est très intéressant aussi de l'utiliser pour la comparaison des produits différents mais qui servent pour satisfaire le même besoin. Cela permet de déterminer leurs caractéristiques communes et leurs différences au niveau des effets sur l'environnement.

Toujours dans la première étape, il est nécessaire une description claire des produits qui seront étudiés et principalement de la fonction pour laquelle ils sont considérés. La fonction du système ou du produit doit être bien définie car c'est sur la base de celle-ci que l'unité fonctionnelle et les frontières du système sont choisies.

**L'unité fonctionnelle** est l'élément de base de l'étude, l'unité à laquelle tous les résultats finaux feront référence. S'il s'agit d'une étude avec finalité comparative, il faut que la fonction du système et l'unité fonctionnelle soient les mêmes pour tous les scénarios comparés pour que l'évaluation soit pertinente.

Quand il s'agit de moyens de production énergétique l'analyse peut se faire par unité de puissance, de toute façon pour certaines sources d'énergie la puissance de l'unité de production ne représente pas la vraie énergie qui pourrait être produite annuellement. C'est le cas de la plupart des énergies renouvelables à cause de leur forte dépendance des conditions météorologiques. Une unité qui se rapporte à la quantité (comme le kWh) plutôt que' à la puissance permet de mieux comparer plusieurs moyens de production. Elle est en fait une des plus utilisées dans ce domaine (Lenzen, 2008).

Le **système** à analyser est défini selon une démarche systémique, et il peut être considéré supérieur à la somme de ses éléments. La schématisation de base distingue trois compartiments : environnement, système et reste de l'économie où ce dernier s'insère. La démarche de l'analyse du cycle de vie met en évidence les relations entre les parties du système et des parties entre celles-ci et les autres compartiments.

Les unités de base qui composent les parties du système sont appelées *processus unitaires*. Ceux-ci peuvent représenter des activités uniques ou des groupes d'opérations qui, ensemble, forment le système dans son entièreté. Pour chaque processus unitaire il est possible d'établir les *flux élémentaires intrants et sortants* par rapport à l'environnement. Les intrants sont toutes les ressources extraites, l'énergie et les surfaces utilisées. Les sortants, pour chaque processus, sont les émissions vers l'environnement. Les processus unitaires sont

ensuite reliés les uns aux autres avec des *flux de produits intermédiaires ou de déchets à traiter*, leur ensemble (le système) échange globalement un *flux de produit* (le service offert par le produit) avec l'économie.

Les flux élémentaires et la somme des flux de produits intermédiaires *intrants*, représentent *l'inventaire de production*. La somme de tous les flux élémentaires compose *l'inventaire des émissions et des extractions* qui par définition représente « *la description quantitative des flux de matière, d'énergie et de polluants qui traversent les limites du système.* » (Joillet et al., 2010 : p.46).

Il y a deux **méthodes privilégiées pour la création d'un inventaire**. Le calcul des intrants et sortants peut être fait sur la base des flux physiques (approche processus) ou selon les flux économiques engendrés par le produit ou l'activité considérés (approche input output I/O).

**L'approche processus** multiplie *l'inventaire de production*, qui représente tous les intrants, par des *facteurs d'émissions ou d'extraction* de façon à déterminer les quantités de chaque substance émises ou extraites par unité d'intrant utilisé. **L'approche input-output** calcule l'inventaire en multipliant les *dépenses par unité fonctionnelle* par des *facteurs d'émissions par \$ dépensé* (Joillet et al, 2010 : 46 -96). Plusieurs études utilisent par ailleurs une **approche hybride** qui mélange les deux précédentes pour essayer d'en neutraliser les erreurs. L'approche input-output est souvent critiquée à cause du risque de surestimations des résultats, l'approche processus par contre peut amener à des sous-évaluations (Crawford et al, 2009 ; White et al., 2000).

Dans tous les cas les données pour compléter les flux intrants et sortants peuvent être acquises de différentes façon : souvent elles sont prises par contact direct avec les entreprises concernées ou à travers des mesures sur le terrain. Si ces deux possibilités ne sont pas envisageables, ils existent des bases des données très complètes qui regroupent des informations utilisables concernant plusieurs processus. Une des plus utilisée, surtout en Europe, est la base de données développée en Suisse EcoInvent<sup>8</sup>.

Les deux dernières étapes d'un ACV prévoient l'analyse des impacts de tous ceux qui a été inventorié dans la phase précédente et leur interprétation. Ils existent plusieurs méthodes d'impact et le choix réside dans les objectifs de l'étude. Une de celle-ci, qui sera expliquée dans le paragraphe suivant est la méthode qui se base sur l'indicateur CED (Cumulative Energy Demand).

## 2.5. Methode CED

Suivant la démarche d'un ACV une des méthodes d'impact qui peut être utilisée est celle qui asses la demande cumulée en **énergie primaire** : la méthode CED (Cumulative Energy Demand). Cette méthode fournit un indicateur qui permet d'avoir une vision de la consommation globale (directe et indirecte) sur tout le cycle de vie d'un bien ou d'un service. C'est une approche souvent utilisée et conseillée comme point de départ d'une analyse car il donne un aperçu de l'empreinte énergétique (IEA PVPS, 2011 : p.11).

---

<sup>8</sup> <http://www.ecoinvent.org/home.html>

Les résultats sont explicités selon cinq catégories d'impact (Pré, 2016 : p.25) : non renouvelable (fossile), non renouvelable (nucléaire), renouvelable (biomasse), renouvelable (éolienne, solaire, géothermique), renouvelable (eau).

Tous les vecteurs énergétiques sont considérés avoir une valeur intrinsèque déterminée par la quantité d'énergie prélevée de l'environnement. Les résultats sont exprimés en forme de MJ-eq de pétrole et un facteur d'impact est déterminé pour chaque ressource. Pour la majorité des énergies fossiles leur contenu énergétique est défini en considérant le pouvoir calorifique supérieur, la ressource nucléaire par contre se prête à plusieurs interprétations et il est choisi une valeur de 560000 MJ-eq par kg d'uranium naturel. Pour les énergies renouvelables comme le soleil et le vent, le contenu énergétique prise en considération correspond à la quantité d'énergie qui est convertie par le système et l'efficacité de conversion du système n'est pas prise en compte (Hischier, 2010).

## 2.6. D'autres indicateurs

Les indicateurs utilisés plus souvent pour évaluer les moyens de production énergétique du point de vue de leur demande en énergie sont le temps et le taux de retour énergétique et la mesure de l'intensité énergétique, car ils permettent de mettre en relation les besoins énergétiques (et en ressources matérielles) pendant tout le cycle de vie d'un système avec sa capacité de production (Palmer, 2014).

Dans certaines études ils sont calculés directement à partir des valeurs obtenues par l'indicateur CED. Si la méthode est appliquée sur tout le cycle de vie ils représentent précisément le besoin énergétique totale en énergie primaire. C'est le cas pour Bonou et al. (2016) qui évaluent le temps de retour énergétique de quatre types d'éoliennes différents ou Alsema et al. (2000) qui les utilisent dans le domaine du photovoltaïque.

Ces indicateurs, pour comme ils sont établis, permettent de pouvoir comparer de façon pertinente systèmes de production qui sont technologiquement différents et qui n'utilisent pas les mêmes sources (Palmer, 2014).

Le temps de retour énergétique (indiqué en anglais comme EPBT : Energy PayBack Time) est défini comme l'intervalle de temps (exprimé normalement en années) nécessaire pour un système pour produire la quantité d'énergie qu'il demande pendant tout son cycle de vie (Palmer, 2014). Il est défini comme le rapport entre le besoin énergétique total et l'énergie que le système produit annuellement  $E_y$ .

$$EPBT = \frac{\text{Besoin énergétique total}}{E_y}$$

L'énergie produite pendant un intervalle de temps  $\Delta t$  dépend de la nature du système : de ses caractéristiques techniques de puissance ( $P$ ) mais aussi de son taux de charge  $\lambda$  :

$$E_{\Delta T} = P \times \Delta t \times \lambda$$

L'énergie produite annuellement est alors :

$$E_y = P \times 8760 \text{ h } y^{-1} \times \lambda$$

Autrement en utilisant les nombre d'heures équivalentes elle pourra être calculée comme :

$$E_y = P \times h_{eq}$$

L'intensité énergétique  $\eta$  par contre est intéressante parce qu'elle permet de visualiser le besoin énergétique par kWh d'électricité produite. Elle est calculée comme le rapport entre le besoin énergétique total et l'énergie produite sur toute la durée de vie  $T$ .

$$\eta = \frac{\text{Besoin énergétique total}}{E_y \times T}$$

L'inverse de l'intensité énergétique représente le taux de retour énergétique (TRE) :

$$EROI = \frac{1}{\eta} = \frac{P \times 8760 \text{ h } y^{-1} \times \lambda \times T}{\text{Besoin énergétique total}}$$

Il est souvent dénommé « energy return on investment (EROI) (Palmer, 2014 ; Raugei et al., 2017), « energy yield » (Crawford, 2009 ; Alsema et al., 2000) ou encore « life cycle energy payback time » (WEC, 2004).

Le résultat exprime combien de fois pendant, toute sa durée de vie, un système produit l'énergie qu'il demande investir. Cet indicateur est parfois préféré au EPBT, en tenant compte de la durée de vie du système il donne un aperçu plus complet des bénéfices d'un système par rapport à un autre et des potentielles économies qu'il permettrait (Crawford, 2009).

Il permet de faire des considérations sur la rentabilité d'une ressource par rapport à une autre. Si sa valeur est inférieure à 1 la ressource n'est pas rentable, normalement pour les pays riches industrialisés la valeur minimum acceptable est trois (Hall et al., 2009).

Enfin il est relié au concept de EPBT à travers la durée de vie du système  $T$  par la relation :

$$EROI = \frac{T}{EPBT}$$

Si pour le calcul de l'intensité énergétique il peut être intéressant d'évaluer les deux termes du rapport en considérant l'intrant énergétique en forme d'énergie primaire et le sortant comme énergie finale électrique les deux autres indicateurs demandent que les deux valeurs soient du même type pour que le calcul soit cohérent et le résultat consistant (Lenzen, 2008).

L'énergie électrique produite (forme finale) doit alors être convertie en sa forme primaire à travers un facteur qui tient compte de l'efficacité de la production électrique, le facteur normalement utilisé pour l'Europe est de 0,31 (Raugei et al., 2017).

## 2.7. Variabilité des résultats des études:

Le niveau de détail et de précision de l'étude est responsables des résultats parfois contrastant entre une étude et un autre ou de leur difficile comparabilité (Lenzen et Muksgaards., 2002).

Evidemment les frontières du système et les étapes du cycle de vie incluses dans l'étude influencent beaucoup les valeurs de ces indicateurs, mais aussi la méthodologie employée (approche processus, I/O ou hybrid)

Au-delà des divergences d'approche à l'étude il y a d'autres paramètres qui influencent les résultats : la localisation géographique, les matériaux employés et les différentes solutions technologiques.

L'intensité énergétique dépend du taux de fonctionnement. Pour les énergies renouvelable le pays d'installations a donc un poids important sur le résultat global. Ainsi, cette variable est prise en compte en considérant le taux de charge (Lenzen et Munksgaards., 2002).

De plus, les résultats peuvent être influencés d'une autre façon : la demande énergétique pour la construction peut varier d'un pays à l'autre, ainsi selon la zone géographique. Selon l'étude de Lenzen M. et Waschmann U. (2002) la production de la même turbine éolienne est beaucoup plus énergivore au Brésil qu'en Allemagne, ce fait se produit principalement en raison du différent contenu en énergie des matériaux utilisés dans un pays et dans l'autre.

L'énergie attribuable aux opérations de transport elle aussi peut varier en fonction du lieu mais en tout cas, même pour des grandes distances, son apport au total est inférieur au 5% et ses modifications ne peuvent pas changer énormément le calcul de l'intensité énergétique (Lenzen, 2008 : p.22).

Une différence de choix technologiques peut aussi modifier le bilan total. En effet, bien qu'une construction puisse être faite dans un même pays, le poids du choix des matériaux n'est pas négligeable sur le bilan énergétique total.

## 3. Production éolienne en Belgique et puissances installées

En 2016 les éoliennes installées en Belgique étaient 938, pour une puissance totale de 2386 MW. Elles sont réparties sur les territoires de la Wallonie (330) et des Flandres (426) et 182 sont placée en haute mer (Apere<sup>2</sup>, 2017).

Eoliennes - données 2016 (Apere <sup>1</sup> , 2017)	Nombre d'installations	Puissance cumulée (MW)	Production électrique annuelle (GWh)	Production él. 2016 (GWh)
On shore Wallonie	330	750	1309	
On shore Flandre	426	924	1531	
Off shore	182	712	2340	
Total Belgique	938	2386	5180	4200

Tableau 3-1 Puissance installée par région et production 2016 du parc éolien, (Apere<sup>1</sup>, 2017)

Globalement, pour l'hiver 2017 – 2018, le groupe Elia estime qu'avec les nouvelles installations il y aura environ 300 MW de puissance disponible en plus dans tout le pays (Elia<sup>1</sup>, 2016). En effet, plusieurs projets sont en cours de développement : en étude d'incidence, en demande de permis ou en cours de construction.

En Wallonie, les parcs éoliens ont vu une croissance de 10% en 2015 et de 6% en 2016. Actuellement, 100 nouvelles unités sont en cours de construction et les projets de 151 autres ont déjà été approuvés.

La région des Flandres se caractérise par un taux de croissance encore plus forte qui l'a amenée à 924 MW de puissance installée en 2016 (Apere, s.d.).

La capacité off-shore sera incrémentée aussi, deux parcs sont en phase de construction sur les sites de 'Rentel' et de 'Norther'. Deux autres parcs ont été autorisés et deux encore sont en phase d'approbation et ils seront probablement érigés dans les prochaines années (voir Annexe 1.). Cela amènera à un incrément de plus de 1000MW de la puissance off shore.

### 3.1. Puissances installées et dimensions des parcs de production

Les parcs de production sur terre ont normalement des dimensions plus contenues par rapport à ceux en mer.

En Belgique, il existe plusieurs sites sur terre avec des éoliennes isolées, dont le parc le plus grand est celui de 'Anterpen Haven' avec 23 éoliennes de 2-3MW. Globalement, la moyenne on shore est de 5 turbines par parc. En revanche, en mer la moyenne est beaucoup plus haute : 34 – 42 éoliennes par site, situées entre et 20 et 50km. Enfin, pour ce qui est du nombre de turbines entre parcs, celui de 'Northerwind' en possède le plus grand nombre avec 72 unités de 3MW.

La plupart des éoliennes sur terre ont une puissance entre 2MW et 2,5MW. En mer actuellement une grande partie se situe entre 3 MW et 3,5 MW et seulement le 23% entre 5 MW et 6,15 MW.

Distribution de la puissance nominale des éoliennes on shore et off shore en Belgique			
On shore - intervalle de valeurs	%	Off shore - intervalle de valeurs	%
$0 < P < 2 \text{ MW}$	14,9	$3 \leq P \leq 3,5 \text{ MW}$	76,3
$2 \text{ MW} \leq P < 2,5 \text{ MW}$	73,4	$5 \leq P \leq 6,15 \text{ MW}$	23,7
$P > 2,5 \text{ MW}$	11,6		
P moyenne (pondérée)	2,14 MW	P moyenne (pondérée)	3,78 MW

Tableau 3-2 Distribution de la puissance nominale des éoliennes on shore et off shore en Belgique, production propre, données calculées à partir de données de l'annexe 1.

En revanche, les nouveaux projets off shore prévoient tous des unités de 6 -10 MW. Seul le projet hybrid 'Poseidon P60' se distingue du reste : il se composera d'une seule éolienne de 2-2,3 MW couplée avec un convertisseur d'énergie houlomotrice.

### 3.2. Composants principaux d'une éolienne

Les éoliennes font partie de la catégorie de convertisseurs qui exploitent une énergie mécanique pour la transformer en énergie électrique. Plus précisément, elles permettent la conversion de l'énergie cinétique du vent en électricité.

Les parties principales d'une éolien sont : le **rotor**, la **nacelle**, la **tour** et la **base**.

Le **rotor** se compose de pales, reliées par un moyeu. Les pales tournent poussées par l'énergie cinétique du vent et mettent en mouvement l'arbre de transmission.

Ils existent deux typologies d'éoliennes qui se différencient par l'orientation de l'axe de transmission. Les installations à grande puissance sont pour la plupart des éoliennes tripales à axe horizontal (HAWT). L'autre technologie utilisable est celle à axe vertical (VAWT). À parité de puissance les HAWT sont normalement plus avantageuses plus avantageuses car elles offrent une meilleure performance : elles sont optimales pour les vents constants et laminaires. Celles à axe verticale sont mieux adaptées aux vents turbulents et multidirectionnels et sont plutôt proposées pour des contextes urbains comme installations à petite puissance (Apere<sup>5</sup>, s.d.). La quasi-totalité des éoliennes en Belgique est à axe horizontal (The Wind power, s.d.).

Un autre élément fondamental de la structure d'une éolienne est la **nacelle**. La nacelle protège les parties mécaniques qui constituent le *système de transmission*. Elle contient l'arbre de transmission dont la rotation mécanique est transformée en énergie électrique par l'**alternateur**. Dans certains cas, entre l'arbre de transmission et l'alternateur, il y a un multiplicateur de vitesse (le **Gear Box**) qui convertit la rotation lente à couple élevée du rotor en rotation rapide avant qu'elle soit transmise à l'alternateur. Dans d'autres cas la connexion est directe ou encore ils existent des systèmes hybrides. À chaque configuration correspond une typologie d'alternateur différente (Serrano-González et al., 2016).

La nacelle est souvent équipée d'un système d'orientation qui permet l'alignement du rotor avec la direction du vent, les pales aussi dans plusieurs modèles peuvent être inclinées en fonction du vent (*pitch control*). Ces-  
la sont des *systèmes de control* qui servent pour pouvoir adapter l'éolienne aux changements du vent et

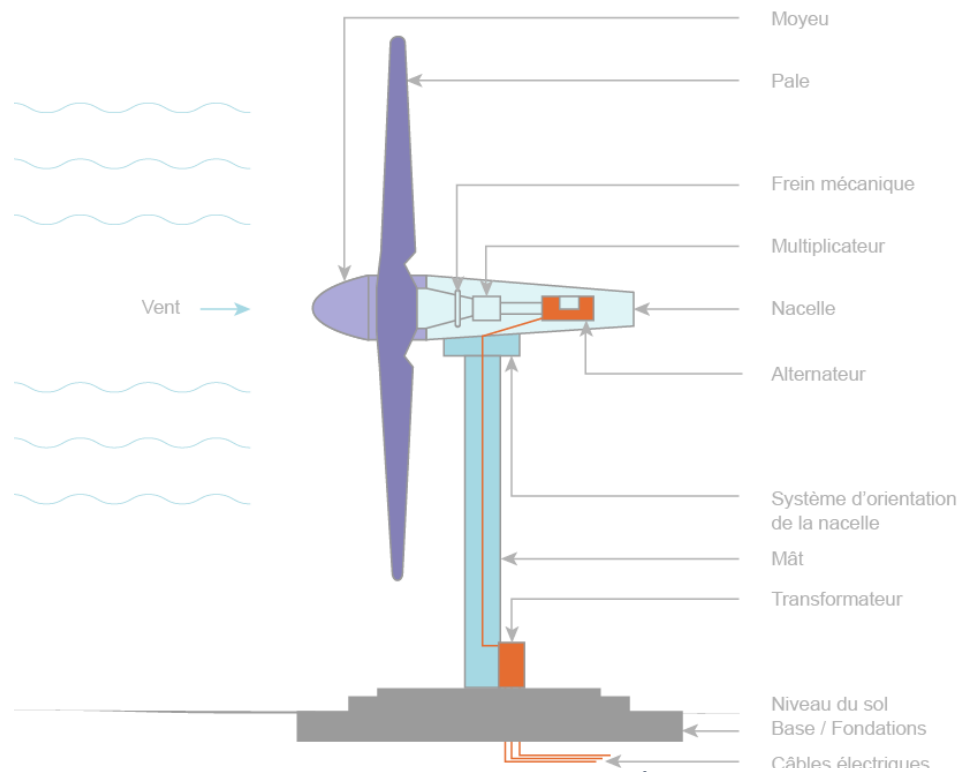


Figure 3-1 Structure d'une éolienne (CDE<sup>2</sup>, 2013).

optimiser son fonctionnement (Serrano-González et al., 2016).

Toute la structure est soutenue par la **tour**. Cette-ci est constituée par le mât à l'intérieur duquel se trouvent la tour de commande électrique et le transformateur. Le transformateur reçoit l'input électrique provenant de l'alternateur et l'envoie au réseau. Enfin toute l'unité est fixée sur la **base** (CDE<sup>1</sup>, 2013).

### 3.2.1. Différences entre éoliennes on shore et off shore

À l'heure actuelle, la majorité des installations en Belgique et en Europe est du type on shore, cependant celui off shore est un secteur en fort développement.

Dans l'espace marine, l'absence d'empêchements physiques permet d'avoir des vents très réguliers et moins turbulents qui rendent possible, pour une éolienne offshore, une production deux fois plus importante que sur terre (CDE<sup>2</sup>, 2013). De plus, la construction en mer comporte moins d'impacts environnementaux et sociaux. En effet, construction de parcs éoliens on shore en fait doit faire face à des enjeux qui comportent plus des limites dans la sélections des sites d'implantation et dans le développement des nouveaux projets.

Les principes de fonctionnement sont les mêmes sur terre ou en mer. Les différences structurales principales tiennent à la nature des **fondations**. Les éoliennes off shore doivent être enfoncées dans le fond marine et leur base doit être normalement plus solide par rapport aux terrestres pour répondre à des conditions



météorologiques souvent difficiles. Les unités en mer doivent aussi être résistant à la corrosion. Ainsi, pour contraster les effets du milieu marin, leurs nacelles sont en plus équipées avec des technologies de régulation qui gèrent le taux d'humidité et la température (CDE<sup>2</sup>, 2013).

D'autres différences sont inhérentes à leur hauteur et au diamètre du rotor. Les éoliennes en mer sont normalement à puissance majeure et plus volumineuses parce que l'espace marin offre effectivement plus de libertés d'implantation mais également des vents plus forts (Aperè<sup>5</sup>, s.d.). Pourtant il n'y a pas une vraie relation technique qui associe un certain diamètre du rotor à un hauteur particulier de la tour. En proportion, turbines à faible puissance ont des tours beaucoup plus grandes en comparaison avec des unités à puissance majeure. La raison de cela est qu'il existe une dimension minimale pour que l'éolienne puisse produire énergie de façon rentable (Lenzen et Munksgaards ,2002).

Les éoliennes off shore aussi plus coûteuses (30-50% en plus) car leur construction demande plus de matériaux et leur installation, comme leur entretien, est plus compliquée (plusieurs jours d'attente avant qu'une réparation soit faite). De plus, le raccordement au réseau nécessite plus d'habiletés techniques. Quand les distances à parcourir sont très longues, ce raccordement est effectué grâce à des câbles sous-marins associés à des convertisseurs de puissance. Ces derniers permettent d'amoindrir les pertes de transmission.

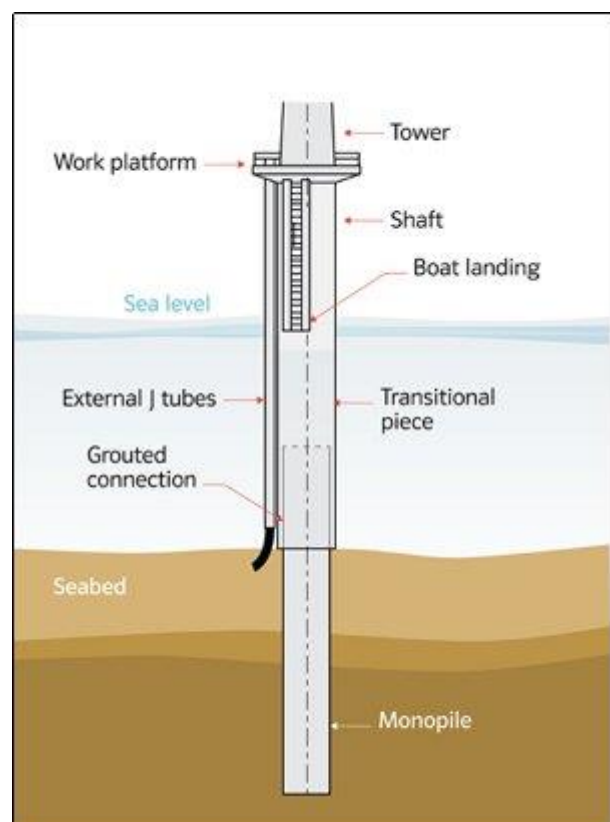
### 3.2.2. Typologie des fondations

Les éoliennes on shore ont généralement des fondations en béton armé. Les dimensions sont plus ou moins importantes selon le poids et la hauteur du reste de la structure et selon le terrain d'installation (Kalledellis et al., 2016).

Pour les éoliennes off shore ils existent cinq typologies de fondations. Les 97% des éoliennes marine en Europe sont équipées avec des fondations 'monopile' (ETIP Wind, 2016 : p. 28). Elles sont constituées d'un pilier cylindrique en acier en partie enfoncé dans la fond marine et surmonté par un pièce de transition qui soutient la tour. Cette structure est conçue pour des profondeur qui vont de 0 à 30m. Les autres fondations employées pour les parcs marines sont les suivantes :

- 'Tripod' : la tour est soutenue par trois entretoises diagonales en acier qui sont ensuite ancrés au fond grâce à trois piliers. Cette base ne peut pas être employées dans des eaux trop basses car sa structure peut interférer avec les passages des bateaux.

Figure 3-2 Fondation monopile (www.4Coffshore.com)



- 'Tripile' : trois piliers verticaux en aciers soutiennent la tour principale. Ils sont normalement utilisés pour de profondeurs entre 25 et 40 m.
- 'Jacket' : la base de la tour est constituée par un treillis en acier ancré au fond avec des piliers. Cette fondation est utilisée pour de profondeurs entre 25 et 50 m.
- 'Gravity based' : à différence des autres cette fondation est constituée généralement en béton ; elle est appropriée pour de profondeur qui vont de 25 à 55 m.

La recherche se concentre maintenant sur le développement des éoliennes avec fondations flottants similaires à celles utilisées par l'industrie pétrolière et gazière extracôtière. Ce type de fondation est conçu pour des grandes profondeurs et permettrait d'exploiter des zones toujours plus loin de la côte.

### **3.2.3.Fondations des éoliennes belges**

Comme en Europe la typologie la plus répandue pour les parcs off shore belges est celle 'monopile', elle est utilisée pour le 76% des éoliennes marines.

Trois parcs (Nobelwind, Belwind I et Northwind), sur les cinq actuellement opérationnels en mer, ont ce type de fondation. En revanche, le parc Thornback présente par contre 6 éoliennes avec des fondations 'gravity based' et 48 éoliennes avec des fondations 'jacket'. La même base soutient la turbine du site Belwind Alstom Haliade Demonstration (voir tableau en Annexe 1).

Les parcs futurs auront tous des fondations 'monopile' à part celui de 'Poseidon P60' qui aura pour la première fois en Belgique une base flottante.

Les fondations on shore sont normalement en béton armé.

### **3.3. Evolution historique des éoliennes et tendances actuelles**

La technologie des éoliennes est en perpétuelle évolution et n'a donc pas encore atteint sa complète maturité. La recherche pour trouver des solutions toujours plus performantes, à puissance majeure et économiquement rentables est très active.

Au niveau mondial la puissance moyenne on-shore est passée de 1,38MW à 2,20MW entre 2005 et 2014. En Europe la variation a été encore plus prononcées : de 1,42MW à 2,47 MW, ce qui représente un taux de croissance du 74,8% (sur la même période). Les modèles off-shore ont vu un incrément de puissance de 41% entre 2010 et 2015 qui a porté la moyenne à 4,2 MW (3,0MW en 2010). La tendance actuelle pour les nouveaux parcs marines est d'installer des machines de puissance entre 4 et 6 MW ou encore entre 6 et 8MW (EWEA, 2016 : p.16).

En ce qui concerne la dimension, les données actuelles prévoient dans le futur une tendance globale vers des machines de dimensions toujours plus grandes. Les principales évolutions des composantes, en termes de dimensions et matériaux, qui ont eu lieu dans la dernière décennie et leurs caractéristiques actuelles sont alors présentées ci-dessous :

- **Rotor et tour**

Les caractéristiques techniques et structurales d'une turbine sont choisies selon différents critères. Parmi ceux-ci se retrouvent le site d'installation et la puissance des vents auxquels elles devront faire face, afin de trouver le meilleur compromis cout-bénéfice en accord avec la qualité du vent disponible.

Pour chaque typologie d'éolienne il existe une vitesse minimale (cut-in speed), en dessous de laquelle la turbine ne s'actionne pas, et une maximale (cut-off speed) qui dépasse les conditions pour lesquelles la turbine a été conçue. Il y a alors un éventail des vitesses intermédiaires (rated speed) qui permettent à la structure de produire à sa puissance maximale.

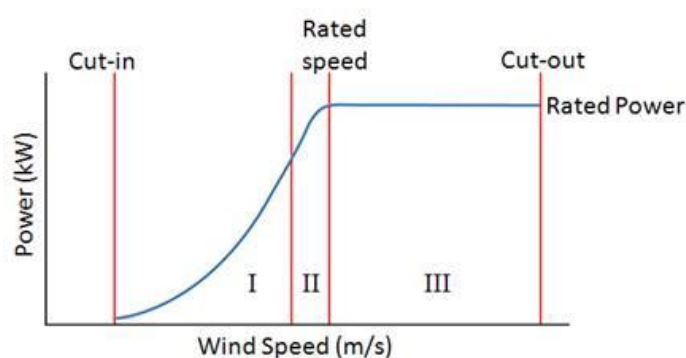


Figure 3-3 Courbe caractéristique d'une éolienne (National Instruments, 2008).

De même que à la vitesse du vent, la puissance délivrée par une éolienne est proportionnelle à la surface balayée par les pales. Plus le diamètre du rotor est important plus l'énergie du vent qui peut être convertie est grande. La hauteur du rotor permet de capter des vents forts et réguliers et la puissance délivrée dépend aussi de cette variable (Lenzen et Munksgaards, 2002).

Quatre classes de vent sont définies selon l'intensité de la ressource par les standards IEC 61400-1 (IEC, 2005) à chacune de celles-ci correspond un rapport optimal entre puissance et aire brassée par les pales. À égalité de puissance les fabricants proposent plusieurs solutions caractérisées par différentes dimensions du rotor et de la tour. En Europe, pour ce qui concerne les éoliennes on shore, la tendance est à diminuer celles de classe I (vitesse majeure) en faveur de celles de classe II et III en conséquence de la faible disponibilité de zones à forte intensité de vent. Les éoliennes conçues pour des zones à vent faible ont généralement des rotors de dimension majeure, des tours plus hautes et une puissance modérée. La puissance installée par unité de surface balayée par le rotor, appelée aussi puissance spécifique ( $W/m^2$ ), est alors inférieure à celle de classe I. La tendance en Europe est une décroissance de cette valeur avec les années. En effet, la moyenne en 2014 s'établissait entre 300 et 400  $W/m^2$ .

La longueur des pales est en fait allongée depuis les premiers exemplaires. Globalement, le diamètre du rotor des éoliennes installées a augmenté de 42,3% entre 2005 et 2014. La dimension moyenne en Europe est de 90 m pour les unités sur terrain. Traditionnellement, elles étaient fabriquées en fibre de verre et résine de polyester. Les matériaux utilisés actuellement qui permettent d'atteindre des dimensions importantes, sans alourdir

excessivement la structure, sont en résine d'époxyde renforcée avec de la fibre de verre ou de carbone. La fibre de carbone est un des meilleurs choix en termes de poids mais ses coûts et les difficultés de production limitent son utilisation. La plupart des turbines sont à trois pales, des modèles à deux pales pourront être employés dans le futur mais principalement pour les installations off-shore (Serrano-González et al., 2016).

En ce qui concerne la *tour*, la tendance est d'en ériger toujours des plus hautes. Cependant, produire et transporter des tours toujours plus grandes entraîne des coûts plus importants. La hauteur de la tour et, par conséquent, la nature de la base sont choisies en considérant ensemble les coûts et l'énergie nette réalisable. Les premières éoliennes (1980 – 1990) étaient structurées comme des piliers de treillis. Actuellement, bien que cette solution est intéressante car elle demande très peu de matériaux, elle est seulement utilisée pour de petites unités pour les raisons suivantes : ses besoins d'entretien sont élevés, l'aérodynamisme est très faible et son esthétique est moins acceptée.

La tendance actuelle est de bâtir des tours en acier tubulaire. Avec la croissance des dimensions, celle de la hauteur et, par conséquent, celle du diamètre et des fondations, le ciment aussi a pris une petite place sur le marché (Serrano-González et al., 2016). Toutefois, quelques fabricants proposent des solutions hybrides : tour en acier et base en ciment.

- **Système de transmission :**

En Europe, pour une puissance comprise entre 2 et 3 MW, les systèmes les plus utilisés actuellement sont les synchrones, c'est-à-dire les systèmes de transmission à connexion directe entre arbre et alternateur, dont le leader du marché est Enercon. Pour des puissances supérieures à 3MW, les solutions avec Gear box et alternateur asynchrone sont préférées (Serrano-González et al., 2016). Les données sur les installations actuelles belges s'insèrent dans les statistiques européennes, pour les nouvelles unités off shore à grande puissance. Cependant, la tendance est d'installer des turbines sans Gear box (voir Annexe 1).

- **Contrôle du système :**

Plusieurs typologies de contrôle sont actuellement disponibles ; les plus répandues en Europe au cours de ces dernières années sont au nombre de deux :

- « pitch control » (PC)
- et « individual pitch control » (IPC).

Ces technologies assurent la rotation de pales de façon à diminuer la puissance du vent capturée et ralentir/contrôler leur mouvement. Ainsi, dans le premier cas les trois dans le première cas les trois pales bougent ensembles, dans le deuxième cas chaque pale a son control individuel. En Europe les éoliennes les plus commercialisées en Europe qui utilisent le control PC sont : General Electric (GE) 1.5sle, Vestas V90-2.0, Siemens SWT 2.3-93 ou Gamesa G90-2.0 ; PCI : Enercon E-82/2000, E-82/2300 and General Electric GE 2.85-100, GE 2.85-103.

- **Fondations** : comme précédemment cité, la plupart des parcs off shore utilise des fondations en acier ancrées au sol. Certains projets futurs auront des fondations flottantes.

### 3.4. Cas pris en considération:

En Belgique les éoliennes les plus commercialisées pour les installations on shore sont produites par Enercon et Vestas. La base de données EcoInvent rend disponible le processus de production d'électricité en Belgique à partir du modèle Vestas V80/2000 on shore (Bauer<sup>3</sup>, 2007).

Les informations qui composent le processus sont reprises d'un rapport produit par le bureau d'ingénieurs danois Elsam (2004) qui analyse cette turbine et sa contrepartie offshore.

Les étapes du cycle de vie considérées ici sont les suivantes :

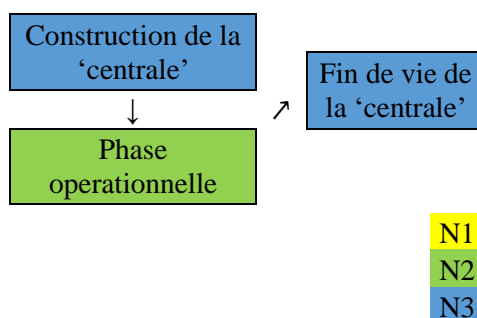


Figure 3-4 Schéma des étapes du cycle de vie considérées dans le processus de production d'1 kWh d'électricité et subdivision par niveaux, production propre

La construction de la centrale comprend l'extraction des matières premières, la fabrication des parties fixes et mobiles, l'érection de la tour et la connexion au réseau à haut tension à travers un transformateur externe. La fin de vie des toutes les parties est comprise aussi. Les turbines sont considérées comme ayant une durée de vie de 20 ans au cours de laquelle les changements de l'huile de graissage sont pris en compte. L'étude Elsam, contrairement au processus EcoInvent, considère aussi le renouvellement de moitié des Gear Boxes.

Le modèle V80/2000 est présent dans neuf parcs belges. En ayant une puissance de 2MW il peut être pris comme model représentatif des éoliennes installées on shore. La production électrique totale sur toute sa durée de vie est considérée être : 79,2 GWh. Les dimensions se rapprochent également des moyennes belges : le diamètre du rotor est de 80 m (le moyen belge est de 85,77m), la tour est tubulaire en acier et elle est haute 79 m, les fondations sont en béton armé. Le diamètre du rotor du modèle off shore V80 est toujours 80m, la hauteur de la tour par contre est de 60 m, valeur inférieure à la moyenne belge (90 m).

Il existe aussi une étude ACV, produite par Vestas, qui étudie les modèles V90/3000 sur terre et en mer. Le modèle V90 représente mieux les éoliennes actuellement installées off shore : le rotor a un diamètre de 90 m et la tour a une hauteur de 80 m (Vestas, 2006 : p. 9).

Pour estimer les besoins en ressources des installations off shore, vu les tendances actuelles il faudrait considérer les cas des éoliennes de puissance de 6-10 MW. Cependant les études qui considèrent des éoliennes de 6MW ou plus sont très rares et la base de données EcoInvent ne fournit pas des informations à ce sujet. On pourra alors procéder à des estimations, vu les données manquantes.

### 3.5. Intensité énergétique pour une éolienne on shore

En appliquant la méthode CED sur le processus EcoInvent on obtient : 0,217 MJ-eq/kWh.

La publication Elsam pour la même turbine donne par contre<sup>9</sup> : 0,116 MJ-eq/kWh.

Les raisons de la diversité des résultats sont à rechercher dans les hypothèses prises concernant la fin de vie et le recyclage des matériaux et aussi dans les taux de charge considérés. En effet, le processus EcoInvent considère un taux de charge d'environ 23%, le danois en considère un de 32%. Les données sont en tous cas comparables et présentent la même répartition sur les niveaux du cycle de vie : le besoin énergétique total se concentre presque entièrement sur le niveau N3 relative à l'énergie incorporée dans l'infrastructure.

À partir du besoin énergétique totale calculé dans la publication Elsam si on calcule l'intensité énergétique en utilisant la production électrique totale de l'éolienne en Belgique on obtient alors : 0,164 MJ-eq/kWh.

#### 3.5.1. Relation entre taille, énergie incorporée et intensité énergétique

En analysant plusieurs études Lenzen et Munksgaard (2002) trouvent une relation de proportionnalité entre la masse des composantes d'une éolienne et sa puissance. En considérant une proportionnalité directe entre la masse et l'investissement énergétique demandé, les turbines à forte puissance (plus grandes) comportent plus d'énergie incorporée. Cependant la relation n'est pas linéaire. La masse des pales augmente à l'augmenter de leur taille car leur résistance doit être proportionnée à la force du vent. En revanche, l'épaisseur et la hauteur de la tour augmentent aussi à l'augmenter de la puissance d'une éolienne mais plus faiblement par rapport à la dimension des pales et la même relation est effective pour les fondations.

De plus cette hausse est contrebalancée par une capacité de production énergétique plus importante. Outre Lenzen et Munksgaard (2002) plusieurs auteurs se concentrent sur l'évaluation de l'effet de la taille sur l'intensité énergétique d'une turbine éolienne : Crawford et al. (2009), Tremeac et Meunier (2009), Munir et al. (2016).

Le résultat commun est que l'intensité énergétique par turbine tend à diminuer à l'augmenter de la puissance ; sachant que les plus grands écarts se vérifient principalement entre éoliennes de petite puissance (<0,5MW) tandis que par la suite, pour une capacité supérieure à 0,5 MW, la variation est moins marquée (Fig.4-4).

---

<sup>9</sup> L'étude Elsam considère aussi le transport des parties de l'éolienne jusqu'au site d'installation, cette étape n'a pas été considérée ici de façon à rendre comparables les deux analyses.

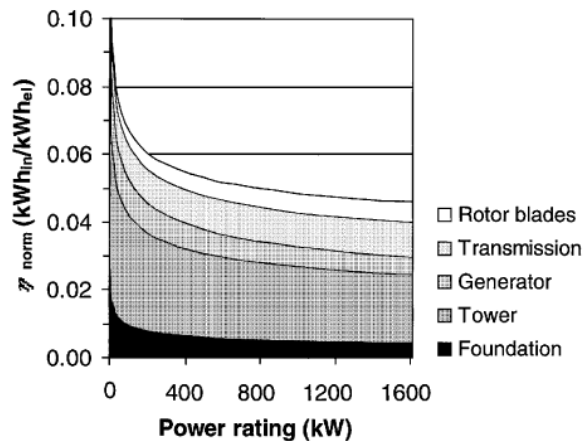


Figure 3-5 Relation entre la puissance et l'intensité énergétique décomposées sur les différentes parties d'une éolienne (Transmission comprends : l'arbre de transmission, le moyeu et le gear box) (Lenzen et al., 2002)

À égalité de puissance, les éoliennes on shore ont habituellement une énergie incorporée moindre par rapport aux off shore. En termes d'intensité énergétique les résultats sont comparables car ces dernières ont des valeurs plus grandes de taux de charge et produisent, par conséquent, plus d'énergie.

D'autres facteurs influencent l'énergie incorporée : le choix des composantes technologiques et le choix des matériaux. Guezuraga et al. (2011) analysent deux éoliennes de classe 2 MW avec et sans gear box. L'option avec gear box est plus énergivore mais, en raison de son importante production, l'intensité énergétique des deux cas est similaire.

Kalldeliss et al. (2017) estiment que le besoin en énergie primaire total par unité de puissance est compris entre 1-7 kWh<sub>prim</sub>/kW (3,6 – 25,2 MJ/kW) ou entre 1-5 kWh<sub>prim</sub>/kW, si les puissances inférieures à 0,5MW ne sont pas considérées.

En analysant plusieurs études accomplies jusqu'à présent, ils rapportent de plus que l'intensité énergétique peut varier entre 0,05 – 0,29 MJ<sub>eq</sub>/kWh<sub>e</sub> pour les éoliennes on shore et entre 0,10 – 0,19 MJ<sub>eq</sub>/kWh<sub>e</sub> pour celles off shore.

### 3.6. Intensité énergétique pour une éolienne off shore

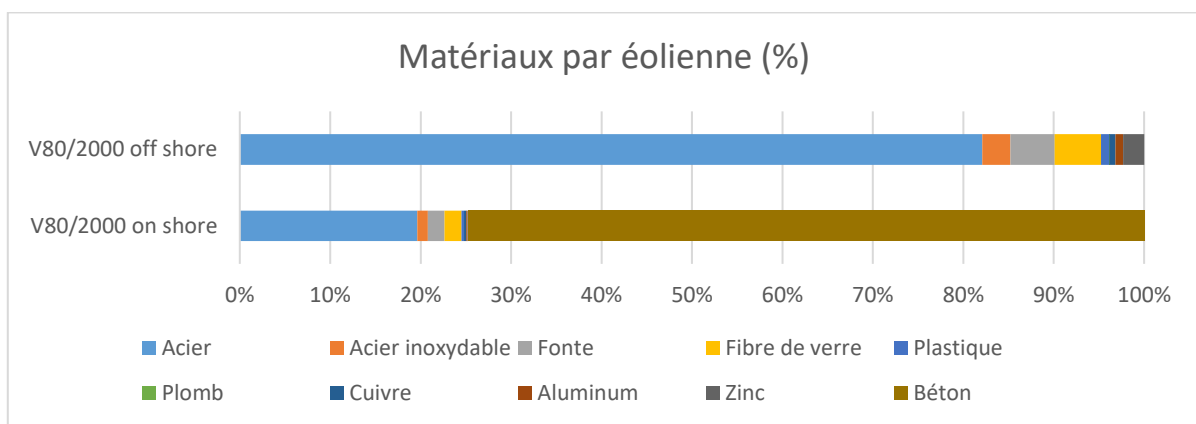
Les modèle Vestas V80/2000 off shore présente une intensité énergétique totale de 0,134 MJ-eq/kWh, c'est à-dire 16% en plus par rapport au modèle on shore. En revanche, le besoin énergétique total est beaucoup plus grand : la différence est supérieure à 66%. Si on le calcule en considérant la production belge il serait : 0,157 MJ-eq/kWh.

Selon les données de l'étude de Vestas (2006 : p.31) sur le modèle V90/3000 (3MW) la consommation totale en énergie de l'éolienne off shore supère du 87% celle de la turbine on shore (toujours un modèle V90/3000). Cependant les intensités énergétiques sont comparables : 0,098 MJ-eq/kWh le modèle terrestre et 0,102 MJ-eq/kWh pour celui off shore.

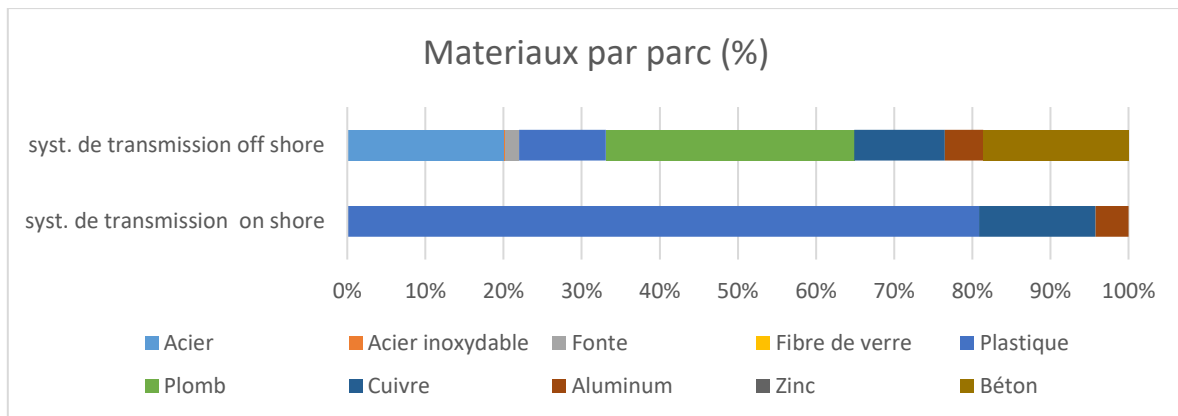
L'intensité énergétique du modèle V90/3000 en Belgique résulterait de 0,14MJ-eq/kWh off shore et de 0,057MJ-eq on shore.

### 3.6.1. Matériaux de construction

Les matériaux utilisés pour les éoliennes on shore et off shore sont presque identiques, mais ils diffèrent du point de vu des quantités employées. A égalité de puissance, les différences principales sont dues aux différents types de fondations et au système de transmission (câblage et transformateur). Si on considère le modèle V80/2000 produit par Vestas et sa contrepartie off shore on peut voir que les différences principales concernent les quantités d'acier, béton et plomb. Le béton est employé principalement dans les fondations de l'éolienne on shore, celle off shore en ayant une base 'monopile' nécessite davantage d'acier. Plus d'acier et de plomb sont nécessaires aussi pour la construction du système de transmission sous-marin. Les données pour les éoliennes sont explicitées par turbine, ceux du système de transition sont définis par Parc, une comparaison est visible dans les graphiques suivants. Dans l'annexe 2 il y a le tableau duquel ont été faits les graphiques.



Graphique 1 Matériaux de construction par éolienne, (source des données Elsam, 2014)



Graphique 2 Pourcentage de matériaux par système de transmission (source des données Elsam, 2014)

### 3.7. Hypothèses pour éoliennes de 6-10MW off shore

Entre les projets offshores en voie de développement, il y en a deux pour lesquels fabricants et modèles des éoliennes ont été déjà définis. Le parc de Rentel aura des turbines Siemens de 7MW de puissance (SWT 7.0 154) et celui de Northern des Vestas de 8,4MW (V164/8400).



Il s'agira des premières éoliennes de cette puissance installées en Belgique. Les base de données des fabricants ne rendent pas disponible au public toutes les informations relatives à la structure de ces éoliennes. Desmond et al. (2016) ont publié une étude qui évalue les dimensions envisageables et la performance d'une éolienne de puissance de 8MW et 164 m de diamètre de rotor. Ils estiment que la hauteur de la turbine sera de 100m et que le poids total de l'unité sera de 968 tonnes, sans fondations.

Plus particulièrement, la tour sera en acier et son poids sera de 558 tonnes. Par contre le poids des fondations varie selon la typologie choisie. L'analyse de Tata Steel (2008) fournit une estime du poids des matériaux nécessaires, selon la capacité de l'éolienne, pour trois typologies de fondations. Une turbine de 8 MW nécessite d'environ 600 tonnes d'acier pour une base 'jacket' ou de 1075 tonnes d'acier pour un support 'monopile'. Le choix de fondations 'gravity base' demanderait par contre plus de 2000 tonnes de béton armé.

La production d'une éolienne de 8MW dans le contexte off shore belge peut atteindre le 27GWh annuels, en considérant un taux de charge de 0,39. Sur une durée de vie de 20 ans cela correspond à 549 GWh.

Dans leur analyse, Kalledellis et al. (2017) font figurer une courbe qui représente la consommation spécifique d'énergie ( $kWh_{prim}/kW$ ) d'une éolienne en fonction de sa puissance (Fig. 4-1). Il s'agit d'une courbe extrapolée des données retrouvables jusqu'à maintenant dans la littérature. Elle a une forme à 'U' : avec une pente très marquée entre 0 et 0,5 MW (partie par présente dans la figure 4-1) et une croissance plus douce à partir de 2MW en avant. Du profil de cette courbe, en supposant une croissance linéaire, il en résulte une consommation spécifique d'environ  $8MWh_{prim}/kW$  pour 8MW de puissance. Cela comporterait une besoin énergétique total de 64000 MWh (230 000 000 MJ-eq). L'intensité énergétique serait alors de 0,41 MJ-eq/kWh, beaucoup plus haute par rapports aux données exposées jusqu'à maintenant. Cependant il s'agit d'une estime brute qui ne prends pas en compte la vrai production énergétique.

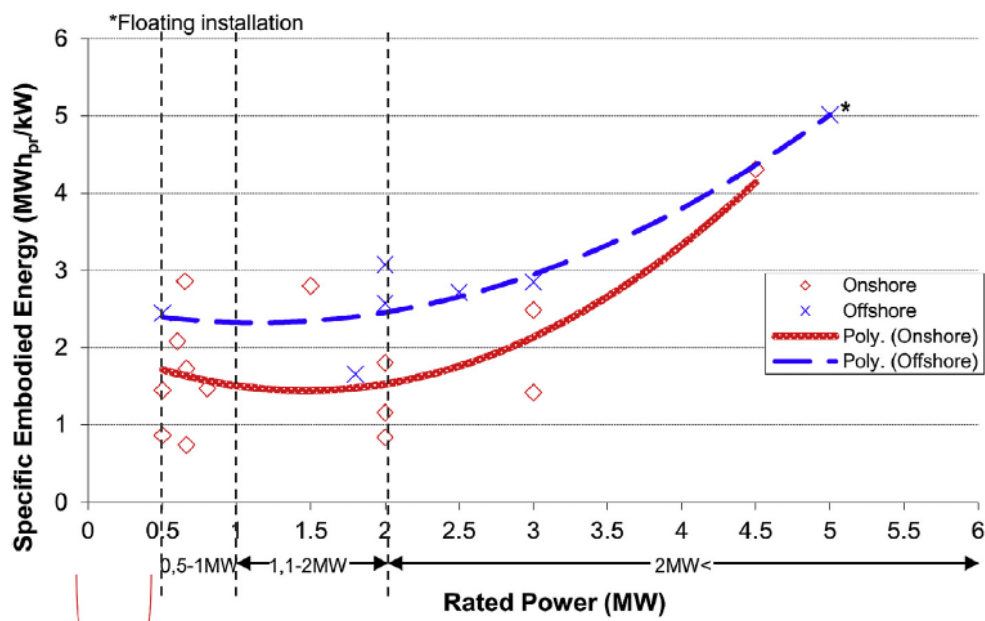
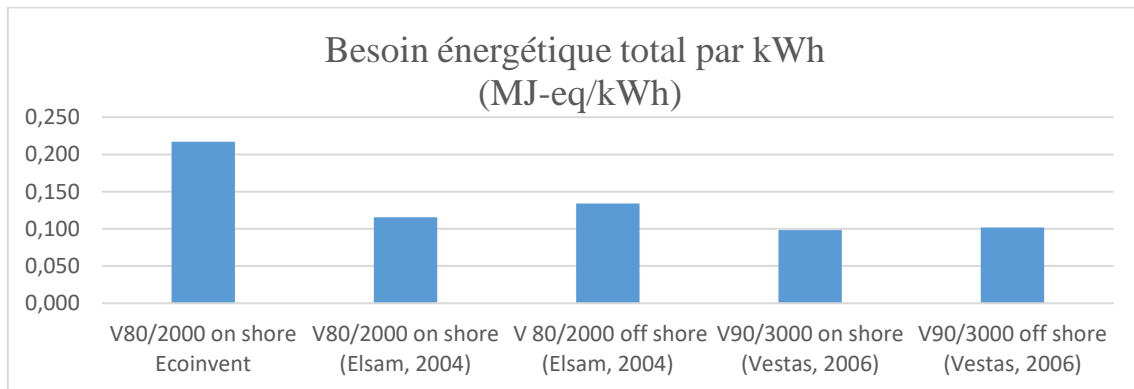


Figura 3-1 Demande en énergie primaire par kW de puissance. L'énergie incorporée ici est considérée correspondre à la demande en énergie de toutes les étapes du cycle de vie (Kalledellis et al., 2017).

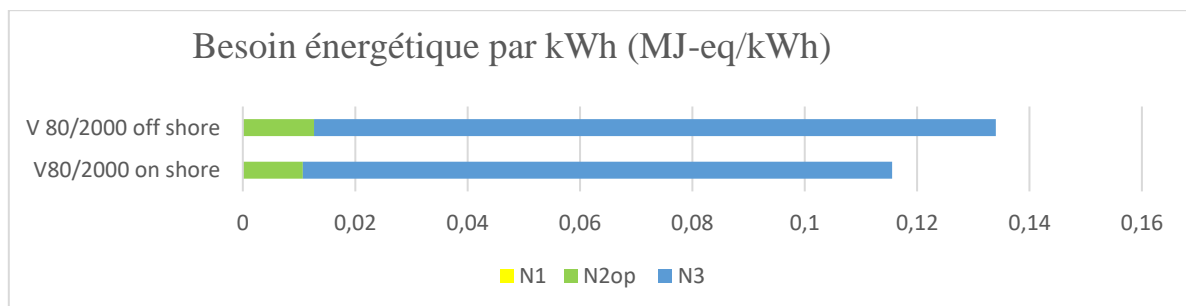
### 3.8. Conclusion du chapitre

Les résultats sous forme graphique sont les suivants. La consommation d'énergie pour les éoliennes considérées varie de 0,098 MJ-eq/kWh à 0,217 MJ-eq/kWh. Les éoliennes off shore présentent des valeurs légèrement supérieures, mais comparable par rapport à leur contrepartie on shore. Pour une éolienne off shore de 8MW les résultats obtenus est de 0,41 MJ-eq/kWh, valeur probablement surestimée.



Graphique 3 Besoin énergétique total par éoliennes, production propre

La contribution majeure, au total, est celle relative au niveau N3 ; les besoins énergétiques de la phase opérationnelle sont très faibles. En analysant les deux éoliennes V80 il est en ressort que l'énergie incorporée dans l'infrastructure compte pour le 90,7% du total pour le cas on shore et 90,5% pour le cas off shore.



Graphique 4 Comparaison du besoin énergétique par kWh, éoliennes V80/2000 on shore et off shore (Elsam, 2004).

De l'analyse des matériaux il en ressort que le choix des fondations a un poids non négligeable sur la quantité et la typologie des matériaux employés. En considérant des fondations classiques pour le modèle on shore et des fondations 'monopile' pour l'éolienne off shore, les différences plus importantes concernent les quantités d'acier et de béton employées.

## 4. Production photovoltaïque en Belgique et puissance installée

En Belgique les panneaux solaires photovoltaïques installés attendent une puissance cumulée de 3423 MWc (MW crête<sup>10</sup>), cela correspond à 398.000 unités soit à une surface d'environ 24,4 km<sup>2</sup> (Aper<sup>2</sup>, 2017).

<sup>10</sup> Puissance crête des modules : il s'agit d'une donnée utilisée pour caractériser les cellules. Elle correspond à la puissance maximale qui peut être délivrée par l'unité considérée sous des conditions standard optimales de température

Ces dernières années se sont caractérisées par une relance du photovoltaïque, cependant les efforts ne sont pas encore suffisants pour atteindre les objectifs de 2020. En faisant référence à la situation actuelle, les incréments les plus importants sont prévus pour la Flandre qui nécessite d'une croissance annuelle de 145 MWc pour atteindre les objectif (2670GWh en 2020). Pour la région de Bruxelles est prévu une incrément annuel moindre mais qui amènera en tout cas à un quadruplement de la puissance actuelle (91GWh objectif 2020). La production en Wallonie, en considérant les certificats verts prévues et les objectifs Quali watt, croira de 81MWc en moyenne par ans (Huart et Neubourg, 2017).

En 2016 les nouvelles installations ajoutées à la production ont été au 76% des panneaux de puissance inférieure à 10KWc (petites installations). Le parc photovoltaïque belge se caractérise en fait au 98% par les petites installations qui font partie du solaire résidentiel, elles attendent le 61% de la capacité totale installée.

Types d'installations photovoltaïques en Belgique		Part dans la puissance totale installée
Résidentielles $P_c < 10kWc$	98 %	61%
Commerciales $P_c > 10kWc$	2%	39%

Tableau 4-1 Répartition entre photovoltaïques résidentiel et commerciale en Belgique (Apère<sup>2</sup>,2017)

Leur importance est marquée surtout en Wallonie où elles correspondent au 84% de la puissance installée dans la région et en Flandre où elles correspondent au 54%. La région de Bruxelles, par contre, se caractérise principalement par les grandes installations qui produisent le 82% de la puissance totale. Globalement la repartions est la suivante :

	Nombre d'unités	Puissance de crête cumulée (MWc)	Production d'électricité en 2016 (GWh)	% par rapport à la puissance installée belge
RBC	3.200	56	46	2%
$P_c < 10kWc$	92%	18%		
$P_c > 10kWc$	8%	82%		
Wallonie	153.100	916	748	27%
$P_c < 10kWc$		84%		
$P_c > 10kWc$		16%		
Flandre	241.700	2.451	2151	71%
$P_c < 10kWc$	98%	54%		
$P_c > 10kWc$	2%	46%		
Total	398.000	3.423	2.945	100%

Tableau 4-24 Composition du parc photovoltaïque belge, subdivision par région, (Aperè<sup>2</sup>,2017)

(25°C) et d'ensoleillement (1000 W/m<sup>2</sup>). La puissance d'un module varie continuellement car elle dépend de l'énergie solaire reçue par les cellules, la puissance maximale est normalement aux alentours de celle de laboratoire. (<http://www.photovoltaïque.info/Performance-et-puissance-crete-des.html>)

Dans ce tableau, toutes les données relatives à la puissance sont exprimées en termes de puissance de crête ou puissance nominale. Globalement, il y a un écart d'un facteur de 1.05 par rapport à la puissance maximale.

Ils existent trois typologies de systèmes :

- BAPV (Building attached photovoltaic) : les panneaux sont montés sur un bâtiment déjà existant, dans la plupart des cas ils sont installés sur le toit de l'édifice.
- BIPV (Building integrated photovoltaic) : les panneaux sont montés sur un bâtiment comme partie remplaçantes d'autres matériaux de construction.
- Structures au sol.

En raison de la densité de population, en Belgique, les systèmes au sol ne sont pas très répandus. La plupart sont du type BAPV montés sur toits (Neuborg, 2014).

La Belgique se localise géographiquement dans une zone à faible irradiation. Elle reçoit en moyenne 1000kWh/m<sup>2</sup>/ans. La production théorique possible est alors de 725 kWh/kWp/ans pour les panneaux sur toit et de 496 kWh/kWp/ans pour les systèmes sur façade (Laleman et Albrecht, 2011).

La majorité des systèmes sont connectés au réseau électrique, tous les systèmes résidentiels sont alors reliés directement au réseau de distribution. Les grandes installations (>250 kWc) par contre injectent dans le réseau de transmission, mais elles représentent un petit pourcentage du totale. Comme systèmes off-grid (qui ne sont pas connectés au réseau) il y a seulement ceux qui alimentent les panneaux routières (Neuborg, 2014).

#### 4.1. Composants principaux des systèmes photovoltaïques :

Le fonctionnement des systèmes photovoltaïques se base sur les propriétés semi-conductrices de certains matériaux qui, éclairés par la lumière du soleil, peuvent produire un courant électrique.

L'élément de base du système est la **cellule photovoltaïque** qui permet de convertir le rayonnement solaire en énergie électrique. Les cellules sont reliées entre elles pour former les **modules photovoltaïques**.

Dans son entièreté, un système de production photovoltaïque se compose des modules et du « balance of the system » (BOS) qui comprennent tous les éléments autres que les panneaux photosensibles : les câbles, les onduleurs et les structures de support. Il peut y avoir aussi des systèmes de stockage d'énergie, comme des batteries, quand il s'agit de modules autonomes, non connectés au réseau (Guide du Bâtiment Durable, s.d.).

##### 4.1.1. Classification des cellules

Ils existent plusieurs matériaux photosensibles qui peuvent être employés pour la production des cellules, cependant certaines technologies prédominent. Les panneaux photovoltaïques fonctionnent tous selon les mêmes principes physiques mais ils se différencient au niveau des matériaux photosensibles utilisés, des techniques de production, de la durée de vie et de leurs rendements.

Il y a quatre filières différentes. Celle qui occupe la quasi-totalité du marché (le 90% du total), en Belgique et dans le monde, est la filière du silicium mono- et poly-cristallin (sc-Si et mc-Si) qui constitue le photovoltaïque de première génération. Le silicium est très abondant et disponible sur la croute terrestre. Il est beaucoup utilisé par l'industrie électronique, ce qui a permis à l'industrie solaire de bénéficier, surtout au début, des développements obtenus par ce secteur et des matériaux de haute qualité. Ses rendements aussi sont hauts par rapport aux autres technologies et pour cela, malgré ses coûts, ça reste une des technologies les plus utilisées.

Elle est suivie par la filière à couche mince (deuxième génération) qui compte pour le 6-7% du marché en Belgique (IBGE, 2010). Les cellules à couche mince les plus courantes sont celles en silicium amorphe (a-Si), cependant cette filière regroupe aussi d'autres solutions issues des mélanges de semi-conducteurs autres que le silicium comme les composés de tellure de cadmium et sulfure de cadmium (CdTe et CdS) ou les modules en sélénure de cuivre et d'indium (CIS ou CIGS avec gallium aussi) (ReWallonia, s.d.). Entre les cellules qui ne contiennent pas du silicium, les CdTe sont les plus répandues au niveau global (Leccisi et al., 2016). Il existe aussi une typologie qui mélange les premières deux à travers une couche de silicium amorphe appliqué sur une cellule cristalline : les cellules tandem.

Il y a ensuite le photovoltaïque organique (OPV), qui représente la filière de troisième génération et qui détient pour le moment une petite part des ventes (IBGE, 2010).

Enfin une des technologies les plus récentes et qui permet d'avoir les meilleurs résultats en termes d'efficacité est le photovoltaïque à concentration (CPV) (Ho Jo et al., 2014). Dans ce cas-ci la structure du système est conçue pour concentrer le rayonnement solaire sur une petite surface occupée par les cellules qui peuvent être en silicium cristallin, des cellules à mono- et multi jonction à très haute rendement ; typologies plutôt coûteuses car aucune production industrielle existe encore (SolarNet, 2017). Une des caractéristiques de ces systèmes est qu'ils exploitent principalement la composante directe (DNI)<sup>11</sup> de la radiation solaire car la composante diffuse ne peut pas être focalisée efficacement par le concentrateur (Quolin, 2007). Leur emploi est alors indiqué dans des régions ayant un climat chaud et sec et dans lesquelles la qualité de l'ensoleillement permet d'avoir une composante directe de l'énergie solaire très importante.

De la radiation solaire moyenne reçue par la Belgique seulement 40% arrive sous forme directe, les 60% restant sous forme diffuse (Energieplus, s.d.). Les systèmes photovoltaïques planes, capables de capter toutes les composantes de la radiation solaire, sont beaucoup plus employés car ces conditions permettent d'avoir de meilleurs résultats en termes de production électrique (Ho Jo et al., 2014).

Le secteur de l'énergie solaire est très dynamique et se développe rapidement. Les cellules ont beaucoup évolué au cours des années surtout en termes de leur rendement et les nouvelles technologies ont encore beaucoup des

---

<sup>11</sup> L'irradiation solaire incidente qui arrive globalement sur la surface terrestre (Global Horizontal Irradiance) est constituée par trois composantes. L'irradiation directe (Direct Normal Irradiance), fortement dépendante de l'état de l'atmosphère (présence de nuages, particules en suspension etc.) ; l'irradiation diffuse de l'atmosphère ; et enfin celle réfléchi par le sol qui dépend du coefficient de réflexion de la surface éclairée. L'irradiation diffuse peut atteindre 100% du total quand le ciel est couvert (<https://www.energieplus-lesite.be/index.php?id=16759#c6053+c6056>).

marges d'améliorations. Actuellement les rendements moyens des principales cellules sont : 17% pour le sc-Si, 16% pour le mc-Si, 15,6% pour le CdTe et 14% pour le CIGS (Leccisi et al., 2016).

Le secteur de la recherche sur le solaire photovoltaïque est très actif en Belgique. Ils se concentrent principalement sur les cellules en silicium à haut rendement, sur les typologies à couche-mince et sur les cellules organiques (IEA<sup>2</sup>, 2016).

#### **4.1.2.BOS**

Les caractéristiques spécifiques du BOS dépendent de la nature du système. Les caractéristiques de l'onduleur varient en fonction de la puissance du système, cette-ci ensemble à la dimension spatiale du système détermine les caractéristiques du câblage. En faisant référence aux trois typologies d'installation possibles, BAPV, BIPV et au sol, les principales différences concernent les structures de support. Les installations au sol nécessitent de structures de support pour les modules et de fondations qui les soutiennent. Elles comportent des quantités sensiblement plus hautes de béton et d'acier. Les systèmes montés sur les immeubles, si appliqués sur des bâtiments déjà existants ont besoin de structures de support seulement et selon le type de cellules les structures sont différentes. Certains panneaux en silicium peuvent avoir un cadre en aluminium aussi, les cellules à couche mince peuvent être utilisées directement comme feuilles de toiture.

#### **4.2. Facteurs qui influencent l'intensité énergétique**

Contrairement au sujet des éoliennes, très peu d'études se portent sur les technologies photovoltaïques en termes d'intensité énergétique (MJ-eq/kWh). La plupart des analyses environnementales et des études sur la consommation en énergie montrent les résultats par unité de surface ou par unité de puissance installée.

Les valeurs d'énergie incorporée par m<sup>2</sup> présentées dans la littérature varient de 894 MJ<sub>eq</sub>/m<sup>2</sup> pour les cellules à couche mince jusqu'à un maximum de 13428 MJ<sub>eq</sub>/m<sup>2</sup> pour les sc-Si. Si les valeurs extrêmes sont exclues la moyenne pour les systèmes qui utilisent des cellules sc-Si est de 4000-8000 MJ<sub>eq</sub>/m<sup>2</sup> et de 2200-6600 MJ<sub>eq</sub>/m<sup>2</sup> pour les mc-Si (Bhandari et al., 2015).

Laleman et Albrecht (2011) font une analyse spécifique pour des pays à irradiation faible (900 – 1000 kWh/m<sup>2</sup>/ans), ils considèrent des modules BAPV montés sur toit. Par unité de puissance, les cellules ayant les valeurs majeures d'énergie incorporée sont celles à base de silicium, en particulier celles en silicium cristallin. Par contre les technologies les plus récentes présentent des valeurs plus basses, par exemple les CdTe ou le CIS.

La raison principale de ces valeurs est à rechercher dans les étapes de construction, les processus de production des cellules sc-Si et mc-Si sont en fait très énergivores (Laleman et Albrecht, 2011 ; Alsema et al., 2000).

Bhandari et al. (2015) analysent plusieurs articles publiés entre les années 2000 et 2013 concernant l'EROI et l'EPBT de différentes typologies de systèmes photovoltaïques à silicium cristallin (mono et poli Si) et à couche mince (a-Si, CdTe et CIGS).

Ils trouvent que les différences en énergie incorporée entre une technologie photovoltaïque et une autre sont beaucoup plus importantes par rapport aux différences d'efficacité de conversion.

Sur la base de l'analyse des évolutions temporelles, ils estiment que le classement des modules photovoltaïques en fonction de leurs valeurs d'EPBT et d'EROI sera déterminé principalement par les variations sur leur contenu en énergie incorporée due aux étapes de construction plutôt que par l'évolution de leur efficacité.

Louwen et al. (2016) évaluent le besoin énergétique de la production des cellules en silicium. Ils affirment que dans les dernières 40 années il y a eu une diminution très marquée de la demande énergétique. Ils estiment un taux d'apprentissage de 12,6% pour les mc-Si et 11,9% pour sc-Si.

Les résultats trouvés dans la littérature sont parfois très différents, cette variabilité est due à différents facteurs et entre ces-ci à l'énergie incorporée dans le BOS. Sa contribution en fait, selon Bhandari et al. (2015) n'est pas négligeable et elle peut varier de 44MJ-eq/m<sup>2</sup> pour les systèmes intégrés sur toit sans cadre en aluminium à 2300MJ-eq/m<sup>2</sup> pour les installations au sol avec structure de support et fondations.

L'intensité énergétique dépend alors de différents facteurs. La typologie du système (BAVP, BIPV ou au sol) et la typologie des structures de supports ont un poids important sur le résultat global. Les valeurs varient selon les cellules employées et la zone géographique d'installation, bien sûr. Outre à ces-ci les évolutions des techniques de production et les améliorations de leur performance énergétique jouent un rôle fondamental dans la détermination du besoin énergétique total de cellules et de conséquence dans leur intensité énergétique.

#### 4.3. Cas pris en considération

Les cas pris en considération à partir des données EcoInvent sont deux systèmes BAPV de 3kWc chacun, montés sur toit en silicium mono-cristallin (sc-Si) (Treyer<sup>2</sup>, 2012) et poly-cristallin (mc-si) (Treyer<sup>3</sup>, 2012). Ils peuvent représenter les installations moyennes retrouvables sur les maisons belges. Je les ai donc pris comme point de départ de l'analyse.

J'ai appliquée la méthode CED aux processus de production d'1kWh en Belgique pour obtenir des données relatives à leur intensité énergétique. Les panneaux sont constitués par des cellules de 156cm<sup>2</sup> et ils ont les caractéristiques suivantes :

type de cellule	efficacité des cellules (%)	efficacité du module (%)	module (m <sup>2</sup> )	surface active (m <sup>2</sup> )	puissance spécifique du module (Wc/ m <sup>2</sup> )
sc-Si	15,3	14	21,4	19,5	140
mc-Si	14,4	13,2	22,7	20,7	132

Graphique 5 Caractéristiques des panneaux (Treyer<sup>2-3</sup>, 2012)

Les systèmes se composent des panneaux photovoltaïques, de la structure de support ; de l'onduleur et des parties électriques. Ces dernières se composent des câbles qui relient les panneaux entre eux et à l'onduleur et ceux qui vont de l'onduleur au compteur électrique.

Les étapes du cycle de vie considérées vont de l'extraction de matériaux pour la fabrication des parties du système jusqu'à leur fin de vie. L'assemblage des parties sur le toit et la phase de fonctionnement, qui comprend le nettoyage des modules avec de l'eau, sont également inclus. La durée de vie est de 30 ans pour les panneaux et de 15 ans pour l'onduleur qui sera substitué une fois.

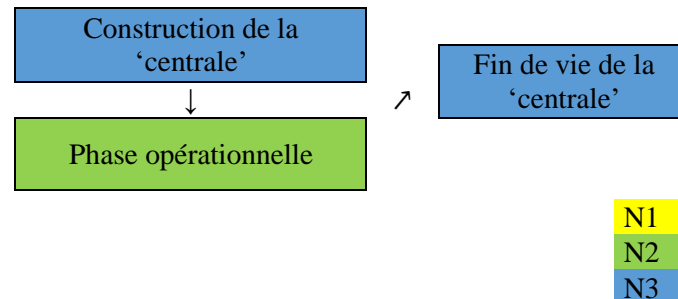


Figure 4-1 Schéma des étapes du cycle de vie considérées dans le processus de production d'1 kWh d'électricité et subdivision par niveaux, production propre

#### 4.4. Production des systèmes photovoltaïques avec cellules en silicium cristallin

Les étapes standard pour la fabrication de module à silicium cristallin peuvent être schématisées de la façon suivante :

- Etape 1 : Raffinage du silicium
  - Obtention du silicium Métallurgique par carbo-réduction du quartz
  - Purification du Silicium
- Etape 2 : Cristallisation du silicium et découpe des tranches de faible épaisseur (wafer)
- Etape 3 : Fabrication des cellules (silicium cristallisé transformé en matériau actif)
- Etape 4 : Assemblage des cellules en modules
- Etape 5 : Installation du système et assemblage des autres composantes (structure de support et composantes électroniques) (HESPUL, 2009).

##### Etape 1 :

Le raffinage se divise en deux grandes étapes qui représentent les passages les plus énergivores de toute la chaîne de production. Tout d'abord, le silicium est extrait du minéral de quartz, passage effectué généralement à travers un four à arc. Ensuite, le silicium métallurgique obtenu (MG – Si) avec ce procédé, dont la pureté atteint déjà 98-99%, doit être ultérieurement purifié en silicium de grade solaire (SoG – Si).

La technique traditionnelle de purification est celle utilisée par l'industrie électronique, appelé procédé « Siemens », qui transforme le silicium métallurgique en chlorosilanes. Ceux-ci sont ensuite distillés et retransformés en silicium par décomposition chimique. Ce procédé permet d'obtenir des blocs de silicium très purs mais il demande beaucoup d'énergie. Les installations photovoltaïques peuvent également supporter un silicium moins pur, c'est pour cette raison que d'autres techniques ont été explorées (Alsema et al., 2000).



De plus, des approches métallurgiques qui basent leur fonctionnement sur une série de fusions et solidifications consécutives sont aussi possibles. Parmi celles-ci, le procédé Elkem est celui qui permet d'économiser le maximum d'énergie tout en garantissant une qualité de silicium solaire similaire à celle de la voie traditionnelle Siemens (Friestad et al., 2004). Les cellules considérées ici sont produites en suivant la voie traditionnelle.

Ce procédé a été développé par une société norvégienne et son point de départ est toujours le silicium métallurgique qui subit un traitement par un laitier de silicate de calcium à température élevée et, successivement, un lessivage chimique à basse température. Ceux-ci permettent de faire monter les impuretés qui sont ensuite collectées sur le silicium solidifié (Kränzl et al., 2006). Si on considère une production à grande échelle, il permet d'économiser le 20% de l'énergie qui serait dépensée avec le Siemens.

Etape 2 :

La deuxième étape consiste en une purification ultérieure et en un dopage uniforme du silicium qui, une fois refroidi, est successivement découpé en plaques. La purification est accomplie par ségrégation, technique qui exploite la propriété des impuretés, d'être plus solubles en phase liquide, et qui se base sur une solidification contrôlée. Les impuretés vont alors migrer vers les zones se cristallisant en dernier.

Plusieurs voies de cristallisation peuvent être suivies, le choix de mettre en œuvre l'une par rapport à une autre amène à des résultats qui diffèrent en termes de rendement des cellules et de demande énergétique.

Il y a deux techniques principales : la méthode Czochralski qui permet d'obtenir des lingots monocristallins (sc-Si) ou la solidification directionnelle pour la production des lingots polycristallins.

La première est une méthode partagée avec l'industrie électronique qui utilise des blocs de silicium fondus comme matière première de cristallisation. En revanche, la technique de solidification dirigée est un procédé propre à l'industrie solaire et, par rapport à la première, elle permet d'obtenir des solides de taille plus importante et de forme carrée. Elle est aussi moins énergivore mais le rendement des cellules produites est inférieur, en comparaison avec celle des monocristallins. Enfin, les lingots sont découpés, cette phase-ci est celle durant laquelle il y a le maximum de pertes de matière (Hespul, 2009, Alsema et al., 2000)

La quatrième étape consiste au sciage des lingots obtenus précédemment pour créer de wafer d'épaisseur de 140 – 200  $\mu\text{m}$ . Un des efforts principaux de la recherche sur les cellules photovoltaïques vise à la minimisation des pertes de cette phase de sciage, qui font augmenter les coûts des cellules et les consommations en énergie du processus de fabrication. Plusieurs techniques ont été étudiées, mais aucune d'entre-elles est suffisamment optimale du point de vue des coûts et de la qualité des produits

Finalement, les modules sont assemblés en connectant les cellules entre-elles. Le côté orienté vers le soleil est protégé physiquement et chimiquement par un verre trempé, transparent aux UV. De plus, il y a un polymère à haute résistance contenant des couches fluorées en face arrière et un autre polymère réticulé (du type Ethyl Vinyl Acetate) pour loger les cellules. Ces trois couches sont celles qui sont principalement utilisées actuellement et il n'y a pas eu beaucoup d'évolutions par rapport au passé.

Globalement les demande en énergie primaire par m<sup>2</sup> de module, calculée par Alsema et al. (2000), est la suivante :

Processus :	mc -Si		sc-Si	
	MJ <sub>eq</sub> /m <sup>2</sup>	%	MJ <sub>eq</sub> /m <sup>2</sup>	%
Production du wafer( étape 1 + 2) :	3200	76,2	4700	82,5
Extraction et purification du Si (étape 1)	2200	52,4	-	0,0
Production des wafers (étape 2)	1000	23,8	-	0,0
Fabrication des cellules (étape 3)	300	7,1	300	5,3
Encapsulation du module (étape 4)	200	4,8	200	3,5
BOS	500	11,9	500	8,8
Total pour le module(sans cadre)	4200	100,0	5700	100,0
Cadre du module (Al)	400		400	
Totale pour le module (avec cadre)	4600		6100	

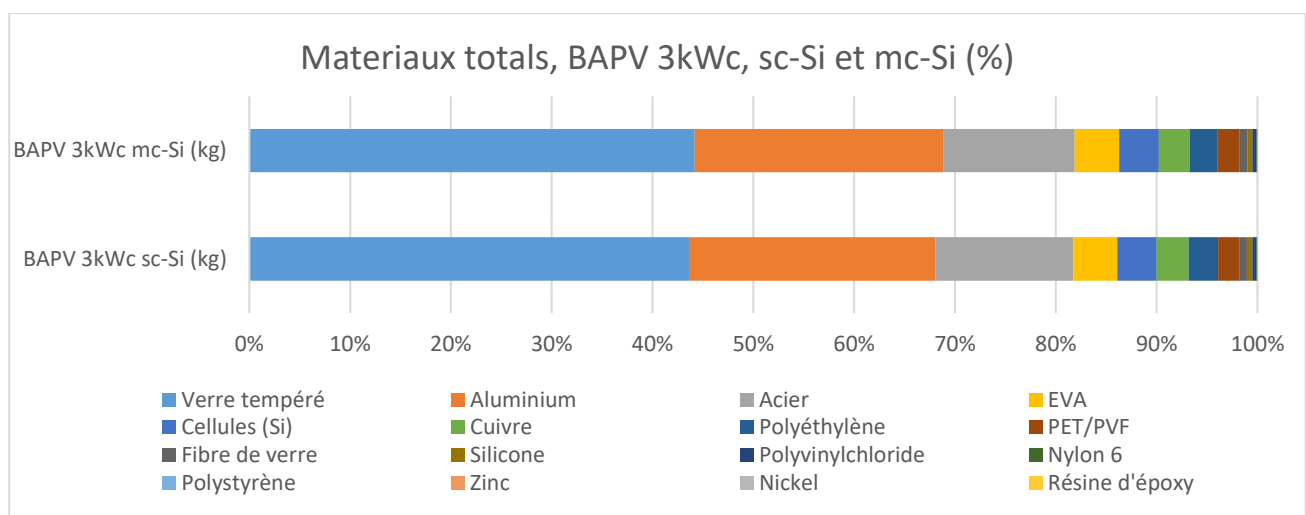
Tableau 4-3 Consommation énergétique des étapes de production de modules photovoltaïques en mc-Si et sc-Si, (Alsema, 2000).

#### 4.5. Matériaux de construction

Les deux systèmes considérés sont montés sur toit grâce à une structure de support et ils ont une cadre en aluminium. Ces deux composantes sont les principales responsables des quantités d'aluminium dans le système, pour le cadre ils résultent 56,15 kg pour le sc-Si et 59,5 kg pour le mc – Si, la structure de support en demande 60,7kg dans le première cas et 64,6kg dans le deuxième.

L'annexe 3 présentes la composition dans les détails des parties de toutes les parties des systèmes.

Globalement les matériaux sont les suivants :

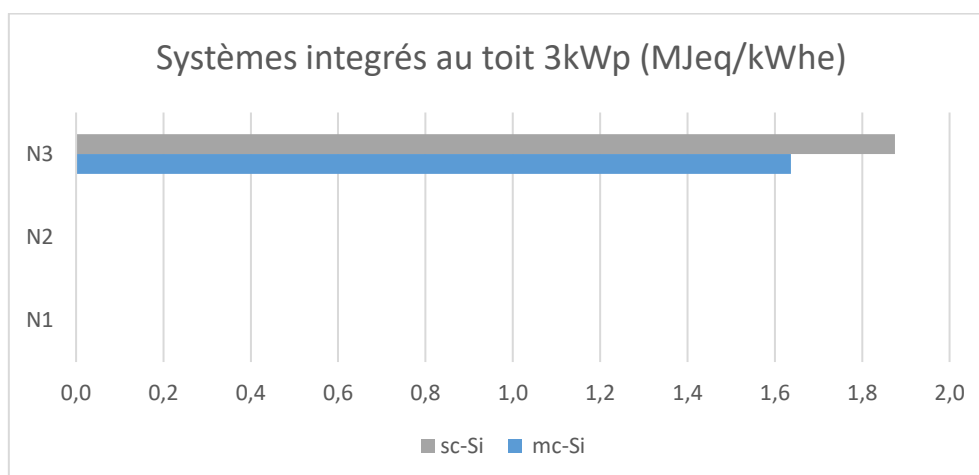


Graphique 6 Quantité de matériaux en % pour les BAPV mc-Si et sc-Si

Le plus important en termes de poids est le verre tempéré, qui sert comme protection des modules. Il est suivi l'aluminium et l'acier.

#### 4.6. Intensité énergétique

L'intensité énergétique est de 1,63 MJ-eq /kWh pour le mc-Si et de 1,87 MJ-eq/kWh pour le sc-S.



Graphique 7 Intensité énergétique pour un système BAPV de 3kWc, sc ou mc Si, production propre

Les processus Ecoinvent considèrent un ratio de performance de 0,75 et une production électrique de 788 kWh/kWc/ans. Il en résulte une production annuelle de 2364kWh et une production totale de 70920kWh qui nous permet de calculer le besoin énergétique total et les valeurs par unité de superficie et de puissance.

Type des cellules par module BAPV 3kWp sur toit	Besoin énergétique (MJ-eq/kWh)	Besoin énergétique tot. (MJ-eq)	Besoin énergétique par m <sup>2</sup> de module (MJ-eq/m <sup>2</sup> )	Besoin énergétique par kWc (MJ-eq/kWc)
sc-Si (toit)	1,63	132.978,1	6205,2	44326,0
mc-Si (toit)	1,87	116.104,6	5094,5	38701,5

La distribution de la consommation est similaire à celle retrouvée pour les éoliennes, la majeure partie de l'intrant énergétique se colloque dans le cycle de vie de l'infrastructure. L'énergie incorporée constitue presque toute l'énergie consommée, il n'y a pas un intrant en combustible, et la phase opérationnelle aussi demande très peu d'énergie.

#### 4.7. Système > 10kWc

##### 4.7.1. Intensité énergétique et matériaux de construction

À partir de l'intensité énergétique obtenue pour les cas précédents il est possible estimer les besoins énergétiques totales pour des systèmes de puissances supérieures.

BAPV sc-Si sur toit	Besoin énergétique totale (MJ-eq)	module (m <sup>2</sup> )	superficie active (m <sup>2</sup> )
20 kWc	886.404,4	142,8	129,99
50 kWc	2.216.011,1	357,1	324,98
100 kWc	4.432.022,2	714,2	649,96
BAPV mc-Si sur toit			
20 kWc	773.908,8	151,9	138,24
50 kWc	1.934.772,1	379,8	345,59
100 kWc	3.638.723,4	714,2	649,96

Cependant, avec ces calculs les caractéristiques du BOS ne sont pas prises en compte de façon précise. Par exemple, l'onduleur et ses matériaux de fabrications, varient en fonction de la puissance globale du système, ici une proposition a seulement été faite.

La production d'énergie annuelle peut également varier : la puissance du module n'est pas le seul facteur déterminant. En effet, l'irradiation, l'orientation des panneaux, l'ombrage accidentel des cellules, l'extension du câblage et les pertes de transmission influencent la performance du système (Modoc, 2010).

La quantité de matériaux de construction est proportionnelle à la puissance et donc à l'extension en mètres carrés du système.

Pour un système à grand puissance ( $P = 1\text{MWc}$ ) Voorspoels et al. (2000) estiment pour des modules montés sur toit, en Belgique, une intensité énergétique de 3,5 MJ-eq/kWh avec support en aluminium et 2,8 MJ-eq/kWh sans support. Ils ne considèrent pas une cadre pour le modules et faisant l'hypothèse que les systèmes de grandes dimensions ne les utilisent pas. En évaluant les courbes d'apprentissage ils prévoient aussi une diminution de ces valeurs de presque cinquante point de pourcentage en 7 ans.

Le poids de l'aluminium pour la structure de support de support est considéré être de 240t par MWc installé.

#### 4.8. Conclusions du chapitre

Les résultats pour le sc-Si et mc-Si rentrent dans les intervalles des valeurs présentes dans la littérature. L'étape la plus énergétivore est celle qui correspond au niveau  $N_2$ . Plus spécifiquement et par rapport aux données reportées dans la littérature, il est possible d'affirmer que ce sont les passages qui vont de la purification du silicium jusqu'à la préparation des wafers qui demandent le plus d'énergie.

La recherche dans le secteur du photovoltaïque se concentre effectivement sur le développement de solutions pour réduire les consommations de ces phases. Pour les processus de purification, certaines évaluent la substitution d'un réacteur à lit fluidisé à la place d'un réacteur Siemens ou l'utilisation de la voie métallurgique qui permettraient de consommer moins d'énergie (HESPUL, 2009). Pour ce qui concerne les autres étapes de fabrication, la réduction de l'épaisseur des wafers et la diminution des pertes des matériaux qui se vérifient pendant leur production permettraient aussi de diminuer les couts. L'établissement d'une filière de recyclage pour le silicium aussi est un facteur considéré.

Globalement l'intensité énergétique se réduirait grâce à une amélioration des rendements des cellules qui permettrait de produire plus d'énergie et de diminuer les besoins des matériaux per unité de puissance. L'installation des systèmes de façon optimale, avec la juste orientation et sans ombrage, influencerait positivement le bilan énergétique.

La réduction de l'énergie incorporée dans le BOS est un facteur à considérer : l'installation des modules sans cadre en aluminium permet d'économiser 400MJ/m<sup>2</sup>.

## 5. Production électrique à partir de centrales thermiques en Belgique

En Belgique les centrales thermiques assurent la plupart de l'approvisionnement électrique. Elles constituent une famille de systèmes de production qui se différencient principalement par le type de combustible utilisé et par quelques variations techniques.

Le principe de fonctionnement générale, commun à toutes les centrales thermiques, est la conversion de la chaleur dégagée par un combustible en énergie mécanique de rotation et ensuite en électricité.

Les centrales thermiques classiques, dites aussi 'centrales à flammes', exploitent la combustion d'un combustible qui peut être le charbon, le fioul, le gaz naturel ou de la biomasse. Elles sont équipées d'une turbine à vapeur ou d'une turbine à combustion, selon les cas, qui reliée à un alternateur entraîne la production d'électricité. Les centrales nucléaires génèrent la chaleur nécessaire grâce aux réactions de fission qui se produisent dans le réacteur.

Entre les centrales à gaz on peut en distinguer deux typologies, les centrales conventionnelles où à cycle ouvert (OCGT Open Cycle Gas Turbine) qui fonctionnent grâce à une turbine à combustion et les centrales à cycle combiné (CCGT Combined Cycle Gas Turbine). Ces dernières fonctionnent selon les mêmes principes des classiques, mais elles disposent d'une deuxième turbine qui récupère la chaleur de combustion sous forme de vapeur pour une ultérieure production de l'électricité. L'électricité produite passe ensuite par un transformateur qu'en élève la tension pour qu'elle puisse être transportée dans le réseau à haute tension auquel les centrales sont connectées. La vapeur utilisée est puis condensée grâce au circuit de refroidissement et récupérée pour recommencer un nouveau cycle à partir de la chaudière. Le cas plus général prévoit deux circuits d'eau séparés, un pour l'eau dite de procès, qui alimente la turbine, et un de refroidissement qui sert à garantir la re-condensation de la vapeur du circuit de procès et permet de maintenir l'efficacité du système. A différence des centrales classiques dans les centrales nucléaires qui utilisent de l'eau, les circuits hydrauliques sont trois : un en zone nucléaire, un en zone classique, un en zone de refroidissement (FEBEG<sup>3</sup>, s.d.).

Dans la plupart de cas il y a aussi une tour de refroidissement qui permet de baisser la température de l'eau avant de la rejeter dans le milieu naturel ou de la re-pomper dans le circuit.

Chaque combustible a son propre cycle de préparation avant de pouvoir être utilisé comme énergie primaire ; ceci sera expliqué plus précisément dans les chapitres suivants. La consommation en combustible dépend du rendement de la centrale, caractéristique propre de chaque unité. Globalement le rendement moyenne des centrales thermiques pour la Belgique est de 40% (Huart<sup>3</sup>, 2016).

Les paragraphes suivants décrivent les centrales nucléaires, à charbon et gaz installées en Belgique. Il est explicité le cas pris en considération pour le calcul de la consommation en ressources. Les résultats obtenus pour l'intensité énergétique sont regroupés et montres à fin chapitre.

### 5.1. Nucléaire

L'énergie nucléaire occupe une partie importante de la production d'électricité belge, cependant les centrales installées sont obsolètes et pas trop fiables. Dans les dernières années il y a eu plus qu'un défaut qui les a amenées à produire moins d'énergie par rapport à l'attendue.

Selon la loi du 31 janvier 2003<sup>12</sup> la Belgique prévoit l'arrêt progressive de toutes ses centrales nucléaires pour 2025. Cette loi a été modifiées deux fois. La première fois, en 2013, pour la centrale de Thiange 1 (capacité de 962MW), puis la seconde fois en juin 2015 pour les centrales Doel 1 et 2 (capacité de 433MW). Dans les deux cas la durée d'utilisation a été augmentée de dix ans et le terme pour la fermeture est passé à l'année 2025 (ELIA<sup>1</sup>, 2016).

Actuellement toutes les centrales sont actives et offrent ensemble une puissance cumulée de 5,9 GW (IEA<sup>1</sup>, 2016 : p. 141). Elles sont réparties sur les deux sites de Doel et Tihange, quatre unités dans le premier et trois dans le deuxième (ELIA<sup>1</sup>, 2016) :

Centrales nucléaires belges	Puissance (MW)
<b>Doel (total)</b>	<b>2911</b>
1	433
2	433
3	1006
4	1039
<b>Tihange (total)</b>	<b>3008</b>
1	962
2	1008
3	1038
Total hiver 2017-2018	5919
Total hiver 2016-2017	5919

Tableau 5-1 Puissance nucléaire installée en Belgique (ELIA, 2016).

Tous les sept réacteurs belges sont du type **PWR** (Pressurized Water Reactor ou Réacteur à Eau Pressurisé REP) (FEBEG<sup>3</sup>, s.d.) et ils ont été commissionnés tous entre les années 1975 et 1985 (IEA<sup>1</sup>, 2016 : p. 141).

Les PWR font partie ensemble avec les réacteurs à eau bouillante (BWR Boiling Water Reactor) des **réacteurs à eau légère**. Il s'agit de la typologie des centrales nucléaires la plus répandue : elle compte pour deux tiers de la capacité de production mondiale (World Nuclear<sup>1</sup>, 2017). Les autres typologies couramment utilisées sont celles à eaux lourdes ou à graphite. Ces centrales diffèrent principalement pour les modérateurs et les réfrigérants utilisés pendant leur fonctionnement et pour la composition du combustible nucléaire qu'elles emploient (Lenzen, 2008).

<sup>12</sup> Loi sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité, (2003, janvier 31).

Les premières, celles à eau légère, utilisent de l'eau ordinaire (eau légère) pour l'actionnement de la turbine à vapeur, le refroidissement de la centrale et comme liquide de ralentissement des neutrons (liquide modérateur). Par contre les centrales à eau lourde utilisent comme modérateur de l'oxyde de deutérium<sup>13</sup> que pour ses propriétés permet l'utilisation d'uranium naturel (non enrichi) comme combustible. Le même type de combustible est utilisé par les réacteurs à graphite (graphite comme modérateur) tandis que les réacteurs à eau légère nécessitent de l'uranium avec un degré d'enrichissement entre le 3% et le 5% (par rapport au contenu normal en  $^{235}_{92}U$ ).

### 5.1.1.Cycle de vie du combustible

L'élément principal qui sert comme matériel fissile dans une centrale est l'uranium  $^{235}_{92}U$ . Il peut être retrouvé directement en nature bien qu'il soit très rare car il correspond à 0,7% de l'uranium total présent sur la croûte terrestre. Le restant, 99,3%, est de l'uranium  $^{238}_{92}U$ . L'autre élément fissile retrouvable en nature est le thorium ( $^{232}_{90}Th$ ) cependant il est normalement utilisé pour d'autres fins que la production d'énergie. Seulement les deux isotopes de l'uranium ( $^{238}_{92}U$  et  $^{235}_{92}U$ ) sont extraits pour l'obtention de combustible nucléaire.

Une centrale PWR demande généralement un combustible qui contient entre 3% et 5% d'uranium 235.

Le cycle du combustible se compose d'une première étape d'extraction et broyage, il y a ensuite la conversion et l'enrichissement de l'uranium et finalement l'étape de fabrication du combustible.

- **Extraction et broyage :**

Généralement, les extractions sont faites dans des *mines souterraines* ou à *ciel ouvert* (46% en 2016) (World Nuclear<sup>4</sup>, 2017). La technique de *lixiviation sur place* est également utilisée ; technique qui entre toutes demande le moins d'enlèvement de matériaux car les roches ne sont pas extraites : le minerai est dissout et pompé vers la surface (Lenzen, 2008 : p.32). Cette voie d'extraction est en hausse du fait de sa meilleure rentabilité et comptait pour 48% des extractions en 2016. Enfin, 6% de l'uranium est obtenu comme *sous-produit d'autres extractions* (World Nuclear<sup>4</sup>, 2017).

Les réserves d'uranium ne sont pas également réparties sur le globe. L'Australie est un des pays qui en détient le plus (presque 25% des réserves globales), suivie par le Kazakhstan et le Canada. Cependant, le Canada est le principal exportateur mondial (Lenzen, 2008 : p.33). La Belgique, sur son territoire, n'a pas de réserves d'uranium exploitables de façon rentable ; elle satisfait donc son besoin en combustible nucléaire grâce à des accords d'importation à moyen et long terme avec plusieurs pays : Australie, Canada, Kazakhstan, Etats Unis, Russie et Afrique du Sud (IEA<sup>1</sup>, 2016 : p.137).

Les minéraux une fois extraits d'une mine passent par l'étape de broyage et l'uranium qu'ils contiennent est extrait par voie chimique (par dissolution et précipitation). Le résultat de ces opérations est le « **yellowcake** » : un concentrât d'oxyde d'uranium ( $U_3O_8$ ).

---

<sup>13</sup> Composé chimique formé par les mêmes éléments chimiques que l'eau ordinaire mais les atomes d'hydrogène sont substitués par un isotope lourd, le deutérium qui contrairement à l'hydrogène léger a un neutron dans son nucléo.

- **Conversion et enrichissement :**

Afin d'augmenter la concentration d'uranium fissile ( $^{235}_{92}\text{U}$ ) l'oxyde d'uranium, obtenu lors des étapes précédentes, est converti en uranium hexafluorure gazeux ( $\text{UF}_6$ ). Puis, il existe différentes méthodes d'enrichissement qui ont toutes le même point de départ et qui exploitent la différence de masse entre les deux isotopes qui constituent le composé gazeux (Lenzen, 2008 : p.37). Actuellement, la Belgique n'a aucune infrastructure de conversion, d'enrichissement ni de fabrication du combustible. Jusqu'en 2012, elle exploitait la centrale de conversion de Tricastin en France et avait des centrales de production de combustible actives sur son territoire jusqu'en 2015 (IEA<sup>1</sup>, 2016 : p. 138). Deux voies sont possibles pour la conversion de l'uranium. Tout d'abord, l'oxyde ( $\text{U}_3\text{O}_8$ ) est purifié puis il est converti en uranium dioxyde ( $\text{UO}_2$ ) qui réagit avec du fluorure d'hydrogène (HF) pour donner de l'uranium tétra-fluorure ( $\text{UF}_4$ ) et, ensuite, de l'hexafluorure ( $\text{UF}_6$ ). La réaction entre l'uranium dioxyde et le fluorure d'hydrogène peut se produire soit par voie sèche soit par voie humide, cette dernière demande beaucoup moins d'énergie (Lenzen, 2008 : p.37).

Dans tous les cas, en accord avec les techniques actuelles, la matière première pour l'enrichissement est toujours l'hexafluorure d'uranium à basse température. Le principe de base consiste en la séparation et la réorganisation des isotopes du composé gazeux pour obtenir deux produits : le produit enrichi avec une concentration de  $^{235}_{92}\text{U}$  plus élevée par rapport au début, qui sera utilisée pour la fabrication du combustible, et un résidu à moindre concentration (uranium épuisé).

Entre les 13 états qui possèdent des équipements de conversion, cinq occupent 90% du marché (World Nuclear<sup>6</sup>, 2017). Les deux techniques qui ont été les plus utilisées jusqu'à maintenant sont celles de centrifugation et de diffusion gazeuse ; il existe une troisième technique en voie de développement qui se base sur l'excitation laser, mais qui demande beaucoup d'énergie thermique (Lenzen, 2008 : p. 38).

La diffusion gazeuse, très énergivore aussi, n'est plus employée au niveau industriel ; en revanche, la technique de centrifugation, bien plus efficace, représentait en 2015 100% du marché (World Nuclear<sup>6</sup>, 2017).

La demande énergétique du processus d'enrichissement est mesurée en termes de SWU (Separative work performed). Cette unité, souvent exprimée sous forme de kg ou tonne SWU, représente alors la quantité de travail nécessaire pour enrichir une certaine quantité d'uranium quand l'entrée et la sortie du processus sont exprimées dans la même unité (kg ou tonne) (World Nuclear<sup>6</sup>, 2017).

Le choix de la concentration du résidu détermine indirectement l'effort nécessaire pour obtenir le produit enrichi voulu et la quantité d'uranium naturel nécessaire. À égalité de sortant enrichi, une faible teneur de  $^{235}_{92}\text{U}$  dans le résidu comporte plus de SWU mais moins de matière première initiale. C'est-à-dire que, du point de vue du bilan énergétique du cycle de vie du combustible, plus le résidu de processus est pauvre en matériau fissile, plus le besoin énergétique est haut dans l'étape d'enrichissement mais moindre est celui des phases précédentes (extraction, broyage et conversion) et vice versa. En regard de cette relation, le choix des facteurs est souvent déterminé par la variation du prix de l'uranium naturel et par sa disponibilité (Lenzen, 2008 : p.40).

- **Fabrication du combustible :**



L'uranium, dans le cas d'un réacteur à eau légère, arrive à l'étape de fabrication du combustible comme hexafluorure. Tout d'abord, il est reconverti en dioxyde d'uranium (UO<sub>2</sub>) qui est ensuite traité (opérations d'homogénéisation et d'ajout d'additifs) et compacté en pastilles céramiques (World Nuclear<sup>7</sup>, 2017).

Ces pastilles sont habituellement empilées à l'intérieur de barres en métal d'environ 4 m, sachant qu'une grappe de combustible est composée environ de 100 barres.

Normalement, dans un réacteur PWR le combustible est organisé par réticules carrés et les grappes de combustibles sont caractérisées par les barres qu'elles contiennent (17x17 normalement) (World Nuclear<sup>7</sup>, 2017).

Un PWR de 1100MW peut contenir 193 grappes de combustible, 50,000 barres et environ 18 millions de pastilles d'oxyde d'uranium. Certaines centrales à eau légère peuvent utiliser comme combustible un mélange d'uranium enrichi et MOX (mixed uranium oxyde and plutonium oxyde). Le combustible MOX se compose de l'uranium épuisé, écart de l'étape d'enrichissement et de plutonium en forme d'oxyde, récupéré du combustible utilisé par traitements chimiques. Le marché du combustible recyclé est dominé par les installations de production françaises. Un MOX avec une teneur de plutonium de 7% équivaut au combustible conventionnel. L'utilisation du combustible recyclé permet de baisser la demande en uranium (extraction et enrichissement) (World Nuclear<sup>7</sup>, 2017).

### 5.1.1. Cas pris en considération

À partir de la base de données EcoInvent j'ai pris en considération une centrale PWR et le processus adapté pour la Belgique de production d'1kWh d'électricité (Treyer<sup>4</sup>, 2007). La centrale a une puissance de 1000MW et ses caractéristiques reflètent bien celles d'une typique centrale belge. Le combustible utilisé est à 92% de l'uranium, enrichi à 4,2% et à 8% du MOX. La production annuelle, considérée pour l'année de calcul (2008) est de 8000 GWh annuels. La durée de vie considérée est de 40 ans. Les étapes comptabilisées sont celles présentées par le schéma (Fig.5-3).

La chaîne énergétique jusqu'à la production de l'électricité est schématisée de la façon suivante :

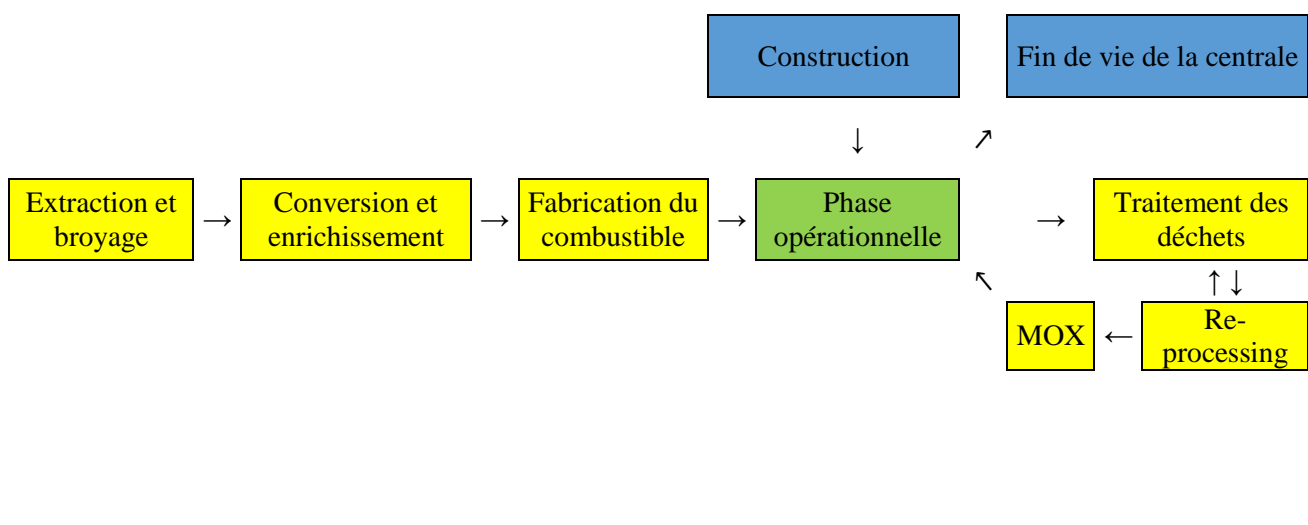
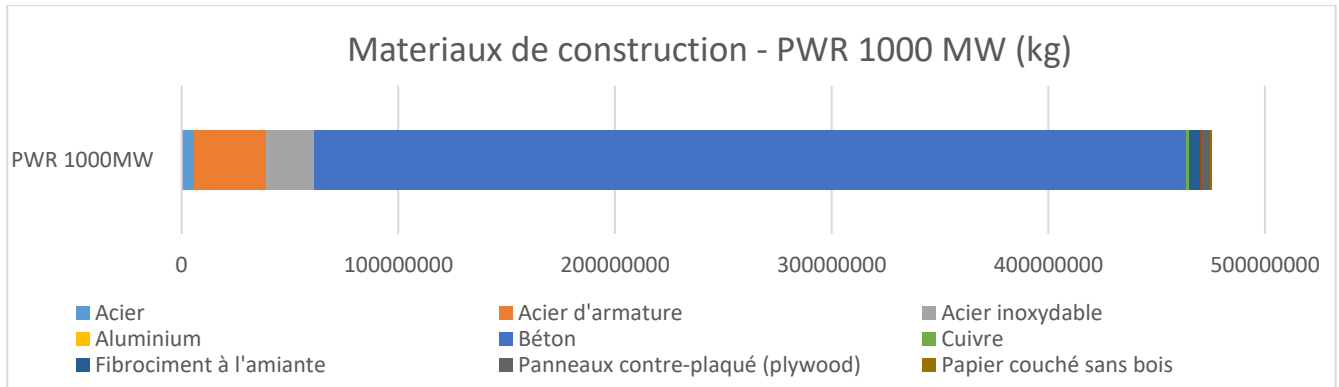


Figure 5-1 Schéma des étapes du cycle de vie considérées dans le processus de production d'1 kWh d'électricité et subdivision par niveaux, production propre.

### 5.1.2. Matériaux de construction

Ci-dessous la distribution des matériaux de construction de la centrale nucléaire sur son poids total, pour plus de détails voir le tableau dans l'annexe 4.



Graphique 8 Matériaux de construction pour un central PWR, production propre

## 5.2. Centrales à charbon

Les centrales à charbon font partie centrales thermiques classiques.

En Belgique le charbon servait principalement comme source d'électricité et dans la production du ciment, fer et acier. La dernière mine a été fermée en 1992, ainsi, à partir de ce moment-là, le charbon a fait partie des ressources importées. En 2014, 73% des importations provenaient de la Russie, de l'Australie ainsi que des Etat Unis et 32,7% de l'entrée primaire totale était destinée à la production d'électricité.

L'approvisionnement total en charbon a fortement diminué au cours de ces années. En effet, il serait passé de 10,6 Mtep en 1990 à 3,3Mtoe en 2014 (IEA<sup>1</sup>, 2016 : p. 75).

Le charbon était la principale source d'énergie jusqu'aux années cinquante en Belgique. La plupart des centrales thermiques classiques ont été fermées progressivement au cours des années nonante, il n'en restait que trois en 2003 (SPW, s.d.). Les dernières centrales à charbon de la Belgique étaient celles de Langerlo (deux unités de 235Mw de puissance). Arrêtées en avril 2016, elles ont ensuite été achetées par la société estonienne Graanul Invest qui les convertira, pour l'automne 2018, en centrales à biomasse alimentées par pellets en bois. »

### 5.2.1. Cycle du combustible

Le charbon est extrait de réservoirs qui peuvent être souterrains ou à faible distance de la surface. Le charbon 'run-of-mine', c'est-à-dire le charbon brut qui vient d'être extrait, contient toute une série d'impuretés, telles que des composantes inorganiques incombustibles. Celles-ci baissent le pouvoir calorifique et engendreraient la production de beaucoup de résidus d'incinération. Dans certains cas, le charbon subit alors un processus de 'lavage' des impuretés et est également concassé pour diminuer son poids et ses dimensions afin d'amoinrir les coûts de transport mais aussi de rendre plus facile les opérations de traitement. Généralement les usines de traitement sont situées dans les environs des sites d'extraction.

Le combustible destiné aux centrales de production électrique est souvent conditionné et transporté directement à destination, sans traitement (Wu et al., 2016).

### 5.2.2. Cas pris en considérations

Sur la base de données EcoInvent, est disponible le processus de production d'1kWh d'électricité à partir d'un central à charbon conventionnelle (Bauer<sup>4</sup>, 2007). L'unité proposée est une centrale moyenne de puissance comprise entre 100MW et 500MW. En appliquant la méthode CED pour 1kWh, les paramètres de production et de puissance pris en considération par le logiciel sont ceux la typologie à puissance maximale : P = 500MW et 4000 heures équivalentes de travail. La durée de vie est de 33 ans. L'intrant en combustible considéré dans le processus de EcoInvent provient en partie de mines souterraines et en partie de mines à ciel ouvert ; après l'extraction il est conditionné et envoyé directement à la centrale. La centrale est équipée avec des deux filtres de réduction de NOx et de SOx. Sont également compris les traitements des résidus de combustion.

Les étapes du cycle de vie prise en considérations sont les suivantes :

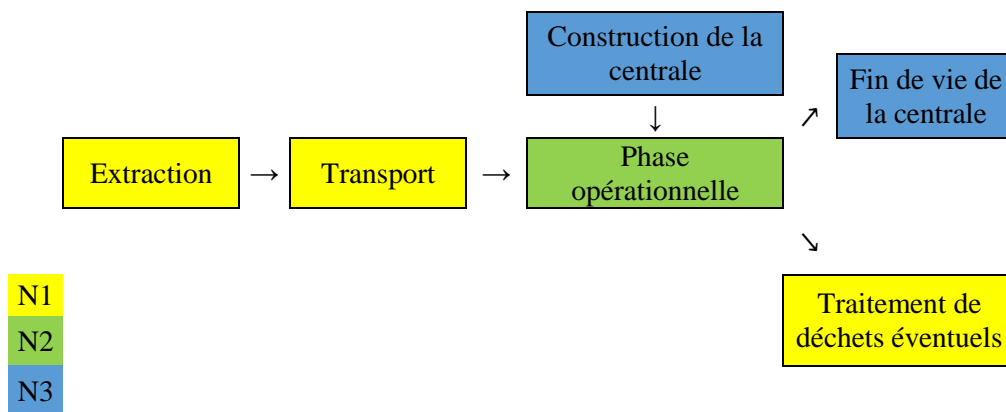
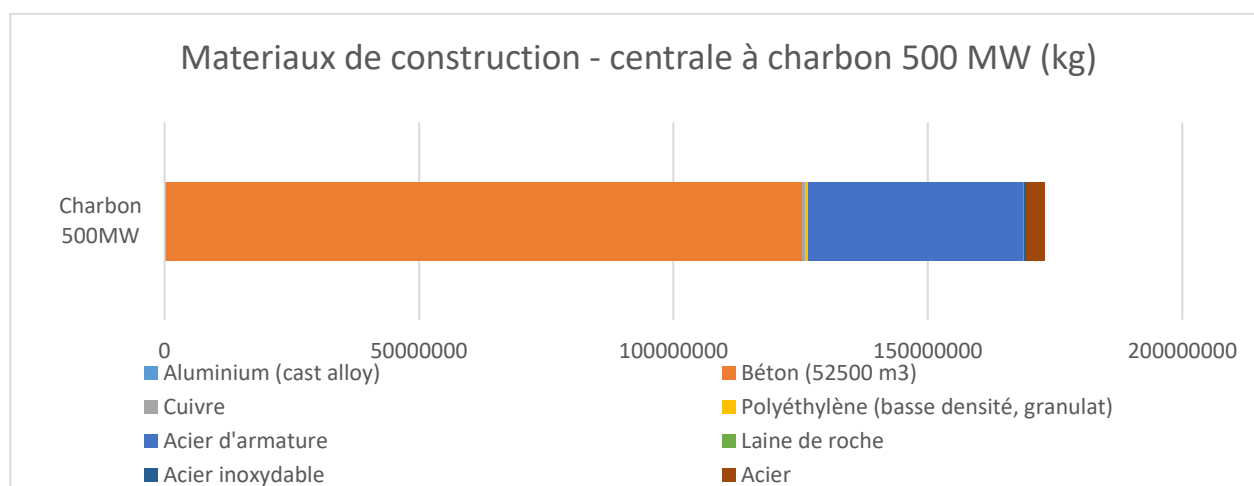


Figure 5-2 Schéma des étapes du cycle de vie considérées dans le processus de production d'1 kWh d'électricité par une centrale à charbone et subdivision par niveaux, production propre

### 5.2.3. Matériaux de construction

Les matériaux de construction pour une centrale à charbon sont repartis de la façon suivante (plus de détails en Annexe 4) :



Graphique 9Materiaux de construction pour une centrale à charbon de 500MW, production propre

### 5.3. Centrales à gaz naturel

L'approvisionnement en gaz naturel s'élevait à 12,6 Mtoe en 2014 (15.8 bcm). Les centrales de production énergétique consomment environ un quart du gaz importé (25,3%), cependant c'est l'industrie qui en utilise le plus (34,4%) (IEA<sup>1</sup>, 2016 : p. 79).

Durant les années nonante de nouvelles installations de type TGV ont été mises en œuvre pour répondre à la demande énergétique croissante ; deux installations supplémentaires se sont ajoutées en 2009 et 2011 (SPW, s.d.). Les centrales actives actuellement sont les suivantes :

Centrales OCGT	Puissance (MW)
Ham	112
Angleur 4	126
Angleur 3	50
Vilvoorde*	265
Drogenbos	230
Izegem	22
Total 2016 - 2017	540
Total 2017 - 2018	238

Centrales CCGT	Puissance (MW)
Herdersbrug	480
Ringvaart	357
Kippegroen	305
Saint-Ghislain	350
Marcinelle	405
Amercoeur	420
Zandvliet	384
Inesco	138
T-Power	425
Seraing *	485
Total hiver 2016-2017	3264
Total hiver 2017-2018	3264

Tableau 5-2 Centrales OCGT et CCGT installées en Belgique (ELIA<sup>1</sup>, 2016)

Entre les unités conventionnelles, celles de Angleur 3, Drogenbos et Izegem sont actuellement en fonction mais ne seront plus actives au cours de l'hiver 2017 – 2018. La centrale de Vilvoorde, tout comme celle de

Seraing à cycle combiné, font partie de la réserve stratégique et ne sont pas comptabilisées dans la capacité totale installée (ELIA<sup>1</sup>, 2016 : p. 46 ).

### **5.3.1.Cycle du combustible**

Le gaz naturel est un mélange d'hydrocarbures composé principalement de gaz méthane. Son cycle de préparation démarre avec son extraction du sous-sol. Ses réservoirs sont souvent associés à d'autres réservoirs de ressources fossiles.

Après l'extraction, le gaz dans sa forme brute nécessite d'être traité de façon à améliorer sa qualité et de respecter les conditions de transport. Il passe généralement par une étape de purification au cours de laquelle les contaminants principaux sont éliminés : eau, dioxyde de carbone et sulfure d'hydrogène.

Ensuite, le transport du gaz se produit par des gazoducs terrestres et sous-marins qui mettent en connexion les pays consommateurs et producteurs. Le gaz est transporté comprimé à haute pression et, quand il s'agit de trajets très longs, des stations de compression sont installées à certains points du réseau. La compression du gaz permet de le transporter à très grande vitesse, toutefois elle entraîne une certaine consommation d'énergie, bien que discrète. L'énergie consommée pendant le transport représente 10 – 15% de celle contenue dans le gaz transporté (CDE, 2015).

La Belgique n'a pas de réserves de gaz naturel utilisables de façon rentable, l'ensemble des besoins est donc satisfait grâce aux accords d'importations. Les Pays-Bas et la Norvège sont les deux principaux importateurs auxquels s'ajoutent d'autres pays qui varient d'une année à l'autre (IEA<sup>1</sup>, 2016 : p.79). Tout le gaz importé des Pays-Bas est du L-gaz (low calorific gaz)<sup>14</sup> (IEA<sup>1</sup>, 2016 : p.80), utilisé principalement par le secteur résidentiel. Les industries et le secteur énergétique utilisent du gaz à haut pouvoir calorifique, qui constituera bientôt le totale des importations en raison du déclin de la production hollandaise. La transmission du gaz en Belgique s'effectue dans deux réseaux séparés par des conduits à haute pression, gérés par l'opérateur Fluxys Belgium ; une partie du gaz à haut pouvoir calorifique est aussi stockée (IEA<sup>1</sup>, 2016 : p.83 - 84).

### **5.3.2.Cas pris en considération**

Pour analyser le besoin en énergie, ceci à partir des données EcoInvent, j'ai sélectionné une centrale OCGT de puissance 100MW (Heck<sup>1</sup>, 2007) et une centrale CCGT de 400MW (Heck<sup>2</sup>, 2007). J'ai ensuite calculé la demande cumulée en énergie primaire par kWh en utilisant les processus de production d'électricité à partir de ces centrales adaptées pour la Belgique.

Pour les deux typologies de centrales, la chaîne énergétique jusqu'à la production d'électricité se compose de la façon suivante :

---

<sup>14</sup> Avec un contenu énergétique de 9,77kWh/m<sup>3</sup>, il se distingue du gaz à haut pouvoir calorifique (H-gaz) qui contient 11,64kWh/m<sup>3</sup> (IEA<sup>1</sup>, 2016 : p.80).

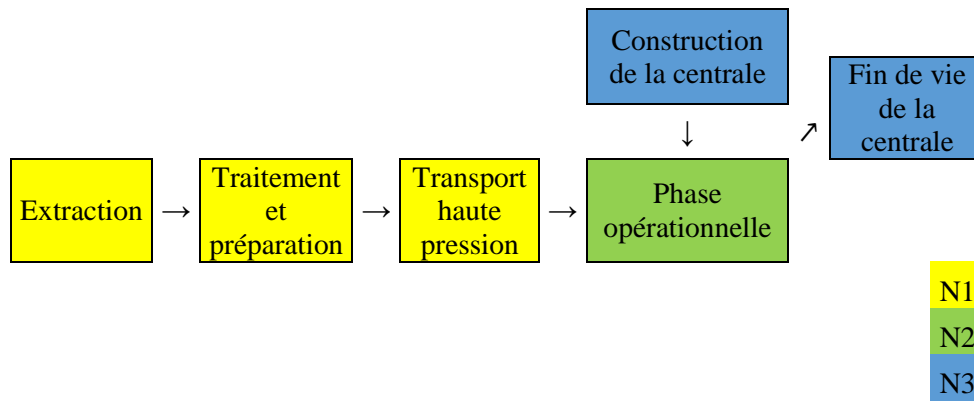
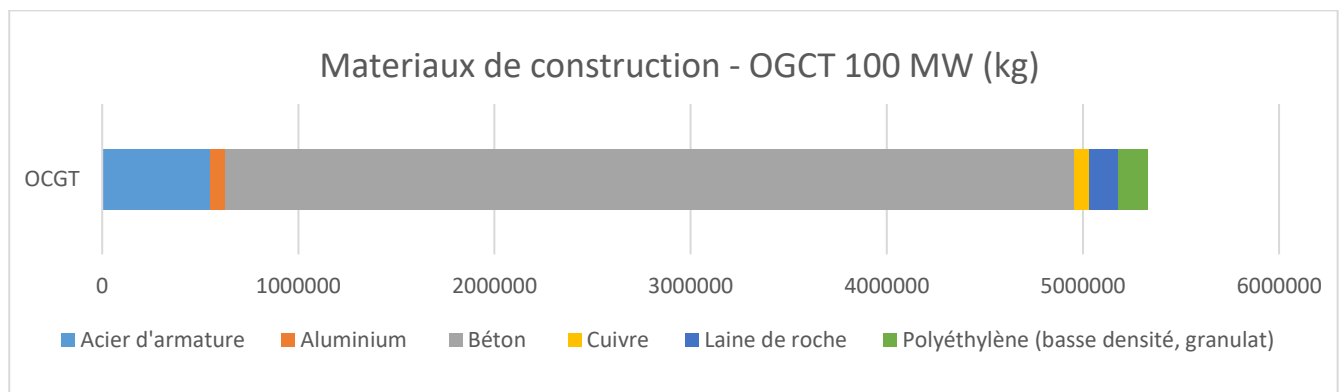


Figure 5-3 Schéma des étapes du cycle de vie considérées dans le processus de production d'1 kWh d'électricité par une centrale OCGT et CCGT et subdivision par niveaux, production propre

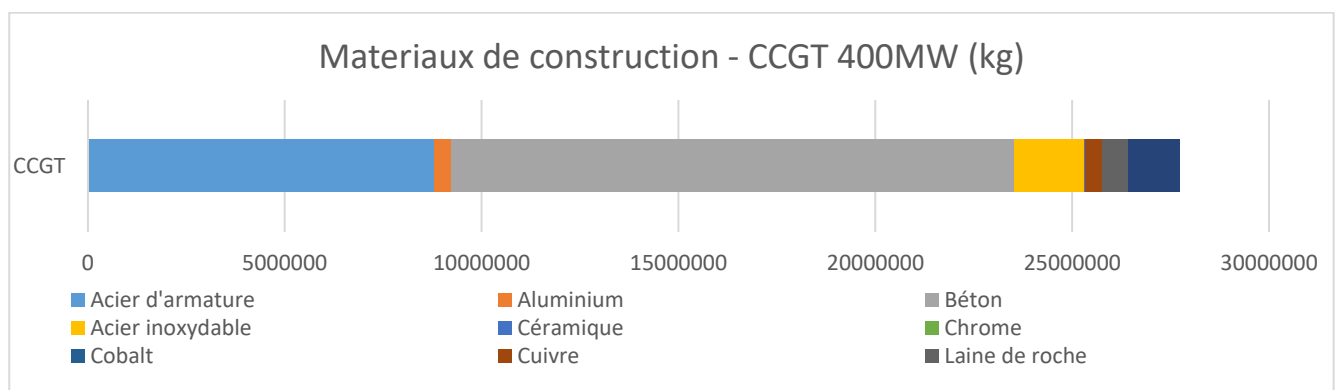
Le stockage sous forme liquide n'est pas pris en considération. Les différences techniques des deux centrales ressortent dans leur rendement. Le rendement théorique pour les centrales conventionnelles à gaz est de 40 – 42 %, celui pour celles à cycle combiné se situe entre 55-58%.

### 5.3.3. Matériaux de construction

Pour les deux centrales à gaz aussi, le béton est là composant plus important. L'unité cycle combiné se distingue de l'autre modèle pour la quantité d'acier qu'elle demande aussi (Détails en Annexe 4).



Graphique 10 Matériaux de construction (kg), OCGT 100MW, production propre

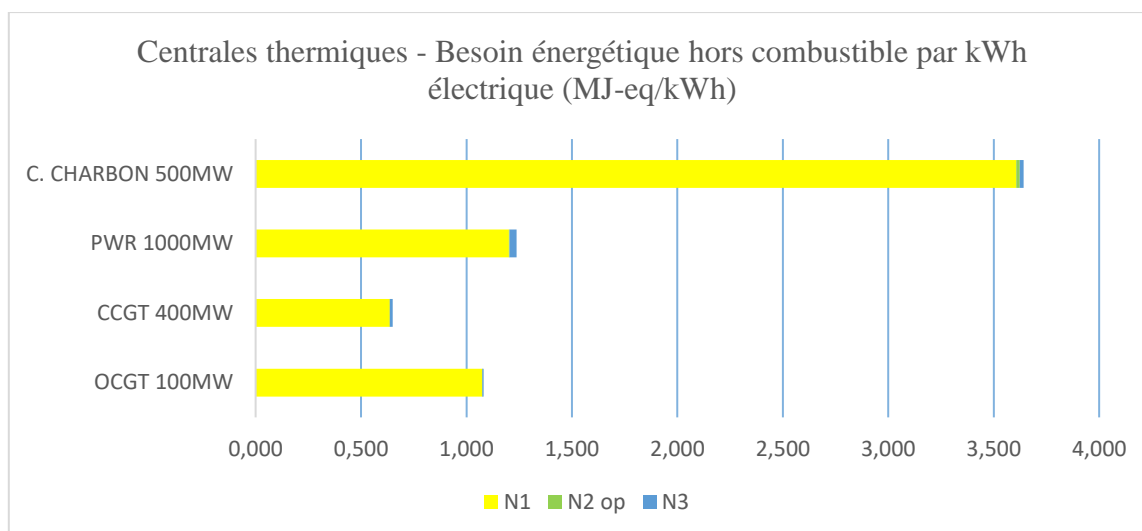


Graphique 11 Matériaux de construction (kg), CCGT 400MW, production propre

#### 5.4. Intensité énergétique hors combustible

La demande énergétique totale par unité de kWh varie en fonction de la centrale considérée.

Sans prendre en compte l'apport en combustible, la valeur la plus haute est celle obtenue pour la centrale à charbon qui présente une intensité énergétique de 3,64 MJ-eq par kWh.



Graphique 12 Besoin énergétique hors combustible par kWh électrique, production propre

Les résultats meilleurs sont ceux de la centrale à gaz à cycle combiné, son intensité énergétique est de : 0,65 MJ-eq/kWh.

Centrales thermiques - Besoin énergétique par kWh électrique (MJ-eq/kWh)				
Niveaux	OCGT 100MW	CCGT 400MW	PWR 1000MW	C. CHARBON 500MW
N1	1,075	0,637	1,200	3,607
N2 op	2,171E-04	1,286E-04	4,091E-03	0,017
N3	0,006	0,013	0,032	0,018
totale hors combustible	1,081	0,650	1,237	3,642
N2 fuel	10,395	6,158	12,170	9,168
totale	11,477	6,808	13,407	12,81

Tableau 5-3 Besoin énergétique par kWh électrique, centrales thermiques, production propre.

Les résultats obtenus à partir de la méthode CED dépeignent une répartition très inégale de la demande énergétique sur les niveaux du cycle de vie. Elle se concentre principalement sur le cycle de vie du combustible et ce résultat est vrai pour toutes les centrales thermiques prises en considération.

Pour la centrale nucléaire, la durée de vie du cas pris en considération est véritablement courte par rapport à la réelle. Le prolongement de sa vie comporte une hausse de la production énergétique sur le cycle de vie. Cependant, étant le cycle de combustible le plus énergivore, la diminution envisageable de l'intensité énergétique ne serait pas trop marquée.

La centrale à charbon considérée est une centrale classique. Il s'agit d'une typologie conventionnelle tandis que les nouvelles centrales utilisées dans le monde sont plutôt du type 'supercritical'. Les différences

principales tiennent en la température et la pression de fonctionnement. Ces centrales de nouvelle génération ont normalement des rendements meilleurs et les valeurs d'intensité énergétique sont moindres par rapport aux classiques. Lenzen (2008) estime 9,72 – 11,4 MJ-eq/kWh pour une centrale conventionnelle et 9,4 – 10,22 MJ-eq/kWh pour une 'supercritical'. Ces valeurs comprennent aussi l'intrant en combustible mais la répartition des consommations sur les niveaux du cycle de vie des deux centrales est la même.

Les résultats sont généralement en ligne avec les conclusions présentes dans la littérature. Voorspools et al.(2000) analysent une centrale nucléaire dans le contexte belge, Lenzen (2008) analyse plusieurs centrales thermiques (OCGT, CCGT, centrale à charbon classique) dans le contexte australien néanmoins tous les résultats sont comparables.

#### 5.4.1. Comparaison du besoin en combustible des centrales thermique

Pour la production de 1kWh d'électricité les quantité de combustibles varient selon le rendement de la centrale et le contenu énergétique de la ressource.

Centrale	Combustible	Quantité intrant pour la production d'1kWh	Intrant en énergie prim. comme combustible par kWh
PWR 1000MW	UO <sub>2</sub> 4,2% + MOX (kg)	2,46E-06 kg	12,17 MJ eq/kWh
OCGT 100MW	Gaz naturel (m <sup>3</sup> )	0,27 Nm <sup>3</sup>	10,34 MJ eq/kWh
CCGT 400MW	Gaz naturel (m <sup>3</sup> )	0,16 Nm <sup>3</sup>	6,13 MJ eq/kWh
Charbon 500MW	Charbon (kg)	0,4 kg	9,17 MJ eq/kWh

Tableau 5-4 Besoin en combustible par centrale, production propre

Le combustible utilisé dans la centrale nucléaire se compose à 92% de UO<sub>2</sub> enrichi à 4,2%, et à 8% de MOX. Pour la production de 1kWh d'électricité, il faut  $2,46 \cdot 10^{-6}$  kg repartis en  $2,26 \cdot 10^{-6}$  kg de UO<sub>2</sub> 4,2% et  $0,2 \cdot 10^{-6}$  kg de MOX. Etant donné que la fabrication de 1kg de UO<sub>2</sub> enrichi au 4,2% comporte l'extraction d'environ 9,45kg d'uranium naturel, pour 1 kWh d'électricité sont alors nécessaires  $2,13 \cdot 10^{-5}$  kg d'uranium (Treyer<sup>4</sup>,2007). En utilisant le pouvoir calorifique de la méthode CED pour l'uranium extrait (560000MJ/kg) et en considérant un pouvoir calorifique de 3900 GJ/kg pour le MOX, il résulte un intrant de de 12,17 MJ eq d'énergie primaire par kWh d'énergie finale électrique produite. Cela correspond à un rendement d'environ 0,30.

Cependant, il faut 6,13 MJeq pour une centrale à gaz cycle combiné et 10,34 MJeq pour une centrale conventionnelle car elles ont un rendement autour de 35-40% et de 55-58% respectivement (Dessus, 2014: p.52). Une centrale à charbon classique présente normalement un rendement de 40% qui correspond dans ce cas-ci à une demande d'environ 9,17 MJ d'énergie primaire par chaque kWh produit.

Il faut remarquer que, malgré le rendement faible d'une centrale nucléaire, le contenu énergétique de son combustible par unité de poids est très haut. La fission de l'uranium produit trois millions de fois plus d'énergie par rapport au charbon. Une centrale de 1000MW avec une efficacité de 30% qui travaille à pleine puissance pour une équivalente de 8000h demande théoriquement la conversion de 20 tonnes de combustible (UO<sub>2</sub> 4,2%



et MOX). Cependant, les isotopes fissiles naturellement générés pendant la fission réduisent la demande totale en combustible intrant. Une centrale équivalente alimentée à charbon demanderait par contre 3 millions de tonnes de combustible, pour produire la même énergie (Lenzen, 2008 : p.31).

#### 5.4.2. Evaluations du besoin énergétique totale par rapport à l'apport en combustible

Les résultats obtenus avec la méthode CED permettent de faire certaines considérations. La consommation plus importante est celle directe. Plus particulièrement, c'est l'intrant en combustible qui représente la part la plus grande pour toutes les centrales thermiques considérées.

Niveau	OCGT 100MW	CCGT 400MW	PWR 1000MW	C. CHARBON 500MW
Totale hors combustible (%)	9,42	9,55	9,23	28,43
N2 fuel (%)	90,58	90,45	90,77	71,57

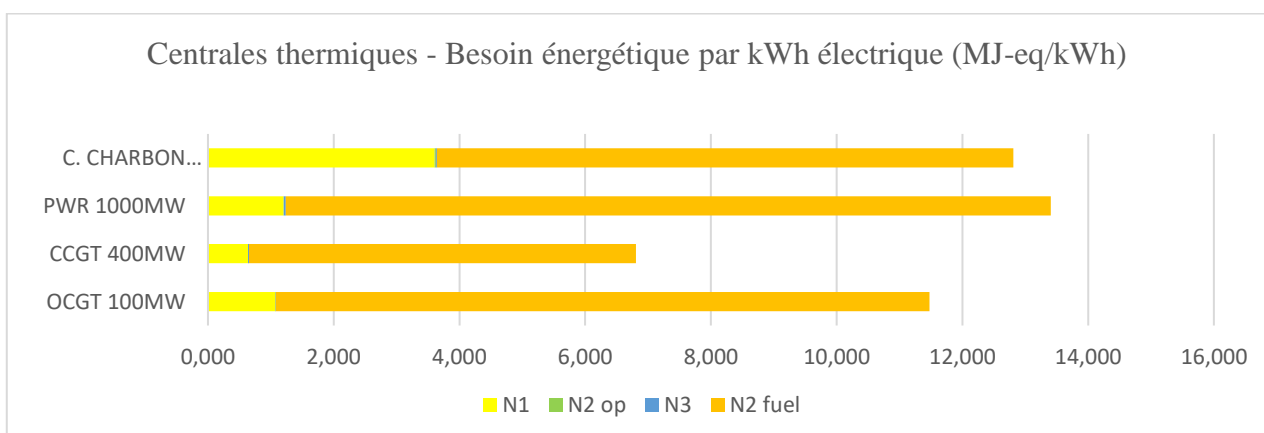
Tableau 5-5 Comparaison entre intrant en combustible et besoin énergétique hors combustible, production propre.

Il constitué plus du 90 % du total pour presque toutes les quatre centrales. La valeur est un peu plus basse pour la centrale à charbon en raison de son processus d'extraction qui est résulté très énergivore.

Les reste du total (le total hors combustible) se compose pour plus du 95% du cycle de vie du combustible. Le niveaux N2 ne compte que pour le 0,02% pour les centrales à gaz et 0,33% et 0,46% respectivement pour la centrale nucléaire et à charbon.

L'énergie incorporée dans l'infrastructure (N3) est inférieure à l'1% pour la centrale à charbon et pour celle à gaz conventionnelle tandis qu'elle représente environ le 2% pour les autres deux.

On peut alors affirmer que, globalement, le besoin énergétique hors combustible bien qu'il compte pour un petit pourcentage ne soit pas négligeable. Il est constitué presque totalement de la demande énergétique du N1. Prises singulièrement alors l'énergie incorporée dans l'infrastructure et celle opérationnelles peuvent être considérés négligeables par rapport à l'intrant en combustible et à l'énergie produite.



Graphique 13 Besoin énergétique total des centrales thermiques par kWh, production propre

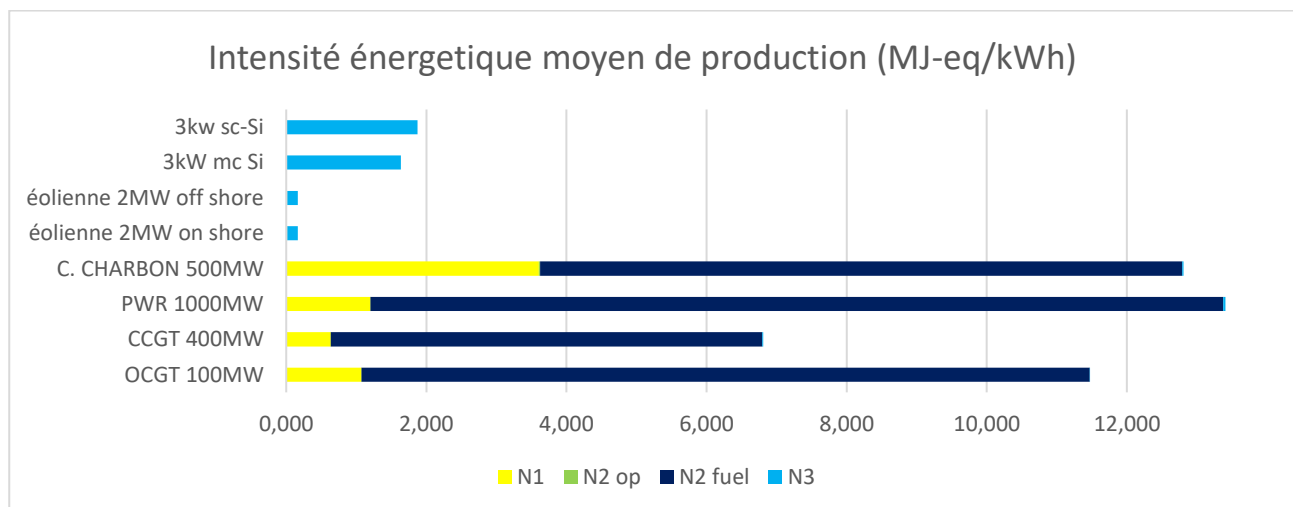
## 5.5. Conclusion du chapitre

Les quatre centrales ont été analysées sur la base de leur intensité énergétique. Les valeurs sont comprises entre un minimum de 6,4MJ-eq/kWh, pour la centrale à gaz à cycle combiné, et un maximum de 13,4 MJ-eq/kWh, pour le réacteur nucléaire. La distribution de la consommation énergétique est similaire pour toutes les centrales,

Pour ce qui concerne les matériaux, le plus présente est le béton, suivi par l'acier et l'aluminium. L'acier dans la plupart de cas sert pour former du béton d'armé.

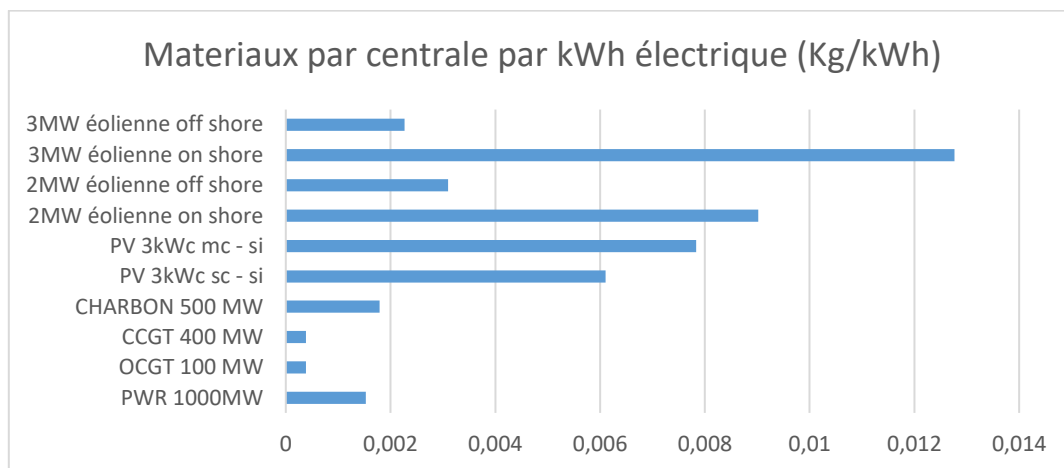
## 6. Conclusions

Afin d'accomplir une analyse équitable, la même unité d'évaluation a été choisie pour toutes les centrales. La demande en énergie primaire est évaluée alors par kWh électrique produit. En considérant l'intrant en combustible, la demande énergétique par kWh des centrales thermiques est bien plus haute par rapport à celle des unités renouvelables. Entre celles-ci, les éoliennes montrent des valeurs inférieures par rapport aux systèmes photovoltaïques. Les valeurs montrées dans le graphique ci-dessous sont calculé en considérant la production électrique de ces centrales en Belgique. La dépendance aux facteurs météorologiques de la production renouvelable considérée fait en sorte que les données puissent changer selon le lieu de calcul sélectionné.



Graphique 14 Intensité énergétique par kWh, Ils sont présente dans le graphique seulement les unités pour lesquelles la subdivision sur le niveau du cycle de vie était disponible, production propre.

La répartition sur les niveaux du cycle de vie indique qu'elle se concentre principalement dans les étapes du cycle de vie de l'infrastructure de conversion, pour les éoliennes et les panneaux photovoltaïques. En revanche, pour les centrales thermiques par contre, la contribution majeure est due à l'intrant en combustible et à son cycle de préparation. La demande énergétique de ces centrales est étendue sur toute leur durée de vie alors que pour les systèmes renouvelables la consommation se concentre principalement sur les étapes en amont et en aval de la production électrique.



Graphique 15 Quantité de matériaux par kWh, production propre.

Pour ce qui concerne les matériaux, vus les différentes caractéristiques de puissance et de production électrique, les résultats en forme de kg par kWh sont en faveur des centrales thermiques.

Les valeurs très hautes obtenus pour les éoliennes on shore sont imputables à leurs fondations en béton. Les V80/2000 sont soutenues par 850 tonnes d'acier (424 kg/kW installés) alors qu'il y en faut seulement 402 kg/kW pour une centrale nucléaire.

Le photovoltaïque par contre, même dans des petites installations, présente des grandes quantités d'aluminium. Un système avec cellules en sc-Si de 3kWp de puissance peut contenir jusqu'à 119 kg d'aluminium, c'est à dire : 39,6kg/kWc installés. Les centrales à flammes par contre en demandent environ 1kg/kW.

L'acier aussi est un matériau retrouvable dans toutes les centrales. Dans ce cas également, le rapport kg par kWh produit est beaucoup plus haut pour les unités renouvelables.

Ce mémoire donne un aperçu de la consommation en ressources des moyens de production considérés. Cependant l'éventail de centrales considérée est un peu limité et les données ne sont pas toujours détaillées. Celles analysés constituent, en tous cas, de systèmes représentatifs des installations de moyens retrouvables en Belgique maintenant et dans un futur proche. Ce travail peut être vu comme une analyse de départ qui prépare une investigation plus profonde de la situation belge.

## 7. Bibliographie

- Alsema, E.A., Nieuwlaar, E., 2000. Energy viability of photovoltaic systems. *Energy Policy* 28, 999 – 1010. PII: S 0 3 0 1 - 4 2 1 5 ( 0 0 ) 0 0 0 8 7 - 2
- Apere asbl, [s.d.]. Tout savoir sur l'énergie éolienne en Wallonie. *Axe horizontal ou axe vertical*. Récupéré le 13 avril 2017 de <http://www.eolien.be/node/94>
- Apere<sup>2</sup>, (2017, janvier 1). *Observatoire éolien*. Récupéré le 26 avril 2017 de <http://www.apere.org/fr/observatoire-eolien>

- Apere<sup>3</sup>, (2017, février 16). *Observatoire photovoltaïque*. Récupéré le 26 avril 2017 de <http://www.apere.org/fr/observatoire-photovoltaïque>
- Apere<sup>1</sup>, (2017, mars 15). *Observatoire belge de l'énergie*. Récupéré le 26 avril 2017 de <http://www.apere.org/fr/observatoire-belge-de-l-energie>
- Apere<sup>4</sup>, [s.d.]. *Eolien : 42MW installé en Wallonie en 2016*. Récupéré le 26 avril 2017 de [http://apere.org/sites/default/files/images/observatoire/170119\\_CP\\_APERE\\_stat\\_eolien\\_2016\\_final.pdf](http://apere.org/sites/default/files/images/observatoire/170119_CP_APERE_stat_eolien_2016_final.pdf)
- Apere<sup>5</sup>, [s.d.]. *L'énergie éolienne en Wallonie, Axe horizontal ou axe vertical*. Récupéré le 3 mai 2017 de <http://www.eolien.be/node/94>
- Bauer<sup>4</sup>, C., (2007). Electricity production, hard coal, BE, Allocation, cut-off by classification,ecoinvent, database version 3.3
- Bauer<sup>5</sup>, C., (2007). Hard coal power plant construction 500MW, GLO, Allocation, undefined,ecoinvent database version 3.3
- Bauer<sup>6</sup>, C., (2007). Hard coal power plant construction 100MW, GLO, Allocation, undefined,ecoinvent database version 3.3
- Beck, F., Martinot, E., (2004). Renewable Energy Policies and Barriers. Encyclopedia of Energy, Volume 5. Elsevier
- Bhandari, K. P., Collier, J.M., Ellingson, R. J., Apul, D. S., (2014). Energy payback time (EPBT) and energy return on energy invested (EROI) of solar photovoltaic systems: A systematic review and meta-analysis. *Renewable and Sustainable Energy reviews*.  
<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.02.057>
- Bonou, A., Laurent A., Olsen, Stig I., 2016. Life cycle assessment of onshore and offshore wind energy – from theory to application, *Applied Energy* 180, 327 – 337. DOI :  
<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.07.058>
- Palmer, G., (2014). Chapter 5. EROI of Solar PV. Dans Palmer, G., *Energy in Australia* (p. 45 – 69). Energy Analysis. DOI : 10.1007/978-3-319-02940-5\_5
- Brugel<sup>1</sup>, (s.d.). *Les régulateurs*. Récupéré le 21 février 2017 de <http://www.brugel.be/fr/regulateurs>
- CDE Connaissance des Energies, (2015, juillet 3). *Gaz Naturel*. Récupéré le 2 juillet de <http://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/gaz-naturel>
- CDE<sup>1</sup> Connaissance des Energies, (2013, décembre 13). *Quels sont les constituants d'une éolienne ?* Récupéré de <http://www.connaissancedesenergies.org/quels-sont-les-constituants-d-une-eolienne-130125>
- CDE<sup>2</sup> Connaissance des Energies, (2013 février 25). *Eoliennes en mer (offshore)*. Récupéré de <http://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/eoliennes-en-mer-offshore>
- Cech, J., (2016, janvier 13). *Objectifs Climat 2020 : Les petits calculs à la belge*.  
<http://www.renouvelle.be/fr/actualite-belgique/objectifs-climat-2020-les-petits-calculs-a-la-belge>

- Crawford, R. H., 2009. Life cycle energy and greenhouse emissions analysis of wind turbines and the effect of size on energy yield. *Renewable and Sustainable Energy* 13, 2653 – 2660. DOI : doi:10.1016/j.rser.2009.07.008.
- CREG, (2015). *Rapport annuel 2015*. Editeur : Locquet K., Bruxelles. Récupéré de <http://www.creg-ar.be/2015/report-fr.html>
- Denholm, P., (2015, Septembre). *The role of storage and demand response*. Récupéré de <http://www.nrel.gov/docs/fy15osti/63041.pdf>
- Desmond, C., Murphy, J., Blonk, L., Haans, W., (2016). Description of an 8MW reference wind turbine. *Journal of Physics: Conferences Series*, 753. DOI : 10.1088/1742-6596/753/9/092013
- Dessus, B., (2014). *Dechiffrer l'énergie*. Belin Litterature et Revues.
- Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources (2009, juin), *OJ L 140*. Récupéré de <http://data.europa.eu/eli/dir/2009/28/oj>
- Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council of 25 October 2012 on energy efficiency (2012, novembre), *OJ L 315*. Récupéré de <http://data.europa.eu/eli/dir/2012/27/oj>
- Dones, R., (2007). Nuclear power plant construction, pressure water reactor 1000MW, CH, Allocation, Undefined, ecoinvent database version 3.3
- EDORA, (2017, avril 28). *Consultation des stakeholders dans la cadre de l'élaboration du Plan Energie – Climat 2030 pour la Wallonie*. Récupéré de <http://www.edora.org/actualites/plan-energie-climat-2030-la-wallonie-consulte>
- EDORA, ODE, (2016, novembre). *Réussir le pari d'une transition énergétique durable en Belgique, Peroposition d'EDORA et ODE*. Récupéré de <http://www.edora.org/2012/news-edora-et-ode-besoin-d-une-vision-enegetique-durable-pour-la-belgique-253.html>
- ELIA, [s.d]. *Le contrat CIPU: un cadre fixe pour la participation à la gestion du réseau à haute tension*. Récupéré de [http://www.elia.be/fr/produits-et-services/~/\\_media/files/Elia/Products-and-services/ProductSheets/S-Ondersteuning-net/S5\\_F\\_CIPU\\_08\\_07.pdf](http://www.elia.be/fr/produits-et-services/~/_media/files/Elia/Products-and-services/ProductSheets/S-Ondersteuning-net/S5_F_CIPU_08_07.pdf)
- ELIA<sup>1</sup>, (2016, Novembre). *For Belgium : The need for strategic reserve for winter 2017–18 and outlook for 2018-19 and 2019-20*. Récupéré de <http://www.elia.be/en/about-elia/newsroom/news/2016/20-04-2016-Adequacy-study-flexibility-Belgian-electricity-system>
- ELIA<sup>2</sup>, (2016, April). *Adequacy study and assessment of the need for flexibility in the belgian electricity system*. Récupéré de <http://www.elia.be/en/about-elia/newsroom/news/2016/20-04-2016-Adequacy-study-flexibility-Belgian-electricity-system>
- Elsam, (2004, Octobre 20). *Life Cycle Assessment of offshore and onshore sited wind farms*. Récupéré de [http://www.apere.org/manager/docnum/doc/doc1252\\_LCA\\_V80\\_2004\\_uk%5B1%5D.fiche%2042.pdf](http://www.apere.org/manager/docnum/doc/doc1252_LCA_V80_2004_uk%5B1%5D.fiche%2042.pdf)

- EMDT Eoliennes en mer Dieppe le Tréport, (s.d.). *Fiche thématique, Les différents types de fondations existants*. Récupéré le 15 juillet 2017 de <https://dieppe-le-treport.eoliennes-mer.fr/>
- EnergizAir, (s.d.). *Eolien Historique*. Récupéré le 3 juin 2017 de <http://www.meteo-renouvelable.be/Eolien/Historique>
- ETIP Wind, (2016, septembre). *The strategic research and innovation agenda 2016*. Récupéré de <https://windeurope.org/about-wind/reports/strategic-research-and-innovation-agenda-2016/>
- European Commission (2011). *Commission staff working document – Impact Assessment – Accompanying the Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social committee and the committee of the Regions, A roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050*.
- European Commission<sup>1</sup>, (2017 juin 16). Paquet sur le climat et l'énergie à l'horizon 2020. Récupéré le 18 juin 2017 de [https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020\\_fr](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_fr)
- European Commission<sup>2</sup>, (2017 juin 16). Cadre pour le climat et l'énergie à l'horizon 2030. Récupéré le 18 juin 2017 de [https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030\\_fr](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_fr)
- European Commission<sup>3</sup>, (2017, juillet 14). Climate Action, Paris Agreement. Récupéré le 15 juillet 2017 de [https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris\\_en](https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_en)
- Eurostat, (2013, février 12). Statistic Explained. *Glossary : Gross Inland Consumption*. Récupéré le 17 mai 2017 de [http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Glossary:Gross\\_inland\\_energy\\_consumption](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Glossary:Gross_inland_energy_consumption)
- Eurostat, (2012, septembre 7). Statistic Explained. *Glossary : Final energy consumption*. Récupéré le 14 avril 2017 de [http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Glossary:Final\\_energy\\_consumption](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Glossary:Final_energy_consumption)
- Eurostat, (2014, décembre 11). Statistic Explained. *Glossary : Primary energy consumption*. Récupéré le 14 avril 2017 de [http://ec.europa.eu/eurostat/statisticsexplained/index.php/Glossary:Primary\\_energy\\_consumption](http://ec.europa.eu/eurostat/statisticsexplained/index.php/Glossary:Primary_energy_consumption)
- Eurostat, (2015, février 9). Energy consumption in the EU down to its early 1990s level. Récupéré de <http://ec.europa.eu/eurostat/documents/2995521/6614030/8-09022015-AP-EN.pdf/4f054a0a-7e59-439f-b184-1c1d05ea2f96>
- Eurostat, (2016, novembre 7). Statistic Explained. *Glossary : Sankey diagrams for energy balance*. Récupéré le 20 juin de [http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Sankey\\_diagrams\\_for\\_energy\\_balance](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Sankey_diagrams_for_energy_balance)
- Eurostat, (2017, juillet 5). Statistic Explained, *Final energy consumption, 1990 – 2015 (million tonnes of oil equivalent)*. Récupéré le 7 juillet 2017 de [http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/File:Final\\_energy\\_consumption,\\_1990-2015\\_\(million\\_tonnes\\_of\\_oil\\_equivalent\)\\_YB17.png](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/File:Final_energy_consumption,_1990-2015_(million_tonnes_of_oil_equivalent)_YB17.png)

- EWEA : European Wind Energy Association, (2016, février). *The European offshore wind industry – key trends and statistics 2015*. Récupéré de [www.ewea.org](http://www.ewea.org)
- FEBEG<sup>1</sup>, [s.d.]. *Statistiques électricité*. Récupéré le 20 mai 2017 de <https://www.febeg.be/fr/statistiques-electricite>
- FEBEG<sup>2</sup>, [s.d.]. *Transport et distribution de l'électricité*. Récupéré le 14 avril de <https://www.febeg.be/fr/transport-et-distribution-de-lelectricite> (trois réseau de distribution)
- FEBEG<sup>3</sup>, [s.d.]. *Moyens de production*. Récupéré le 18 mai 2017 de <https://www.febeg.be/fr/moyens-de-production>
- FEBEG<sup>4</sup>, [s.d.]. *Merit Order*. Récupéré le 30 juin 2017 de <https://www.febeg.be/fr/merit-order>
- Foidart, F., Olivier-Solà, J., Gasol, C.M., Gabrrell, X., Rieradevall, J., (2010). How important are current energy mix choices on future sustainability study : Belgium and Spain- projections towards 2020 – 2030. *Energy Policy*, 38. DOI :10.1016/j.enpol.2010.04.028
- Gabriel F., (2005). Le pompage- turbinage : une solution efficace pour suivre la demande énergétique. *Renouvelle*, 13. Récupéré de [www.apere.org](http://www.apere.org)
- GREG : Commission de Regulation de l'Electricité et du Gaz, (2011, octobre 13). *Etude relative à la capacité de production installée en Belgique en 2010 et son évolution*. Récupéré de <http://www.creg.be/fr>
- Guezuraga, B., Zauner, R. and Polz, W. (2011) Life Cycle Assessment of Two Different 2 MW Class Wind Turbine. *Renewable Energy*, 37, 37-44. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2011.05.008>
- Hach, (s.d.). *Steam generation in power plants*. Récupéré de <https://www.hach.com/power-overview>
- Hall, C. A., Balogh, S., Murphy, D.J., (2009). What is the minimum EROI that a sustainable society must have? *Energies*, 2 (1), 25 – 47. Doi :10.3390/en20100025
- Heck<sup>1</sup>, T., (2007). Electricity production, natural gas, at conventional power plant, BE, Allocation, cut-off by classification, ecoinvent, database version 3.3
- Heck<sup>2</sup>, T., (2007). Electricity production, natural gas, at combined cycle power plant, BE, Allocation, cut-off by classification, ecoinvent, database version 3.3
- Heck<sup>3</sup>, T., (2007). Gas power plant construction, combined cycle, 400MW electrical, RER, Allocation, undefined, ecoinvent database version 3.3
- Heck<sup>4</sup>, T., (2007). Gas power plant construction, conventional, 100MW electrical, RER, Allocation, undefined, ecoinvent database version 3.3
- Heinrich-Böll-Stiftung, (2017, mars). *The Belgian Electricity Landscape in the context of the nuclear phase-out*.
- Hischer R., Weidema B., Althaus H.-J., Bauer C., Doka G., Dones R., Frischknecht R., Hellweg S., Humbert S., Jungbluth N., Köllner T., Loerincik Y., Margni M. and Nemecek T. (2010). *Implementation of Life Cycle Impact Assessment Methods. ecoinvent report No. 3, v2.2*. Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf. Récupéré de [www.ecoinvent.org](http://www.ecoinvent.org)

- Huart, M., (2017). *02b Chaîne énergétique, Energie et environnement : slide du cours, ENVI F 449*. Université Libre de Bruxelles, Faculté de Science
- Huart<sup>2</sup>, M., (2016, septembre 5). *Observatoire belge des énergies renouvelables*. Récupéré le 20 mai 2017 de <http://www.renouvelle.be/fr/statistiques/observatoire-belge-des-energies-renouvelables>
- Huart<sup>1</sup>, M., (2016). *05a\_Statistiques de consommation d'énergie, Energie : Ressources et environnement : Slide du cours, ENVI F454*. Université Libre de Bruxelles
- Huart<sup>3</sup>, M., (2016). *06c – Secteur électrique, Energie : ressources et environnement : Slide du cours, ENVI F454*. Université Libre de Bruxelles
- IEA PVPS (International Energy Agency Photovoltaic Power systems Programme), (2011, Novembre). *Methodology Guidelines on Life Cycle Assessment of Photovoltaic Electricity, 2nd edition*, (IEA PVPS Task 12) Upton: Fthenakis, V., Frischknecht, R., Raugei, M., Kim, H. C., Alsema, E., Held, M., de Wild-Scholten, M. Récupéré de <http://www.iea-pvps-task12.org>
- IEA<sup>1</sup> : International Energy Agency, (2016). *Energy Policies of IEA Countries Belgium 2016 review*. Récupéré de <https://www.iea.org/countries/membercountries/belgium/>
- IEA<sup>2</sup>, (2016). *Photovoltaic Power System Program*. Récupéré de [http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/IEA-PVPS\\_RA2016-web.pdf](http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/IEA-PVPS_RA2016-web.pdf)
- IEC : International Electrotechnical Commission, (2005). *International Standards IEC 61400-1, Wind Turbines - Part 1: Design requirements, third edition*. Récupéré de [https://webstore.iec.ch/preview/info\\_iec61400-1%7Bed3.0%7Den.pdf](https://webstore.iec.ch/preview/info_iec61400-1%7Bed3.0%7Den.pdf)
- International Organization for Standardization (ISO), (2010). *International Standard ISO 14044: 2006*.
- Jolliet, O., Saadé, M., Crettaz, P., Shaked, S., (2010). *Analyse du cycle de vie, Comprendre et réaliser un écobilan, (2<sup>e</sup> éd.)*. Italie : Presse polytechniques et universitaire romandes
- Kaldelliss, K., Apostolou D., 2017. *Life cycle energy and carbon footprint of offshore wind energy. A comparison with onshore counterpart, Renewable Energy 108, 72 – 84*. DOI : <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2017.02.039>
- Kellenberger, D., (2007). *Concrete production normal, CH, Allocation, undefined,ecoinvent database version 3.3*
- Lacal Arantegui, R., Jager-Waldau, A., (2017). *Photovoltaics and wind status in the European Union after the Paris Agreement. Renewable and Sustainable Energy Reviews, article in press*. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.052>
- Laleman, R., Albrecht, J., Dewulf, J., 2010. *Life Cycle Analysis to estimate the environmental impact of residential photovoltaic systems in regions with low solar irradiation. Renewable and Sustainable Energy Reviews 15, 267 – 281*. DOI : 10.1016/j.rser.2010.09.025
- Lenzen, M., (2008). *Life cycle energy and greenhouse gas emissions of nuclear energy: A review. Energy Conversion and Management 49, 2178 – 2199*. Récupéré de <http://www.isa.org.usyd.edu.au>



- Lenzen, M., Munksgaard, J., (2002). Energy and CO2 life-cycle analyses of wind turbines – review and applications. *Renewable Energy*, 26, 339 – 362.
- Lenzen, M., Washmann, U., (2004). Wind turbines in Brazil and Germany : an example of geographical variability in life cycle assessment. *Applied Energy*, 77, 119 – 130. doi:10.1016/S0306-2619(03)00105-3
- *Loi sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité*, (2003, janvier 31). Récupéré le 21 avril de [http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi\\_loi/loi\\_a.pl?language=fr&caller=list&cn=2003013138&la=f&fr\\_omtab=loi&sql=dt=%27loi%27&tri=dd+as+rank&rech=1&numero=1](http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi_loi/loi_a.pl?language=fr&caller=list&cn=2003013138&la=f&fr_omtab=loi&sql=dt=%27loi%27&tri=dd+as+rank&rech=1&numero=1)
- MacKay, D. (2012). *L'énergie durable: pas que du vent!*. Cambridge : De Boeck. Récupéré de : [http://cdurable.info/IMG/article\\_PDF/L-energie- durable-pas- que-du- vent\\_a4158.pdf](http://cdurable.info/IMG/article_PDF/L-energie- durable-pas- que-du- vent_a4158.pdf).
- MCE, (2016, juin 7). Biomassentrale Langerlo in handen van Estse investeerder, *De Standaard*. Récupéré le 31 mars 2017 de [http://www.standaard.be/cnt/dmf20160607\\_02327470](http://www.standaard.be/cnt/dmf20160607_02327470)
- Mondoc, B, Pop, F., (2010). Factors influencing the performance of a photovoltaic power plant. Conference on Modern Power Systems. Récupéré de [https://ie.utcluj.ro/files/acta/2010/Number5/MPS\\_2010\\_Mondoc.pdf](https://ie.utcluj.ro/files/acta/2010/Number5/MPS_2010_Mondoc.pdf)
- National Instruments, (2008, 22 decembre). *Wind Turbine control methods*. Récupéré de <http://www.ni.com/white-paper/8189/en/>
- Neuborg, G., (2014). *National Survey Report of PV Power Applications in Belgium. Photovoltaic power systems programme*. Récupéré de [www.iea-pvps.org](http://www.iea-pvps.org)
- Plywood for Europe, [s.d.]. *Plywood density*. Récupéré le 15 juillet 2017 de <http://www.plywoodeurope.com/plywood-density.html>
- Pré, (2016, avril). *SimaPro Database Manual, Methods Library*. Récupéré de <https://www.pre-sustainability.com/download/DatabaseManualMethods.pdf>
- Région Wallonne, [s.d.]. *Réinventons l'énergie, Des éoliennes en région Wallonne*. Récupéré de <http://energie.wallonie.be/servlet/Repository/des-eoliennes-en-region-wallonne.PDF?IDR=1013>
- Serrano-González, J., Lacal-Arãntegui, R., (2016). Technological evolution of onshore wind turbines – a market based analysis. *Wind Energy*, 19, 2117 – 2187. DOI: 10.1002/we.1974
- SPF économie, (2012, juin). *Rapport sur les moyens de production d'électricité 2021 – 2017*, Rapport Final. Récupéré de <http://economie.fgov.be/fr/>
- SPW, [s.d.]. *Bilan environnemental des entreprises en Région wallonne*. Récupéré le 28 juin 2017 de <http://environnement.wallonie.be/enviroentreprises/pages/etatenviindustrie.asp?doc=syn-ele-pro>
- Tata steel, (2014, Octobre 9). *Carbon Footprint Offshore Wind Foundations*. Récupéré de <http://nationalestaalbouwdag.nl/wp-content/uploads/2014/10/005.presentation-Staalbouwdag-2-oct-a401620-v3.pdf>
- The Wind Power, [s.d.]. *Online Acces, Wind Farms*. Récupéré le 2 juillet 2017 de [http://www.thewindpower.net/windfarms\\_list\\_en.php](http://www.thewindpower.net/windfarms_list_en.php)

- Tremeac, B., Meunier, F., 2009. Life cycle analysis of 4.5 MW and 250 W wind turbines. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13, 2104 – 2110. DOI : 10.1016/j.rser.2009.01.001
- Treyer<sup>1</sup>, K., (2007). Electricity production, wind, 1-3MW turbine, onshore, BE, Allocation, Allocation, cut-off by classification, ecoinvent, database version 3.3
- Treyer<sup>2</sup>, K., (2012). Electricity production, photovoltaic, 3kWp, slanted-roof installation, single-Si, panel, mounted, BE, Allocation, cut-off by classification, ecoinvent, database version 3.3
- Treyer<sup>3</sup>, K., (2012). Electricity production, photovoltaic, 3kWp, slanted-roof installation, multi-Si, panel, mounted, BE, Allocation, cut-off by classification, ecoinvent, database version 3.3
- Treyer<sup>4</sup>, K., (2007). Electricity production, nuclear, pressure water reactor, BE, Allocation, cut-off by classification, ecoinvent, database version 3.3
- Vestas (2006, Juin 21). *Life cycle assessment of offshore and onshore sited wind power plants based on Vestas V90-3.0MW turbines*. Récupéré de [https://www.vestas.com/~media/vestas/about/sustainability/pdfs/lca\\_v90\\_june\\_2006.pdf](https://www.vestas.com/~media/vestas/about/sustainability/pdfs/lca_v90_june_2006.pdf)
- VREG, (s.d.). *Production*. Récupéré le 21 fevrier de [www.vreg.be/fr/production](http://www.vreg.be/fr/production)
- White, W. S., Kulcinski, G. L., 2000. Birth to death analysis of the energy payback ratio and CO2 gas emissions rates from coal, fission, wind and DT-fusion power plants. *Fusion Engineering and Design* 48 (248), 473 – 481.DOI:
- WEC : World Energy Council, (2004, Juillet). *Comparison of energy systems using life cycle assessment. A special report of the World Energy Council*. London. Récupéré de <https://www.worldenergy.org/publications/2004/comparison-of-energy-systems-using-life-cycle-assessment/>
- World Nuclear <sup>1</sup>, (2017, Juin). *Nuclear Fuel and its Fabrication*. Récupéré le 26 juin 2017 de <http://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/conversion-enrichment-and-fabrication/fuel-fabrication.aspx>
- World Nuclear <sup>2</sup>, (2017, fevrier). *Nuclear Power in Belgium*. récupéré le 26 juin 2017 de <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/belgium.aspx>
- World Nuclear <sup>3</sup>, (2017, Juin). *In Situ Leach Mining of Uranium*. Récupéré le 26 juin 2017 de <http://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/mining-of-uranium/in-situ-leach-mining-of-uranium.aspx>
- World Nuclear <sup>4</sup>, (2017, Juin). *World Uranium Mining Production*. Récupéré le 26 juin 2017 de <http://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/mining-of-uranium/world-uranium-mining-production.aspx>
- World Nuclear<sup>5</sup>, (2017, Mai). *Conversion and Deconversion*. Récupéré le 26 juin 2017 de <http://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/conversion-enrichment-and-fabrication/conversion-and-deconversion.aspx>

- World Nuclear<sup>6</sup>, (2017, Mai). *Uranium Enrichement*. Récupéré le 26 juin 2017 de <http://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/conversion-enrichment-and-fabrication/uranium-enrichement.aspx>
- Wu, X.D., Xia, X.H., Chen, G.Q., Wu, X.F., Chen, B., (2016). Embodied energy analysis for coal-based power generation system-highlighting the role of indirect energy cost, *Applied Energy*, 184, 936 – 950. DOI : <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.03.027>
- Raugei, M., Sgouridis, S., Murphy, D, Fthenakis, V., Frischknecht, R., Brever, C., Bard, U., Barnhart, C., Buckley, A., Carbajales, M., Csalai, D., De Wild-Scholten, M., Heath, G., Jaeger-Waldau, A., Jones, C., Keller, A., Leccisi, E., Mancarella, P., Pearsall, N., Siegel, A., Sinke, W., Stolz, P., (2017). Energy Return on Energy Invested (ERoEI) for photovoltaic solar systems in regions of moderate insolation: A comprehensive response, *Energy Policy*, 102. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2016.12.042>
- IBGE, (2010, juillet). *Installer des cellules photovoltaïques, produire de l'électricité au moyen de cellules photovoltaïques*. Recupéré de [www.guidebatimentdurable.brussels](http://www.guidebatimentdurable.brussels)
- Huart, M., Neubourg, G., (2017, février 14). Le photovoltaïque en 2016 : un marché en croissance dans les trois régions. *Renouvelle*. Récupéré le 10 juin 2017 de <http://renouvelle.be/fr/statistiques/le-photovoltaïque-en-2016-un-marche-en-croissance-dans-les-trois-regions>
- ReWallonia, [s.d.]. *Cartographe Photovoltaïque*. Récupéré le 11 juin 2017 de <http://www.rewallonia.be/les-cartographies/photovoltaïque/pv-silicium/>
- Quoilin, S., (2007, mai). *Les Centrales Solaires à Concentration*. Université de Liège. Récupéré de <http://www.labohtap.ulg.ac.be>
- Ho Jo, J., Waszak, R., Shawgo, M., (2014). Feasibility of concentrated Photovoltaic Systems (CPV) in Various United States Geographic Locations. *Energy technology & Policy* 1(1). DOI : <http://dx.doi.org/10.1080/23317000.2014.971982>
- Energieplus, [s.d.]. *L'enseillement*. Récupéré le 11 juin 2017 de <https://www.energieplus-lesite.be/index.php?id=16759#c6053+c6056+c6057>
- Guide du Bâtiment Durable, [s.d.]. *Intégrer des installations pour la production d'électricité renouvelable, Vu d'ensemble des dispositifs*. Récupéré le 11 juin 2017 de <http://www.guidebatimentdurable.brussels/fr/vue-d-ensemble-des-dispositifs.html?IDC=6612>
- SolarNet, (2017). *Les technologies*. Récupéré le 11 juin 2017 de [http://www.solarnet.fr/index.php?option=com\\_content&task=view&id=13&Itemid=14](http://www.solarnet.fr/index.php?option=com_content&task=view&id=13&Itemid=14)
- Louwen, A., Van Sark, W., Faail, A., Schropp, R., (2016). Re-assessment of a net energy production and greenhouse gas emissions avoidance after 40 years of photovoltaics developpement, *Nature Communications*, DOI: 10.1038/ncomms13728
- HESPUL, (2009). *Systèmes phovoltaïques, fabrication et impact environnemental*. Récupéré de [www.hespul.org](http://www.hespul.org)
- Kränzl, A., Käs, M., Peter, K., Enebakk, E., (2006, septembre, 4-8). *Future Cell Concepts for mc Solar Grade Silicon Feedstock Material*, 21th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Dresden, Germany.

## 8. Annexes

### 8.1. Annexe 1

Liste des éoliennes off shore installées en Belgique.  
Caracteristiques principales et quantité installée en Belgique.  
(Production propre à partir des données issues de [www.thewindpower.net](http://www.thewindpower.net) et [www.4cffshore.com](http://www.4cffshore.com))

Siege du fabricant	Fabricant	Modèle	quantité en Belgique	P (MWp)	Hauteur tour (m)	Diametre rotor (m)	nacelle (t)	rotor + moyeu (t)	tour (t)	off-shore model	gear box	Gen
Allemagne	Siemens	SWT-7.0-154	42	7	106	154	-	-	-	oui	non	SYNC PM
France	Alstom power (GE)	Haliade 150	1	6	100	150,8	-	-	-	oui	non	SYNC PM
Allemagne	Repower	5M	6	5	94	126	135	125	-	oui	oui	ASYNC
Allemagne	Senvion	6M126	48	6,15	95	126	325	134,5	-	oui	oui	ASYNC
Denmark	Vestas	V112/3300	50	3,3	84 - 140	112	-	-	-	oui	oui	ASYNC
Denmark	Vestas	V164/8400	44	8,4	-	164	375	-	-	oui	non	SYNC PM
Denmark	Vestas	V90-3MW	127	3	84 - 119	90	-	-	-	oui	oui	ASYNC

Siege du fabricant	Fabricant	Modèle	quantité en Belgique	P (MWp)	Hauteur tour (m)	Diametre rotor (m)	nacelle (t)	rotor + moyeu (t)	tour (t)	off-shore model	gear box	Gen
Allemagne	Enercon	E82/2000	107	2	98	82		55		non	non	SYNC wounded
Allemagne	Enercon	E82/2300	76	2,3	108	82	-	55		non	non	SYNC wounded
Denmark	Vestas	V90/2000	51	2	98	90	68	36	206 - 335	non	oui	ASync
Allemagne	Enercon	E115/3000	48	3	92 - 149	115,7	-	-	-	non	non	SYNC
Allemagne	Senvion	MM92/2050	48	2,05	100	92	71	44,5	-	non	oui	DFIG
Denmark	Vestas	V80/2000	41	2	78	80	68	37	122-198	non	oui	ASync
Allemagne	Enercon	E70/2300	37	2,3	57 - 113	71	-	-		non	non	SYNC wounded
Allemagne	Repower	MD77	25	1,5	61,5 - 111,5	77	56	35	-	non	oui	ASync
	Siemens	SWT-3.0-113	15	3	79,5 - 142	113	78	67	75	non	non	SYNC PM
Denmark	Vestas	V52/850	14	0,85	65 - 86	52	22	10	77- 11	non	oui	ASync
USA	GE	2.5 xl	12	2,5	100	100	85	52	241	non	oui	DFIG
Allemagne	Senvion	3.4M104	12	3,4	98	104	58	60,4	-	non	oui	ASync
Allemagne	Enercon	E66/1800	11	1,8	86	66	-	-		non	non	SYNC wounded
Allemagne	Senvion	MM100	11	2	100	100	72,4	43	-	non	oui	DFIG
Allemagne	Nordex	N100/2500	9	2,5	75 - 100	100	91	57	310	non	oui	ASync DF
Allemagne	Enercon	E92/2350	8	2,35	104	92	-	-	-	non	non	SYNC wounded
Allemagne	Fuhrländer	FL 2500/104	7	2,5	85	104	93	-	-	non	oui	DFIG
Belgium	Turbowinds	T400 - 34	7	0,4	30 - 50	34	-	-	36 (tot 48)	non	oui	ASync
Denmark	Vestas	V100/2000	7	2	100	100	78	45	250	non	oui	DFIG
Allemagne	Enercon	E40/500	6	0,5	42 - 65	40	26,5	120		non	non	SYNC wounded
Allemagne	Enercon	E48/800	6	0,8	65	48	-			non	non	SYNC wounded
Allemagne	Enercon	E82/2350	5	2,35	78 - 84	82	-	55		non	non	SYNC
USA	GE	1.5sle	5	1,5	61,4 - 85	77	50	31		non	oui	DFIG
Allemagne	Repower	MM92	5	2	79 - 100	92	66	40,7	-	non	oui	DFIG
Allemagne	Enercon	E-126/6MW	4	6	135	127	348		2800	non	non	SYNC wounded
USA	GE	1.5sl	4	1,5	61,4 - 80	77	50	31		non	oui	DFIG
Denmark	Vestas	V117/3450	4	3,45	91,5 - 141,5	126	-	-	-	non	oui	-
USA	Dewind	D8.0	3	2	100	80	65	35	160	non	oui	DFIG
USA	Enron	1.5s	3	1,5	85	70,5	49	28	132	non	oui	ASync DF
Spain	Gamesa	G114/2500	3	2,5	80 - 140	114	-			non	oui	DFIG
Allemagne	Enercon	E70/2000	2	2		70	-			non	non	SYNC wounded
Allemagne	Enercon	E40/600	2	0,6	65	40	-			non	non	SYNC
Allemagne	Nordex	N90/2500	2	2,5	65 - 80	90	91	55	173 - 319	non	oui	ASync DF
Allemagne	Senvion	MM82/2050	2	2,05		82	69	36,2		non	oui	DFIG
Denmark	Vestas	V47/660	2	0,66		47	-			non		
Allemagne	Enercon	E33/330	1	3,3	37 - 50	33,4	-	-	-	non	oui	SYNC
Denmark	Neg Micon	NM52/900	1	0,9	60	52,2	24,5	16,5	97	non	oui	ASync
Belgium	Turbowinds	T600-48	1	0,6	50 - 60	48	30	5	61	non	oui	ASync
Denmark	Vestas	V66/1750	1	1,75		66	-			non		

Liste des éoliennes on shore installées en Belgique. Caracteristiques principales et quantité installée en Belgique. (Production propre à partir des données issues de [www-thewindpower.net](http://www-thewindpower.net))

## 8.2. Annexe 2

Données utilisées pour la production des graphiques concernant les matériaux de construction:

Liste de matériaux de construction	VESTAS V80/2000 on shore			
	Turbine éolienne		Système de transmission	
	tonnes/ turbine	%	tonnes /parc	%
Acier	223,1	19,63	0,00	0,00
Acier inoxydable	13,3	1,17	0,00	0,00
Fonte	20,7	1,82	0,00	0,00
Fibre de verre	21,5	1,89	0,00	0,00
Plastique	3,1	0,27	11,02	80,86
Plomb	0,0	0,00	0,00	0,00
Cuivre	2,8	0,25	2,03	14,91
Aluminium	1,7	0,15	0,58	4,23
Zinc	0,2	0,02	0,00	0,00
Béton	850,0	74,79	0,00	0,00
	(Elsam, 2004)			
total (t)	1136,4	-	13,62	-

Liste de matériaux de construction	VESTAS V 80/2000 off shore			
	Turbine éolienne		Système de transmission	
	tonnes / turbine	%	tonnes /parc	%
Acier	349,2	82,10	1488,19	20,1
Acier inoxydable	13,3	3,13	8,00	0,1
Fonte	20,7	4,86	131,00	1,8
Fibre de verre	21,8	5,13	0,00	0,0
Plastique	3,9	0,91	822,16	11,1
Plomb	0,0	0,00	2354,74	31,8
Cuivre	3,0	0,70	858,24	11,6
Aluminium	3,5	0,83	364,45	4,9
Zinc	9,9	2,33	0,70	0,0
Béton	0,0	0,00	1375,00	18,6
	(Elsam, 2004)			
total (t)	425,399	-	7402,47	-

Intensité énergétique (MJ-eq/kWh) pour le modèle on shore V80/2000, calculé à travers la méthode CED en utilisant le processus de production de 1kWh d'électricité en Belgique (Treyer<sup>1</sup>, 2012):

Eolienne - off shore 2MW Cumulative Energy Demand	
Niveau	MJ - eq /kWh
N1	0
N2 op	0,003
N3	0,214

<b>Total</b>	<b>0,217</b>
--------------	--------------

	VESTAS V80/2000 on shore	VESTAS V 80/2000 off shore	$\Delta$	$\Delta\%$
N1 (MJ-eq/kWh)	0	0	0	0
N2 op (MJ-eq/kWh)	0,105	0,121	0,016	15,7
N3 (MJ-eq/kWh)	0,011	0,013	0,002	18,7
tot(MJ-eq/kWh)	0,116	0,134	0,018	16,0
tot MJ-eq	13.022.427,6	21.679.075,2	8.656.647,6	66,5

	VESTAS V90/3000 on shore	VESTAS V90/3000 off shore	$\Delta$	$\Delta\%$
tot(MJ-eq/kWh)	0,098	0,102	0,004	3,9
tot MJ-eq	15.495.960,00	29.029.200,00	13.533.240,00	87,3

Intensité énergétique calculé à partir du total donnée par Elsam en utilisant la meme production électrique utilisée par EcoInvent pour l'éolienne on shore et une production moyenne calculée avec TC = 38,2% pour celle off shore.

	VESTAS V80/2000 on shore	VESTAS V 80/2000 off shore
N1 (MJ-eq/kWh)	0	0
N2 (MJ-eq/kWh)	0,0152	0,0155
N3 (MJ-eq/kWh)	0,149	0,148
tot(MJ-eq/kWh)	0,164	0,157
tot MJ-e	13.022.427,6	21.679.075,2
Production électrique sur le cycle de vie (Belgique)	79200000 kWh	137356800 kWh

### 8.3. Annexe 3

Composantes matérielles des systèmes photovoltaïques pris en considération:

	BAPV 3kWc <b>sc-Si</b>		BAPV 3kWc <b>mc-Si</b>	
<b>Matériaux du module</b>	21,43 m <sup>2</sup>	0,00034288 m <sup>2</sup> /kWh	22,7 m <sup>2</sup>	0,0003632 m <sup>2</sup> /kWh
Superficie de cellules	19,3 m <sup>2</sup>	0,0003088 m <sup>2</sup> /kWh	20,43 m <sup>2</sup>	0,00030645 m <sup>2</sup> /kWh
	kg	kg/kWh	kg	kg/kWh
Cellules (Si)				
Aluminium ( <i>cadre</i> )	56,147	5,95E-04	59,474	8,92E-04
Silicone	2,572	2,73E-05	2,724	4,09E-05
<b>Laminage et protection</b>				
Fibre de verre	3,857	4,09E-05	4,086	6,13E-05
EVA	21,466	2,28E-04	22,739	3,41E-04
PET/PVF	10,349	1,10E-04	10,962	1,64E-04
Verre tempéré	215,800	2,29E-03	228,589	3,43E-03
<b>Connexion entre cellules</b>				
Nickel	0,003	3,63E-08	0,004	5,45E-08
Cuivre	2,400	2,54E-05	2,542	3,81E-05
<b>Matériaux du BOS</b>				
<b>Structure de support</b>				
Aluminium	60,669	9,71E-04	64,610	1,03E-03
Polyéthylène	0,030	4,79E-07	0,032	5,10E-07
Polystyrène	0,150	2,40E-06	0,160	2,55E-06
Acier	19,600	3,14E-04	19,600	3,14E-04
<b>Onduleur</b>		0,00E+00		0,00E+00
Aluminium	3,360	5,38E-05	3,360	5,38E-05
Cuivre	13,224	2,12E-04	13,224	2,12E-04
Acier	47,040	7,53E-04	47,040	7,53E-04
<b>Parties électriques</b>				
Cuivre	14,000	2,24E-04	14,000	2,24E-04
Acier	0,860	1,38E-05	0,860	1,38E-05
Brass (cuivre + zinc)	0,020	3,20E-07	0,020	3,20E-07
Zinc	0,040	6,40E-07	0,040	6,40E-07
Résine d'époxy	0,002	3,20E-08	0,002	3,20E-08
Nylon 6	0,230	3,68E-06	0,230	3,68E-06
Polyéthylène	14,410	2,31E-04	14,410	2,31E-04
Polyvinylchloride	2,130	3,41E-05	2,130	3,41E-05



Matériaux regroupés :

Matériaux BAPV 3kWc	sc-Si (kg)	mc-Si (kg)	sc-Si (kg/kWh)	mc-Si (kg/kWh)	sc-Si (kg/kWc)	mc-Si (kg/kWc)
Verre tempéré	215,80	228,59	2,29E-03	3,43E-03	71,933	76,196
Aluminium	120,18	127,44	1,62E-03	1,98E-03	40,059	42,481
Acier	67,50	67,50	1,08E-03	1,08E-03	22,500	22,500
EVA	21,47	22,74	2,28E-04	3,41E-04	7,155	7,580
Cellules (Silicium crist.)	19,30	20,43	2,05E-04	2,17E-04	6,433	6,810
Cuivre	15,64	15,79	2,37E-04	2,50E-04	5,215	5,262
Polyéthylène	14,44	14,44	2,31E-04	2,31E-04	4,813	4,814
PET/PVF	10,35	10,96	1,10E-04	1,64E-04	3,450	3,654
Fibre de verre	3,86	4,09	4,09E-05	6,13E-05	1,286	1,362
Silicone	2,57	2,72	2,73E-05	4,09E-05	0,857	0,908
Polyvinylchloride	2,13	2,13	3,41E-05	3,41E-05	0,710	0,710
Nylon 6	0,23	0,23	3,68E-06	3,68E-06	0,077	0,077
Polystyrène	0,15	0,16	2,40E-06	2,55E-06	0,050	0,053
Zinc	0,04	0,04	6,40E-07	6,40E-07	0,013	0,013
Nickel	3,43E-03	3,63E-03	3,63E-08	5,45E-08	0,001	0,001
Résine d'époxy	2,00E-03	2,00E-03	3,20E-08	3,20E-08	0,001	0,001
Total	493,66	517,27	6,11E-03	7,83E-03	164,55	172,42

8.4. Annexe 4 Matériaux de construction par centrale :

PWR 1000MW (Kellengerber, 2007)		
Matériaux de construction	kg	Kg/kWhe
Aluminium	200000	6,44E-07
Béton	402220000	0,001295
Cuivre	1470000	4,73E-06
Fibrociment à l'amiante	5300000	1,71E-05
Papier couché sans bois	850000	2,74E-06
Panneaux contre-plaqué (plywood)	3964800	1,28E-05
Acier d'armature	33700000	0,000109
Acier inoxydable	21900000	7,05E-05
Acier	5570000	1,79E-05
Total	475374800	0,001531

Central à gaz - OCGT 100MW (Heck, 2007)		
Matériaux de construction	kg	kg/kWhe
Aluminium	75000	5,39E-06
Béton	4331600	3,11E-04
Cuivre	75000	5,39E-06
Polyéthylène (basse densité, granulat)	150000	1,08E-05
Acier d'armature	550000	3,95E-05
Laine de roche	150000	1,08E-05
Total	5331600	3,83E-04

Central à gaz - CCGT 100MW (Heck, 2007)		
Materiaux de construction	kg	Kg/kWhe
Aluminium	440000	6,07108E-06
Céramique	4200	5,80E-08
Chrome	976	1,35E-08
Cobalt	720	9,93E-09
Béton	14280000	1,97E-04
Cuivre	440000	6,07E-06
Nickel	6300	8,69E-08
Polyéthylène (basse densité, granulat)	1300000	1,79E-05
Acier d'armature	8800000	1,21E-04
Laine de roche	660000	9,11E-06
Acier inoxydable	1800000	2,48E-05
Total	27732196	0,000382646

Central à charbon (Bauer <sup>3</sup> , 2007; Bauer <sup>4</sup> , 2007)	100 MW	500MW	
Matériaux de construction	kg	kg	kg/kWh
Aluminium	100000	300000	3,14E-06
Béton (52500 m3)	39984000	1,25E+08	0,001302
Cuivre	150000	650000	6,57E-06
Polyéthylène (basse densité, granulat)	150000	500000	5,17E-06
Acier d'armature	11000000	42200000	0,000431
Laine de roche	100000	375000	3,84E-06
Acier inoxydable	100000	400000	4,07E-06
Acier	900000	3600000	3,66E-05

### 8.5. Annexe 5 – Recherche bibliographique

Mots clefs utilisé pour la recherche : Life cycle energy analyses, life cycle energy assessment, net energy analyses, cumulative demand, CED, Analyse du cycle de vie, Energy systems, EROI, EPBT, Renewables energy systems

J'ai utilisé CIBLE + pour avoir accès à la plupart des articles scientifiques cités dans ce mémoire, j'ai cherché à trouver les informations les plus récentes et fiables. J'ai utilisé aussi des livres consultables dans la bibliothèque de l'ULB.

Les données relatives aux moyens de production proviennent en grande partie de la base de données EcoInvent.