

## Livre blanc : Quelle politique énergétique en Belgique pour les 30 prochaines années ?

Les ressources en énergie d'origine fossile (pétrole, gaz, charbon) et en matériaux (lithium, nickel, cuivre, fer, terres rares,..) diminuent tandis que la température globale moyenne à la surface de la terre augmente. Tout porte à croire que l'activité humaine en est responsable, via l'émission de CO<sub>2</sub>, notamment.

Un changement radical doit être opéré dans notre façon de produire et de consommer l'énergie.

Analyses et propositions.

Jean-louis Lilien, professeur honoraire , Institut Montefiore, Uliège

## Table des matières

A.	Prologue .....	3
B.	Les objectifs 2030 et 2050 et la consommation d'aujourd'hui .....	4
1.	Les objectifs énergétiques européens, puis belges.....	4
2.	La demande en énergie primaire, aujourd'hui, en Belgique.....	5
3.	La part spécifique, aujourd'hui, de l'électricité dans la consommation d'énergie. ....	7
C.	Les problèmes liés à la consommation d'énergie primaire.....	8
D.	L'évolution vers une(des) énergies secondaires. ....	10
E.	Les objectifs du scénario attendu peuvent être définis par secteurs d'activités.....	11
1.	Industrie (environ 46% de la consommation énergétique) .....	11
2.	Résidentiel et tertiaire (environ 31 % de la consommation énergétique).....	11
3.	Transport terrestre (environ 23% de la consommation énergétique).....	12
F.	La demande en énergie d'ici 2030/2050 en Belgique .....	12
G.	Un scénario possible.....	13
1.	Les industries fortes consommatrices d'énergie.....	13
2.	Résidentiel et tertiaire.....	13
3.	Transport.....	14
4.	Autres décisions concomitantes.....	15
H.	La transition énergétique .....	16
1.	Vision 2030 (transition énergétique) .....	16
2.	Vision 2050 (nouveau paradigme) .....	17
I.	Que faut-il mettre en œuvre pour respecter ce scénario ? .....	19
1.	La demande en électricité, d'ici 2030.....	19
2.	La gestion de la pointe .....	21
3.	La gestion de l'intermittence.....	21
4.	La demande en électricité, entre 2030 et 2050 .....	24
5.	Décisions nationales et européennes à prendre.....	25
6.	Les risques en cas d'immobilisme .....	26
7.	Les matériaux .....	26
J.	Et le coût de tout cela ? .....	26
K.	D'autres solutions ? .....	27
L.	Conclusions (« call to actions ») .....	28
	<b>Références</b> .....	<b>29</b>
	<b>Remerciements</b> .....	<b>30</b>

## A. Prologue

Mon premier livre blanc paru en 2016 [1] démontrait tout l'intérêt de conserver un réseau de transport de l'énergie électrique. Le présent livre blanc offre une étude de l'évolution prévisible de la demande en énergie en Belgique et des moyens de satisfaire cette demande à l'horizon 2030 et 2050, afin de s'orienter progressivement vers une économie décarbonnée, alors qu'elle dépend pour l'instant à plus de 80% des combustibles fossiles.

Il semble que l'électricité va jouer un rôle de plus en plus important dans la stratégie énergétique mondiale et va sans doute remplacer à moyen terme la plupart des autres vecteurs d'énergie (peut-être en tandem avec l'hydrogène) dans toutes les applications : qu'elles soient industrielles, liées au transport, liées au chauffage/climatisation dans le résidentiel et le tertiaire.

Nous sommes confrontés à divers challenges, dont certainement :

- Les aspects géostratégiques (européens) liés au développement rapide de l'Asie, dont la Chine et l'Inde, de l'Amérique latine et centrale et bientôt de l'Afrique, qui nous forcent à diminuer la dépendance trop forte d'importations lointaines (90% à ce jour),
- le réchauffement climatique et la pollution : il faut diminuer les émissions polluantes (particules, NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>, composés volatiles, etc..) et les gaz à effet de serre (GES), CO<sub>2</sub> (dioxyde de carbone) et CH<sub>4</sub> (méthane) principalement.

En 2011 est parue une étude belge, préparée par « Climact » et commandée par l'Agence Wallonne de l'Air et du Climat, spécialement orientée vers la Wallonie [2], [3]. Si certains points de cette étude restent d'actualité, il faut néanmoins la revisiter suite aux progrès technologiques (ex : véhicules autonomes) ; aux découvertes récentes (ex : gaz de schiste par ex) et aux chutes de prix de :

1. l'énergie éolienne offshore (60 €/MWh en 2016, projet à Borssele au Danemark : 90 turbines de 8 MW),
2. l'énergie solaire via cellules PV (on parle en 2017 de 60€/MWh, à nos latitudes<sup>1</sup>),
3. batteries (200€/kWh),

qui ont un coût énergétique entre la moitié et le tiers d'il y a 5 ans à peine et il continue de diminuer. Devenues progressivement compétitives avec les énergies traditionnelles (avec tous les coûts, notamment du CO<sub>2</sub> émis, de la gestion des déchets, du démantèlement en fin de vie, etc..) ces ressources n'auront progressivement plus besoin de subsides et vont donc pouvoir s'intégrer dans le marché sans influencer le budget de l'état ni notre portefeuille. Par contre certaines technologies qu'on envisageait dans l'étude en 2011 pouvoir influencer fortement le paysage énergétique, se sont révélées plus difficiles à mettre en œuvre que prévu telles la capture et le stockage du CO<sub>2</sub>, ou l'utilisation massive de la biomasse [4]<sup>2</sup>).

Par ailleurs, pour les 30 ans à venir, la stratégie énergétique Européenne (au sens large) devra tenir compte de la dépendance forcée des matériaux et énergies fossiles qui se situent hors Europe dans

---

<sup>1</sup> En Belgique, il faut environ 8 m<sup>2</sup> pour produire 1 kWc en plein soleil, exposition sud, avec inclinaison 30° à 35°, ce qui fournit environ 800 à 900 kWh/an. Coût d'installation à 1500€/kWc (amortissement 20 ans, bientôt 25).

<sup>2</sup> Dans le rapport « Notre avenir énergétique », tenant compte du potentiel durable disponible, la production d'électricité belge au départ de biomasse est limitée à 1138 MW en 2020 et à 1296 MW en 2030, sur la base du potentiel durable tiré du rapport « Forest biomass for energy in the EU: current trends, carbon balance and sustainable potential » pour BirdLife Europe, EEB, et Transport & Environment, préparé par IINAS, EFI et Joanneum Research, 2014

des contrées où les populations en développement voudront se réserver prioritairement ces ressources. Pour les matériaux indispensables, on peut citer l’Afrique (Guinée, Madagascar, Afrique du Sud, République Démocratique du Congo) avec ses ressources en platine, manganèse, bauxite, cuivre, cobalt et Chrome ; l’Amérique latine (Chili, Pérou, Bolivie, Brésil) avec ses ressources en cuivre, lithium, bauxite, fer ; l’Asie dont l’Inde et la Chine avec le fer, le titane, le nickel et les terres rares.

La stratégie adoptée doit, bien entendu, considérer nos entreprises grandes consommatrices d’énergie et surtout leur préserver leur accès à une énergie à un coût raisonnable compatible avec la concurrence internationale, on ne bâtira pas un monde propre dans un désert commercial.

Notre stratégie doit donc intégrer :

- la sécurité d’approvisionnement sur le long terme (aspect disponibilité sur le long terme et contrainte géostratégique),
- la compétitivité des entreprises grandes consommatrices d’énergie,
- l’évolution du prix de l’énergie et sa disponibilité pour tous,
- l’atteinte des objectifs climatiques à l’horizon 2050 (décarbonation quasi-totale),
- Une vision stable et à long terme (au moins jusque 2030).

## B. Les objectifs 2030 et 2050 et la consommation d’aujourd’hui.

### 1. Les objectifs énergétiques européens, puis belges.

Adoptons les objectifs européens comme base de la stratégie recherchée :

*Réduire en 2030 (par rapport à 1990) les gaz à effet de serre d’au moins 40%, porter la part des renouvelables à au moins 27%, améliorer l’efficacité énergétique d’au moins 27%. A l’échéance 2050, l’Europe disposerait d’un système énergétique sûr, compétitif et décarbonné [5,6].*

*Notre gouvernement fédéral belge vise, pour 2050, une diminution d’au moins 80 à 95% des émissions de gaz à effet de serre (GES) par rapport à 1990. A noter que les émissions des GES étaient, en 2015 en Belgique, inférieures de 20% à celles de 1990 [37].*

Avant d’avancer des chiffres, notons qu’il faut bien discerner l’énergie primaire demandée (donc importée si l’on parle de combustibles fossiles, vu que nous n’en avons plus d’exploitables chez nous) de l’énergie consommée in fine par les utilisateurs. En effet, le passage de l’énergie primaire en énergie utilisable passe par des fuites et des transformations qui ont un rendement (fig.1). Par ailleurs, les fuites et transformations peuvent générer des émissions de GES (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> ou autres) et des polluants.

La notion de *rendement* a pleinement son sens, par ex., lors de la transformation du gaz méthane en énergie électrique : rendement 60% (turbine gaz-vapeur), avec perte totale de 40% qui s’en va en chaleur dans l’atmosphère via tour(s) de refroidissement et/ou dans un fleuve à proximité, avec génération de CO<sub>2</sub> et de fumées polluantes mais pas de particules fines. De même, l’énergie nucléaire exploitée à ce jour dans nos centrales ne retire que 33% de l’énergie potentielle disponible dans l’Uranium enrichi à 3%. Le reste en chaleur dans les tours de refroidissement et/ou un fleuve avoisinant et dans les déchets radioactifs, mais pas de CO<sub>2</sub> ni de fumées polluantes sur site.

Pour le renouvelable, cette notion de rendement n'existe pas à proprement parler car l'énergie non utilisée (un panneau PV ne convertit qu'environ 10% de l'énergie liée à l'ensoleillement, une éolienne ne convertit, en énergie, grosso modo, que la moitié du débit d'air qui traverse ses pales) ne génère pas de nuisances classiques (ni CO<sub>2</sub>, ni déchets, ni fumées) et n'épuise aucun combustible, sauf en quantités très modestes à la fabrication et au recyclage [7].

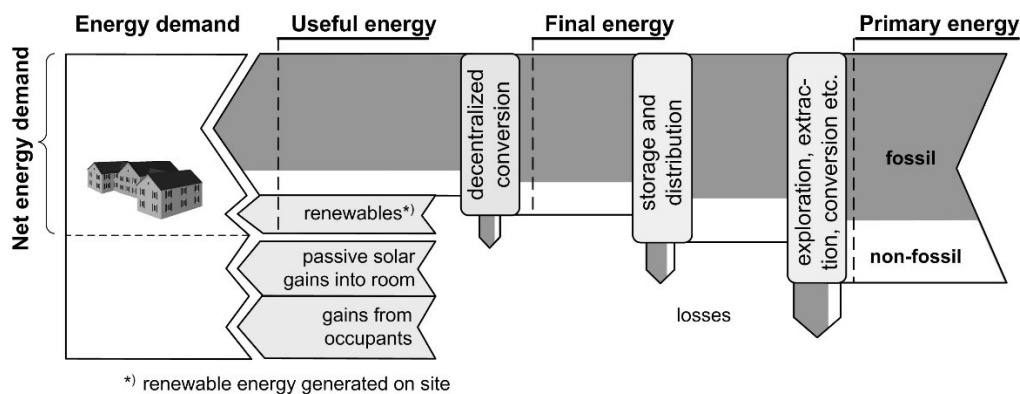


Fig. 1 Dans le domaine résidentiel, énergie utile, finale et énergie primaire selon IEA [8].

Enfin pour le transport en véhicule, c'est encore différent, l'énergie primaire importée (produits pétroliers) est raffinée (chez nous) puis distribuée comme carburant. Il convient de préciser comment la consommation utile (les kilomètres parcourus avec un nombre donné de personnes embarquées), peut être modifiée à consommation d'énergie identique. En effet l'amélioration du processus de conversion de l'énergie utilisée (l'essence par ex.) en énergie utile (les km parcourus) peut apporter un gain parfois considérable. Pour la plupart des véhicules terrestres, les moteurs à combustion ou explosion et la chaîne de transmission vers les roues ont un rendement proche de 16% (« du réservoir à la roue ») [9] malgré les très nombreuses améliorations effectives des motorisations, des matériaux utilisés et du profil aérodynamique (réduction en 40 ans, d'un facteur 2 à 3 de la consommation en essence au 100 km, par ex). Le reste (84%) étant perdu en chaleur qui se dissipe à l'ambiance, le processus produisant polluants (particules, composés volatiles, NO<sub>x</sub>, etc..) et CO<sub>2</sub> en quantité. Un véhicule électrique alimenté à l'électricité provenant de renouvelable aurait un tout autre comportement énergétique vu que d'une part l'énergie électrique utilisée serait sans émission, que le transport de cette énergie se fait à très haut rendement et que la transformation en énergie mécanique à bord (via moteur électrique) se fait également à haut rendement (bien meilleur qu'un moteur thermique). Un véhicule électrique a un rendement « du réservoir à la roue » d'environ 75% et dans le cas envisagé, n'émet aucun polluant ni CO<sub>2</sub> sauf dans les phases de construction et recyclage.

## 2. La demande en énergie primaire, aujourd'hui, en Belgique.

*La demande d'énergie primaire<sup>3</sup> devrait passer en 2030, en Belgique, en dessous de 32,5 Mtep<sup>4</sup>, elle était en 2015 (dernières statistiques détaillées disponibles [10]) d'environ 54 Mtep dont 90% devait être importée.*

<sup>3</sup> Énergie primaire : Une source d'**énergie primaire** est une forme d'**énergie** disponible dans la nature avant toute transformation (pétrole, charbon gaz par ex). Si elle n'est pas utilisable directement, elle doit être transformée en une source d'**énergie** secondaire (électricité, hydrogène par ex) pour être utilisable et transportable facilement. Voir : [https://fr.wikipedia.org/wiki/%C3%89nergie\\_primaire](https://fr.wikipedia.org/wiki/%C3%89nergie_primaire)

<sup>4</sup> Une Mtep est une mégatonne équivalent pétrole. Une unité de mesure de l'énergie, voir wikipedia : 1 Mtep = 11,6 TWh (Tera-Watt-heure) = 1.160.000.000 m<sup>3</sup> de gaz

Les 54 Mtep requis en 2015 selon ces statistiques européennes [10], sont réparties grosso modo (tableau 1) comme suit (utilisations entre parenthèses) :

1. Pétrole (45%): 24,6 Mtep (transport, industries, chauffage), dont une partie significative (7,4 Mtep) est utilisée à des fins non énergétiques (pétrochimie),  
origine : OPEP, Russie et Norvège principalement.
2. Gaz naturel (26%): 14,1 Mtep (industries, production d'électricité, chauffage),  
origine : Norvège, Pays-Bas (fin en 2029) et Qatar principalement.
3. Autres combustibles fossiles, solides (6%): 3,3 Mtep (production d'électricité),  
origine : USA, Australie, Russie principalement.
4. Énergie nucléaire : 6,7 Mtep (13%)(production d'électricité), deux unités étaient à l'arrêt en 2015, origine : USA, Australie, Russie principalement.
5. Énergie renouvelable et déchets (7%): 3,6 Mtep (production de chaleur (47%), d'électricité (39%), de biocarburant (14%)).
6. Importation d'électricité (3%): 1,8 Mtep. C'était une année exceptionnelle à ce niveau, suite à l'arrêt d'unités nucléaires, généralement la Belgique importe beaucoup moins d'électricité.

	2015		Par applications		
	énergie primaire	énergie transformée	industrie	résid. et tert.	transport
	Mtep	Mtep			
pétrole	24,60	16,20	2,10	4,10	10,00
pétrole non énerg.		7,40	7,40		
gaz	14,10	10,60	4,10	6,50	-
	2,6 converti à 60%	1,6 converti électricité			
charbon	3,30	2,10	2,10		
	1,0 converti à 50%	0,5 converti électricité			
Nucléaire	6,70	-			
	6,7 converti à 33%	2,2 converti électricité			
RES réparti :	3,60				
1.RES vent et soleil	0,8 (vent et soleil)	0,8 produit de l' électricité			
2.RES biomass	0,6 converti à 33%	0,4 produit électricité			
3.RES bio, déchets	1,7 converti 60%	1,00	1,00		
4.RES biocarburant	0,5 converti 80%	0,40			0,40
e-cloud (micro-rés)		0,10	0,05	0,05	
électricité réseau	1,8 (importée)	7,00	3,75	3,25	
		pertes transport 5%			
	total	consommé			
Total (Mtep)	54,1	44,80	20,50	13,90	10,40

Tableau 1 : L'énergie en Belgique (2015). Déductions (arrondies) de [10]. L'électricité réseau « transformée » (7 Mtep) est donc la somme (*moins pertes transport réseau 0,2Mtep*) de l'importation, des RES (partie électricité réseau) et des conversions en électricité du gaz, charbon, nucléaire. Il y a également quelques pertes transport pour le pétrole (1Mtep), le gaz (0,9Mtep) et le charbon (0,2Mtep).

Une partie de cette énergie primaire, 44,8 Mtep, est effectivement « consommée », le reste gaspillé en pertes (dans le processus de transformation, en général à l'atmosphère ou dans un fleuve) ou déchets (comprenant de l'énergie non exploitable ou non exploitée, bref non consommable). Par ex, seul un tiers de l'énergie nucléaire « primaire », soit 2,2 Mtep, est convertie en électricité, le reste étant perdu dans le processus de conversion. Le tableau 1 détaille comment l'énergie primaire (54 Mtep) est transformée en consommations (44,8 Mtep), soit une (première) perte de 17% dans cette transformation.

Ceci correspond aujourd'hui à une consommation équivalente (l'ensemble des consommations d'énergie du pays divisée par le nombre d'habitants) de  $44,8 / (11,3 \cdot 10^6) =$  de 0,0039 ktep « par habitant » = environ 44 MWh par habitant (dont 8 purement électriques), chiffres que l'on retrouve par ex en [11].

La consommation moyenne « par habitant » en Belgique est supérieure (de 25%) à la moyenne européenne mais cela est principalement lié au fait qu'une partie de nos industries sont de grandes consommatrices d'énergie primaire (cimenterie, pétrochimie, fabrication verre, papier, textile, alimentaire, .. regroupées au sein de la Febeliec). Industries très utiles au fonctionnement général de la Belgique, générant beaucoup d'exportations et pourvoyeuses de nombreux emplois.

La consommation finale en énergie de 44,8 Mtep (2015) est répartie par secteur comme suit [10] :

- a. Industrie : 20,5 Mtep soit 46% = 20% en applications non-énergétiques (pétrochimie) + 26% (transformations);
- b. Résidentiel et tertiaire : 13,9 Mtep soit 31% = 11% (services) + 18% (résidentiel) + 2% (agriculture);
- c. Transport : 10,4 Mtep soit 23% = 2% (rail) + 18% (route) + 3%(aviation).

### 3. La part spécifique, aujourd'hui, de l'électricité dans la consommation d'énergie.

L'énergie primaire est convertie en partie en électricité ou importée directement dans ce vecteur, ce qui, après transformation (dans les centrales) donne en contribution purement électrique  $7,1 / 44,8 =$  15,8% de l'énergie totale consommée en Belgique, ce qui reste relativement peu dans l'ensemble des consommations énergétiques mais cela devrait changer radicalement. En Belgique, la part spécifique de la consommation d'énergie liée exclusivement à l'électricité est présentée à la fig. 2 où l'on y voit une contribution significative des industries et quasi rien, à ce jour, en transport (sauf ferroviaire).

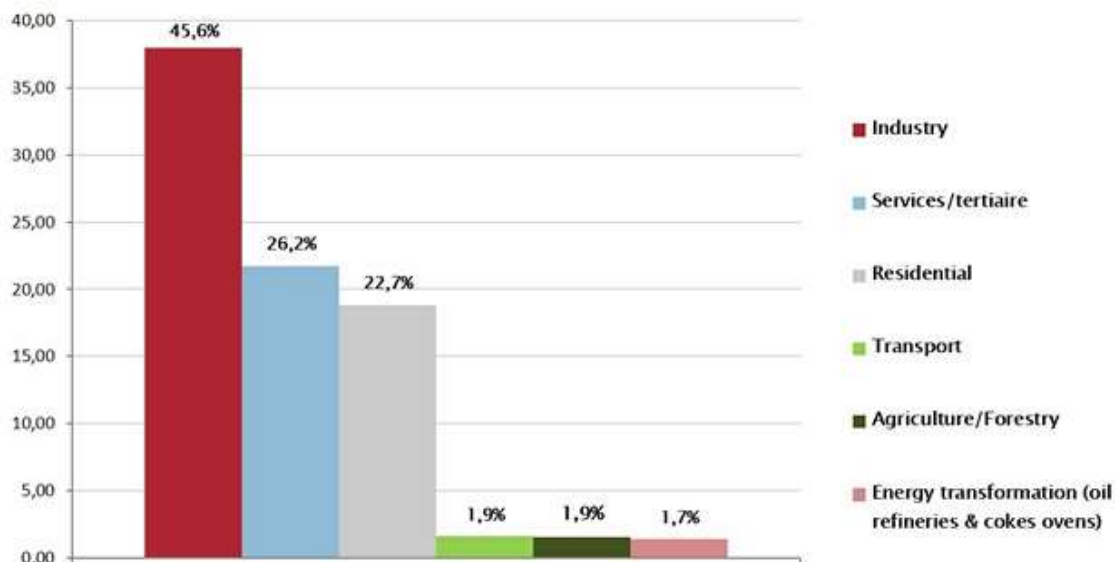


Fig. 2 Consommation électrique en Belgique (TWh) par secteur d'activité en 2015 (au total, environ 82 TWh ou 7,1 Mtep) (source Febeg [12])

La fig. 3 (à gauche) reprend la croissance depuis 2010 de la production d'énergie électrique à partir de renouvelables et la figure 3 (à droite), la croissance annuelle de la puissance installée en RES (« Renewable Energy Source »). Les RES fournissent donc aujourd'hui environ 16,5% de l'électricité consommée en Belgique par an (5% biomasse, 4% Photovoltaïque, 7% d'éolien, 0,5% d'hydroélectricité), qui est, au total, d'environ 82 TWh (=7,1Mtep). Autrement dit, 83,5% de l'énergie électrique en Belgique était encore d'origine fossile (principalement nucléaire et gaz) en 2015.

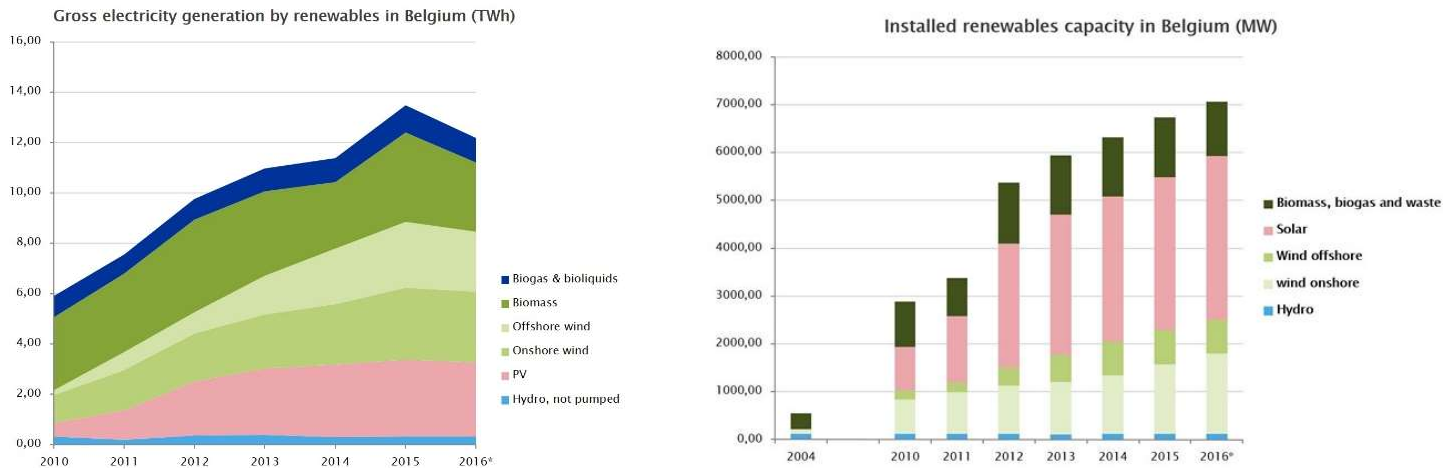


Fig. 3 (à gauche) Energie brute d'électricité (TWh) produite en un an à partir de renouvelables en Belgique. (à droite) Evolution de la puissance installée en renouvelable (source Febeg [12]).

### C. Les problèmes liés à la consommation d'énergie primaire

Les problèmes liés à cette évolution énergétique et qui doivent être pris en compte, sont :

1. La disparition progressive des énergies fossiles (énergies primaires),
2. Les aspects géostratégiques (européens) liés au développement rapide de l'Asie, dont la Chine et l'Inde, de l'Amérique latine et centrale et bientôt de l'Afrique, qui nous forcent à diminuer la dépendance trop forte d'importations lointaines (90% à ce jour),
3. le réchauffement climatique et la pollution : il faut diminuer les émissions polluantes (particules, NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>, composés volatiles, etc..) et les gaz à effet de serre (CO<sub>2</sub> (dioxyde de carbone) et CH<sub>4</sub> (méthane) principalement),
4. Le stockage de l'énergie : les énergies renouvelables forcent à trouver des solutions de stockage et de secours car la production n'est pas simultanée avec la consommation,
5. La consommation des véhicules (privés et transport de marchandises), en croissante à court terme ingérable et qui génère, par ailleurs, de nombreux problèmes sociétaux,
6. L'épuisement de certains matériaux, lié notamment au gaspillage de l'énergie (trop de pertes dans la chaîne de consommation) est devenu incompatible avec un mode de vie à long terme. Le recyclage des matériaux (économie circulaire) est devenu incontournable sinon l'épuisement des ressources naturelles sera vite atteint.

Le challenge est de taille à l'aune d'une part de la disparition progressive des énergies fossiles dans environ 100 ans et d'autre part de manière concomitante, à la généralisation du bien être à des milliards de nouveaux consommateurs (Chine, Inde, Afrique, Amérique latine). Tout cela avec les critères climatiques et de sauvegarde à long terme des matériaux indispensables au bien-être humain et le maintien d'un prix acceptable pour l'énergie.



Le nucléaire a apporté par le passé une relative indépendance énergétique et de l'énergie à un coût raisonnable pour certains (dont certainement la France, la Belgique, les USA et le Japon) mais cette technique n'a plus, chez nous, l'assentiment de la population suite aux grandes catastrophes. Les apprentis sorciers (Tchernobyl) et le manque de précautions (Fukushima) ont donc quasi tué, dans le monde occidental, cette alternative. Néanmoins, si le problème de la sécurité des centrales (notamment pas de risque de fusion du cœur, pas de risque d'émissions radioactives hors centrale) et de la gestion des déchets hautement radioactifs sur des centaines d'années (et pas des milliers d'années) pouvait être résolu de façon convaincante (prototype Myrrha à Mol avec accélérateur de particule, génération IV), on pourrait certainement en reparler en 2030. Mais à court terme, il faudra sans doute y renoncer au fur et à mesure de son démantèlement progressif en fin de vie (en Belgique nous avons, encore aujourd'hui, 6 GW électrique d'origine nucléaire en 2016 avec une disponibilité supérieure à 85%, soit environ 46 TWh ou 4 Mtep/an, le tout devant disparaître pour 2025, soit dans ... 9 ans, à moins d'une prolongation de 10 ans des deux unités les plus récentes ?). Ce vecteur d'énergie restera incontournable dans les pays en croissance rapide (Chine, Inde par ex).

Le charbon est toujours présent en grande quantité dans le sol, il pourrait assurer un transitoire pendant un siècle vers d'autres moyens à découvrir. Il reste toutefois des inconvénients majeurs au niveau de la pollution par les fumées et des émissions de gaz à effet de serre. Des solutions existent (captation et séquestration du CO<sub>2</sub> à la production, filtrage renforcé des fumées), elles sont toutefois coûteuses et plombent le rendement. Peu probable donc avec les techniques actuelles. Il y a aussi des techniques de transformation du charbon en hydrocarbure ou en gaz (coal to liquid, coal to hydrogen - procédés « Fischer-Tropsch ») mais ces procédés sont encore fort coûteux et à rendements très faibles, d'autant qu'il faudra séquestrer le CO<sub>2</sub> produit

Le gaz est toujours présent en grande quantité dans le sol, notamment depuis les nouvelles filières de gaz de schiste. Il est plus « propre » que le charbon (fumées), ne produit pas de particules fines (mais bien des NO<sub>x</sub>) mais la captation du CO<sub>2</sub> à la production est encore plus complexe qu'avec le charbon, et n'est pas envisageable à court terme. C'est une piste à conserver dans un transitoire vers un nouveau monde énergétique. Si on supprime le nucléaire, on ne pourra se passer, chez nous, du gaz, jusqu'en 2030 au moins.

Le pétrole diminue mais est loin d'être épuisé (à nouveau avec le pétrole de schiste). Dans ses applications énergétiques, il sert surtout au transport (terrestre et aérien), au chauffage des habitations et dans une partie de l'industrie (cimenterie par ex). Ces utilisations vont probablement se tourner prochainement vers l'électricité ou le gaz. Le pétrole restera à moyen terme, difficilement remplaçable pour d'autres applications plus nobles dites « non énergétiques » : matières plastiques dont certains textiles (nylon, polyester), les huiles, solvants, cosmétiques, détergents, bitume (route), engrais, pesticides, isolants, ... par ex.

L'hydraulique est fatalement limitée à la présence de dénivellation nécessaire et/ou de débit suffisant. Il reste encore de nombreuses applications possibles de par le monde (en République Démocratique du Congo sur le site d'Inga, au Canada dans le grand nord, en Amérique latine aux frontières du Paraguay, au Brésil, en Chine, etc..) mais presque plus chez nous, ni ailleurs en Europe. Les centrales de pompage (également appelées STEP pour stations de transfert d'énergie par pompage) resteront très utiles comme moyens de stockage, elles peuvent être décentralisées vu le peu de pertes au transport. A noter que la Norvège (129 TWh hydraulique, quasi la seule source d'énergie électrique consommée dans ce pays) et la France (76 TWh qui représentent 13% de la consommation nationale) ont déjà en exploitation des parcs hydrauliques considérables. Les fjords norvégiens pourraient constituer d'immenses potentialités de STEP.

La géothermie restera très probablement marginale (chez nous) bien que très utile dans certains endroits du monde (Islande par ex.), elle demande des sites favorables et, pour une efficacité maximale, des forages souvent de grande profondeur (voir par ex [13]).

La biomasse atteindra prochainement sa limite, due au peu d'hectares disponibles (chez nous) pour ces combustibles qui ne peuvent empiéter sur la chaîne alimentaire. Il faut compter environ 20 MWh/ha et environ 4kWh/kg en PCI<sup>5</sup> pour la paille céréale et la plaquette bocagère, il faut donc environ 580.000 ha (= 5800 km<sup>2</sup> ou 20% du territoire belge) pour produire 1Mtep (ou 11,6 TWh). De nombreuses terres restent disponibles ailleurs dans le monde (Jatropha en pays tropicaux et subtropicaux par ex). Toutefois cette filière n'est guère durable (a fortiori si le combustible doit être importé sur de grandes distances) car sa consommation à grande échelle (par ex pellets provenant de l'abattage d'arbres via sciure et copeaux) est plus rapide que sa reconstitution. Idéalement elle doit être utilisée en cogénération (chaleur, électricité) ce qui est loin d'être toujours possible.

## D. L'évolution vers une(des) énergies secondaires.

Manifestement et assez naturellement un tournant vers plus d'électricité (énergie secondaire) est incontournable. En effet d'une part, elle peut être consommée directement où elle est produite (panneaux PV sur un toit), voire en micro réseau. D'autre part, comme développé lors de mon premier livre blanc, le transport de cette énergie se fait avec un rendement inégalé (95%) sur de très grandes distances (en réseau maillé), son utilisation donne un confort remarquable pour maintes applications industrielles et privées et elle peut être produite de manière de plus en plus propre (au sens environnemental), que ce soit localement (panneaux PV) ou de manière plus concentrée : parc éolien onshore ou offshore, grande centrale hydraulique, centrale solaire par ex.

Il ne faut pas craindre le recours aux câbles électriques sous-marins pour relier les plates-formes offshore aux pays limitrophes. Par ex, pour relier entre eux (certains liens existent déjà) la Norvège, les Pays-Bas, le Royaume-Uni, le Danemark ou l'Allemagne ; la France ou la Belgique à l'Angleterre, etc.. Ces liaisons utiliseront souvent la technique du courant continu à haute tension (avec station de conversion aux extrémités). Cette technique sous-marine est maîtrisée (jusqu'à quelques centaines de km de long et quelques centaines de mètres de profondeur) mais elle est coûteuse [38].

Le vecteur hydrogène pourrait prendre une part, principalement comme stockage indirect (de l'électricité) baptisé par le monde anglo-saxon « Power-to-gas » et/ou utilisé où l'électricité sera plus complexe à introduire comme dans l'aviation et certaines industries grandes consommatrices d'énergie. Son transport (par pipelines) ne couvre que très partiellement le pays à l'heure actuelle. Ceci demande un réseau de transport et de distribution par pipelines à très haute pression (300 bars par ex), beaucoup plus que les pressions utilisées pour les pipelines de méthane (entre 16 et 100 bars). A potentiel énergétique similaire<sup>6</sup>, le transport coûterait très sensiblement plus que celui de l'électricité. Enfin il y a des pertes considérables au transport, à la compression et au stockage (20%). L'hydrogène peut être reconverti en électricité via une pile à combustible (générant eau, chaleur et électricité) en utilisant l'oxygène ambiant mais cette technique ne fait pas encore de percée significative malgré de nombreuses recherches récentes, la fiabilité et la durée de vie de ces systèmes de conversion nécessitent des améliorations qui pourraient venir avec de nouvelles découvertes. Avec

---

<sup>5</sup> PCI : le pouvoir calorifique inférieur est la quantité de chaleur dégagée par la combustion complète d'une unité de combustible, le gaz méthane par ex à un PCI de 11 kWh/kg.

<sup>6</sup> 1 litre essence = 9 kWh = 3000 litres d'H<sub>2</sub> (à pression atmosphérique) = 7 litres H<sub>2</sub> à 700 bars = 4 litres H<sub>2</sub> liquide à -253°C.

ce même vecteur, de nouvelles techniques apparaissent, on peut « méthaniser » la molécule d'hydrogène (générer du méthane de synthèse) et ainsi la rendre totalement compatible avec le réseau actuel gazier. Les rendements annoncés de conversion peuvent dépasser 80% [14]. A ce moment on récupère les capacités de transport et de stockage (environ 9 TWh selon [15]) du réseau gazier existant qui pourraient être utilisées et elles sont considérables. Cette technique (méthanation) est toutefois encore fort coûteuse et bien plus chère que l'achat direct de gaz fossile, tant qu'il y en a. La technique demande du CO<sub>2</sub> qui pourrait provenir de la captation de celui-ci dans d'autres processus. N'oublions pas toutefois qu'il faut reconvertir ce stockage en énergie électrique, ce qui demande le maintien des centrales TGV à long terme et la gestion (difficile) du rejet du CO<sub>2</sub> à la centrale lors de la « reconversion », CO<sub>2</sub> qui pourrait servir à la méthanation.

## E. Les objectifs du scénario attendu peuvent être définis par secteurs d'activités

### 1. Industrie (environ 46% de la consommation énergétique)

Pour l'industrie en général (chimie et pétrochimie notamment, cimenterie, raffineries) : nous devons maintenir ces industries (qui créent une partie significative du PIB et sont fortement pourvoyeuses d'emplois) chez nous tout en les faisant basculer progressivement (pour les applications énergétiques) vers une consommation d'énergie alternative.

### 2. Résidentiel et tertiaire (environ 31 % de la consommation énergétique)

En résidentiel et tertiaire (chauffage/climatisation principalement + éclairage, moteurs divers), il faut s'orienter vers les maisons passives. Une estimation (fig. 4) faite pour la Suisse montre que la consommation typique, en énergie finale<sup>7</sup>, d'une maison standard (hors véhicule) est d'environ 175 kWh/m<sup>2</sup>/an (35 pour l'électricité, 25 pour l'eau chaude et 110 pour le chauffage); celle d'une maison passive devrait tendre au max vers 80 kWh/m<sup>2</sup>/an en énergie finale comprenant électricité(30), eau chaude(25), chauffage (25). Il faut également faire évoluer rapidement le parc des anciens immeubles.

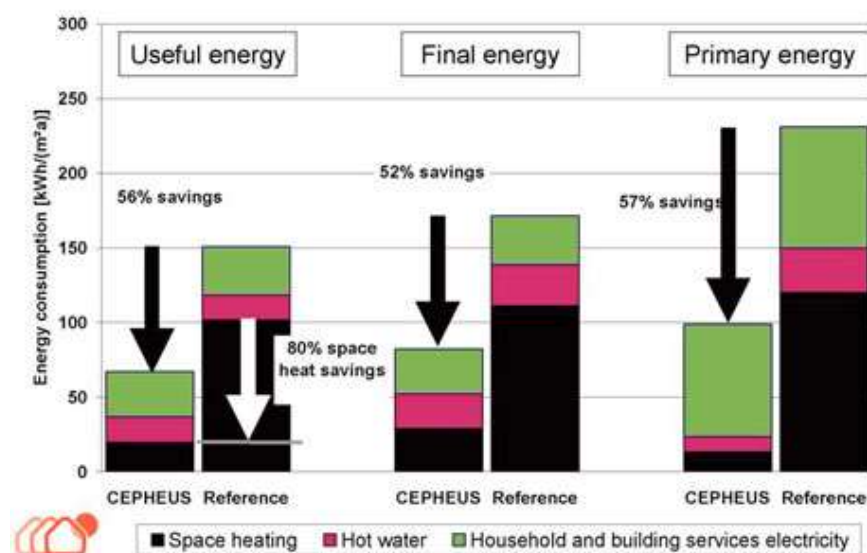


Fig.4 tirée d'un projet européen Thermie [16] : énergie utile (besoin à couvrir) / finale (énergie facturée au consommateur) / primaire (énergie consommée en tenant compte de la filière amont) comparée maison passive/maison standard de même type.

<sup>7</sup> L'énergie finale est l'énergie facturée au consommateur, elle se différencie de l'énergie utile par les pertes internes à l'habitation. L'énergie primaire étant celle qui est consommée dans la filière amont.

### 3. Transport terrestre (environ 23% de la consommation énergétique)

En transport, pratiquement tout en produits pétroliers à ce jour, excepté le transport ferroviaire, déjà électrifié. Il faudra basculer vers les véhicules (et vélos) électriques (partagés, en grande partie, voire autonomes) et la multimodalité, avec réseau de recharge rapide. La part des véhicules alimentés à l'hydrogène (qui servira de manière directe ou indirecte via pile à combustible) devant rester probablement marginale, sauf découverte majeure (surtout en durée de vie et fiabilité des piles à combustibles). Idem probablement pour les véhicules à biocarburant, gaz (naturel ou non) ou autres originalités (à air comprimé, ...).

## F. La demande en énergie d'ici 2030/2050 en Belgique

Si on supposait que la consommation par habitant ne change pas d'ici là, en Belgique en 2050, il nous faudrait fournir [11] environ 44 MWh/habitant/an x 12,5 millions d'habitants en 2050 [17], soit 550 TWh/an. Rappelons qu'à ce jour, en Belgique, nous consommons environ 82 TWh d'électricité par an. Dans une hypothèse au tout électrique (qui ne pourrait venir que progressivement), il faudrait donc, selon ce chiffre extrapolé, multiplier la génération d'énergie électrique par 6,6 d'ici 2050 par des moyens renouvelables, souvent intermittents, à savoir avec une puissance de pointe, le jour où le soleil et le vent seraient disponibles, multipliée par un facteur encore bien plus important (dix fois plus qu'aujourd'hui). Il n'est pas possible de fournir une telle puissance, chez nous, uniquement à partir du solaire et de l'éolien<sup>8</sup>.

De plus, même si c'était possible, il faudrait complètement redimensionner le réseau de distribution et de transport pour garantir son bon fonctionnement en pleine période d'insolation/vent, gérer un stockage immense afin de gérer les périodes sans soleil (du moins sans luminosité, à savoir la nuit) ou sans vent. En éolien, la production reste accessible à 33% de la pleine puissance pendant environ 80% du temps mais la persistance (quelques jours, voire une semaine) d'un anticyclone sur l'Europe et sur les mers du Nord et Baltique peut arriver (en moyenne une semaine deux à trois fois par an).



Fig. 5 : éoliennes sur le [Parc éolien de Thorntonbank](#) (28 km des côtes belges en mer du Nord) ; la partie émergée mesure 157 m de haut, soit 184 m au-dessus du fond marin ; le diamètre balayé est de 126 m, chaque pale mesurant 61,5 m ; puissance de 5 MW par turbine « REpower » (extrait de Wikipédia).

A ce jour (août 2017) on commence à construire des éoliennes de 8MW et on planifie celles de 10 MW à court terme. Au-delà, c'est pour le moment de la spéculation vu les dimensions des pales avec la technologie actuelle (axe horizontal, 3 pales).

***Il faut donc d'une part travailler à diminuer sensiblement cette consommation et d'autre part partager un avenir énergétique européen (au sens large, incluant des pays comme la Suisse, la Norvège, la Grande Bretagne, la Turquie et sans doute la Russie) tout en utilisant de multiples nouvelles technologies dont les « smart grids » et les micro-réseaux font partie.***

<sup>8</sup> Avec les meilleurs panneaux PV (2 MWh/an pour 10 m<sup>2</sup>), il faudrait couvrir 2500 km<sup>2</sup>, 100 fois plus qu'actuellement, soit un taux de croissance de couverture de 36% par an pendant 15 ans. Ou encore passer en 15 ans, de 3,4 GWc installés (entre 2008 et 2016) à 340 GWc installés. Non sense...

Avec les meilleures éoliennes off-shore d'aujourd'hui (éolienne de 5MW (fig. 5) avec facteur de charge de 38%, produisant annuellement 15 GWh), il en faudrait 36.600, soit 183 GW installés. Non sense....

Les micro-réseaux sont des réseaux électriques à petite échelle conçus pour fournir de l'énergie à un ensemble limité d'utilisateurs (qu'ils soient privés, publics ou industriels). Ils sont principalement gérés de manière à utiliser au mieux l'énergie générée localement pour la consommer localement. Ces micro-réseaux sont toutefois souvent avantageusement reliés au réseau électrique du pays afin de profiter de la mutualisation des moyens mis en œuvre pour assurer la qualité (tension, forme de la sinusoïde, équilibre des phases, etc..) et la continuité de la fourniture. Un stockage local peut y être associé, voire différents moyens de production renouvelable ou non, avec ou sans cogénération. Le concept a été également baptisé « e-cloud » par analogie évidente au réseau informatique.

Le smart-grid (réseau intelligent), quant à lui, est une notion beaucoup plus vaste. Elle s'applique surtout à la gestion intelligente (y compris l'appareillage nécessaire pour ce faire) des réseaux électriques, toutes tensions confondues, qui parcourent l'ensemble de l'Europe (ENTSO-E) interconnectée (à 400 kV) et qui descend en tension jusqu'au niveau du citoyen (400 V). Par exemple, ces techniques de « smart grid » comprennent des capteurs de mesure qui permettent une meilleure gestion en temps réel des infrastructures, des PMU (phasor measurement unit) pour la surveillance de la stabilité globale du système, des FACTS (flexible AC Transmission system) pour notamment injecter de la puissance réactive, des capteurs de mesure d'ampacité pour permettre de transiter plus de puissance quand la météo le permet, des compteurs intelligents pour la gestion de la demande, etc.. La compréhension profonde de ces moyens techniques sort du cadre de ce document et le lecteur peut trouver sur le Web plus d'information à ce propos.

## G. Un scénario possible

### 1. Les industries fortes consommatrices d'énergie

Il faudrait un gain d'environ 25% de l'énergie primaire importée sur ce secteur dont un premier objectif de 19% pour 2030.

Il faut valoriser l'évolution des industries vers des processus moins énergivores en conservant leur compétitivité, y favoriser la cogénération, la production locale et la mise en réseau local de consommateurs (E-cloud) et/ou de producteurs (VPP : virtual power plant) ou un mix des deux (prosommateurs ou producteurs-consommateurs). L'organisation de la production industrielle devra (pour certains secteurs) être modulée sur base saisonnière afin de consommer l'énergie nécessaire durant les périodes où elle est la moins chère [18]. Enfin l'introduction, à terme, du vecteur hydrogène (ou du gaz méthane de synthèse) à ce niveau pourrait se révéler indispensable vu le niveau élevé des consommations. Bien sûr il faudra veiller à utiliser un processus de génération d'hydrogène sans émission ou presque, par ex lors des surplus de fournitures solaire et éolienne.

**Soit 11% de gain sur la consommation globale d'énergie primaire par rapport à 2015.**

### 2. Résidentiel et tertiaire

Il faut diminuer la consommation en énergie des bâtiments, absolument et rapidement, dans tous les domaines, de 50% dans les trente années qui viennent, avec un objectif intermédiaire de 37% dès 2030.

Il faut instaurer progressivement une neutralité énergétique dans les bâtiments tertiaires et le label PEB A dans le résidentiel [19]. Les copropriétés et les bâtiments du tertiaire devront certainement respecter de nouvelles impositions réglementaires.

Il faut démarrer immédiatement une politique d'isolation renforcée des immeubles. Il faudra rénover en profondeur une partie du parc existant (Fig. 6). C'est peut-être une opportunité dans l'urbanisation de nos villes et la révision de la vie en commun dans des immeubles multifonctions (résidentiel privé, résidentiel CPAS, loisirs, administrations, entreprises).

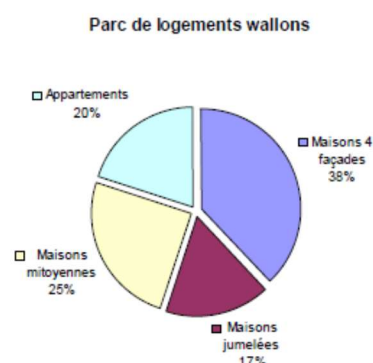


Fig. 6 Répartition du parc de logement en Wallonie selon le type d'immeuble.

Comment favoriser le développement de ce marché considérable ? Dans la situation actuelle l'isolation des immeubles d'habitation n'est pas rentable. Une économie annuelle de 50% sur sa facture énergétique (chauffage, électricité) n'apporte, pour le ménage standard, qu'environ 1000 euros/an (voir plus loin). Il faut toucher simultanément à l'ensemble des pertes : toit (30%), fenêtres (15%), murs (20%), sols et planchers bas (10%), ventilation et fuites (15%), ponts thermiques (10%), avec un coût proche de 100€/m<sup>2</sup> à traiter. Pour une surface au sol de 100 m<sup>2</sup>, il faut prévoir pour le toit environ

10.000€, etc... ; soit grosso modo 30.000 € pour la rénovation totale d'une maison 4 façades. Compter donc à ce jour 30 ans d'amortissement..., soit proche de la durée de vie de ces modifications. Evidemment si le coût de l'isolation était divisé par deux, on peut diviser cette durée par deux, ce qui serait plus raisonnable.... Le gouvernement doit donc mettre en place une politique qui allie les incitants fiscaux aux subsides pour rendre l'isolation des logements économiquement justifiable.

Lors des successions, on devrait sans doute favoriser l'abattement d'immeubles énergivores difficilement rénovables ou libérer des frais de succession en contrepartie de travaux d'isolation, prévoir des clauses adéquates pour les copropriétés, les immeubles en location, etc... Par ailleurs, le tiers payant paraît indispensable pour les personnes n'ayant pas les moyens de réaliser ces transformations.

Soit **16% de gain sur la consommation globale d'énergie primaire** par rapport à 2015.

### 3. Transport

Il faut réformer complètement le parc de véhicules (privés, transport public, transport de marchandises) et aboutir, à terme, à un gain de 50% de l'énergie primaire sur ce secteur dont un premier objectif de 29% pour 2030. Il faudra diminuer drastiquement le nombre de véhicules et le nombre de km parcourus et passer aux véhicules électriques. En effet, le cycle de vie (LCA pour life cycle assessment) d'un véhicule électrique rechargé à partir d'électricité produite par du renouvelable a un bilan sans pareil (fig. 7), tout en tenant compte des batteries et de leurs recyclages. Il faut bien entendu conserver, favoriser et développer le transport par tram, train (personnes et marchandises) et encourager la multi-modalité en la mêlant avec des véhicules partagés. Ces derniers seront favorisés au niveau des véhicules de société qui concernent 40% du marché en Belgique, ce qui permet une reconversion rapide d'une partie significative de ce parc, en quelques années.

Les véhicules partagés, voire autonomes, évolueront vers l'électricité. En gros on diminuera la consommation moyenne d'énergie au km par véhicule (grâce au fonctionnement électrique) d'environ 80% (10 kWh au 100 km pour un véhicule électrique contre 50 kWh au 100 km pour un véhicule qui consomme 5,3 litres d'essence au 100 km[20]) et on diminuera le nombre de véhicules de 30% (grâce au développement de la multi-modalité et à l'apparition des véhicules partagés, voire autonomes).

En parallèle et dès maintenant, il faut lancer une politique de développement *bien réfléchie* des bornes de recharge (rapide) et favoriser les recharges lentes pendant les heures de travail dans un souci



évident de soulagement du réseau aux heures les plus chargées. Des outils de gestion partagée de flotte de véhicules et progressivement de véhicules autonomes (fig. 8) verront leur apparition

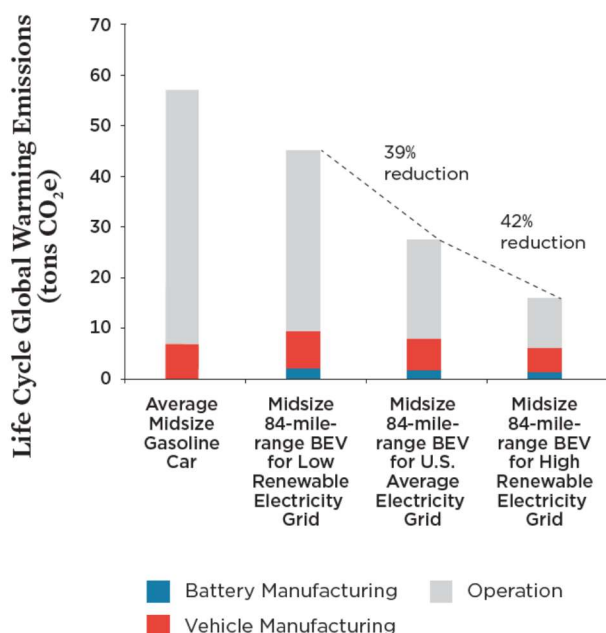


Fig. 7 Cycle de vie de véhicules incluant la fabrication, l'utilisation (extrait de la référence [21]). Mid-size = 135000 miles (220.000 km) en durée de vie.

Fig. 8 image virtuelle d'un véhicule autonome partagé (extraite du web).



Pour le transport longue distance des marchandises, il faut forcer le transfert de la route au rail et aux voies d'eau. Il faudra favoriser le transport fluvial où c'est possible.

L'économie sera significative ainsi que l'impact sur les populations (moins de pollution, moins d'embouteillage, moins d'accidents, confort de vie pour tous) mais la philosophie de la mobilité devra être repensée ainsi que le business model des constructeurs et de la chaîne d'entretien des véhicules (une première analyse est détaillée dans la référence [22]). Il faudra concevoir d'autres rentrées pour compenser la disparition des revenus liés aux taxes sur les carburants. Enfin la participation des véhicules électriques au stockage de l'énergie (une flotte constituant, par ex, une centrale virtuelle) doit être envisagée afin de soulager les réseaux en période de forte insolation et de grands vents. Ce sera évidemment grandement facilité pour les véhicules partagés, voire autonomes qui recevront des injonctions appropriées dans le cadre de leur gestion intelligente.

Pour les avions (3% de la consommation en énergie du pays), on ne voit guère de solutions pratiques et bon marché autres que les carburants à base de produits pétroliers. Il faut donc, dans un premier temps, encore optimiser les moteurs, envisager peut-être l'hydrogène et lancer des programmes de recherche pour résoudre cette équation complexe bien avant 2050. Les avions électriques avec batteries ou piles à combustible qui transporteraient 400 personnes sur des milliers de km, c'est un leurre pour le moment. Seules certaines étapes du vol et des consommations particulières pourraient profiter de production embarquée.

Soit **11 % de gain sur la consommation globale d'énergie primaire** par rapport à 2015.

#### 4. Autres décisions concomitantes

a) Il faut penser la stratégie énergétique au niveau européen et s'appuyer sur le marché pour créer des conditions adéquates pour favoriser ces investissements, mutualiser le risque et utiliser les infrastructures possibles où elles existent, par exemple stockage par pompage dans les montagnes, fjords, en bord de mer en présence de falaises, entre bassins souterrains ; champs solaires et éoliens là où ces vecteurs sont abondants, par ex dans les mers, du Nord et Baltique. Ceci implique une gestion

appropriée européenne (au sens large) des réseaux d'énergie (électricité, gaz, hydrogène). Pour les 27 pays européens, une révision du traité de Lisbonne s'impose à ce propos. Pour les pays voisins, des accords de collaboration doivent être négociés rapidement.

b) Puisqu'il n'est pas possible de passer d'ici la fin du nucléaire belge (dans 7 ans...), à une génération totalement décarbonée, il faut développer, en transitoire (long), le gaz. Malheureusement les techniques de prélèvement, transport et stockage du CO<sub>2</sub> sont très loin d'être bon marché et nécessiteront une réévaluation dans une quinzaine d'années. D'ici là il faut donc éviter le charbon tant que faire se peut. Le gaz peut servir de génération d'énergie en direct (selon l'ordre de mérite – qui deviendra européen - qui dépend du coût du kWh sortie centrale) et certainement, au moins en partie, de moyens de secours en cas de manque de production de renouvelable afin de limiter le stockage à quelque chose de raisonnable. La stratégie doit donc proposer un « business model » qui rende ces unités rentables. Ces unités seront pour la plupart, des TGV (turbine gaz vapeur) avec des rendements qui peuvent aujourd'hui atteindre environ 60% (production) avec des matériaux qui résistent à très haute température (1500°C).

c) Il faut développer des techniques innovantes de production et gestion locales afin de soulager (fortement à terme) les réseaux de distribution, sans doute via agrégation de charges (micro-réseaux) et de productions locales, certainement dans les parcs industriels (concept d'E-cloud) et par regroupements citoyens d'habitations privées. *Il faut légiférer rapidement pour faciliter ces initiatives.*

## H. La transition énergétique

### 1. Vision 2030 (transition énergétique)

Ceci conduirait grosso modo en 2030 (détails au tableau 2) :

Pétrole : 15 Mtep, soit une économie (p.r. 2015) de 9,6 Mtep (-39%), par la sortie progressive du transport (40%), du chauffage du résidentiel et du tertiaire (50%) et une diminution de 20% de la consommation industrielle dans ce vecteur. Soit une diminution de consommation des produits raffinés. Vu la grande expertise belge en raffinerie et l'impact sur le port d'Anvers, le volume de pétrole raffiné ne devrait pas changer mais les produits raffinés seront exportés pour une plus grande part.

Gaz naturel : 12 Mtep, soit une économie (p.r. 2015) de 2,1 Mtep (-15%), par une diminution (50%) de la demande en gaz pour le chauffage (résidentiel et tertiaire) et de la consommation industrielles dans ce vecteur (20%) mais un accroissement de conversion en électricité (fois 2) dans cette filière pour compenser partiellement la perte du nucléaire et du charbon.

Autres combustibles fossiles et cogénération : 0 Mtep (-100%), par la sortie quasi-totale du charbon et donc la reconversion de cette utilisation, en conversion en électricité et en utilisation par les industriels.

Énergie nucléaire : 0 Mtep (production d'électricité) (-100%), une économie de 6,7 Mtep, disparition de cette filière à terme, pour le moment, après utilisation des centrales existantes jusqu'à leur terme car cette énergie restera indispensable pendant le transitoire (il faudra bien assumer le coût de la gestion des déchets en attente d'une solution plus efficace).

Énergie renouvelable : 8 Mtep, soit plus qu'un triplement, p.r. à 2015, de l'énergie transformée à ce niveau (60% production d'électricité, 40% chaleur, biomasse et biocarburant), par un triplement de la consommation industrielle dans ce vecteur (chaleur, biomasse et électricité), une pénétration significative (25%) du secteur du transport vers l'électricité, une augmentation considérable de



l'autoconsommation en industrie, résidentiel et tertiaire (x 8) (mais on parlait de peu de chose en 2015). Les RES couvriraient donc 25% de la demande en énergie par une multiplication de production d'énergie solaire et éolienne et une petite augmentation de la biomasse selon la proposition décrite au tableau 4, donnant également les taux de croissance annuelle de ces installations. L'accroissement des éoliennes sera principalement « offshore », évidemment pas toutes au même endroit... Un des endroits pourrait être le North Sea Wind Power Hub [23], une île artificielle équipée d'éoliennes avec 70 GW prévus pour 2050 mais à partager entre 6 pays. A noter qu'il faudra développer des postes électriques en mer (plate-forme ou sur île artificielle) où cette énergie sera convertie en courant continu avant de regagner divers pays via câbles sous-marins.

Une quasi-généralisation des panneaux PV sera nécessaire, avec micro-réseau(e-cloud) pour certains consommateurs, qu'ils soient privés, industriels ou tertiaires. Le scénario proposé prévoit 10% des RES en autoconsommation à cette proche échéance (13 ans).

	2030		Par applications		
	énergie primaire	énergie transformée	industrie	résid. et tert.	transport
	Mtep	Mtep			
pétrole	15,00	9,00	1,20	1,80	6,00
pétrole non énerg.		6,00	6,00		
gaz	12,00	6,40	3,20	3,20	
	5,6 converti à 60%	3,4 converti électricité			
charbon	0,00	0,00			
Nucléaire	0				
RES	8,00	3,20	2,80		0,40
dont vent et soleil	50% pour électricité	4 produit de l'élec. réseau			
dont micro-rés	10% pour e-cloud	0,8	0,4	0,4	
électricité réseau	0,00	7,00	3,00	2,20	1,80
	import = export	pertes réseau élec. 5%			
	total	consommé			
Total (Mtep)	35,0	32,40	16,60	7,60	8,20

Tableau 2 : détail de l'énergie primaire et transformée en vision 2030.

Soit, en 2030, les 32,5 Mtep désirés. Il y aurait donc, dès 2030, une diminution de 46% des GES (de 50,5 Mtep (= 54,1 - 3,6 de RES) vers 27 Mtep (= 35 - 8 de RES)). Les renouvelables seraient portés à 25% de l'énergie consommée (= 8/32,4).

L'intensité énergétique primaire (rapport entre la demande en énergie primaire et le produit intérieur brut) passerait de (2015)  $54,1/0,378 = 143 \text{ kep}/1000\text{€}$  à (2030)  $35,0/(0,378*(1,02)^{15}) = 69 \text{ kep}/1000\text{€}$  soit une diminution de 52% (avec l'hypothèse d'une croissance du PIB de 2% par an).

## 2. Vision 2050 (nouveau paradigme)

Disparition d'une charge de base assumée par l'énergie fossile. La consommation suit la production et non l'inverse.

Pour 2050, avec une réévaluation en 2030 qui tiendra compte des nouveaux développements technologiques dans chacun des domaines, on pourrait sur base de la technologie actuelle imaginer le scénario suivant (détails au tableau 3) :

Pétrole : 6 Mtep (industries utilisant le pétrole à des fins non énergétiques) soit, par rapport à 2015, moins 17 Mtep (-70%), par la sortie définitive de cette filière du transport, du chauffage (résidentiel et tertiaire) et des industries utilisant le pétrole à des fins énergétiques.

Gaz naturel : 4 Mtep (industries, production d'électricité, y compris en secours, chauffage) soit moins 10 Mtep (-70%), par une diminution drastique de la demande en gaz pour le chauffage et les industries.

Plus de charbon ni de nucléaire, avec la réserve d'une réévaluation en 2030 qui pourrait rouvrir la porte au nucléaire sûr, avec déchets à courte durée de vie et/ou une technologie de la conversion du charbon en hydrocarbure liquide ou gazeux avec séquestration du CO<sub>2</sub> ou son utilisation dans la méthanation de l'hydrogène.

Énergie renouvelable : 19 Mtep (production d'électricité), qui couvrirait donc 65% de la demande en énergie. Par la multiplication de parcs éoliens « offshore » mutualisés au niveau européen. A noter que nous en serons à la seconde génération technologique des panneaux PV et des éoliennes.

	2050				
	énergie primaire	énergie transformée			
	Mtep	Mtep	industrie	rés. et tert.	transport
pétrole	6,00	0,00	0,00	0,00	0,00
pétrole non énerg.		6,00	6,00		
gaz	4,00	1,50	1,00	0,50	
	2,5 converti à 60%	1,6 converti électricité			
charbon	0,00	0,00	0,00	0,00	
Nucléaire	0,00	0,00	0,00	0,00	
RES	19,00	3,20	2,80		0,40
dont vent et soleil	50% pour électricité	9,5 produit de l'élect. réseau			
dont micro-rés	33%	6,3	3	3,3	
électricité réseau	0,00	10,50	3,00	2,50	5,00
	import = export	pertes réseau élec. 5%			
	total	consommé			
Total (Mtep)	29,3	27,50	15,80	6,30	5,40

Tableau 3 : détail de l'énergie primaire et transformée en vision 2050.

Il faudra y associer un accroissement considérable des micro-réseaux (qui devraient avoir atteint leurs pleines maturités) qui favoriseront l'autoconsommation aussi bien en résidentiel qu'en parcs industriels (e-cloud). Il faudra aussi orienter certains flux vers le stockage direct (batteries) et indirect (conversion par ex en hydrogène puis, éventuellement en gaz méthane de synthèse), afin de soulager les réseaux de transport et distribution lors des pics de production ou maintenir la fourniture en cas d'anticyclone persistant sur l'Europe.

Soit, en 2050, un objectif de 27,5 Mtep quasiment totalement décarbonné. La répartition par secteur (avec pourcentage de gain) évoluant comme au tableau 4. La dernière colonne reprenant le % d'autoconsommation à terme.

2015	Mtep	2030	Mtep	réduc. p.r. 2015	2050	Mtep	réduc. p.r. à 2015	autocons.
résid. et tertiaire	13,90	résid. et tertiaire	7,60	45%	résid. et tertiaire	6,30	55%	52%
industrie	20,50	industrie	16,60	19%	industrie	15,80	23%	19%
transport	10,40	transport	8,20	21%	transport	5,40	48%	0%
total	44,80	total	32,40	28%	total	27,50	39%	23%

Tableau 4 : répartition par secteur entre aujourd'hui et 2050 de la consommation en énergie.

	TWh (2015)	TWh (2030)	croiss. An. (13 ans)	TWh (2050)	croiss. An. (20 ans)
RES pour électricité	13,9	55,7	11%	195,00	6%
solaire produit	2,90	10,00	10%	15,00	2%
wind produit	5,20	38,70	17%	175,00	8%
biomass, biogas	5,82	7,00	1%	10,00	2%
	GW installés	GW installés		GW installés	
puissance solaire	2,94	11	11%	11	0%
puissance éolienne	2,64	11	12%	51	8%
puissance biomasse	1,08	1,30	1%	1,86	2%

Tableau 5 : pour le renouvelable en génération d'électricité, énergie annuelle (TWh) et puissance (GW) à installer avec taux de croissance annuel.

Les cellules PV entre 2030 et 2050 seront de deuxième génération (marché de remplacement) avec un taux de conversion augmenté de 50% (passant de 10% à 15%). Tout l'éolien est supposé offshore avec des turbines à 10 MW et un taux de fonctionnement (facteur de charge) de 38% en équivalent pleine puissance (tableau 5).

## I. Que faut-il mettre en œuvre pour respecter ce scénario ?

### 1. La demande en électricité, d'ici 2030.

Pour 2030, bien que la consommation d'énergie électrique globale en Belgique progresserait à peine (de 7,1 à 7,8 Mtep), la part de renouvelable augmenterait considérablement.

En 2030, il y aurait dans ce scénario, 55,7 TWh de renouvelable pour l'électricité, partant (2015) de 13,9 TWh (tableau 5).

Une centrale biomasse, d'après les chiffres de la Febeg [10], atteint 60% d'heures de fonctionnement sur base annuelle (5,8 TWh produit en 2015 pour 1100 MW installés). Ajouter 1,2 TWh en biomasse correspond donc à l'ajout de centrales biomasse/biogaz pour une puissance installée de 220 MW, ce qui est prévu à l'horizon 2020. En 2030, il y aurait donc en tout 7 TWh d'électricité produite à partir de biogaz/biomasse (il y a 5,8 TWh déjà produit en 2015 dans cette filière).

Reste  $55,7 - 7,0 = 48,7$  TWh à générer en solaire et éolien alors que  $13,9 - 5,8 = 8,1$  TWh sont produits en 2015. Si nous prenons l'hypothèse (actuelle) de 10% d'heures de fonctionnement équivalent à pleine puissance par an pour les cellules PV (soit 876 heures par an) et 38% pour les éoliennes (chiffre valable exclusivement pour les offshore, soit 3300 heures par an), nous pouvons calculer la puissance à installer (tableau 5, 3 dernières lignes).

A supposer que l'accroissement de renouvelables solaire et éolien installés provienne pour 80% d'éolienne off-shore et 20% de panneaux PV, il faudrait donc produire (tableau 4) :  $38,7 - 5,2 = 33,5$  TWh en éolien offshore et installer (tableau 4)  $10 - 2,9 = 7,1$  TWh en panneaux PV, soit installer d'ici 2030 :

- 1200 éoliennes de 8 MW (38% de facteur de charge, dernière technologie 2016)
- Couvrir environ 50 km<sup>2</sup> de cellules PV

En puissance éolienne installée effective, cela correspondrait à ajouter à l'existant,  $8 \times 1200/1000 = 9,6$  GW, pour atteindre au total 11 GW éoliens installés en Belgique (et mer). En puissance solaire installée, cela correspondrait à  $7,1 \times 1000 / (8760 \times 0,1) = 8,1$  GW en panneaux PV, pour atteindre au total 11 GW solaires installés en Belgique.

**Grosso modo entre 4 et 4,5 fois plus qu'aujourd'hui dans chaque technologie, en 13 ans, soit un taux de croissance d'environ 12% en puissance installée (voir tableau 5), un peu moins du double du taux de croissance actuel.**

Jouable mais urgent à mettre en œuvre avec les incitants appropriés, voire avec des accords européens pour partager des structures offshore.

Des études réseaux doivent être entreprises afin de juger des renforcements nécessaires à la côte et dans le pays pour injecter cette énergie. Il faudra qu'elles soient rapidement acceptées par le public.

En sus, il faudra y associer ce qu'il faut en stockage direct ou indirect et en secours via centrales TGV et sans doute d'autres techniques.

A titre informel, en guise de faisabilité, les figures 9 et 10 reprennent la puissance installée (GW) en solaire et en éolien dans les pays les plus dynamiques au niveau mondial. On y constate que l'Allemagne possède dès à présent environ 50 GW en éolien et 50 GW en solaire, soit 5 fois plus que ce nous devrions espérer avoir en 2030, l'objectif proposé 2030 semble plausible pour la Belgique.

D'ici 2030, nous pensons que l'on pourra maintenir quasi constante la demande en énergie électrique sur le réseau. En effet d'une part les économies d'énergie (bâtiment résidentiel et tertiaire (37%), industrie (20%)), d'autre part l'apparition des micro-réseaux (qui consommeront localement l'énergie produite) et la profonde mutation du transport terrestre (avec gestion intelligente de la recharge et participation au stockage), permettront de maintenir la consommation d'électricité via le réseau, relativement constante (entre 82 et 90 TWh) (détails au tableau 2).

Solar PV Capacity and Additions, Top 10 Countries, 2016

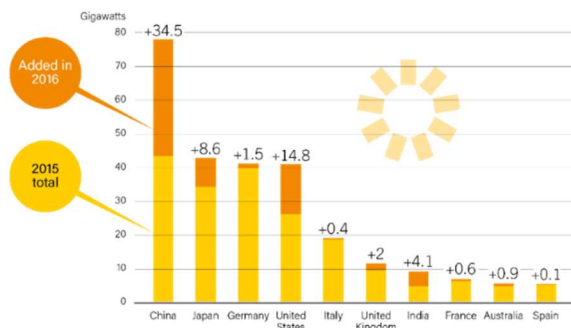


Fig 9 : installations récentes (en puissance installée) en cellules PV dans le monde.(extrait de [24])

Wind Power Capacity and Additions, Top 10 Countries, 2016

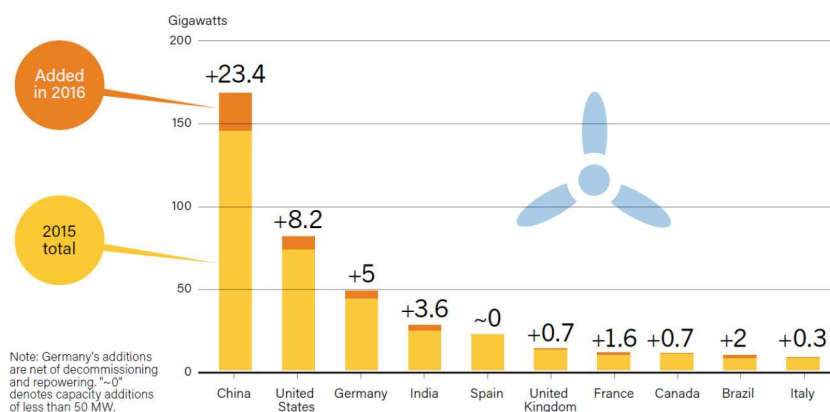


Fig 10 : installations récentes (en puissance installée) en éolien dans le monde.(extrait de [24])

## 2. La gestion de la pointe

Si la mutualisation européenne doit être favorisée, il est économiquement intéressant de ne pas trop dépendre en permanence d'importations. Il nous faut, en Belgique aujourd'hui, une puissance électrique de pointe d'environ 13 GW (atteinte soit en décembre soit en janvier, généralement vers 17 :00 alors qu'il fait nuit). Cette pointe est liée à la consommation, la production actuelle doit suivre et est donc prévue pour le faire.

Dans un réseau avec une proportion significative de renouvelables de type solaire et éolien, le facteur de charge pris en compte pour assurer l'énergie sur base annuelle, demande que la puissance installée soit beaucoup plus importante qu'avec des moyens classiques (centrales) dont le fonctionnement est déterminé par une décision humaine (alimentation en combustible). Dès lors, les cas de pleine production solaire et/ou éolien injectée dans le réseau vont conduire à une augmentation significative de la pointe de la production à un moment où la consommation n'est pas en demande.

L'intérêt des parcs offshore, des micro-réseaux (autoconsommation et stockage partiel locaux), de la modulation de certaines charges, par ex. d'un parc de véhicules partagés (qui peuvent être appelés à la charge/décharge par une gestion intelligente), de techniques de stockage, pour certaines, très décentralisées (au niveau européen) est alors évidente. En effet ces différentes techniques couplées à l'accroissement du potentiel des interconnexions avec les pays voisins donneront la flexibilité nécessaire au système (à bien étudier...) qui pourra par ex. lors de ces pointes :

- favoriser les recharges de véhicules à domicile, à l'entreprise voire dans des structures adéquates,
- fournir de l'électricité à bon prix aux entreprises qui peuvent adapter leurs charges,
- alimenter du stockage direct ou indirect chez nous ou ailleurs,
- en dernier recours, annuler une partie de la production renouvelable.

Dans cette problématique, la gestion du réseau de transport et de distribution est également capitale. Il faudra la rendre bien plus flexible qu'aujourd'hui et cela sera assuré (c'est en cours de développement) par des liens à courant continu avec stations de conversion DC/AC aux extrémités (en Belgique, projet ALEGrO entre Liège et Aachen pour 2020, projet Nemo avec l'Angleterre pour 2019 [25]). Une autre flexibilité sera apportée par du matériel, tels les transformateurs déphaseurs, ceux à rapports variables, qui peuvent forcer des modifications de transits. La gestion intelligente du réseau sera également accompagnée de capteurs de mesures en temps réel qui, couplés à des prévisions météorologiques, permettront plus de transit sur les infrastructures existantes. La protection des réseaux devra être revue en partie pour tenir compte de ce nouveau paradigme.

## 3. La gestion de l'intermittence

La fig 11 montre cette intermittence sur une production éolienne en Allemagne. Elle se réduit très sensiblement avec la multiplication des sources, comme on peut le voir clairement sur ces trois graphiques. Toutefois, même sur un parc de 16 GW (étalé sur un vaste territoire, l'Allemagne en 2004), il y a des périodes d'étiage du vent sur plusieurs jours. La compensation de ces GW absents peut poser problème si elle a lieu pendant des périodes de consommation qui ne peuvent être couvertes par d'autres moyens que le vent ou le soleil.

Quatre jours d'étiage de vent (sur la fig.11, à environ 20% de la production maximale possible entre le 26 et le 30 décembre 2004) demanderaient, si la demande de consommation était à 16 GW cinq heures par jour, environ  $0,8 \times 16\text{GW} \times 5\text{h} \times 4\text{jours} = 256\text{ GWh}$  de disponibles par ailleurs, soit en unités de secours, en stockage, importations ou autre.

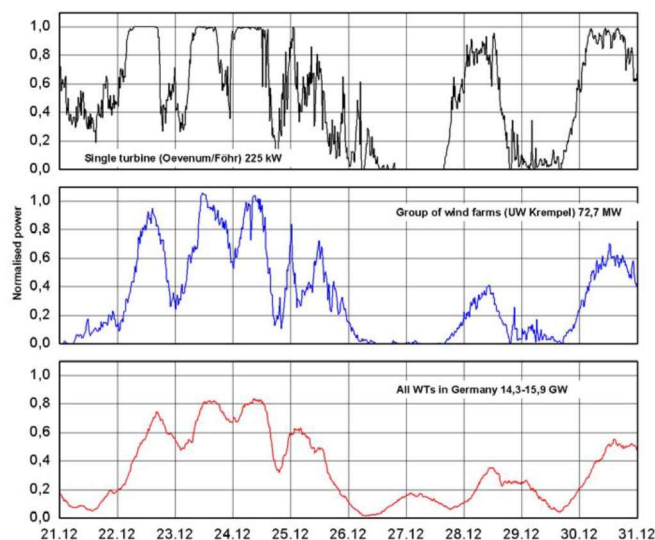


Fig 11 Evolution temporelle (10 jours en décembre 2004) normalisée de la production éolienne en Allemagne :

top : une seule éolienne de 225 kW,

Middle : une ferme éolienne de 72,7 MW

Bottom : l'ensemble de l'Allemagne (16 GW en 2004).

Extrait d'un rapport de IEA publié en 2009 et qui n'est plus disponible aujourd'hui.

En Belgique, un site de stockage par pompage comme Coe ne peut stocker « que » 6 GWh. Pour des périodes prolongées d'étiage du vent, il faudra sans doute recourir, à terme, au stockage indirect par gaz (« Power-to-gas »), probablement donc que l'on utilisera la conversion vers l'hydrogène, peut-être prolongée vers le gaz méthane de synthèse (méthanation), afin de profiter des structures de stockage existantes dans ce vecteur (9 TWh selon [15], site de Loenhout). L'inversion du flux d'énergie demandant alors des TGV et/ou des piles à combustible.

D'après nos contacts avec les services de climatologie de l'Université de Liège (Dr. Xavier Fetweiss), la probabilité d'avoir un blocage (anticyclonique) sur la Mer du Nord et Baltique pendant 1 semaine serait de 2 à 3 fois par an. A supposer que l'un des événements se produise en période de forte consommation (estimation 12 GW, 5 heures par jour), il nous faudrait donc prévoir environ 300 GWh de secours/stockage. Par exemple, la base serait assurée par les centrales TGV de secours (4GW), les importations (6GW) et la pointe par le pompage (1GW), la gestion de la charge (0,8 GW) et la gestion du parc de véhicules électriques (0,2 GW).

L'intermittence (soleil, vent), heureusement, est de plus en plus prévisible sur l'ensemble d'un pays (avec marges statistiques) avec les techniques météorologiques récentes (incluant un aspect probabiliste « ensemble forecasting ») une semaine à l'avance, un jour à l'avance (communément appelé « day ahead »), avec mise à jour toutes les 2 à 6 heures, pour affiner ces données. Les figures 12 et 13 donnent un exemple de la production éolienne et solaire réelle en Belgique (une semaine en janvier et août 2017), superposée à la prévision un jour à l'avance à 11 :00 du matin.

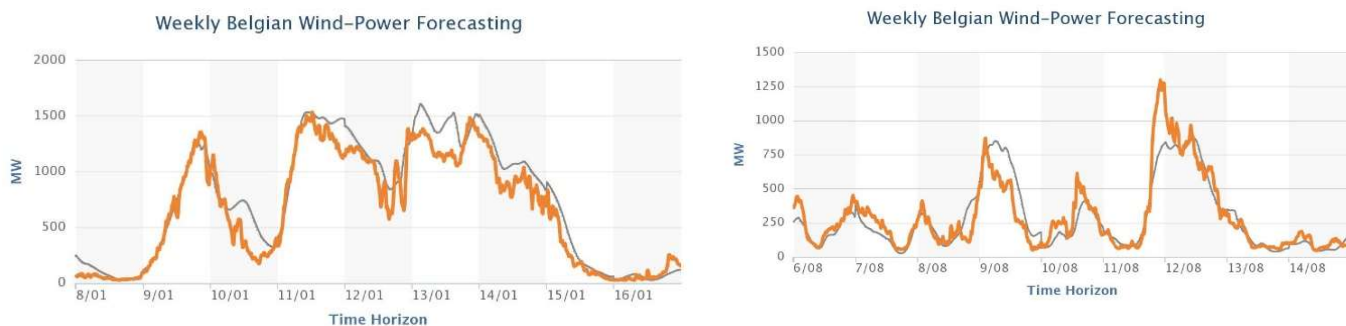


Fig. 12 prévision day ahead (11 :00) (gris) et réalité (orange) de la production éolienne (MW) en Belgique, une semaine en 2017 (à gauche en janvier, à droite en août) (accessible sur le site [www.elia.be](http://www.elia.be)). Agrégation on et offshore, puissance totale supervisée 2622 MW(2017).



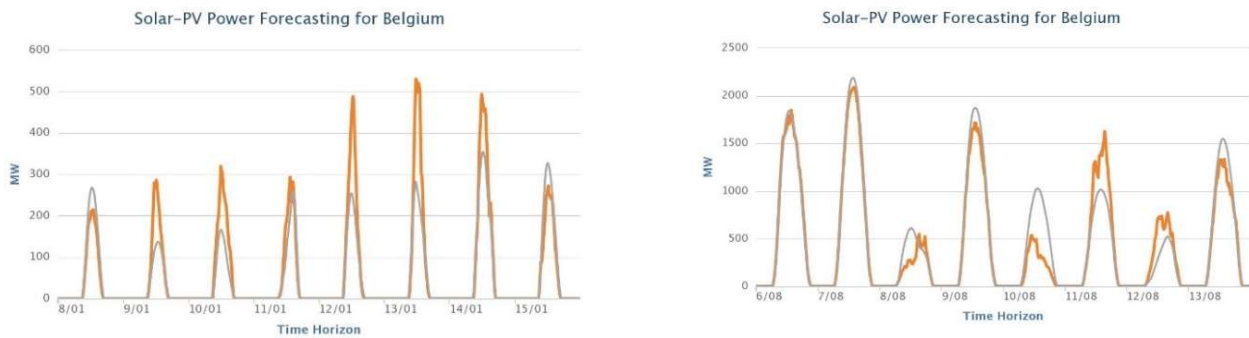


Fig.13 prévision *day ahead* (11 :00) (gris) et réalité (orange) de la production solaire (MW) en Belgique, une semaine en 2017 (à gauche en janvier, à droite en août) (accessible sur le site [www.elia.be](http://www.elia.be)). Puissance totale supervisée 2953 MW(2017).

C'est une bonne image de l'intermittence, heureusement prévisible, de ces sources d'énergie réparties sur tout le territoire.

L'évaluation des moyens nécessaires à combler les manques (et stocker dans le cas contraire) doit se faire de manière statistique sur la base du passé (quelques dizaines d'années de météo), compte tenu de l'évolution probable de la charge avec le scénario proposé et en couvrant, pour l'analyse réseau, la plupart des pays européens interconnectés. C'est aujourd'hui possible.

La gestion de l'intermittence est étudiée de manière approfondie par les gestionnaires de réseau, la notion de « bloc structurel » (*le volume national, totalement disponible, de puissance réglable pour respecter les critères d'adéquation entre la production et la consommation (sic)*) est définie en [26], elle est basée sur l'ensemble des ressources qui seront disponibles dans le futur, selon certains scénarii, les centrales de pompage, le stockage à développer, la gestion de la demande, la possibilité d'importer (selon disponibilité). Le bloc structurel est la différence entre ces ressources et la consommation attendue à un moment donné (il faut toujours équilibrer production et consommation).

De multiples simulations sur le réseau européen avec données météorologiques du passé et différents niveaux de souplesse du système (importances de la quantité de charges dispatchables, stockage de capacités diverses, capacités d'importation, centrales de secours, coûts des centrales<sup>9</sup>) permettent d'estimer de manière probabiliste les besoins. Ainsi la capacité d'import-export belge a été fixée à 6500 MW dès 2021 (les capacités aux frontières seront d'environ 2000MW avec la France, 1000MW avec le Royaume uni, 3400MW avec les Pays-Bas, 1000MW avec l'Allemagne, 400MW avec le Luxembourg ; dont 6500 MW peuvent être simultanément importés), cette analyse couvre 19 pays européens [26]. L'importance du bloc structurel (y compris la réserve stratégique qui interviendra en cas de pénurie) devra tenir compte du marché. ELIA, le gestionnaire du réseau de transport (GRT) belge, chiffre pour 2027 à 4 GW le bloc structurel [26] (voir hypothèses dans ce rapport). Environ 25% de ce bloc ne serait statistiquement utilisé que 15 heures par an.

Le scénario présenté dans ce livre blanc est toutefois sensiblement différent de celui étudié dans ce rapport (au niveau notamment de la pénétration des renouvelables en Belgique), il conviendrait de demander une analyse détaillée à ce propos, elle sort du cadre de ce document.

Au-delà d'un seuil qu'il faudra définir, localement et globalement, il faudra déconnecter certaines sources renouvelables afin d'éviter le risque de surcharger le réseau (congestion, hausse de la tension) et celui de dépasser les capacités de stockage. Les mêmes techniques que celles évoquées ci-dessus

<sup>9</sup> 600€ du kW installé pour une TGV par ex., coût marginal en €/MWh sortie production pour chaque unité de production, coût du kWh de pénurie (3000€/MWh par ex.), etc..

pour la gestion de la pointe peuvent être généralisées pour cette gestion. En sus, les exportations/importations permettront plus de flexibilité grâce au renforcement de ces liens (en cours).

Dans l'autre sens (manque de puissance), il faudra activer les réserves et prévoir des charges « dispatchables » (préaccord avec des industriels, modulation de la recharge des véhicules électriques, utilisation des compteurs intelligents pour désactiver certaines charges, contrat « interruptible » pour les particuliers en échange d'un tarif bon marché d'utilisation du réseau, etc...) (Fig. 14).

C) A New Paradigm

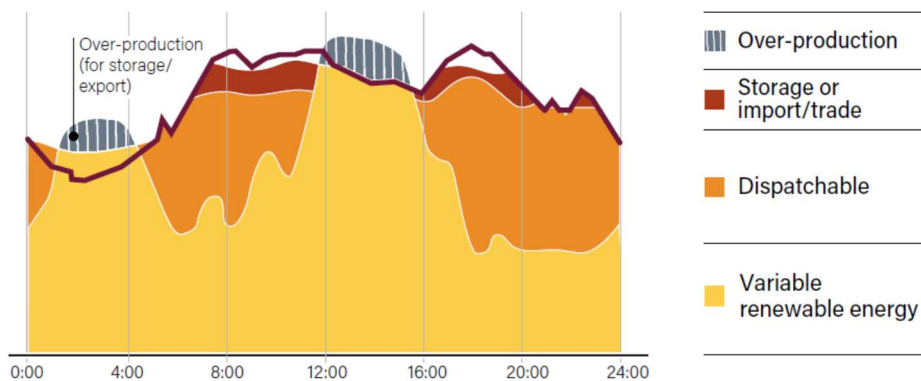


Fig 14 : selon [24], l'évolution de la gestion de la charge (journalière, 24 heures en abscisses, la puissance appelée en ordonnée pour une journée classique) pour une évolution 100% renouvelable ou presque.

Il faut ici noter l'intérêt, déjà bien compris sur le réseau belge à haute tension, de l'alliance du réseau avec les mesures en temps réel (capteurs électroniques installés sur les infrastructures et utilisant les technologies de la communication pour transmettre au dispatching national des flux de données, automatiquement analysés et traités, caractérisant l'état réel du réseau) et les prévisions météorologiques. Ces techniques avancées peuvent permettre, dans certains cas, d'accroître les capacités du réseau de plus de 30% de transit supplémentaire sur les structures actuelles, en particulier dès que le vent souffle un peu (et favorise donc les échanges thermiques), ce qui sera le cas lorsque les éoliennes produisent.

#### 4. La demande en électricité, entre 2030 et 2050

Dans un deuxième temps, vers 2050, si le scénario se précise (décarbonation quasi totale en 2050), on ne pourra éviter une augmentation de la consommation électrique et de la pointe. Il faudra étudier plus avant cette évolution d'ici 2030. Par ex, la production renouvelable devra être mutualisée au niveau européen et les réseaux adaptés pour ce faire. Il faudra admettre que si la pointe de la consommation (il faudra développer des politiques favorisant l'étalement de la consommation, sans augmenter la pointe) arrive en hiver quasi partout en même temps (elle arrive aujourd'hui vers 17 :00 quand il fait noir en hiver) en Europe et que les éoliennes (surtout off-shore) prévoient une période de vent trop calme, des plans de délestage de charges seront impératifs. Ils pourront être prévus quelques jours à l'avance vu l'amélioration constante des prévisions de production éoliennes (et PV). Le stockage et les secours en quantité adéquate (européen) assureront le minimum requis, en conjonction avec les incontournables groupes de sécurité dans les services indispensables. Des importations hors Europe pourront apporter à ce moment un secours bienvenu.

Il faudra pouvoir activer les réserves, lancer les centrales de secours (biomasse et gaz), importer ce qui sera possible, délester/effacer certaines charges (accords avec certaines industries).

D'ici là, le parc de transport terrestre sera reconverti à l'électricité et celui-ci pourra servir de tampon aux fluctuations de fourniture de renouvelable, grâce à la gestion intelligente du parc qui devra se



généraliser. De même les compteurs intelligents placés chez la plupart des utilisateurs seront associés à une gestion intelligente des charges (et production/stockage locaux le cas échéant) et communiqueront avec la gestion du système.

Enfin les éoliennes participeront de plus en plus aux réglages primaire et secondaire, mais cela est déjà possible aujourd'hui avec les technologies les plus récentes.

## 5. Décisions nationales et européennes à prendre

Il faut prévoir les réseaux d'énergie européen (électricité, gaz, hydrogène) pour respecter cette politique et faciliter leurs réalisations et implantations liées à l'intérêt général, après avoir au préalable envisagé toutes les techniques qui permettent leur optimisation (en électricité: smart grids, compteurs intelligents, « mélange » de réseaux à courant alternatif et continu, ..). Des incitants devraient être accordés aux gestionnaires des réseaux (transport et distribution) lorsqu'ils investissent dans les techniques innovantes plutôt qu'en renforcement systématique des infrastructures.

Le développement de micro-réseaux (qui resteront souvent connectés au réseau pour les périodes difficiles et l'hiver car le stockage local restera cher, encombrant, avec risques potentiels et les matériaux pour le réaliser au niveau mondial sont en quantité limitée) soulagera la distribution qui en aura bien besoin. Dans le scénario proposé, 1 TWh en Belgique dès 2030 en micro-réseau et bien plus en 2050 (tableau 2).

Les liaisons inter frontalières de la Belgique avec le reste de l'Europe devraient passer de 2,5GW à 6,5 GW d'ici 2030 dans le cadre évoqué et beaucoup plus en 2050. Il faudra légiférer (également au niveau européen) en la matière pour favoriser cette évolution. En effet si un pays s'équipe aux frontières et que les pays limitrophes ne suivent pas, la situation reste ingérable.

Vu la mutualisation européenne, il va devenir impératif d'harmoniser les politiques au sein de la zone (CWE pour central western Europe pour commencer), de donner au régulateur européen (ACER) un poids croissant dans la gestion des réseaux à très haute tension européen (400 kV) ainsi que ceux du gaz. Il faudra donc trouver un accord à ce niveau entre les entités régionales (pour la Belgique CWaPE, VREG et BRUGEL), nationales (CREG en Belgique) et européennes (ACER). Il faut accélérer les discussions à ces niveaux [27], les structures de base existent déjà mais ont seulement un pouvoir consultatif à ce jour. Il faut instaurer ou développer des organismes de surveillances de la sécurité des transits d'énergie au niveau européen, comme CORESO qui couvre déjà une bonne partie de l'Europe mais avec des pouvoirs uniquement consultatifs [28]. Au niveau belge il faudrait sans doute limiter à un GRD par Région (en Wallonie regrouper les huit GRD en électricité par ex) [29].

Il faut donner, dès aujourd'hui à la puissance de secours (TGV) un « statut » adéquat vu que ces centrales ne fonctionneront qu'une faible partie (mais indispensable) de l'année et donc peu rentables dans les business plan standard.

Il faut réviser le traité de Lisbonne et développer une politique européenne de l'énergie en installant du stockage indirect par pompage ou par génération d'hydrogène où cela est possible au fur et à mesure du développement du renouvelable. En effet, ce dernier se fera sans doute beaucoup en offshore (mer du Nord, mer Baltique, certaines côtes océaniques et méditerranéennes). Cela ne se fera qu'en créant des conditions de marché pour faciliter cette évolution indispensable.

Il convient d'insister une fois encore que le coût pour les entreprises grandes consommatrices d'électricité, c'est-à-dire plus de 100GWh par an (chimie, pharmacie, cimenterie par ex rassemblée au sein de la Febeliec) doit être bien étudié et coordonné au niveau européen, voire au-delà, afin de leur conserver un rôle compétitif, y compris par rapport aux concurrents non-européens (USA, Asie). Il faut

aussi leur garantir un approvisionnement sûr et de qualité (au sens électrique du terme, à savoir forme de la sinusoïde, constance de la tension, limitation des brèves coupures, harmoniques, déséquilibre des phases, ...). A noter qu'aux USA, actuellement, le prix de l'énergie électrique est la moitié de chez nous pour un résidentiel et quasi similaire pour un industriel consommant 100 GWh (charge de base) ou plus [30],[31]. Par contre des différences significatives (entre 10 et 20% sur la charge de base, selon son importance) existent avec l'Allemagne, la France ou les Pays-Bas, tous moins chers qu'en Belgique [32], sauf pour la pointe.

## 6. Les risques en cas d'immobilisme

Si on tarde à mettre en œuvre le scénario proposé ou d'autres, la Belgique va devenir dépendante d'importations majeures en électricité, ce qui nous mettra à la merci d'évènements exceptionnels pour lesquels l'importation ne pourra avoir lieu et les délestages seront impératifs en hiver.

La mise en œuvre de nouvelles centrales TGV, biomasse, nucléaire... est d'environ 5 ans (un peu plus pour le nucléaire), une fois les autorisations administratives et enquêtes nécessaires exécutées (environ 5 ans également). La mise en œuvre est plus courte (3 ans) pour des parcs éoliens offshore. Heureusement, le solaire résidentiel (et tertiaire) peut s'installer très rapidement (quelques mois).

L'immobilisme serait catastrophique pour tous (pénurie, coupures, qualité dégradée, etc...) mais certainement dramatique pour le milieu industriel qui ne peut vivre dans une telle incertitude.

## 7. Les matériaux

Last but not least, il faut analyser, au niveau planétaire, les besoins en matériaux pour les batteries, les cellules PV (dans le domaine de l'énergie). Les analyses de cycle de vie permettront des choix, l'économie circulaire (recyclage) sera progressivement rendue indispensable afin de s'assurer à long terme de la disponibilité des matériaux. Fort à parier qu'il restera peu de place à terme, ailleurs que dans les véhicules, pour stocker de l'énergie en batteries en quantité significative. Peut-être faudra-t-il se tourner en partie vers l'hydrogène ? Il faut en tout cas, à ce jour, laisser une porte à ce vecteur et déjà prévoir les réseaux de transport de ce gaz (il existe déjà un réseau dans le Benelux mais surtout en Flandre, il faudra le prévoir en Wallonie), sans doute au départ partagé avec le gaz méthane. Une réévaluation serait faite dans 15 ans à ce propos.

## J. Et le coût de tout cela ?

La structure du coût de l'énergie, pour le résidentiel et le tertiaire, comporte 4 composantes : la production, le transport, la distribution, et les taxes. Le % de chaque partie évolue mais grosso modo, pour un résidentiel belge :

Gaz	électricité	
48%	45%	pour le « vecteur » énergie,
44%	37%	pour la distribution (GRD : tels Resa, Ores, Eandis, etc... en Belgique)
3,4%	13%	pour le transport (GRT : Fluxys et ELIA en Belgique)
4%	5%	pour les impôts et taxes diverses <u>Hors</u> TVA

Ajouter 21% de TVA sur tous les postes. Cela donne grosso modo, en 2016, pour un résidentiel belge, 0,204 €/kWh électrique et 0,065 €/kWh de gaz naturel (TVAC).

Pour les produits pétroliers (transport terrestre), compter 1,5 euros/litre (dont grosso modo 50% de taxes) ou environ 0,135 €/kWh.

Un ménage moyen belge (2,3 personnes) consomme en 2016, environ, par an, l'énergie suivante :

- 4.000 kWh électrique,
- 20.000 kWh en gaz : 1800 m<sup>3</sup> de gaz (ou litres de mazout) pour son chauffage/eau chaude,
- 8.000 kWh en carburant : 15000 km/an en voiture à 5 l/100 km, cela fait 750 l d'essence.

Total 32.000 kWh ou 32 MWh pour lesquels il paie aujourd'hui (en consommation seule) :

$$4000 \times 0,204(\text{électricité}) + 20.000 \times 0,065(\text{chauffage}) + 8000 \times 0,135(\text{voiture}) = \\ 816+1300+1080 = 3196 \text{ € par an pour sa consommation en énergie (266€/mois en moyenne).}$$

Pour les ménages avec trois enfants, maison quatre façades des années 70 et deux voitures, il faut compter le double. Si on y ajoute l'amortissement des investissements (surtout pour la voiture), la maintenance, il faut encore ajouter une partie très significative.

Le même ménage moyen belge (2,3 personnes) consommera (selon le scénario présenté avec rénovation de l'habitation et véhicule électrique partagé) en 2030, environ la moitié de l'énergie consommée en 2016, mais payera sans doute le même prix (hors inflation)...

Un aspect très positif de la rénovation sera qu'elle créera une plus-value sur l'habitation (et vice-versa en cas de non investissement) qui sera valorisante à long terme.

Pour un industriel grand consommateur (plus de 100 GWh/an), la structure du coût est différente et dépend notamment de sa pointe de consommation. Comme on l'a vu le coût d'une charge de base de 100 GWh est environ 20% plus cher que nos voisins directs à ce jour. Dans ce cadre, il faut s'ajuster avec les pays limitrophes (accord européen ?) sinon au-delà (USA) afin de leur garantir un prix concurrentiel tout en tenant compte des impacts sur le réseau et de l'évolution nécessaire vers une décarbonation à terme.

Enfin, on peut citer ici, au niveau des investissements, le Bureau fédéral du Plan (BFP), l'Institut de Conseil et d'Etudes en Développement Durable (ICEDD) et le Vlaamse Instelling voor Technologisch Onderzoek (VITO) précisait en 2013 [18]:

*« L'augmentation du coût du système énergétique par rapport au scénario de référence avoisinerait 20% en 2050. Les investissements à réaliser dans le secteur électrique représentent 1,7% (scénario PV et vent) du PIB 2050. Les résultats des simulations montrent qu'en Belgique 300 à 400 milliards d'euros d'investissements doivent être réalisés d'ici 2050 si l'on veut évoluer vers un système énergétique fondé exclusivement sur les énergies renouvelables. »*

## K. D'autres solutions ?

Les solutions futuristes existent également mais à bien plus long terme, et non prises en compte ici :

- Production d'énergie dans l'espace (par ex par panneaux solaires en orbite géostationnaire toujours éclairés avec un max de rendement) avec rapatriement sur terre par faisceau laser ou micro-ondes.
- La fusion nucléaire (projet « ITER ») et/ou la fission « propre » sans déchets de longue durée ni risques.
- La création artificielle de photosynthèse chlorophyllienne à une puissance importante pour capter le CO<sub>2</sub> et le transformer en oxygène et carbone.

- Des panneaux PV (ou autre système captant l'énergie du soleil) avec un rendement plus élevé et avec des matières premières recyclable facilement, pour multiplier la production locale par 3, par ex, pour une même surface occupée, évidemment à coût acceptable.
- L'installation de gigantesques parcs éoliens au Groenland par ex., avec rapatriement en Europe de l'énergie par câbles sous-marins via l'Islande et la Norvège.
- L'hydrogène avec risques limités, fiabilité correcte et longue durée de vie dans les applications.
- Un autre mode de vie ?
- Une/des découvertes grâce à la multiplication des réflexions mondiales sur le sujet

## L. Conclusions (« call to actions »)

Il faut réviser le traité de Lisbonne et développer une politique européenne de l'énergie, actuellement laissée à chaque Etat de manière indépendante.

Il faut démarrer immédiatement une politique d'isolation renforcée des immeubles (résidentiel et tertiaire). Le cadastre énergétique résidentiel en cours est une excellente chose, il faut l'accélérer et procéder immédiatement à des politiques favorisant les adaptations consécutives dans le tertiaire et les logements privés. Une réduction de 45% (55%) de la consommation d'énergie est attendue dans ce domaine pour 2030 (2050).

Il faut favoriser l'évolution des industries vers des processus moins énergivores en conservant leur compétitivité, y favoriser la cogénération, la production locale et la mise en réseau local (E-cloud). Sans doute que le vecteur hydrogène jouera également un rôle important dans ce secteur mais pas tout de suite. Une réduction de 19% (23%) de la consommation d'énergie est attendue dans ce domaine pour 2030 (2050).

Il faut démarrer au plus vite une politique favorable aux véhicules électriques et hybrides et sans doute autonomes pour la grande majorité du parc privé, voitures de société (pour cette partie considérable (40%) du marché belge) et pour le transport (public et marchandises). Le développement simultané de bornes de recharge rapide est une nécessité. Une diminution de 21% (48%) de la consommation d'énergie est attendue dans ce domaine pour 2030 (2050).

Il faut multiplier, en vision 2030, hors chaleur et biocarburant, par environ 4,4 la production d'énergie électrique via renouvelable en Belgique (en treize ans, vu l'existant, soit +12% par an), soit installer l'équivalent de 1200 éoliennes de 8 MW et 50 km<sup>2</sup> de panneaux photovoltaïques.

Il faut y associer le renforcement des liaisons électriques intra frontalières (6,5 GW au lieu de 2,5 GW actuellement) et à la côte, créer ce qu'il faut en stockage direct et indirect et surtout en secours via centrales TGV (au moins 4GW à créer, à affiner) et une gestion intelligente du parc de véhicules électriques. La production éolienne et une partie du stockage (favoriser les centrales de pompage, certainement étendre en Belgique, comme c'est possible et prévu, la centrale de Coe à 600 MW additionnel de manière à doubler la puissance et l'énergie de ce site) peuvent progressivement être mutualisées au niveau européen, via notamment l'installation de nombreuses éoliennes offshore en mer du Nord et mer Baltique.

Pour la biomasse et biogaz (utilisé notamment en cogénération), il faut installer d'ici 2030, entre 200 et 400 MW, donc avec un taux de croissance modeste. Elle sera notamment utilisée au niveau industriel et agricole dans le cadre d'une utilisation rationnelle de toute la biomasse produite. [33]

La consommation d'énergie électrique resterait quasi stable d'ici 2030 mais transférée progressivement vers le secteur du transport (véhicules terrestres) au fur et à mesure des économies produites ailleurs.

Une partie de la consommation se fera en micro-réseaux (10% en 2030, 37% en 2050). Il faut rapidement légiférer en la matière afin de permettre ces solutions.

Pour 2050, une augmentation sensible de la consommation électrique est à prévoir suite à l'abandon progressif d'une bonne part des énergies fossiles (sauf pour les applications non énergétiques).

En vision 2050, il faudra encore fortement renforcer l'éolien offshore avec les partenaires européens. Le stockage indirect pourrait s'orienter vers la génération d'hydrogène, voire sa méthanation afin de pouvoir utiliser les infrastructures gazières existantes en transport et en stockage (9 TWh) mais il faut veiller à l'inversion du processus.

La gestion du réseau se complexifiera avec la disparition probable du nucléaire (sauf découvertes avant 2030 et/ou prolongation de certaines centrales actuelles) et la multiplication des sources intermittentes. Une introduction des technologies de l'information (smart grids, compteurs intelligents, gestion de la charge,..) sera nécessaire pour donner de la flexibilité tant à la production et au transport qu'à la consommation.

Il faudra un accroissement de la collaboration internationale entre gestionnaires de réseaux (rassemblés au sein d'ENTSO-E) dans le domaine de réserve de l'équilibre (« balancing »). Le régulateur européen (ACER) et un organisme de gestion (CORESO) du transport de l'énergie européen se verront attribuer des pouvoirs qui ne seront plus uniquement consultatifs.

Une solution partielle de repli existe (ne faut-il pas malgré tout préparer un second scénario avec cette alternative ?) mais elle ne sera sans doute pas acceptée par la société civile : le maintien de 6GW nucléaire (remplacement de l'actuel sur les mêmes sites par une nouvelle génération – de type IV par exemple, pour autant que la sécurité et la gestion des déchets soient correctement prises en compte). Il semblerait toutefois que le coût en serait bien plus élevé qu'attendu mais il faut rester attentif à cette éventualité.

Par ailleurs, la séquestration et stockage du CO<sub>2</sub> s'avère une technique gourmande en énergie et très coûteuse, on ne la voit pas émerger à court terme comme on l'espérait en 2011 [34], il faudra réévaluer la maturité commerciale dans 15 ans, certainement pour le charbon, on ne peut donc l'inclure dans la politique à définir aujourd'hui mais elle pourrait également servir, à terme, au processus de stockage via la méthanation de l'hydrogène, à suivre.

De nouvelles découvertes pourraient modifier ce scénario, une réévaluation devra être faite en 2030.

## Références

- [1] <http://hdl.handle.net/2268/202973>
- [2] <http://www.apere.org/fr/observatoire-belge-des-energies-renouvelables>
- [3] <http://www.wbc2050.be/>
- [4] [http://www.greenpeace.org/belgium/Global/belgium/report/2015/GP\\_Rapport\\_Biomass\\_FR\\_def.pdf](http://www.greenpeace.org/belgium/Global/belgium/report/2015/GP_Rapport_Biomass_FR_def.pdf)
- [5] [https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030\\_fr](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_fr)
- [6] <https://www.iweps.be/indicateur-statistique/consommation-denergie-secteur-vecteur/>
- [7] <https://www.nrel.gov/docs/fy04osti/35489.pdf>
- [8] [http://www.ecbcs.org/docs/Annex\\_42\\_Switzerland\\_Empa\\_Study.pdf](http://www.ecbcs.org/docs/Annex_42_Switzerland_Empa_Study.pdf)
- [9] <https://matter2energy.wordpress.com/2013/02/22/wells-to-wheels-electric-car-efficiency/>

- [10] <https://www.nrel.gov/docs/fy04osti/35489.pdf>
- [11] <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/energy-balances> (« energy balance » dans sa version juin 2017, Belgique en feuille 3 du fichier excell)
- [12] <https://www.iweeps.be/indicateur-statistique/consommation-initiale-denergie-independance-energetique/>
- [13] <https://www.febeq.be/fr/statistiques-electricite>
- [14] <http://energie.wallonie.be/fr/la-geothermie-profonde.html?IDC=6173>
- [15] <http://www.grtgaz.com/fileadmin/engagements/documents/fr/Power-to-Gas-etude-ADEME-GRTgaz-GrDF.pdf>
- [16] <http://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Notes/Z1601FR.pdf>
- [17] <http://www.lamaisonpassive.be/besoin-en-energie>
- [18] [https://www.fegepro.be/PDF/2013\\_Perspectives\\_population\\_belge2012-2060.pdf](https://www.fegepro.be/PDF/2013_Perspectives_population_belge2012-2060.pdf)
- [19] [http://www.icedd.be/l7/mediatheque/energie/renouvelable/130419\\_Backcasting\\_FinalReport.pdf](http://www.icedd.be/l7/mediatheque/energie/renouvelable/130419_Backcasting_FinalReport.pdf)
- [20] <http://www.renouvelle.be/fr/actualite-belgique/renovation-energetique-2050-voici-le-passeport-batiment>
- [21] [https://www.challenges.fr/automobile/dossiers/la-verite-sur-la-consommation-des-voitures-electriques\\_2623](https://www.challenges.fr/automobile/dossiers/la-verite-sur-la-consommation-des-voitures-electriques_2623)
- [22] <http://www.ucsusa.org/sites/default/files/attach/2015/11/Cleaner-Cars-from-Cradle-to-Grave-full-report.pdf>
- [23] [https://transact.ft.com/en-gb/?play=electric-vehicles&utm\\_source=facebook&utm\\_medium=paid&utm\\_content=electrical-vehicles](https://transact.ft.com/en-gb/?play=electric-vehicles&utm_source=facebook&utm_medium=paid&utm_content=electrical-vehicles)
- [24] [https://en.wikipedia.org/wiki/North\\_Sea\\_Wind\\_Power\\_Hub](https://en.wikipedia.org/wiki/North_Sea_Wind_Power_Hub)
- [25] [http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/06/GSR2017\\_Highlights\\_FINAL.pdf](http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/06/GSR2017_Highlights_FINAL.pdf)
- [26] [http://www.elia.be/~media/files/Elia/Grid-data/grid-development/Plan-de-Developpement-federal-du-reseau-de-transport\\_2015-2025.pdf](http://www.elia.be/~media/files/Elia/Grid-data/grid-development/Plan-de-Developpement-federal-du-reseau-de-transport_2015-2025.pdf)
- [27] [http://www.elia.be/~media/files/Elia/publications-2/studies/160421\\_ELIA\\_AdequacyReport\\_2017-2027\\_FR.pdf](http://www.elia.be/~media/files/Elia/publications-2/studies/160421_ELIA_AdequacyReport_2017-2027_FR.pdf)
- [28] <http://www.cre.fr/international/union-europeenne/regulation>
- [29] <http://www.coreso.eu/>
- [30] [http://www.synergid.be/index.cfm?PageID=17002&language\\_code=FRA](http://www.synergid.be/index.cfm?PageID=17002&language_code=FRA)
- [31] [http://www.febeliac.be/data/1493024328Report%20Benchmarking%20study%20electricity%202017\\_FINAL.pdf](http://www.febeliac.be/data/1493024328Report%20Benchmarking%20study%20electricity%202017_FINAL.pdf)
- [32] <https://prix-elec.com/etranger/etats-unis>
- [33] [http://www.febeliac.be/data/1493024328Report%20Benchmarking%20study%20electricity%202017\\_FINAL.pdf](http://www.febeliac.be/data/1493024328Report%20Benchmarking%20study%20electricity%202017_FINAL.pdf)
- [34] <http://gpclimat.be/wp-content/uploads/2016/11/161105-D%C3%A9fis-pour-la-Belgique.pdf>
- [35] <https://www.industrie-techno.com/les-technologies-de-captage-et-de-stockage-du-co2-seront-deployables-a-partir-de-2030.39774>
- [36] <https://www.energieplus-lesite.be/index.php?id=16688>
- [37] <http://www.climat.be/fr-be/changements-climatiques/en-belgique/emissions-belges/evolution-des-emissions/>
- [38] [https://www.nexans.fr/eservice/France-fr\\_FR/navigatepub\\_325300\\_-34542/Le\\_projet\\_NSN\\_d\\_interconnexion\\_des\\_marches\\_energet.html](https://www.nexans.fr/eservice/France-fr_FR/navigatepub_325300_-34542/Le_projet_NSN_d_interconnexion_des_marches_energet.html)

Jean-Louis Lilien, Professeur honoraire ULg (transport et distribution de l'énergie électrique), septembre 2017.  
Contact [lilien@montefiore.ulg.ac.be](mailto:lilien@montefiore.ulg.ac.be)

## Remerciements

L'auteur tient à remercier chaleureusement deux personnes qui l'ont aidé dans la réalisation de ce document : son ami Jean Lequarré, ingénieur civil électromécanicien (ULg) avec qui il a pu échanger et discuter longuement de ce texte et son collègue, professeur honoraire ULg également, Philippe Mathieu, spécialiste en production d'énergie sous toutes ses formes, en particulier des centrales sans émissions de CO<sub>2</sub>.