

Terre, Mer, Soleil

3 scénarios **verts pour
quitter l'énergie nucléaire en 2025
&
quitter l'énergie fossile en 2050**

- 6 mars 2018 -

Jean-Marc Nollet – Julien Vandeburie
avec l'aide de Jean-Luc Bastin

I. Introduction

La fin de l'année 2017 a été marquée par le retour du dossier de la sortie du nucléaire à l'avant-plan :

- une étude d'Elia¹, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité, qui confirme que - malgré toutes les tergiversations depuis 2003 - la sortie complète en 2025 est encore possible ;
- un projet de Pacte énergétique² (négocié par les 4 ministres régionaux et fédéral de l'énergie, dont 2 sont MR et un est Open-VLD), qui comporte un passage explicite sur le respect de la sortie complète en 2025³ ;
- une N-VA qui bloque ce projet de pacte (et mérite bien son surnom de « Nucleair-Vlaamse Alliantie) en demandant dans un premier temps des études complémentaires, tout en exigeant quelques jours plus tard, par la voix de son président de parti, le report de toute décision en la matière aux négociations de 2019, ce qui est autant un veto à la transition qu'un affront à l'adresse de Charles Michel. Celui-ci affirmait en effet au Parlement qu'il ne laisserait personne torpiller le Pacte énergétique et que la loi qui prévoit la sortie du nucléaire en 2025 serait respectée par tous les membres de sa majorité.

À n'en pas douter, ce dossier essentiel dans le combat d'Ecolo depuis sa création va encore occuper les esprits et les débats en cette année 2018 et probablement jusque dans le « money time » qui précède les élections de mai 2019. L'occasion n'en est que trop belle pour, dans la suite logique de l'ecolab du 25 septembre 2016 qui s'est tenu à Eupen, réaliser un double exercice politico-pédagogique :

- répondre et déconstruire chacun des « arguments » fallacieusement avancés par les opposants à la sortie du nucléaire ;
- présenter et chiffrer notre feuille de route de la transition sans nucléaire dès 2025 et 100 % renouvelables d'ici 2050.

Et alimenter ainsi l'ensemble des citoyens belges désireux de ne pas laisser notre avenir énergétique dans les mains des défenseurs de l'atome et du statu quo.

* * *

Concrètement, et avant de reprendre (et répondre) au chapitre IV point par point (à) chacun des « arguments » avancés par les tenants de la prolongation de nos vieilles et dangereuses centrales nucléaires, nous nous arrêterons aux chapitres II et III sur les éléments de contexte dans lequel se situe le débat.

Il est important de bien maîtriser ces éléments car ils sont souvent cachés ou pervertis par les « pro-prolongation », alors qu'ils sont la source et le fondement de notre raisonnement.

* * *

1 Elia *Electricity scenarios for Belgium towards 2050* (2017)

2 <http://plus.lesoir.be/129203/article/2017-12-13/voici-le-texte-du-pacte-energetique>

3 En soit c'est déjà une belle avancée de la contagion culturelle : en juillet 2008, 7 députés MR (dont deux sont aujourd'hui ministres fédéraux) déposaient une résolution demandant la prolongation du nucléaire pour 20 ans... <http://www.lachambre.be/FLWB/PDF/52/1343/52K1343001.pdf>

En complément à la déconstruction, au chapitre IV, des 10 plus gros mensonges des « nucléaristes » prêts à rallonger de 10 années de plus la durée de vie de certains réacteurs, nous présentons au chapitre V notre feuille de route de la transition électrique et les trois scénarios proposés : Terre, Mer et Soleil.

Précise, chiffrée et agendée, cette feuille de route des Verts se veut une réponse actualisée - et complémentaire à d'autres⁴ (en tout, il y a aujourd'hui une dizaine de scénarios chiffrés et sans nucléaire qui sont sur la table) - à tous ceux qui oseraient encore prétendre qu'il n'y a pas d'alternative à la prolongation du nucléaire.

Intégrée au sein d'un horizon énergétique atteignant les « 100 % renouvelables » d'ici 2050, la feuille de route « électricité » des Verts fait également la part belle à toutes les initiatives de gestion de la demande, de stockage de l'électricité, de renforcement des interconnexions aux frontières. Le recours au gaz naturel est lui exclusivement limité à une période de transition.

4 *Electricity scenarios for Belgium towards 2050*, Elia (novembre 2017) http://www.elia.be/~media/files/Elia/About-Elia/Studies/20171114_ELIA_4584_AdequacyScenario.pdf
Energy transition in Belgium, Energyville (avril 2017) <http://www.energyville.be/en/nieuwsbericht/energy-transition-belgium-choices-and-costs>
Le Trilemme énergétique, Une exploration du paysage belge de l'électricité en l'an 2030 ; Johan Albrecht, Sam Hamels, Lennert Thomas, Édition Itinera Institute, (décembre 2017) <https://www.skribis.be/nl/le-trilemme-energetique.html>
Our Energy Future, Bureau d'étude 3E à la demande de Greenpeace, IEW, BBL, WW F (2014, version mise à jour décembre 2016) http://www.iewonline.be/IMG/pdf/our_energy_future_2016_fr_pdf.pdf
Towards 100 % Renewable Energy in Belgium by 2050, Climact & Vito. (2013) <http://www.plan.be/publications/publication-1191-fr-towards+100pct+renewable+energy+in+belgium+by+2050>

II. Contexte

Ayons bien en tête que même si ce document porte principalement sur la transition électrique, l'enjeu de la transition énergétique porte bien au-delà de cette seule dimension.

En Belgique, l'électricité consommée représente moins de 20 % de la consommation énergétique globale. C'est le chauffage qui occupe la part prépondérante, devant le transport ; et c'est dans ce dernier secteur que les émissions de CO2 ont le plus fortement augmenté ces dernières années.

Pour le citoyen lambda, l'électricité ne représente en moyenne aussi qu'une part de 20 % à 25 % de sa facture énergétique globale :

	Consommation / an ⁵	Coût
Électricité	3.500 kWh	931 €
Mobilité	1.450 L diesel	1.800 €
Chauffage	2.000 L mazout / 21.000 kWh gaz	1.013 €
TOTAL		3.744 €

Tableau 1 : Facture énergétique

Du côté de la production, nous disposons d'une capacité de production électrique d'environ 18.000 MW pour une demande de pointe tournant autour de 13.750 MW. Sur papier, nous disposons donc de plus d'actifs que nécessaire pour produire de l'électricité, d'autant que la demande est généralement nettement plus faible que la demande de pointe. Une partie du parc de production peut cependant ne pas être disponible pour certaines raisons : travaux de maintenance, absence de vent ou de soleil, problème technique, etc. C'est le cas quand un ou plusieurs réacteurs nucléaires sont à l'arrêt (par réacteur, ce sont jusqu'à 1.000 MW qui sont ainsi perdus d'un seul coup). De plus, certaines centrales peuvent être mises hors service parce qu'elles ne sont pas (par moment) financièrement rentables.

La capacité de production électrique de notre pays se compose en grande partie de centrales au gaz et de centrales nucléaires. À lui seul, le nucléaire couvre « en théorie »⁶ un peu plus de 50 % de la production électrique belge⁷. En caricaturant un peu le débat, on pourrait dire, pour se rendre compte de l'enjeu et des proportions, qu'il « suffirait » de réduire notre consommation énergétique de 10 % pour pouvoir se passer du nucléaire sans autre investissement. C'est évidemment plus complexe que cela et la présente note l'illustre amplement.

Notons encore que, contrairement aux autres capacités de production, les énergies renouvelables sont en pleine croissance, même si nous souhaiterions que ce soit à un rythme plus rapide (en 2016 nous étions à 14 % de renouvelables dans la production électrique belge⁸) et que, par exemple, les éoliennes en mer du Nord⁹ seront capables de fournir d'ici fin 2018 l'électricité nécessaire à un million de ménages belges.

* * *

La loi Deleuze sur la sortie du nucléaire a été approuvée par une large majorité (y compris le MR) au Parlement Fédéral en 2003. Cette loi prévoit que la Belgique ne peut construire de réacteurs nucléaires supplémentaires et que les réacteurs existants – qui représentent une capacité de production d'environ 6.000 MW – devront être fermés au bout de 40 ans de service, soit entre 2015 et 2025.

5 [Statbel \(2017\). Enquête sur le budget des ménages 2016.](https://statbel.fgov.be/fr/themes/menages/budget-des-menages#news:Calculs_propres_sur_base_des_donnees_issus_du_rapport) [https://statbel.fgov.be/fr/themes/menages/budget-des-menages#news: Calculs propres sur base des données issues du rapport](https://statbel.fgov.be/fr/themes/menages/budget-des-menages#news:Calculs_propres_sur_base_des_donnees_issus_du_rapport) <http://www.climat.be/2050/fr-be/creez-votre-scenario/webtool-my2050/> ; SPF Mobilité (2017). Kilomètres parcourus par les véhicules belges en 2016. https://mobilit.belgium.be/sites/default/files/kilometers_2016_fr.pdf

6 [Quand les réacteurs ne sont pas à l'arrêt pour cause de panne, de sabotage ou de fissures.](https://www.febeg.be/fr/statistiques-electricite)

7 <https://www.febeg.be/fr/statistiques-electricite>

8 *Energy transition in Belgium*, Energyville (avril 2017) <http://www.energyville.be/en/nieuwsbericht/energy-transition-belgium-choices-and-costs> page 4.

9 877MW d'éoliennes sont installés dans les eaux territoriales belges, répartis sur quatre parcs : C-Power (325 MW), Belwind (171 MW), Northwind (216MW) et Nobelwind (165 MW). Un cinquième projet, Rentel, est en cours de construction et commencera à produire de l'électricité durant la seconde partie de 2018, ce qui élèvera à 3.600 GWh le volume d'électricité offert par l'offshore. Avec les neufs parcs prévus d'ici 2020, l'offshore permettra de couvrir 10 % de la demande belge d'électricité.

Cette loi a été modifiée à deux reprises pour prolonger de dix ans la vie des réacteurs nucléaires les plus anciens : Tihange 1 en 2013 (gouvernement Di Rupo) ; Doel 1 et Doel 2 en 2015 (gouvernement Michel). Mais ces deux modifications, qui reportent la fermeture desdits réacteurs à 2025, n'ont donc pas remis en cause l'échéance finale de 2025 prévue par la loi Deleuze.

Selon la loi en vigueur, l'énergie nucléaire – qui s'adapte toujours 30 % de la capacité totale et plus de 50 % de la production réelle d'électricité de notre pays – ne fera donc plus partie du parc de production belge après 2025.

Mais la sortie du nucléaire, même si elle focalise l'attention, n'est pas le seul enjeu de la transition énergétique. La lutte contre le dérèglement climatique impose également d'agir au plus vite pour sortir des énergies fossiles dans tous les secteurs. De même que la vétusté de notre infrastructure nous impose de toute façon d'énormes investissements en modernisation. Et laisser faire le seul marché ne suffira pas.

Le politique doit encadrer et piloter la transition. Ceci est d'autant plus vrai que le marché de la production d'électricité a pour particularité que l'équilibre entre l'offre et la demande doit toujours être garanti, sous peine de court-circuit et de black-out. Cette caractéristique, couplée à la préoccupation légitime de sécurité d'approvisionnement, procure à l'électricité des caractéristiques d'un bien « commun », raison pour laquelle la logique pure de marché ne lui est pas applicable, ce que reconnaît également J. Albrecht dans son livre¹⁰.

¹⁰ *Le Trilemme énergétique, Une exploration du paysage belge de l'électricité en l'an 2030* ; Johan Albrecht, Sam Hamels, Lennert Thomas, Édition Itinera Institute, 2017 (page 114).

III. Les 4 points cardinaux de notre raisonnement

1) Une transition énergétique est incontournable pour respecter les objectifs de l'accord de Paris

Pas besoin de longs développements, ce n'est pas sur ce point que les divergences se jouent avec les « pro-prolongation » ; tout le monde, sauf quelques farfelus, s'accorde pour reconnaître que la lutte contre le dérèglement climatique nécessite une décarbonation forte de nos économies d'ici 2050. C'est d'ailleurs ce que prévoit l'accord conclu à Paris en décembre 2015. C'est aussi ce que le Parlement wallon a adopté dans sa résolution votée à l'unanimité le 28 septembre 2017¹¹.

Mais la transition énergétique que nous appelons de nos vœux ne concerne pas que cet enjeu. Elle vise aussi à passer d'un modèle énergétique dont le socle est le couple rigide « fissile + fossile », avec le renouvelable en guise de complément, à un modèle dont le socle est l'énergie renouvelable couplée à une gestion volontariste de la demande, à une capacité de stockage et à un renforcement des interconnexions et dans lequel, pour une période de transition seulement, le gaz sert de back-up et intervient dans la gestion des pics de consommation.

2) Une modernisation de notre système électrique est de toute façon inéluctable

En Belgique, comme dans la plupart des pays européens, nous vivons avec un système électrique (production, transport, distribution, régulation, stockage, gestion, etc.) vétuste et extrêmement centralisé. Nous sommes à un tournant critique : des investissements coûteux de modernisation de notre système électrique sont de toute façon inéluctables. Elia le détaille dans sa récente étude¹² : quel que soit le scénario, des investissements sont nécessaires et urgents, tant en capacité de production qu'en intelligence et réorganisation des réseaux de transport et de distribution.

La question n'est donc pas de savoir « si » il faut investir mais « quels » sont les investissements les moins coûteux financièrement et les plus efficaces du point de vue environnemental ; et quels sont ceux également qui ont un retour en emplois le plus intéressant. Inévitablement, ces nécessaires investissements coûteront. Mais il ne faut pas confondre « coûts », devenus inévitables, et « surcoûts », liés à un scénario plutôt qu'un autre. Bref, tout notre travail de « trajectoire » consiste à définir l'optimum économique, environnemental et social.

3) Le coût de l'action et de l'anticipation est bien plus faible que le coût de l'inaction ou de la procrastination

Toutes les études le disent : plus les investissements sont retardés, plus ils seront coûteux. Que ce soit en termes de sécurité d'approvisionnement ou de sécurité tout court. Mais aussi en termes de lutte contre le dérèglement climatique : chaque année de retard se paie(ra) cash.

C'est Nicolas Stern, ancien chef économiste et vice-président de la Banque mondiale, qui a mis le premier, dès 2006, en exergue le coût de l'inaction et de la procrastination climatique en le chiffrant de 5 % à 20 % du PIB par an¹³ et en le comparant au coût de la transition énergétique : 1 % du PIB par année¹⁴.

J. Albrecht ne dit pas autre chose : « ne pas investir entraînerait des coûts plus élevés à terme (frais de maintenance plus élevés, multiplication des avaries techniques, etc.) »¹⁵.

De son côté, Elia a chiffré, lors de son audition au Parlement le 12 décembre 2017, le coût de l'inaction à un montant situé entre 1 et 1,5 milliard d'euros par an. Ce montant comprend les pics de prix sur les marchés en cas de pénurie d'électricité et les conséquences économiques d'un black-out.

11 http://nautilus.parlement-wallon.be/Archives/2017_2018/RES/886_9.pdf

12 [Electricity scenarios for Belgium towards 2050. Elia \(2017\).](#)

13 [5 % si on ne prend en compte que la question de l'impact sur les ressources naturelles ; 14 % si on y ajoute les pertes de vies humaines et les moindres services écologiques qui pourront être offerts par la nature ; 20 % en tenant compte des besoins d'adaptation des pays les plus pauvres.](#)

14 http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/+http://www.hm-treasury.gov.uk/sternreview_index.htm

15 *Le Trilemme énergétique, Une exploration du paysage belge de l'électricité en l'an 2030* ; Johan Albrecht, Sam Hamels, Lennert Thomas, Édition Itinera Institute, 2017 (page 113).

Conclusion : les investissements dans la transition énergétique et la modernisation du système électrique ont un coût, mais agir et anticiper coûte moins cher qu'attendre et reporter les décisions. Dans le scénario de l'action, il faut inévitablement investir davantage les premières années. Mais la rentabilité est rapidement au rendez-vous ; ce qui est vrai pour les investissements économiseurs d'énergie (l'isolation par exemple) l'est également pour les investissements dans les renouvelables, à tout le moins comparativement à d'autres options.

Comme l'a montré la consultation sur le Pacte énergétique, une large majorité de la population (75%) appuie le choix stratégique d'un investissement rapide, même si celui-ci coûte plus cher à court terme¹⁶.

4) Seule une projection à long terme (2050) est pertinente pour définir le cap

C'est ici la principale divergence méthodologique à mettre en exergue. Les « pro-prolongation » ne calculent et ne regardent qu'à l'horizon 2030, voire 2035. Jamais à l'échéance 2050 ; et a fortiori au-delà, ce qui est pourtant indispensable quand on discute d'infrastructures lourdes, en général amorties sur plusieurs décennies.

Or, pour comparer, mais surtout pour être en phase avec les nécessaires transition énergétique et modernisation de notre système électrique, l'échéance 2050 (voire au-delà) doit être définie comme horizon. Un tel horizon permet par ailleurs de mieux intégrer dans les calculs les comparaisons sur la durée de vie des investissements¹⁷.

Nos réacteurs nucléaires sont vétustes, tous ont été construits dans les années 1970-1980. Certains sont déjà périmés (Tihange 1, Doel 1 & 2), d'autres fissurés (Tihange 2 et Doel 3) quand ils ne sont pas tout simplement sabotés de l'intérieur (Doel 4) ou en panne (chaque réacteur est au moins une fois tombé récemment en panne « imprévue » ; l'indisponibilité totale de nos 7 réacteurs dépasse les 30 % du temps sur la période 2015 - 2017).

Tôt ou tard, ces réacteurs devront être remplacés par d'autres unités de production. Personne, même parmi les plus « pro-nucléaire », n'envisage une prolongation de la durée de vie des actuels réacteurs jusqu'en 2050 et au-delà.

Mais ces « pro-prolongation » cachent les besoins et les coûts des investissements inévitables après la période de prolongation des actuels réacteurs qu'ils préconisent, car ils savent pertinemment bien que c'est le point faible rédhibitoire de leur position : à Flamanville (Manche, France), un nouveau réacteur de type EPR devait être opérationnel en 2012 et construit pour 3,3 milliards. Nous sommes 6 ans plus tard et la construction de ce réacteur n'est toujours pas terminée. Par contre, la facture (non encore définitive) a déjà triplé et dépasse désormais les 10 milliards. L'option « prolongation du nucléaire » n'est donc jamais qu'un report des coûts dans le temps, une dette créée que les générations futures devront rembourser avec intérêts...

Pour ce qui nous concerne, nous réfutons tout débat atteint de myopie qui se limite à envisager les seules 10 prochaines années. Nous faisons le choix de nous projeter à échéance pertinente (2050).

De la même manière, nous ferons attention dans les débats qui vont nous occuper à ce que toute comparaison simpliste des coûts de la prolongation de 10 ans du nucléaire existant avec les coûts de construction pour 30 voire 40 ans de nouvelles unités de production ne soit pas réalisée sans mise en exergue de ce biais. Pour être pertinentes, les périodes de comparaison doivent être les mêmes. C'est d'ailleurs un des reproches que nous devons formuler à la dernière étude du Professeur Albrecht quand il analyse le coût du projet de Pacte énergétique : son horizon de comparaison des coûts entre les différentes options se limite à 2030 alors que pour être pertinente la comparaison devrait s'effectuer sur un horizon qui s'étend au moins jusque 2050.

16 Voir réponse à la question 4 <https://www.pacte-energetique2050.be/129-17-brochure-A4-F.pdf>

17 Sur la durée de vie des installations, il n'y a pas photo, comme nous le développerons au point 1.2 du chapitre IV, les études sont unanimes : le renouvelable est largement moins cher que le nouveau nucléaire.

IV. Déconstruction des 10 plus gros mensonges

Les tenants de la prolongation des vieilles centrales n'hésitent pas, face aux évidences qui s'imposent de plus en plus spontanément, à recourir à nombre d'arguments fallacieux : explosion de la facture énergétique et des émissions de gaz à effet de serre, pertes d'emplois et d'indépendance énergétique, etc. Certains vont même, profitant de leur propre passivité, jusqu'à affirmer que nous n'aurions plus assez de temps d'ici 2025 pour mettre en place les alternatives.

Nous reprenons dans le présent chapitre IV chacun des 10 plus gros mensonges et y répondons le plus précisément possible.

1) La facture énergétique va inévitablement exploser : FAUX

Raisonnement

Rappelons d'abord qu'une modernisation de notre système énergétique est de toute façon nécessaire et que, quel que soit le scénario, cette modernisation nécessitera des investissements.

Mais rappelons aussi que l'inaction coûterait encore (beaucoup) plus cher. Les investissements dans la transition énergétique représentent un coût à court terme mais de nombreux bénéfices à moyen et long terme : sur la facture énergétique (grâce à la baisse continue du coût des énergies renouvelables et aux économies d'énergie, chaque citoyen pourra, à terme, faire diminuer sa facture énergétique globale), mais aussi sur la facture des soins de santé : nombre de maladies respiratoires chroniques (asthme et autres) et nombre de cancers sont directement ou indirectement liés au système énergétique très polluant qui est le nôtre actuellement.

Une étude du Bureau européen de l'Environnement estime que des mesures ambitieuses permettraient à la Belgique d'économiser en dépenses de soins de santé plus de 4,2 milliards en 2030, soit près de 10% des dépenses de santé¹⁸.

Qui plus est, comme nous le verrons ci-dessous, si les coûts vérités sont appliqués, la facture électrique augmentera moins dans un scénario 100 % renouvelables en 2050 que dans un scénario prolongation / relance du nucléaire.

Explications

1.1) La transition énergétique c'est d'abord (aider les citoyens à) consommer moins

La transition énergétique ne se réalisera pas sans un saut quantitatif important en efficacité énergétique et sans une certaine forme de sobriété énergétique car nous consommerons en 2050 (beaucoup) moins d'énergie qu'aujourd'hui, sans pour autant renoncer à notre niveau de confort. Ce simple fait permet à lui seul d'envisager, à terme, une diminution de la facture énergétique globale, toute autre chose restant égale par ailleurs.

Au niveau de la consommation électrique, la priorité de tout scénario doit être double : réduire la demande globale annuelle, mais aussi réduire la demande de pointe, notamment en la synchronisant davantage avec la pointe de l'offre. Pour cet aspect aussi le citoyen peut être aidé, soutenu, informé, orienté. Par exemple par le lancement de plate-formes citoyennes de gestion de la demande et/ou par une réforme de la structure des tarifs et/ou par de nouvelles réglementations techniques (normes de produits, normes de construction, etc.).

Quel que soit le scénario retenu pour la transition, il faut avant tout investir dans les économies d'énergie : chaque unité d'énergie non consommée représente une dépense évitée et réduit les polluantes émissions de CO2.

1.2) Comparons les coûts sur la durée de vie des investissements, à l'horizon 2050

Sur la future facture énergétique, la ligne «facture électrique» risque néanmoins d'augmenter. Et ce pour au moins trois raisons : une électrification croissante de nos consommations énergétiques (voiture électrique, pompe à chaleur, etc.), une modernisation des réseaux de transport et de distribution, et des investissements dans de nouvelles capacités de production.

Si l'on veut réduire au maximum le coût de production, un scénario 100 % renouvelables s'impose car, comme nous le détaillerons plus loin, les prix de construction des unités de production d'énergie renouvelable ne cessent de décroître¹⁹ alors que les prix de construction du nucléaire²⁰ ne cessent de croître²¹. Quant au coût du « carburant », le soleil, l'eau et le vent sont gratuits...

Mais, pour que la comparaison entre options « avec » ou « sans » nucléaire soit valable, il faut bien entendu se projeter sur la durée de vie des investissements à réaliser, c'est-à-dire jusqu'en 2050.

Une étude réalisée en 2014 à la demande du Gouvernement wallon²² chiffrait déjà à 26 milliards le surcoût de la construction d'un nouveau réacteur nucléaire de type EPR (60 ans de durée de vie) par rapport à un scénario où une quantité d'électricité équivalente est produite par une combinaison d'éolien et de gaz.

Cette étude démontrait que, par unité d'électricité produite, la filière nucléaire a un coût supérieur de 15,4 % à la filière éolienne et de 41,2 % supérieur à une filière éolienne + gaz. Pourtant, à l'époque, le prix de revient minimal (le LCOE²³) pris en compte pour l'éolien était encore de 104 €/MWh. Or, comme on peut le voir dans le tableau 2 ci-après, les scénarios d'aujourd'hui le projettent sous les 70 €/MWh. Le surcoût du scénario nucléaire n'en est que plus important...

Comme beaucoup d'autres études, le livre de J. Albrecht ne travaille que sur un horizon restreint à l'année 2030. Sur cet horizon et avec les hypothèses qu'il retient (notamment en termes de LCOE), le scénario de prolongation du nucléaire se révèle moins cher que tous les autres scénarios analysés.

Néanmoins, Albrecht a l'honnêteté de reconnaître dans son livre que « *si nous avons effectué une analyse qui court jusqu'en 2040 ou 2050 et non 2030, le scénario nucléaire ne serait pas nécessairement le scénario le moins cher* »²⁴.

Il va un cran plus loin encore dans son étude pour la ministre Marghem en affirmant sans détour que le scénario respectant le calendrier de sortie et ayant recours dès 2025 au gaz comme énergie de transition est celui qui est le plus sécurisant mais aussi celui qui est le plus stable pour les décennies à venir alors que de l'autre côté, le scénario de la prolongation du nucléaire n'élimine en rien le besoin d'investissements mais ne fait que le postposer... et le situer dans une période où ces investissements seront beaucoup moins rentables, eu égard aux contraintes européennes de décarbonation.

-
- 19 IRENA, l'agence internationale des énergies renouvelables, prévoit par exemple une baisse de 60 % des coûts de l'énergie solaire en 10 ans. https://www.greenunivers.com/2017/10/lirena-prevoit-baisse-de-60-couts-lenergie-solaire-dix-ans-170482/?utm_content=bufferae468&utm_medium=social&utm_source=twitter.com&utm_campaign=buffer
Cette agence annonce que d'ici 2020 toutes les technologies renouvelables (30 à 100 \$/MWh) seront économiquement compétitives par rapport aux fossiles (50 à 170 \$/MWh). <http://www.irena.org/publications/2018/Jan/Renewable-power-generation-costs-in-2017>
Il est remarquable qu'Engie s'appuie sur cette étude pour, en France, condamner le nucléaire (en pointant notamment qu'il est deux fois plus cher que le solaire) alors qu'en Belgique elle défend encore et toujours ce même secteur du nucléaire... <https://www.engie.com/breves/energies-renouvelables-competitives/>
- 20 Quand nous parlons de « nucléaire » dans le présent document nous nous limitons à prendre en considération le nucléaire qui utilise l'uranium comme combustible. D'aucuns évoquent le thorium comme alternative à l'uranium. Il faut toutefois savoir que même sans prendre en considération les autres questions (faisabilité, dangerosité, coût, déchets, disponibilité des ressources, etc) cette technologie ne se développera jamais assez rapidement pour être en mesure de contribuer à la transition énergétique devant s'être réalisée avant 2050. Il faut encore au moins 20 ans avant que le premier réacteur de démonstration ne soit opérationnel et une quinzaine d'années de plus pour imaginer le premier réacteur commercial. <https://www.nrc.nl/nieuws/2018/01/05/veiligere-kernenergie-kan-maar-komt-het-er-ook-a1587297>
- 21 La construction de la centrale nucléaire d'Hinkley Point, en Grand-Bretagne coûtera plus de 22 milliards d'euros, 7 fois plus que ce qui avait été annoncé au tout début du projet. <https://twitter.com/EnergieDev/pmt/status/882122567393443840/photo/1>
- 22 Exercice basé sur la littérature scientifique existante : <http://www.nollet.info/archives/images/upload/doc/Analyse%20couts-b%20C3%A9n%20C3%A9n%20des%20secteurs%20nucléaire%20et%20éolien.pdf>
- 23 LCOE : Levelized Cost Of Electricity ou coût actualisé de l'énergie. C'est un paramètre économique qui indique le prix de revient minimal correspondant au seuil de rentabilité. Le LCOE se mesure en divisant le coût total moyen de la construction et du fonctionnement d'une installation sur l'ensemble de sa durée de vie par la quantité totale d'énergie produite au cours de la même période. Le critère LCOE chiffre donc le prix moyen auquel il faut vendre l'électricité produite pendant la durée de vie d'une unité de production pour satisfaire au rendement sur investissement exigé. Formulé encore autrement, le LCOE représente le prix de revient moyen de 1 MWh d'électricité produit par une technologie de production donnée. Le LCOE d'une technologie électrique est de facto déterminé par quatre éléments : le coût d'investissement (annualisé), le coût d'exploitation et de maintenance, le coût des matières premières/carburant et le coût qui accompagne l'achat de droits d'émission.
- 24 *Le Trilemme énergétique, Une exploration du paysage belge de l'électricité en l'an 2030* ; Johan Albrecht, Sam Hamels, Lennert Thomas, Édition Itinera Institute, 2017 (page 80).

Bref, pour Albrecht, plus on attend, moins rentables seront les investissements et plus lourdement ils se répercuteront sur la facture des consommateurs.

Et c'est un euphémisme car, même si la tendance va se renforcer pendant quelques années encore, déjà aujourd'hui, comme le montre le tableau 2 ci-après, le nouveau nucléaire ne tient plus la route face aux coûts de production en baisse des énergies renouvelables.

	Prix²⁵ (€/MWh)	Projet
<i>Nucléaire nouveau</i>	105,4	<i>Contrat EPR Hinkley Point(G-B) [pas avant 2027, garanti 35 ans]²⁶</i>
Éolien offshore	79	Accord NorthwesterII, Seastar, Mermaid 2,7MW mer du nord BE ²⁷
Éolien offshore	65	Grande-Bretagne ²⁸
Solaire	62 / 55	France ²⁹ (il était encore de 107 €/MWh en 2013)
Éolien offshore	60	Allemagne ³⁰
Éolien offshore	54,5	Pays-Bas, projet Shell / Eneco ³¹
Solaire	53	Prévision BE/LU 2030 Energy Union Choices ³²
Éolien offshore	49,9	Danemark 600MW, projet Dong Energy / Vattenfall ³³
Solaire	43,9	Appel d'offre 222 MW Allemagne, nov 2017 ³⁴
Éolien onshore	42,8	Appel d'offre Allemagne 1.013 MW, août 2017 ³⁵
Éolien offshore	41	Prévision BE/LU 2030 Energy Union Choices ³⁶
Éolien onshore	40	Prévision BE/LU 2030 Energy Union Choices ³⁷
Éolien onshore	34	Appel d'offre Argentine 665 MW, nov 2017 ³⁸
Solaire	15,2 €	Appel d'offre Chili & Emirats Arabes Unis, oct 2017 ³⁹

Tableau 2 : Coût LCOE des différentes filières

Les coûts du solaire n'ont cessé de baisser ces dernières années : entre -52 % et - 79 % de 2010 à 2017 dans les 8 pays les plus couverts⁴⁰. L'éolien onshore a quant à lui chuté de 25 % sur la même période⁴¹.

25 Pour le projet Hinkley Point, le prix est garanti 35 ans ! Pour les autres lignes du tableau, les conditions (durées, raccordement, garanties, soutiens, exceptions, etc) varient mais ne sont de toute façon jamais aussi favorables, raison pour laquelle nous n'hésitons pas à comparer des choses qui normalement ne se comparent pas.

26 <https://www.europe-solidaire.org/spip.php?article41463>

27 <http://www.renouvelle.be/fr/actualite-belgique/leolien-offshore-belge-a-moitie-prix>

28 <https://theconversation.com/wind-farms-britains-offshore-boom-is-concentrating-power-in-the-hands-of-a-few-very-large-developers-83836>

29 https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/etude_lepesant_transition_2018_complet.pdf page 12

Le prix moyen pour les installations de plus grande puissance (entre 5 et 17 Mwc) est même de 55,3 €/MWh

<https://twitter.com/tblosseville/status/961889730114805760>

30 <http://www.renouvelle.be/fr/actualite-internationale/2017-ou-la-victoire-economique-du-solaire-et-de-leolien>

31 <https://www.energiesdelamer.eu/publications/75-appel-d-offres/2697-offshore-la-strategie-payante-des-appels-d-offres-neerlandais>

32 Energy Union Choices & European Climate Foundation http://www.energyunionchoices.eu/cleanersmartercheaper/Cleaner,%20Smarter,%20Cheaper_Web.pdf page 16

33 <https://www.energiesdelamer.eu/publications/75-appel-d-offres/2697-offshore-la-strategie-payante-des-appels-d-offres-neerlandais>

34 <http://www.renouvelle.be/fr/actualite-internationale/2017-ou-la-victoire-economique-du-solaire-et-de-leolien>

Pour le bureau Lazard, le coût actualisé du solaire aux USA est de 40€/MWh

<https://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-energy-2017/>

35 <http://www.renouvelle.be/fr/actualite-internationale/2017-ou-la-victoire-economique-du-solaire-et-de-leolien>

Pour le bureau Lazard, le coût actualisé de l'éolien aux USA est de 36€/MWh

<https://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-energy-2017/>

36 Energy Union Choices & European Climate Foundation http://www.energyunionchoices.eu/cleanersmartercheaper/Cleaner,%20Smarter,%20Cheaper_Web.pdf page 16

Pour le bureau Lazard, le coût actualisé du nucléaire aux USA est de 119€/MWh

<https://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-energy-2017/>

37 Energy Union Choices & European Climate Foundation http://www.energyunionchoices.eu/cleanersmartercheaper/Cleaner,%20Smarter,%20Cheaper_Web.pdf page 16

38 <http://www.renouvelle.be/fr/actualite-internationale/2017-ou-la-victoire-economique-du-solaire-et-de-leolien>

Un tel prix (inatteignable dans nos contrées) est donné pour information

39 <http://www.renouvelle.be/fr/actualite-internationale/2017-ou-la-victoire-economique-du-solaire-et-de-leolien>

Un tel prix (inatteignable dans nos contrées) est donné pour information.

40 Données IRENA <https://twitter.com/PaulNeau/status/961485947887079424/photo/1>

41 Données IRENA <https://twitter.com/PaulNeau/status/960473366326075392/photo/1>

Mais ces derniers mois, c'est surtout dans l'éolien offshore que nous avons assisté à une baisse spectaculaire des coûts. Le 13 avril 2017, l'agence allemande en charge des réseaux publia les résultats de son appel d'offres⁴². Pour 3 parcs offshore (240 MW pour deux d'entre eux et 900 MW pour le dernier), aucun soutien ne fut sollicité par les candidats alors même que les prix du marché avoisinaient 30 €/MWh. Une grande première en Europe⁴³. Une première qui en appelle d'autres... Selon IRENA, l'agence internationale des énergies renouvelables, les coûts de l'éolien devraient avoir diminué de 41 % et ceux du solaire de 60 % d'ici 2040⁴⁴.

Bref, si l'on accepte de travailler sur la durée de vie des investissements (et donc l'échéance de 2050), il n'y a pas photo : le nucléaire est perdant sur toute la ligne.

1.3) Comparons coûts et gains « vérités » à l'horizon 2035

Acceptons quelques instants de faire abstraction du fait que la prolongation du nucléaire n'offre, pour autant que les réacteurs ne tombent pas en panne avant et qu'un accident ne se produise pas, qu'un horizon de 10 ans (alors que les scénarios alternatifs amènent des investissements dont les bénéfiques se feront ressentir sur une période de 30 à 40 ans), pour regarder quel serait malgré tout le « bénéfique » du scénario prolongation du nucléaire.

Identification primaire des « surcoûts » de la fermeture de toutes les centrales nucléaires en 2025

Plusieurs études ont récemment été réalisées à ce propos.

La plus récente est celle du professeur Albrecht commandée par la ministre Marghem suite à la demande de la N-VA.⁴⁵ Dans cette étude, le « surcoût » lié à la sortie du nucléaire est estimé, en 2030 et en fonction des hypothèses et paramètres retenus⁴⁶, à un montant oscillant entre 150 et 900 millions.

L'étude précédente était une commande des associations environnementales BBL, Greenpeace et IEW auprès d'Energyville. Ce bureau a fait tourner son modèle TIMES de modélisation technico-économique du marché de l'énergie en y intégrant le prix du gaz aligné sur les prévisions récentes (10/2017) de la Banque mondiale⁴⁷ et en considérant un taux de disponibilité moyen des deux réacteurs prolongés de 80 % chacun⁴⁸.

Avec de tels paramètres, la différence entre un scénario « prolongation » et un scénario « sortie du nucléaire en 2025 » n'est plus que de 234 millions par an en 2030 et nulle en 2040⁴⁹ !

L'analyse de sensibilité réalisée au départ de l'étude d'Energyville démontre d'ailleurs que si les coûts du gaz augmentent plus lentement que prévu par la Banque mondiale, le scénario de sortie complète du nucléaire en 2025 pourrait même se traduire par un coût inférieur à celui de la prolongation d'une capacité de 2 GW nucléaire.

De son côté, Elia avait publié en 2017 la première étude qui chiffrait l'enjeu. En fonction des hypothèses retenues, le différentiel d'un scénario prolongation de 10 ans pour 2 réacteurs nucléaires vs respect du calendrier de sortie du nucléaire, offrait à un « gain » net variant de 240 à 550 millions par an⁵⁰.

42 https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/etude_lepesant_transition_2018_complet.pdf page 12

43 <http://www.transition-energetique.org/2017/04/eolien-offshore-l-allemande-attribue-les-premiers-parcs-sans-aucune-subvention.html>

44 https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/etude_lepesant_transition_2018_complet.pdf page 12

45 Ugent, Prof Albrecht (2018) *Energypact Scenarios ; Adequacy and System Costs* Note confidentielle (à ce stade)

46 Niveau de performance des centrales au gaz, situation de la (sur)production dans les pays voisins, prix du gaz, prix du CO2, etc.

47 15,99 €/MWh en 2020, 21,3 €/MWh en 2030 et 24,9 €/MWh en 2040.

48 Ce taux signifie que la capacité totale de 2 GW est disponible entièrement pendant 64 % du temps, à moitié pendant 32 % du temps et pas disponible du tout pendant 4 % du temps.

49 https://static1.squarespace.com/static/58da8202579fb36928249bc2/t/5a72d76a71c10b80194674f3/1517475694618/EnergyVille_for_BBL_GreenPeace_IEW_v20180131_2.pdf

Dans l'étude que Febeliec avait commandé à Energyville en 2017, le coût total était encore supérieur de 608 millions mais à l'époque c'étaient les prévisions du prix du gaz fournies par l'AIE en 2015 qui étaient encore utilisées et l'hypothèse retenue sur le fonctionnement des réacteurs était qu'ils tournaient en permanence à 80 % du temps.

50 ELIA, *Electricity scenarios for Belgium towards 2050*, novembre 2017, page 102.

« Surcoût » en 2030 de la sortie	Hypothèse basse	Hypothèse haute
EnergyVille ONG	< 0 €	234 millions €
Elia	240 millions €	550 millions €
EnergyVille Febeliec (central)		608 millions €
Albrecht	150 millions €	900 millions €

Tableau 3 : Comparaison des surcoûts primaires (€)

Répartition des « gains » en cas de prolongation de deux réacteurs nucléaires

Arrêtons-nous maintenant un instant pour voir comment se répartissent les « gains » d'un 'scénario prolongation de 2 réacteurs nucléaires'.

Pour Elia, 70 % de ce « gain » irait dans la poche des producteurs⁵¹, Electrabel au premier rang. Seuls 30 % seraient donc susceptibles de retourner vers les (grands) consommateurs, soit entre 72 et 165 millions.

On revient ici à l'enjeu central d'orchestrer une transition juste, au bénéfice de chaque citoyen-ne, payée par ceux qui en ont les moyens et qui, comme Electrabel, ont accumulé des bénéfices énormes sur le dos des consommateurs pendant plusieurs décennies.

Le Bureau du Plan arrive à des estimations relativement similaires dans son étude de l'impact du Pacte énergétique. Pour les auteurs de ce rapport, la différence entre un contexte « avec » et un contexte « sans » nucléaire porte sur un montant estimé en moyenne⁵² entre 0,9 €/MWh et 1,1 €/MWh et une répartition du « gain » qui, pour les consommateurs, n'est que de 77 millions alors que pour les producteurs nucléaires il est de 850 millions⁵³

Répartition du 'gain'	Consommateur	Producteur nucléaire
Elia	72 / 165 millions €	168 / 385 millions €
Bureau du Plan	77 millions €	850 millions €

Tableau 4 : Répartition du 'gain' en 2030 dans un scénario de prolongation de 2 réacteurs nucléaires

Bref, prolonger le nucléaire c'est enrichir Electrabel chaque année de montants qui peuvent aller jusqu'à 850 millions d'euros.

Déconstruction des « surcoûts » de la fermeture de toutes les centrales nucléaires

Les hypothèses retenues pour identifier les « surcoûts » de la fermeture de toutes les centrales en 2025 par rapport à l'option « prolongation de 10 ans » - outre qu'elles ne disent rien sur ce qui, dans cette option « prolongation », remplace, pour la période 2035 – 2050, les vieux réacteurs prolongés jusqu'en 2035 – sont hautement critiquables sur au moins trois points : une surévaluation des coûts des alternatives, une sous-évaluation des coûts de la prolongation des réacteurs et un oubli de prendre en compte le coût économique du « risque » nucléaire. Prenons ces éléments un après l'autre.

⇒ Surévaluation des coûts des alternatives

Les hypothèses retenues par les différentes études pour l'évolution des coûts des énergies renouvelables sont systématiquement plus élevées que celles que nous avons pu pointer ci-dessus dans le tableau 2.

51 Eu égard au fait que ces producteurs retireraient un profit en vendant leur électricité au prix du marché globalisé alors que leur coût de revient sur les unités prolongées est largement inférieur.

52 Il s'agit bien d'une moyenne car, sur une année, cette différence est nulle 85 % du temps.

53 Les producteurs 'solaires' perdraient quant à eux 10 millions, les producteurs « éoliens » 24 millions et les producteurs « gaz » 277 millions.

LCOE 2030 (€/MWh)	Solaire	Éolien onshore	Éolien offshore
Elia ⁵⁴	134	62	82
J. Albrecht – Trilemme ⁵⁵	73 – 97	41 – 49	93 - 109
Bureau étude 3E ⁵⁶	73	69	103
Energyville ⁵⁷	54 – 79	56	58 - 72
Scénario BE/LU Energy Union Choices ⁵⁸	53	40	41

Tableau 5 : Comparaison des coûts des filières dans différentes études

Cette surévaluation est également pointée par la CREG, notamment pour ce qui concerne l'éolien offshore⁵⁹ pour lequel, rappelons-le, un projet vient d'être bouclé par le gouvernement belge pour 3 parcs en mer du Nord à 79 €/MWh.

Quand on compare les hypothèses retenues par chacun des scénarios au LCOE prévisible pour la Belgique⁶⁰ on peut, en y affectant le volume de production par filière retenu dans le projet de Pacte énergétique, estimer la surévaluation du coût des renouvelables à un montant qui varie entre 200 millions et 450 millions en fonction du scénario analysé.

	EnergyVille	Elia	3E	Albrecht
Sur-évaluation du coût des renouvelables	200 millions	450 millions	450 millions	450 millions

Tableau 6 : Montants de la sur-évaluation du coût des renouvelables (€)

Au moment du bilan final, l'utilisation de telles hypothèses élevées contribue bien entendu à sous-estimer l'intérêt de quitter au plus vite le nucléaire.

⇒ Sous-évaluation des coûts de la prolongation des réacteurs

Ajoutons maintenant que le résultat est également tronqué par le fait que, pour évaluer le coût de la prolongation des centrales nucléaires, le professeur Albrecht s'est appuyé pour son scénario de base sur des hypothèses très favorables et des chiffres largement sous-évalués (650 millions par réacteur / 10 €/MWh) provenant exclusivement d'Engie-Electrabel, propriétaire qui a tout intérêt à présenter sous un jour favorable la prolongation de sa production.

Elia retient un montant de 800 millions par réacteur alors que dans l'étude d'Energyville, c'est un montant d'un milliard qui est retenu par réacteur d'1 GW. Si on s'aligne maintenant sur les chiffres plus réalistes utilisés en France, le coût des investissements nécessaires à la prolongation d'un réacteur nucléaire passerait à 1,7 milliard (chiffre utilisé en France par la Cour des comptes)⁶¹.

54 ELIA, *Electricity scenarios for Belgium towards 2050*, novembre 2017, page 62.

55 Les seuls chiffres « LCOE » connus pour le professeur Albrecht sont ceux qu'il utilise dans son livre « *Le Trilemme énergétique* ». Dans sa note à la ministre Marghem « *Energypact Scenarios* » le professeur Albrecht ne spécifie pas quels LCOEs il a retenu. Tout au plus précise-t-il ceci en page 8 : « *In agreement with the cabinet, the LCOEs of offshore wind, onshore wind and solar have been lowered in comparison to the values used in 'Energietrilemma'. Especially the lower values for offshore wind correspond to recent tender outcomes since the summer of 2017.* ». Dès que nous obtiendrons plus de précisions sur les chiffres retenus dans ce cadre nous ne manquerons pas de les intégrer dans le tableau de comparaison.

56 *Our Energy Future*, Bureau d'étude 3E à la demande de Greenpeace, IEW, BBL, WW F (page 17 de la version mise à jour décembre 2016) http://www.iewonline.be/IMG/pdf/our_energy_future_2016_fr_pdf.pdf

57 *Energy transition in Belgium*, Energyville (avril 2017) <http://www.energyville.be/en/nieuwsbericht/energy-transition-belgium-choices-and-costs> page 13.

58 Energy Union Choices & European Climate Foundation http://www.energyunionchoices.eu/cleanersmartercheaper/Cleaner,%20Smarter,%20Cheaper_Web.pdf page 16.

59 <http://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Notes/Z1706FR.pdf> Voir point 19 (page 6).

60 Energy Union Choices & European Climate Foundation http://www.energyunionchoices.eu/cleanersmartercheaper/Cleaner,%20Smarter,%20Cheaper_Web.pdf page 16

61 <http://www.lefigaro.fr/assets/maintenance.pdf> page 123

Malgré une période « d'amortissement » très longue, le coût du MWh après « grand carénage » est estimé par la Cour des comptes entre 63 et 70 €.

	€	Rapport
Albrecht (Engie-Electrabel)	650 millions	(*1)
Elia	800 millions	*1,2
EnergyVille	1.000 millions	*1,5
Cour des comptes (France)	1.700 millions	*2,6

Tableau 7 : Comparaison des coûts (€) de prolongation suivant différentes études

Dans une étude datée de 2016⁶² Quentin Perrier nous donne une approche complémentaire de la répercussion de ces coûts liés à la prolongation sur le coût par unité d'énergie produite.

	€/MWh	Rapport
Albrecht hypothèse Engie-Electrabel	10 €/MWh	(*1)
Albrecht hypothèse corrigée analyse sensibilité	20 €/MWh	*2
Perrier (Boccard) Hypothèse basse 2016	28,1€/MWh	*2,8
Perrier (Boccard) Hypothèse haute 2016	37,7 €/MWh ⁶³	*3,7

Tableau 8 : Comparaison des coûts (€/MWh) de prolongation suivant différentes études

Ici aussi on voit que les chiffres retenus par Albrecht pour son évaluation de base du coût de l'option « prolongation du nucléaire » sont largement sujet à caution.

Au global, les différentes évaluations des coûts de prolongation varient, suivant les références, d'un facteur 1 à 3,7. Difficile d'accepter dès lors que ce soit le prix le plus bas, celui dicté par le producteur lui-même, qui soit pris en compte pour comparer les coûts de prolongation aux coûts des alternatives.

Si l'on retient le chiffrage médian de la Cour des comptes française, la sous-évaluation de la prolongation des réacteurs varie de 800 millions à 2,1 milliards en fonction du scénario analysé.

Répartis sur les 10 ans de la prolongation, cela représente jusqu'à 210 millions par an de coûts en plus dans l'option « prolongation de deux réacteurs nucléaires ».

	EnergyVille	Elia	Albrecht Hypothèse basse ⁶⁴	Albrecht Hypothèse haute
Sous-évaluation coût prolong. 2 réacteurs	140 millions	140 millions	80 millions	210 millions

Tableau 9 : Montants (€) de la sous-évaluation du coût de la prolongation de deux réacteurs

⇒ Oubli de toute prise en compte du coût économique du « risque » nucléaire

Depuis Tchernobyl et plus encore depuis Fukushima on sait que le risque de catastrophe est loin d'être nul. Mais, en cas d'accident de ce type, au-delà de l'impact humain et sanitaire énorme et non chiffrable, c'est la catastrophe financière qui est également assurée. Surtout pour l'État concerné puisque le secteur du nucléaire est le seul à ne prendre à sa charge qu'un montant de dégâts plafonné à 1,2 milliard alors que l'évaluation des coûts de la catastrophe de Fukushima dépasse largement le coût de 160 milliards évalué en 2013 par la Munich Re.

L'Institut de Radioprotection et de Sécurité nucléaire (IRSN – France) estime qu'un accident grave représentatif engendrerait un coût global de quelque 120 milliards (avec une fourchette de 50 à 240 milliards).

62 PERRIER Quentin, *A robust nuclear strategy for France*, novembre 2016, page 6.

http://www.fae.fr/files/file/aee/seminaires/2016/faee_nov16_Perrier.pdf

63 Ce qui amène Perrier à un LCOE pour le nucléaire actuel prolongé situé à 74 €/Mh (50 €/MWh si hypothèse basse), soit largement supérieur aux LCOE estimés pour la Belgique en 2030 (voir tableau 2), que ce soit pour l'éolien (41 €/MWh pour le offshore ; 40 €/MWh pour le onshore) ou même pour le solaire (53 €/MWh).

Perrier a actualisé son étude en 2017 pour y intégrer les chiffres de la Cour des comptes 2016. Il arrive désormais à un coût LCOE qui pourrait aller jusqu'à 95 €/MWh !

(Voir PERRIER Quentin, *The French Nuclear Bet*, 2017, pages 7 et 8 https://www.feem.it/m/publications_pages/20173231228164NDL2017-018.pdf)

64 = hypothèse corrigée à 20€/MWh dans le cadre de l'analyse de sensibilité

Un accident majeur (type Fukushima) pourrait coûter quant à lui plus de 400 milliards, soit grosso-modo l'équivalent du PIB de la Belgique⁶⁵ ! Même si les mécanismes actuels protègent Electrabel du coût de la prise en charge « assurantielle » d'un accident de ce type, nous devons, pour que notre analyse comparative soit complète, l'identifier correctement car, implicitement, ces coûts existent pour l'État concerné (qui serait d'ailleurs en droit de réclamer à l'exploitant le paiement d'une prime).

Une telle évaluation n'est pas chose aisée mais depuis Fukushima les études scientifiques se sont multipliées. Deux approches existent : l'approche probabiliste et l'approche statistique. Pour Perrier⁶⁶, en prenant en considération, comme recommandé par la Cour des comptes en France, un coût de 100 milliards pour un accident majeur et en considérant un risque probabiliste variant entre 10^{-8} (pour un nouveau réacteur EPR) et 10^{-5} ⁶⁷, cela conduit à un coût assurantiel variant entre 0,14 €/MWh et 142 €/MWh.

De manière plus spécifique, le bureau d'étude Smart Matters a calculé la prise en compte économique du « risque d'accident » à Doel 3 ou 4 par une approche davantage statistique en la chiffrant entre 27 et 52 €/MWh en terme de coûts externes, auxquels il faut encore ajouter 18 €/MWh de coûts environnementaux⁶⁸.

	Coût / MWh
Perrier (hypothèse EPR, risque 10^{-8})	0,14 €/ MWh
Perrier (ancien réacteur, hypothèse basse, risque 10^{-6})	14,27 €/ MWh
Smart Matters (hypothèse basse)	45 €/ MWh
Smart Matters (hypothèse haute)	70 €/ MWh
Perrier (ancien réacteur, hypothèse haute, risque 10^{-5})	142 €/ MWh

Tableau 10 : Comparaison des coûts (€/MWh) assurantiels suivant différentes études

Pour ce qui nous concerne, vu la grande marge d'incertitude, nous retiendrons une approche avec impact limité, en utilisant le référentiel de la Cour des comptes française pour les réacteurs actuellement en fonction, à savoir une probabilité d'accident majeur estimée à 10^{-6} et un coût assurantiel de 14,27 €/MWh.

Considérant qu'un réacteur belge est censé fonctionner 8.000 heures, cela nous amène dans l'option « prolongation » à un surcoût de 114 millions par réacteur d'1 GW. Dans l'hypothèse retenue par Albrecht, Elia et les autres, de prolongation de deux réacteurs, **la prise en compte du coût économique du risque nucléaire conduit à une réévaluation de cette option (dans chaque scénario) à hauteur de 228 millions par an** et donc à une réduction de l'écart avec l'autre option à due concurrence.

⇒ Conclusion

SYNTHESE des corrections	EnergyVille	Elia	Albrecht Hypothèse basse	Albrecht Hypothèse haute
Sur-évaluation du coût LCOE SER	-200 millions	-450 millions	-450 millions	-450 millions
Sous-évaluation prolongation 2 réact.	-140 millions	-140 millions	-80 millions	-210 millions
Sous-évaluation du coût assurantiel	-228 millions	-228 millions	- 228 millions	- 228 millions
TOTAL / an	-568 millions	-818 millions	-758 millions	-888 millions

Tableau 11 : Coût vérité (€)

65 IRSN http://www.irsn.fr/FR/Actualites_presse/Actualites/Pages/20130219-Travaux-recherche-IRSN-cout-economique-accidents-nucleaires.aspx#.WpT-yIxEneQ

66 PERRIER Quentin, *A robust nuclear strategy for France*, novembre 2016, page 8.
http://www.fae.fr/files/file/aee/seminaires/2016/faee_nov16_Perrier.pdf

67 Les régulateurs américains utilisent un risque probabiliste plus élevé, variant entre 10^{-6} et 10^{-4} .

68 <https://www.greenpeace.org/belgium/Global/belgium/report/2014/RapportNL.pdf> page 34.

Sur base de ce coût vérité, nous sommes en mesure de réévaluer les prétendus surcoûts en 2030 de l'option « fermeture de toutes les centrales nucléaires en 2025 » comparée à la prolongation de deux réacteurs nucléaires.

« Surcoût » en 2030 de la sortie	Hypothèse basse initiale	Hypothèse basse vérité	Hypothèse haute initiale	Hypothèse haute vérité
EnergyVille (ONG)	< 0 €	< - 568 millions €	234 millions €	- 334 millions €
Elia	240 millions €	- 578 millions €	550 millions €	- 268 millions €
EnergyVille (Feb.)			608 millions €	- 210 millions €
Albrecht - Cabinet ⁶⁹	150 millions €	- 608 millions €	900 millions €	12 millions €

Tableau 12 : Comparaison vérité 2030 (€)

La prise en compte du coût vérité des différentes filières inverse dans chaque hypothèse le différentiel identifié initialement : c'est désormais l'option « sortie complète du nucléaire en 2025 » qui est la moins chère dès les premières années⁷⁰, pour un montant qui, en fonction du scénario, peut aller jusqu'à 600 millions !

Cette inversion de tendance se renforce inéluctablement après 2030 : la prolongation du nucléaire actuel (et a fortiori la construction de nouveaux réacteurs) a un coût (de plus en) plus important que tout scénario de fermeture dès 2025 de l'ensemble des réacteurs nucléaires.

Il n'y a donc plus d'hésitation à avoir : l'option la moins chère est celle de l'abandon complet du nucléaire dès 2025.

Sous-évaluation des coûts du démantèlement des centrales et de la gestion des déchets nucléaires

D'autant que, comme le dit Pierre Delvenne, docteur en sciences politiques et sociales de l'ULG, le lobby nucléaire a été particulièrement « habile en découplant la question du prix de l'énergie de celle de la gestion des déchets et du démantèlement des centrales »⁷¹.

Arrêtons-nous un instant sur cette affirmation pour en faire la démonstration. En Suisse, pour 5 centrales nucléaires et une puissance nette de 3.238 MW, le coût de démantèlement et de gestion des déchets a récemment (21 décembre 2017) été évalué par les autorités compétentes à 20 milliards d'euros, soit 6,2 milliards par GW⁷².

En Belgique, pour 7 réacteurs de type similaire et 5.943 MW de puissance nette, le coût serait alors de 36,8 milliards. Or, à ce stade, il est encore évalué à 14,8 milliards, soit 2,5 milliards par GW. Il manque donc 22 milliards dans les évaluations et a fortiori dans le fond de provisions pour le démantèlement que les producteurs sont tenus de constituer !!!

Un rapide calcul peut également être effectué sur cette base pour estimer le « juste coût » du nucléaire actuel. D'ici 2025, il reste en théorie 7,5 ans d'exploitation. Les 22 milliards manquants / à provisionner en plus donnent donc 2,93 milliards/an.

69 En l'absence d'information publique sur les LCOE retenus par le professeur Albrecht dans son document remis à la ministre Marghem nous avons provisoirement utilisé les LCOE qu'il avait retenus dans sa précédente étude Trilemme.

70 Sauf une petite exception pour l'hypothèse haute d'Albrecht (12 millions, un montant qui se situe dans la marge d'erreur).

71 L'Avenir, 13 janvier 2018, page 10.

72 Source de l'évaluation suisse : http://www.stenfo.ch/sites/default/files/documents/2017-12/Summary_%C3%9Cberpr%C3%BCfung%20KS16_final%20%28f%29.pdf

Si on rapporte ce chiffre à la production nucléaire (soyons généreux et imaginons 80 % de temps de fonctionnement en moyenne pour les réacteurs), cela fait : $2,93 \text{ G€} / [6 \text{ GW} * 0,8 * 365 * 24 = 42048 \text{ GWh}] = 69,7 \text{ €/MWh}$ de surcoût, qu'il s'agit d'ajouter aux 25 à 30 €/MWh⁷³ de coûts de production pour les centrales déjà amorties. On tourne donc autour d'un coût qui, parce qu'il a été caché pendant de nombreuses années (ce qui a servi de subvention implicite au nucléaire), devrait être impacté sur les seules années restantes et conduire à un prix qui atteint les 95 €/MWh, soit bien davantage que le coût actuel du renouvelable (voir le tableau 2).

Même si cette sous-évaluation des coûts du démantèlement et de la gestion des déchets nucléaires doit également être prise en compte dans tous les scénarios (fermeture des centrales en 2025 ou non), nous pensons qu'il s'agit d'un argument supplémentaire pour ne pas encore rajouter un volume de déchets lié à une prolongation de 10 ans de certains réacteurs.

Bref, toute forme de prolongation du nucléaire ne fera qu'augmenter le coût du démantèlement et de la gestion des déchets alors qu'il manque déjà plus de 20 milliards d'euros dans le fonds de gestion de ces opérations.

1.4) Même en retenant des coûts sous-évalués et un horizon restreint à 2035, le bénéfice de la prolongation est très relatif pour le consommateur et des mécanismes d'aides ciblées peuvent soutenir une transition juste

Même sans prendre en compte ces différentes sous-évaluations, la ministre Marghem a indiqué⁷⁴ que la différence pour le consommateur individuel entre un scénario prolongation du nucléaire et un scénario qui respecte le calendrier final de la loi Deleuze se porte à 15 euros (htva) par ménage et par an⁷⁵.

Lors de son audition au Parlement, Chris Peeters, le CEO d'Elia, évoque lui un montant annuel de 12 euros (dont 6 euros pour un système de soutien aux centrales au gaz, de toute façon nécessaire dans les autres scénarios également)⁷⁶. EnergyVille a de son côté évalué cette différence à 6 €/MWh⁷⁷.

« Surcoût » 2030 pour un ménage	
Bureau du Plan	3,15-3,85 €/an ⁷⁸
EnergyVille	6 € / an
Elia	12 € / an
Marghem sur base étude Albrecht	15 € / an

Tableau 13 : Surcoût pour un particulier (htva)

Vu que la facture électrique moyenne représente un peu plus de 930 euros par ménage wallon⁷⁹, la différence est de toute façon inférieure à 3 % ! Pour analyser ces montants à leur juste valeur, pointons le fait que le choix d'un fournisseur électrique moins cher peut, selon la CREG, encore aujourd'hui, rapporter jusqu'à 190 euros d'économie par an à plus de 300.000 belges⁸⁰. Rappelons également que notre projet politique prévoit des aides ciblées pour les personnes en difficulté et que, dans ce cadre, une aide à la transition pour les personnes en risque de précarité est souhaitable.

73 Cette estimation du prix de revient du nucléaire est basée sur les données publiées par la CREG (2010) <http://www.creg.be/fr/publications/etude-f100506-cdc-968> et la BNB (2011) <https://www.nbb.be/doc/ts/publications/creg/rapport.pdf> augmentées de l'inflation et d'une estimation basse des coûts liés à la prolongation de la durée de vie des réacteurs. Notre estimation est minimaliste au regard de ce qui est évoqué dans l'étude du professeur Albrecht et qui tourne autour des 40 €/MWh, tout en évoquant une fourchette haute (France) à 95 €/MWh (*Energypact Scenarios*, pages 12 et 13).

74 RTL-TVI, dimanche 17 décembre 2017, 12h <https://www.rtl.be/tv/rtltvi/replay/17-12-2017-pacte-energetique-guerre-au-federal> à la 23ème minute du débat. Voir aussi La Libre du 22 février suite à la réception des études du professeur Albrecht et du Bureau du Plan. Le détail du calcul est fourni dans La Libre du 24 février 2018 page 10.

75 Le Bureau du Plan évalue le surcoût de la sortie du nucléaire à un montant variant entre 0,9 et 4,4 €/MWh (2 à 3 % de la commodité). On pourrait dès lors supposer que le montant de 15 € est une multiplication de la variation maximale (4,4€/MWh) par la consommation moyenne (3.500 kWh).

76 L'Echo du 13 décembre 2017, page 10.

77 https://static1.squarespace.com/static/58da8202579fb36928249bc2/t/5a72d9210d9297e8baa11b1e/1517476130930/Sommaire+exc%C3%A9cutif-Energyville+280217+%2819h51%29_fre-2.pdf

78 Calculé sur base d'une consommation moyenne et du surcoût de 0,9 à 1,1 €/MWh identifié par le BfP.

79 La Libre, 23 décembre 2017, page 31.

80 <http://www.dhnet.be/actu/economie/vous-payez-peut-etre-trop-cher-votre-gaz-et-votre-electricite-une-difference-de-700-euros-pour-un-meme-contrat-infographie-591e8578cd70022542e8278d>

Pour les entreprises énergivores, eu égard au fait que l'électron représente pour elles parfois bien plus que 50 % de leur facture électrique et qu'elles sont davantage influencées par le prix de gros⁸¹, l'impact est potentiellement plus important, mais des exonérations pourront continuer à être accordées, comme c'est le cas actuellement dans le cadre d'accords de branche, pour les entreprises qui s'engagent plus avant dans la transition.

2) Les émissions de CO2 vont exploser : FAUX

Raisonnement

La sortie du nucléaire ne pourra pas être entièrement compensée dès 2025 par du renouvelable. Même dans notre propre feuille de route, vu le retard accumulé par les gouvernements Letermé, Di Rupo et Michel, le recours à des centrales à gaz de type TGV ou, de préférence, avec cogénération, reste nécessaire, mais uniquement pour une phase de transition. Est-ce que pour autant les émissions de CO2 vont exploser au point que la Belgique ne serait plus en mesure de respecter ses engagements climatiques ? Absolument pas !

Est-ce qu'il serait préférable de prolonger le nucléaire pour faciliter le respect des ambitions climatiques ? Certainement pas : le nucléaire est un verrou à la transition vers une société bas carbone. Par son manque de flexibilité, il n'est en rien le complément idéal à la transition. Pire, en occupant une part écrasante du marché (plus de 50 %), il bloque tout investissement alternatif sur une longue période en s'octroyant la part du lion des bénéfices.

Sans oublier que si les réacteurs nucléaires produisent peu d'émissions de CO2, les émissions de l'ensemble de la filière – en amont et en aval de la centrale (production du combustible, démantèlement et stockage des déchets pendant des millénaires) – sont loin d'être négligeables. De plus, le nucléaire produit bel et bien d'autres déchets, radioactifs, qui le « disqualifient » d'office. Notre ligne est claire à ce propos : pas besoin de remplacer la peste des émissions de CO2 par le choléra des déchets nucléaires quand il y a moyen d'envisager la guérison totale par le recours à un scénario combinant économies d'énergie et une production 100 % renouvelable.

Explications

Tous secteurs confondus, les gaz à effet de serre représentent en Belgique l'équivalent de 121 MT de CO2eq⁸². À l'intérieur de celles-ci, les émissions de CO2 liées au seul secteur de l'électricité sont de l'ordre de 15 MT/an⁸³. L'enjeu du CO2 se joue donc relativement à la marge dans le secteur de l'électricité.

À la demande de Febeliec, la fédération des entreprises qui consomment le plus d'électricité, EnergyVille a réalisé une étude portant sur différents scénarios de transition. Si l'on compare les émissions de CO2 pour la production d'électricité du scénario « renouvelables » (11,6 MT en 2030) à celles du scénario « prolongation du nucléaire » (14,7 MT en 2030), on se rend compte que c'est le scénario nucléaire qui est le plus émetteur de CO2 (+3,1MT). Dans le livre de J. Albrecht, un des scénarios envisage des paramètres volontaristes (et réalisables) de stockage et de gestion de la demande. Ce scénario conduit jusqu'à économiser plus de 2 MT de CO2 par rapport au scénario de prolongation du nucléaire⁸⁴.

Dans le scénario central d'EnergyVille, on arrive en 2030 à des émissions CO2 pour la production d'électricité sans nucléaire de l'ordre de 19,3 MT, soit 4,6 MT de plus que dans le scénario de prolongation de deux réacteurs nucléaires⁸⁵. L'étude d'Elia donne un chiffre similaire en pointant à 5 MT de CO2 l'économie réalisée par le scénario de prolongation du nucléaire.

81 36,6 €/MWh (CREG 2016).

82 <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/data-viewers/greenhouse-gases-viewer>

83 ELIA, *Electricity scenarios for Belgium towards 2050*, novembre 2017, page 25.

84 Voir scénario RAD, dernière colonne du tableau page 73 IN *Le Trilemme énergétique, Une exploration du paysage belge de l'électricité en l'an 2030* ; Johan Albrecht, Sam Hamels, Lennert Thomas, Édition Itinera Institute, 2017.

85 http://www.energyville.be/sites/default/files/energyville_energy_transition_in_belgium_-_choices_and_costs_final_16mar2017_1.pdf, page 32.

Même en retenant ces chiffres théoriques, les 5 MT sont de toute façon à mettre en relation avec les 121 MT⁸⁶ émises annuellement par l'ensemble des secteurs. Un peu plus de 4 % donc. Au vu des risques avérés et probables du nucléaire ainsi que du potentiel de réduction des émissions de gaz à effet de serre dans d'autres domaines, et vu l'horizon temporel limité qu'il permet d'envisager, nous considérons qu'il s'agit d'un choix plus que raisonnable.

D'autant qu'en renforçant le stockage et la réduction de la demande de crête⁸⁷, il est possible de faire encore baisser ce différentiel. En gérant la demande de façon intelligente, notamment en l'étalant davantage dans le temps pour réduire les pics de consommation, il est en effet possible de garantir une sécurité énergétique avec un parc de production restreint, mais exploité plus efficacement.

Ce sont parfois des gestes très simples qui doivent entrer dans nos réflexes : ainsi, les ménages peuvent-ils décider, en fonction de certaines informations, de ne pas lancer le lave-vaisselle à 19 heures, mais plutôt à 22 heures ; les congélateurs pourraient eux être programmés de manière à ne pas refroidir pendant l'heure de pointe l'hiver ou à descendre jusqu'à -22°C à des moments choisis pour qu'ils puissent remplir un rôle de stockage thermique.

L'éclairage joue également un rôle important dans les émissions de CO₂. Les LED consomment moins d'électricité que les autres ampoules pour produire la même quantité de lumière : 40 % de moins que les ampoules fluorescentes et 80 % de moins que les ampoules à incandescence tout en engendrant moins de déchets car leur durée de vie est également plus longue. En 2017, l'utilisation d'ampoules LED a permis d'économiser mondialement 570 MT CO₂, soit l'équivalent de ce que 162 centrales à charbon rejettent en un an dans l'atmosphère ou encore : 1,5 % de l'empreinte carbone mondiale⁸⁸. Et c'est également bon pour le portefeuille : un foyer européen économise en moyenne 10 euros par an en remplaçant une ampoule traditionnelle de 60 watts par une LED de 10 watts.

Des actions spécifiques peuvent également être mises en place dans les services publics et, surtout, pour déplacer les consommations des industries électro-intensives. On peut donc passer d'un différentiel négatif théorique de 5 MT pour la sortie du nucléaire à un différentiel positif en gérant simplement mieux la demande.

Notons par ailleurs que les émissions de CO₂ dans le secteur électrique n'ont pas d'influence sur le respect « légal » de nos objectifs climatiques nationaux, car les centrales électriques font, comme les entreprises intensives en énergie, partie du système européen « ETS », qui comptabilise ces émissions hors des objectifs assignés pays par pays.

Même si, soyons clairs, les effets sur le climat sont identiques, la comptabilisation ETS des émissions de CO₂ des centrales électriques fait que techniquement ces émissions n'impactent pas les objectifs assignés à la Belgique.

Notons aussi que le recours au gaz chez nous, pendant la phase de transition, sera positif au global du bilan CO₂ de l'UE car il chassera plus vite le charbon allemand plus loin dans le merit order. Comme le dit Johan Albrecht « *Als je het Europees bekijkt, kan de kernuitsptap net positief zijn voor de planeet* »⁸⁹

Et puis surtout, n'oublions jamais que le potentiel d'amélioration dans les secteurs du chauffage et plus encore des transports permet d'envisager une réduction des émissions de CO₂ dans notre pays bien plus élevée que ces 5 MT d'augmentation potentielle dans le secteur de l'électricité.

C'est d'ailleurs en grande partie à cause de nos modes de transport que les émissions de CO₂ de la Belgique sont réparties à la hausse depuis ces deux dernières années : entre 1990 et aujourd'hui, les émissions annuelles de CO₂ liées à la mobilité ont augmenté de plus de 26 %⁹⁰ !

86 <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/data-viewers/greenhouse-gases-viewer>

87 La Belgique connaît une demande maximale ou demande de pointe d'électricité pendant les soirées froides d'hiver, entre 17 heures et 19 heures. À ce moment, plusieurs millions de ménages cuisinent toutes lumières allumées, les températures basses incitent un grand nombre d'entre eux à utiliser un chauffage électrique d'appoint, les smartphones sont rechargés au retour de leur propriétaire à leur domicile, c'est toujours l'heure de pointe du soir pour le train et les trams, une grande partie de l'industrie est toujours active, l'éclairage est toujours allumé dans les entreprises, etc. C'est cette demande de pointe qui détermine le besoin total d'actifs dans le système électrique.

88 <https://www.consoglobe.com/lutilisation-dampoules-led-permis-deconomiser-162-centrales-charbon-en-2017-cg>

89 De Morgen, 26 février 2018, page 10.

90 <http://www.climat.be/fr-be/changements-climatiques/en-belgique/emissions-belges/emissions-par-secteur/>

Avant-dernier élément : les technologies de captage et de stockage de carbone (Carbon Capture and Sequestration ou CCS) ne sont pas prises en compte dans nos calculs car il est peu probable que cette technologie soit rapidement opérationnelle (à un coût acceptable) dans notre pays avant 2030, que le potentiel de stockage reste limité, mais aussi et surtout parce que d'un point de vue écologique, le CCS pose de nombreuses questions.

Tout dernier élément : comme précisé ci-dessus, ne laissons pas croire que le nucléaire soit absolument « sans CO₂ ». Comme le rappellent les Amis de la Terre, «*En tenant compte des énergies fossiles consommées lors de l'extraction, le raffinage et l'enrichissement de l'uranium, ainsi que lors de la construction des centrales nucléaires (grandes quantités de béton et d'acier), le bilan CO₂ de la production d'électricité d'origine nucléaire est de 100 à 250 gr CO₂ /KWh⁹¹. C'est évidemment moins que la production d'électricité d'origine «fossile» (500 à 1.200 gr CO₂ /KWh), mais plus que la production d'électricité d'origine « renouvelable » (30 à 80 gr CO₂ /KWh) ou de la réduction de la consommation (NégaWatt) par l'utilisation rationnelle de l'énergie (0 à 40 gr CO₂ /KWh).* »⁹²

3) L'Allemagne remplace le nucléaire par du charbon : FAUX

Raisonnement

Les défenseurs de la sortie du nucléaire s'appuient à juste titre sur la politique menée en Allemagne pour illustrer qu'une sortie planifiée et organisée du nucléaire est possible. À l'inverse, les défenseurs du nucléaire racontent souvent n'importe quoi sur ce qui se passe vraiment en Allemagne⁹³.

Certains vont jusqu'à prétendre que l'Allemagne remplace le nucléaire par du charbon, ce qui est totalement faux. D'autres affirment que les émissions CO₂ des industries énergétiques allemandes ont explosé ces dernières années, ce qui est tout aussi faux⁹⁴.

Explications

L'intensité carbone de la production électrique allemande est historiquement élevée (411 gr CO₂eq/kWh en ce début 2018 pour 196 gr CO₂eq/kWh en Belgique) mais c'est l'évolution des émissions de CO₂ qui est remarquable. Ces émissions sont passées, dans le secteur électrique, de 366 MT en 1990 à 340 MT en 2006 pour être désormais situées à 306 MT en 2016⁹⁵.

Même si, sans accélération de la diminution de ses émissions de CO₂, l'Allemagne - tout comme la Belgique d'ailleurs - risque de ne pas atteindre ses objectifs climatiques en 2020, personne ne peut affirmer que la sortie du nucléaire a provoqué une augmentation des émissions allemandes de CO₂. Tout au plus en a-t-elle potentiellement ralenti leur réduction, ce qui n'est pas du tout la même chose.

Et, comme en témoigne le tableau des sources de production électrique en Allemagne que nous reproduisons ci-après, les énergies renouvelables ont fait plus que compenser le recul du nucléaire, permettant de baisser dans le même temps (même si pas encore suffisamment) la production d'électricité d'origine fossile⁹⁶.

91 Ce chiffre ne fait pas l'unanimité. D'aucuns, en oubliant volontairement d'utiliser un coût-vérité pour la gestion des déchets nucléaires dont la durée de vie peut aller jusqu'à dépasser le million d'années, se raccrochent parfois à un référentiel de 50 gr CO₂/Kwh.

92 Les Amis de la Terre, *Les centrales nucléaires c'est bien ...tôt terminé*, avril 2017.

93 Réécoutez notamment le débat RTBF radio de juillet 2017 qui a opposé Jean-Marc Nollet à Jean-Paul Poncelet https://www.rtbf.be/auvio/detail_cqfd-l-energie-nucleaire-a-t-elle-vecu?id=2233656

Ce débat très tendu a fait l'objet le lendemain d'un fact-checking journalistique qui nous donnait largement raison https://www.rtbf.be/info/monde/detail_l-allemande-le-charbon-et-le-co2-qui-a-raison-seance-de-fact-checking?id=9657507

94 Il faut bien entendu surveiller ce que le futur gouvernement va mettre en place. Il est question dans l'accord qui sera soumis aux militants CDU – SPD de renforcer le développement du renouvelable pour atteindre 65 % dans le secteur électrique en 2030 (l'objectif du précédent gouvernement était de 50 % en 2030 et de 65 % en 2040 pour 38 % à l'heure actuelle). Les objectifs climatiques 2020, 2030 et 2050 seraient maintenus et une loi bétonnerait l'objectif 2030 de baisse de 55 % des émissions par rapport à 1990. Le risque existe toutefois que l'objectif 2020 ne soit pas atteint, non pas à cause du secteur électrique (et donc de la sortie du nucléaire) mais à cause des secteurs du transport et du bâtiment qui accusent un important retard. Une commission est également mise en place pour définir d'ici la fin de l'année 2018 la date de sortie des centrales au charbon.

95 Blog de Eric Vidalenc, 9 juillet 2017 <https://blogs.alternatives-economiques.fr/vidalenc/2017/07/09/defendre-le-nucleaire-sans-raconter-n-%E2%80%99importe-quoi-sur-l-%E2%80%99allemande-impossible>

96 AGEB <https://t.co/g886QfRvv1> <https://www.ag-energiebilanzen.de/>

En 2016, les énergies renouvelables ont ainsi permis d'éviter l'émission de près de 160 millions de tonnes de CO₂⁹⁷

<i>TWh</i>	1990	2000	2006	2017	Différence 06/17	Evolution 06/17
Renouvelables	19,7	37,9	71,6	216,6	+ 145	+202,5%
Nucléaire	152,5	169,6	167,4	75,9	- 91,5	- 54,6 %
Houille	140,8	143,1	137,9	94,2	- 43,7	- 31,7 %
Lignite	170,9	148,3	151,1	148	- 3,1	- 2,1 %
<i>Charbon (Houille + Lignite)</i>	<i>311,7</i>	<i>291,4</i>	<i>289</i>	<i>242,2</i>	<i>- 46,8</i>	<i>- 16,2%</i>

Tableau 14 : Evolution de la production des différentes filières en Allemagne

La croissance constatée des renouvelables depuis le début de la sortie du nucléaire est supérieure aux décroissances cumulées du nucléaire et du charbon⁹⁸. Personne ne peut donc légitimement prétendre qu'en Allemagne le nucléaire a été remplacé par du charbon⁹⁹. La part du charbon dans le mix énergétique allemand est d'ailleurs passée, en 2017, pour la 1ère fois depuis la réunification, sous la barre des 40 %¹⁰⁰. Elle a reculé de 3,3 points de pourcentage entre 2016 et 2017. En 2000, cette part était encore supérieure à 50 %.

Ce recul s'explique notamment par la forte poussée des énergies renouvelables (principalement de l'éolien). Ces nouvelles capacités de production propre d'électricité ont permis de fermer 34 centrales à charbon (5,9 GW) entre 2011 et 2015, tout en accroissant les exportations de 41,9 TWh entre 2003 et 2015.

Entre 2016 et 2019, onze autres centrales fonctionnant au lignite et à la houille ont été et/ou seront définitivement fermées, ce qui contribuera à faire baisser la part du fossile, même s'il reste encore une centaine de centrales de ce type à travers le pays réunifié¹⁰¹. En parallèle, aucune nouvelle construction de centrale thermique au charbon n'a été décidée depuis 2008 (certaines décisions antérieures à 2008 ont conduit à l'ouverture de telles centrales depuis lors, mais insistons sur le fait que cet accroissement de capacité¹⁰² ne s'est en rien transformé en un accroissement de la production à partir de charbon)¹⁰³.

Si la baisse du recours au charbon pour la production d'électricité n'est pas plus rapide en Allemagne, c'est surtout parce que son extraction provient en grande partie de régions défavorisées de l'ex-RDA. En cause aussi, l'inefficacité actuelle du marché européen des « droits à polluer » (système ETS) avec un prix trop bas pour la tonne de dioxyde de carbone.

Notons enfin que dans son scénario RES¹⁰⁴, Elia prend bel et bien en considération une sortie totale du charbon en Allemagne en 2040¹⁰⁵, ce qui met à mal l'argument de ceux qui disent que le scénario d'Elia (et d'autres dont les nôtres) n'est tenable que grâce au charbon allemand.

97 Agence Allemande pour l'environnement <https://twitter.com/PaulNeau/status/952128789831708672/photo/1>

98 Ce même constat est valable pour l'UE28 sur la période entre 2010 et 2017 : Renouvelables +295 TWh ; Nucléaire : -87 TWh ; Charbon + Lignite : -149 TWh <https://twitter.com/PaulNeau/status/963296597156212737/photo/1>

99 Graphique : https://twitter.com/Arne_JJ/status/951791744135434241/photo/1

100 Source : <https://twitter.com/EnergieDevlpmt/status/943785918858760192/photo/1>

101 Le Monde, 22 janvier 2017 http://www.lemonde.fr/les-decodeurs/article/2017/01/22/en-allemande-le-charbon-n-a-pas-remplace-le-nucleaire_5066912_4355770.html

102 Pour être plus correct, vu le rythme des fermetures sur les dernières années, il s'agit en fait plus d'un renouvellement que d'un accroissement de capacité. <https://twitter.com/GoldbergNic/status/945584813033050114/photo/1>

103 Source: <http://www.transition-energetique.org/2015/03/l-allemande-a-reduit-de-43-sa-production-d-electricite-nucleaire-tout-en-reduisant-de-8-celle-a-base-de-charbon.html>

104 Ce scénario maximise le potentiel éolien.

105 ELIA, *Electricity scenarios for Belgium towards 2050*, novembre 2017, page 53.

4) L'emploi va trinquer : FAUX

Raisonnement

Les chiffres parlent d'eux-mêmes : par unité produite, les énergies renouvelables offrent quatre fois plus d'emplois que l'énergie nucléaire. La CSC a d'ailleurs publié le 18 décembre 2017 un communiqué qui affirme sans détour que fermer les centrales nucléaires en 2025, comme prévu dans la loi Deleuze, est la meilleure garantie pour l'emploi dans le futur¹⁰⁶.

Explications

Selon le Bureau du Plan, le solaire crée 6 fois plus d'emplois par volume d'électricité que le nucléaire¹⁰⁷. Une étude réalisée par le Gouvernement wallon en 2014¹⁰⁸ démontre que pour une même quantité d'énergie produite, la filière éolienne procure 4 fois plus d'emplois que la filière nucléaire. Pour être précis : entre 3,8 et 4,6 fois plus d'emplois globaux, dont entre 1,7 et 3 fois plus d'emplois « régionaux ». Même dans la phase de transition, quand le gaz sera encore utilisé, le retour en emplois sera déjà plus intéressant.

	Emplois / TWh
Nucléaire	142
Éolien	566 - 633
Éolien + Gaz	189 - 209

Tableau 15 : Emplois créés par unité énergétique produite

5) Les travailleurs du nucléaire vont perdre leur emploi : FAUX

Raisonnement

Rappelons d'abord que les réacteurs ne fermeront qu'entre 2022 et 2025. Précisons ensuite que le démantèlement va requérir beaucoup de compétences similaires et nécessiter beaucoup de postes d'emploi, et ce durant des décennies. Sans parler de la gestion des déchets...

Explications

S'ils ne profitent pas de la transition énergétique pour réorienter leur carrière et capter les nouveaux emplois créés, les connaissances et compétences de nombreux travailleurs actifs dans le nucléaire seront nécessaires au démantèlement des centrales nucléaires pendant au moins encore 40 ans, si pas plus (au-delà d'une carrière donc). D'ailleurs, plus vite la Belgique démantèlera ses centrales, plus vite elle se dotera de centaines d'experts de pointe dans ce domaine, qui pourront également être sollicités à l'étranger.

Après le démantèlement proprement dit s'ouvrira encore une très, très longue période de gestion des déchets. Rien que pour organiser leur stockage cela prendra plus d'un siècle. Des centaines d'emplois seront également nécessaires pour gérer cela.

106 <https://www.acv-online.be/acv-online/Actueel/Pers/persberichten-2017/overzicht/171218-Het-energiepact-moet-aangevuld-worden-met-plan-voor-rechtvaardige-transitie.html>

107 La Libre, 23 décembre 2017, page 31. Également citée dans Bureau du Plan, *Impact van het Pact*, page 28.

108 Exercice basé sur la littérature scientifique existante : <http://www.nollet.info/archives/images/upload/doc/Analyse%20couts-b%C3%A9n%C3%A9fices%20des%20secteurs%20nucléaire%20et%20éolien.pdf>

6) Nous allons renforcer notre dépendance énergétique : FAUX

Raisonnement

Parler d'indépendance de la Belgique quand on évoque le nucléaire comme solution est une imposture flagrante : on ne retrouve nulle trace d'uranium dans nos sous-sols. Idem pour le pétrole. Notre production énergétique est aujourd'hui pour plus de 85 % dépendante d'une forme ou l'autre d'importation (uranium, pétrole, gaz). De plus, Electrabel n'est plus une entreprise belge car tout se décide désormais à Paris, chez ENGIE où le bénéfice retourne aussi vite qu'il est capté dans la poche des contribuables belges.

Même si maintenir une importante capacité de production sur le territoire national reste nécessaire, la question de l'indépendance électrique se joue essentiellement à l'échelle régionale, voire européenne, et les interconnexions entre pays doivent se renforcer dans le cadre d'un 'global grid'.

La création d'une véritable Communauté Européenne des Énergies Renouvelables pourrait d'ailleurs contribuer tout autant à la sécurité d'approvisionnement à moindre coût qu'à la nécessaire refondation de l'Union, mais c'est un enjeu que nous n'allons pas approfondir ici.

Explications

Notre système électrique est en interconnexion permanente avec les pays avoisinants, ce qui permet d'allouer au mieux les ressources et ce faisant de diminuer le prix à payer sur la facture.

On ne peut ignorer que l'Espagne est un pays plus ensoleillé, alors que les pays montagneux comme l'Autriche recèlent un plus grand potentiel hydroélectrique. Nous savons aussi que le vent souffle toujours quelque part en Europe, et donc que l'énergie éolienne interconnectée peut garantir une production très stable, complétée par des énergies renouvelables contrôlables, comme l'hydroélectricité.

Comme l'écrit le Bureau du Plan à la ministre Marghem :

« Un commentaire s'impose quant à l'affirmation ci-dessus selon laquelle « l'indépendance ne peut se réaliser qu'en diminuant nos besoins d'importation et donc en développant davantage des outils performants de production et de flexibilité. Il tient en trois points :

- L'évolution du système électrique européen est caractérisée par deux grandes tendances : d'une part, le déploiement important des sources d'énergie renouvelables intermittentes, et d'autre part, l'intégration des marchés électriques nationaux au sein de zones (la zone CWE pour la Belgique) et entre zones.

- Ces deux tendances ont pour conséquence d'augmenter les échanges électriques (importations et/ou exportations) entre pays européens pour des raisons essentiellement économiques et indépendantes de la taille des parcs de production nationaux (capacité installée). Par exemple, du fait de leurs coûts marginaux nuls, l'éolien et le photovoltaïque conduisent à augmenter les niveaux d'export des pays qui enregistrent des surplus de production au bénéfice des pays intéressés par cette production à coût marginal nul.

- Si développer davantage de moyens de production sur le sol belge (et ainsi garantir une plus grande assise de production domestique) a un impact sur la sécurité de notre approvisionnement électrique, c'est parce que cela réduit nos importations nettes (importations moins exportations). Cela n'empêche pas des niveaux d'importations encore élevés. »¹⁰⁹

Il faut d'ailleurs cesser de croire et de laisser dire qu'aujourd'hui, avec son parc nucléaire, notre pays n'importe pas d'électricité. En 2016, la Belgique a importé 15 TWh d'électricité. Elle en a également exporté 8 TWh. L'importation nette était donc de 7 TWh¹¹⁰ sur une demande totale de 85 TWh (8,2%). En 2014 cette importation nette était de 17,6 TWh et même de 21 TWh en 2015¹¹¹ !!!

¹⁰⁹ Bureau fédéral du Plan, *Impact van het Pact, Addendum*, page 1.

¹¹⁰ En 2015, vu les problèmes sur de nombreux réacteurs nucléaires, l'importation nette est même montée à 21 TWh, ce qui montre bien que l'enjeu central n'est pas là.

¹¹¹ <https://www.febeg.be/fr/statistiques-electricite>

Selon les différents scénarios d'Elia¹¹², cette importation nette pourrait, en 2030, varier entre 15 et 30 TWh pour revenir en 2040 entre 5 et 15 TWh, soit, dans le cas du scénario RES et malgré l'électrification plus forte, moins qu'à l'heure actuelle tant en valeur absolue (de 7 à 5 TWh) qu'en valeur relative (de 8,2 % à 5,3 %).

7) La disponibilité des énergies renouvelables est imprévisible : FAUX

Raisonnement

Ce n'est pas parce que certaines énergies renouvelables (éolien, solaire) sont variables (non disponibles en permanence) qu'elles sont imprévisibles, tout l'inverse du nucléaire qui, sur l'année 2015 par exemple, n'a fonctionné en moyenne qu'un jour sur deux¹¹³....

Explications

Les météorologues et gestionnaires de réseaux sont désormais aguerris pour prévoir les capacités de production des éoliennes et des panneaux solaires. Il existe même une météo des énergies renouvelables¹¹⁴ et des prévisions sont possibles plusieurs jours à l'avance. Ces énergies renouvelables restent certes variables, mais elles sont de mieux en mieux prévisibles.

À l'inverse, les réacteurs nucléaires s'arrêtent sans prévenir. Et quand ils s'arrêtent, c'est immédiatement 1.000 MW par réacteur qui disparaissent subitement du réseau.

Nos réacteurs nucléaires sont vétustes et de moins en moins fiables. Certains sont déjà périmés et devraient dès lors être fermés depuis longtemps (Tihange 1, Doel 1 & 2), d'autres sont fissurés (Tihange 2 et Doel 3) quand ils ne sont pas tout simplement sabotés de l'intérieur (comme Doel 4 en juillet 2014) ou en panne (chaque réacteur est tombé récemment au moins une fois en panne « imprévue »). Au cours de leurs 20 premières années d'exploitation les 7 réacteurs belges ont produit en moyenne 90 % du temps. En 2015 ce taux est tombé à 48 %. Depuis lors (2015), la disponibilité du parc nucléaire belge n'est que de 69 %¹¹⁵.

Pas étonnant, dans un tel contexte, que la Belgique soit le pays qui possède les centrales nucléaires au taux le plus élevé de « perte de capacité imprévue » au monde : 20,5 % de 2012 à 2014¹¹⁶ ; 25 % de 2014 à 2016¹¹⁷, loin devant l'Iran qui arrive second avec 13,5 %.

Pour une source d'énergie qui se veut « stable », l'indisponibilité globale de nos 7 réacteurs dépasse l'entendement. Prolonger le nucléaire, c'est prolonger l'incertitude et prendre le risque de black-out ingérable. On le voit bien avec Tihange 1 : entre le début de sa période de prolongation et janvier 2018, cette vieille centrale n'a fonctionné que 35 % du temps...

Le Bureau du Plan n'hésite pas à l'écrire à la ministre Marghem : « Avec la prolongation des réacteurs, il y a un plus grand risque d'indisponibilité non planifiée »¹¹⁸.

112 ELIA, *Electricity scenarios for Belgium towards 2050*, novembre 2017, page 112.

113 <https://www.iaea.org/PRIS/WorldStatistics/ThreeYrsEnergyAvailabilityFactor.aspx>

114 <http://www.meteo-renouvelable.be/node/93>

115 <http://www.greenpeace.org/belgium/fr/vous-informer/climat-energie/blog/quelle-est-la-fiabilite-de-nos-reacteurs-nuclai/blog/61122/>

116 https://www.rtbef.be/info/dossier/les-decodeurs/detail_les-quelques-approximations-d-electrabel-sur-les-centrales-nucleaires-belges?id=9178664

117 <https://www.iaea.org/PRIS/WorldStatistics/ThreeYrsEnergyAvailabilityFactor.aspx>

118 Bureau du Plan, *Impact van het Pact, Addendum*, page 4.

8) Le nucléaire est le complément idéal pour les énergies renouvelables : FAUX

Raisonnement

Les défenseurs du nucléaire aiment désormais à présenter le nucléaire comme ami et complément idéal pour les renouvelables.

Ce nouveau discours des nucléaristes qui ont longtemps fustigé les renouvelables n'a pour but que de gagner du temps. Sur le fond, rien n'est moins vrai quand on sait le manque de flexibilité et le verrou aux investissements en renouvelables que représente le nucléaire.

Explications

La Belgique connaît une demande maximale (demande de pointe) d'électricité pendant les soirées froides d'hiver, entre 17 heures et 19 heures.

À ce moment, plusieurs millions de ménages cuisinent toutes lumières allumées, les températures basses incitent certains à utiliser un chauffage électrique d'appoint, les smartphones sont rechargés au retour au domicile, c'est toujours l'heure de pointe du soir pour le train et les trams, une grande partie de l'industrie est toujours active, l'éclairage est toujours allumé dans les entreprises, etc. C'est cette demande de pointe qui détermine le besoin total d'actifs dans le système électrique.

Mais tous ces actifs n'ont pas besoin d'être en permanence utilisés. La modernisation du réseau passe aussi par une capacité plus grande de translater les consommations sur des créneaux horaires moins sollicités et par la possibilité de pouvoir s'appuyer sur des unités très flexibles, capables de passer rapidement de l'état « OFF » à l'état « ON ».

Ce n'est pas le cas du nucléaire qui doit tourner en continu, même la nuit, ce qui a conduit la Belgique à éclairer ses autoroutes comme nul autre pays, à construire la centrale de Coo et à relier Tihange à Coo par une ligne à haute tension (de telle sorte que le surplus puisse être stocké quand c'est possible) et parfois même à empêcher que les énergies renouvelables ne soient utilisées à pleine puissance, car autant on ne sait pas déconnecter une centrale nucléaire, autant on peut facilement déconnecter une éolienne ou un panneau solaire du réseau électrique...

Cette incapacité du nucléaire à s'adapter aux pics de consommation n'a d'égal que son incapacité à suivre les courbes d'évolution des productions issues des sources d'énergies renouvelables.

Le manque de flexibilité du nucléaire (et le risque entraîné par une plus grande modulation des réacteurs¹¹⁹) entre en contradiction flagrante avec le fait qu'une exploitation maximale et optimale de la production éolienne et solaire implique la possibilité d'augmenter et de restreindre très rapidement les autres sources de production, ce qui est impossible avec le nucléaire.

À l'inverse, une centrale au gaz est beaucoup plus flexible : on peut l'allumer et l'éteindre très rapidement¹²⁰ : entre 5 et 11 minutes pour une centrale de type OCGT¹²¹ et entre 60 et 90 minutes pour une centrale de type CCGT¹²². Ceci dit, le meilleur complément aux renouvelables c'est... le renouvelable¹²³ et le stockage, intra-journalier et inter-saisonnier, ce dernier faisant l'objet de recherche de plus en plus prometteuses.

Ajoutons que le nucléaire a également besoin de compléments (fossile et sources d'équilibrage) pour assurer les variations de consommation et de production. Sans même parler des périodes d'arrêts lors des nombreux incidents et pannes.

119 Toute modulation sollicite durement les structures du réacteur en imposant des chocs thermiques et mécaniques importants à la cuve et aux gaines de combustible. Des variations de charge plus fréquentes et plus importantes impacteraient également les générateurs de vapeurs déjà mal en point.

120 Études de l'IFRI, Sylvie CORNOT-GANDOLPHE, *Le gaz dans la transition énergétique*, page 75. https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/cornot-gandolphe_gaz_transition_energetique_2018.pdf

121 OCGT : Open Cycle Gas Turbine. En français, turbine (à) gaz.

122 CCGT : Combined Cycle Gas Turbine. En français on utilise le terme de centrale TGV, turbine gaz-vapeur.

123 <https://twitter.com/PaulNeau/status/962277134025797632/photo/1>

Présenter le nucléaire comme complément idéal aux renouvelables est dès lors une véritable imposture¹²⁴. Et même s'il devait être en mesure d'évoluer vers une plus grande flexibilité dans les années à venir, cette flexibilité serait source de surcoûts importants. Une étude réalisée à partir de la situation française montre en effet que si le facteur de charge des réacteurs diminue de 80 % à 50 %, cela pourrait engendrer un surcoût de 50 %¹²⁵ !

Par ailleurs, le nucléaire agit aussi comme véritable verrou à la transition vers une société bas carbone : en occupant une part écrasante du marché de l'électricité (plus de 50 %), il bloque tout investissement (depuis et) sur une longue période. Comme le dit très bien Jef Colruyt, CEO du groupe du même nom : « *Prolonger le nucléaire c'est retarder la transition énergétique* »¹²⁶.

9) La CREG remet en question l'étude d'Elia et donc la sortie du nucléaire : FAUX

Raisonnement

La commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG) a analysé l'étude d'Elia. Le régulateur du marché énergétique fédéral s'est fendu d'un document¹²⁷ que d'aucuns parmi les « pro-prolongation » aiment à décrire comme assassin et remettant en question les résultats de l'étude d'Elia et, partant, la possibilité de quitter le nucléaire en 2025.

À bien y regarder, et même si nous pouvons pointer avec le régulateur l'impossible neutralité d'Elia dans le débat, nous trouvons dans cette note de la CREG bien plus d'arguments pour renforcer la thèse qu'une sortie totale du nucléaire en 2025 est parfaitement tenable que d'arguments qui remettraient en cause le raisonnement d'Elia.

Explications

La CREG pointe certaines faiblesses de l'étude d'Elia qui permettent d'encore en renforcer la conclusion de l'intérêt de sortir du nucléaire. Au rayon de ces critiques pointons notamment :

- le fait qu'Elia n'intègre pas les ruptures technologiques envisageables d'ici peu qui permettent d'envisager le stockage à long terme de l'électricité (Power To Gas)
- le fait qu'Elia n'envisage pas l'extension de la durée de vie des actuelles centrales au gaz (hypothèse d'ailleurs retenue dans le projet de Pacte énergétique¹²⁸ négocié par les 4 ministres de l'énergie) alors qu'un investissement de 40 M€ pour la prolongation d'une centrale TGV de 100.000 heures pourrait être amorti en 6 à 8 ans¹²⁹
- le fait qu'Elia ne maximise pas le potentiel éolien offshore dans chacun des scénarios
- le fait qu'Elia ne prend pas en compte l'extension UE de capacité de pompage / turbinage
- le fait qu'Elia prend en compte des coûts trop élevés, notamment pour ce qui concerne l'éolien offshore et les batteries
- le fait qu'Elia, en ne retenant qu'une seule valeur de CAPEX¹³⁰, ne prend en compte dans l'évaluation des coûts des différentes filières renouvelables ni les économies d'échelle, ni les progrès technologiques
- le fait qu'Elia utilise un critère (LOLE > 1h, non prévu par la loi) qui limite la capacité disponible à l'importation
- le fait qu'Elia procède à une évaluation limitée du potentiel offert par la « *demand response* »

124 Pour plus de développement en ce sens, voir l'excellente étude de l'IASS, *Can reactors react ?* Janvier 2018 http://publications.ias-potsdam.de/pubman/item/escidoc:2949898:4/component/escidoc:2949901/IASS_Discussion_Paper_2949898.pdf
Voir aussi la réflexion « *Le nucléaire est-il flexible ?* » appliqué au cas français : <https://energie-developpement.blogspot.be/2018/02/flexibilite-parc-nucleaire-francais-21GW.html>

125 Voir Bureau du Plan, *Impact van het Pact*, page 21.

126 L'Echo, samedi 24 février 2018, page 27.

127 CREG, *Analyse de la CREG relative à l'étude d'Elia* « *Electricity scenarios for Belgium towards 2050* », 30 novembre 2017.

128 Pour lire le contenu de ce projet : <http://plus.lesoir.be/129203/article/2017-12-13/voici-le-texte-du-pacte-energetique>

129 <http://www.creg.be/fr/publications/etude-f1628> page 46

130 Les CAPEX ou dépenses d'investissement (de l'anglais *capital expenditure*) se réfèrent aux immobilisations, c'est-à-dire aux dépenses qui ont une valeur positive sur le long terme par opposition aux OPEX ou dépenses d'exploitation (de l'anglais *operational expenditure*) qui sont les charges courantes pour exploiter un produit, une entreprise, ou un système.

La CREG plaide également pour la construction d'un scénario intermédiaire, entre le scénario DEC¹³¹ et le scénario RES¹³² d'Elia. C'est exactement ce que nous faisons dans notre propre feuille de route (voir chapitre V).

10) La sécurité d'approvisionnement est menacée car nous n'avons plus le temps d'ici 2025 pour mettre en place les alternatives : FAUX

Raisonnement

Quand les tenants de la prolongation arrivent à court d'arguments sur le fond, ils utilisent alors souvent celui du temps en ultime recours : « il est trop tard, il ne reste plus suffisamment de temps pour construire l'alternative avant 2025 » tentent-ils d'affirmer.

Certes, la Belgique a perdu beaucoup de temps depuis le vote de la loi de 2003 et toute année de retard se paie cash, mais la très récente étude d'Elia (qui, faut-il l'écrire, n'est pas le centre d'études d'Ecolo) le dit : il est encore parfaitement possible de quitter le nucléaire en 2025 et de mettre en place un scénario alternatif comme défini dans notre feuille de route au chapitre V : 100 % renouvelables en 2050 (et recours limité au gaz pour la période de transition).

D'autres études, et notamment dans le livre de J. Albrecht (publié chez Itinera Institute, qui n'est pas non plus notre maison d'édition) qui va jusqu'à en développer 3 scénarios différents, le confirment également : il est possible de sortir du nucléaire en 2025 car « *Les besoins de centrales au gaz varient énormément entre aujourd'hui et 2030, mais restent très bas au cours des premières années. Ce constat offre aux dirigeants politiques le temps nécessaire pour envisager une stratégie en matière de gaz. Lors de la discussion des résultats, il est en effet apparu que la capacité gazière actuelle offre une sécurité énergétique suffisante jusqu'au début de la sortie du nucléaire. Ce n'est que lorsque la sortie sera amorcée et suffisamment avancée qu'une capacité gazière supplémentaire significative sera nécessaire.* »¹³³.

Explications

Faisons le décompte : l'ensemble des nouvelles centrales au gaz devront être opérationnelles pour l'hiver 2025-2026. Il est, a contrario, difficile d'imaginer les faire entrer en fonction avant la date de fermeture des réacteurs nucléaires prévue dans la loi Deleuze, tant le système serait en surcapacité (et donc ces centrales au gaz ne tourneraient que très peu), sauf bien entendu si certaines centrales nucléaires vieilles et/ou fissurées fermaient prématurément.

Compte tenu du temps nécessaire pour les construire (de 3 à 6 ans), la décision finale doit être prise au plus tard pour 2020 – 2022¹³⁴. Il reste donc 3 ou 4 ans pour mettre en place un mécanisme de soutien à la transition et le faire approuver par l'Europe. C'est serré, mais c'est jouable.

Idéalement, tout devrait être bouclé dans le cadre du Pacte énergétique, début 2018 si l'on s'en réfère aux dernières déclarations de la ministre Marghem.¹³⁵ Mais, même en cas de blocage N-VA jusqu'aux prochaines élections de mai 2019, si le dossier du mécanisme de soutien est suffisamment avancé dans les arcanes européennes¹³⁶, ça reste jouable.

Et ce d'autant plus que, suivant le projet de Pacte énergétique sur la table, seules 4 nouvelles centrales seraient nécessaires et qu'il existe justement... 4 projets en attente¹³⁷ ; projets qui pourraient être très rapidement (ré)activés : Dils-énergie (Advanced Power 920 MW, Dilsen-Stokkem, Limbourg)¹³⁸ ; Amercoeur II (Electrabel) ; Manage (Eneco), et Nest-Energie (EDF à Evergem, dans le port de Gand¹³⁹) ; projets auxquels on pourrait encore rajouter celui de Navagne (EDF Luminus, Visé).

131 DEC est un scénario ELIA qui maximise le recours au solaire.

132 RES est un scénario ELIA qui maximise le recours à l'éolien (offshore et onshore).

133 *Le Trilemme énergétique, Une exploration du paysage belge de l'électricité en l'an 2030* ; Johan Albrecht, Sam Hamels, Lennert Thomas, Edition Itinera Institute, 2017 (page 110).

134 Chris Peeters, CEO Elia, Le Soir 16 novembre 2017 (page 3).

135 Le Soir, 15 décembre 2017, page 4.

136 Rappelons que même dans le scénario N-VA de prolongation de deux unités nucléaires, un tel mécanisme est nécessaire. Il n'est donc pas irréaliste, si le blocage persiste, d'envisager un découplage de la question de la prolongation du nucléaire de celle de la mise en place du mécanisme de soutien à la transition.

137 L'Echo, 12 décembre 2017, page 18.

138 Possède déjà permis d'environnement et autorisation de production a été renouvelée pour 5 ans. Nécessite 1 an pour permis de bâtir et 3 ans pour la construction.

139 EDF ne possède plus le terrain mais celui-ci est resté disponible, il n'est pas rééquipé.

On devrait même pouvoir obtenir un consensus politique, N-VA comprise, pour, sans délais, planifier l'ouverture de deux unités puisque même dans le scénario avec prolongation de deux réacteurs nucléaires, ces deux unités « gaz » seraient nécessaires.

Certes, tout cela eût été plus facile et beaucoup moins cher si l'actuel gouvernement avait respecté sa propre déclaration gouvernementale et avait scellé le Pacte énergétique comme prévu en 2015 ou si le gouvernement Di Rupo n'avait pas ouvert la porte en prolongeant de 10 ans la centrale de Tihange 1. Mais répétons-le, il n'est pas trop tard pour respecter l'échéance prévue par la loi Deleuze.

Nous pouvons même affirmer que la transition énergétique reste à portée de main : les études existent ; une dizaine de scénarios sans nucléaire sont sur la table¹⁴⁰ ; les acteurs sont prêts et les premiers projets ne demandent qu'à se concrétiser. Ce qui manque, c'est un signal clair et sans aucune ambiguïté sur la volonté de quitter définitivement le nucléaire en 2025. Et c'est ce message que la N-VA (et d'autres) tente(nt) encore de reporter et même torpiller.

Concluons ce point avec J. Albrecht, « *La construction d'une nouvelle centrale au gaz, par exemple, ne durera pas 7 à 8 ans. (...) Nous avons encore du temps mais ceci n'est pas un plaidoyer pour de nouveaux reports* ». ¹⁴¹ En clair : il n'y a aucune raison objective d'attendre plus longtemps pour élaborer une vision politique d'avenir, d'autant que chaque année de retard augmente la facture. Mais il n'y a pas non plus de raison objective de paniquer si la décision ne peut être prise avant la formation du nouveau gouvernement fédéral de 2019.

N'oublions pas également que la N-VA, même si elle devait faire reporter l'adoption du Pacte énergétique à la négociation qui suit les élections de 2019, n'est pas en mesure de crier pleinement et définitivement victoire. Tant qu'elle n'arrive pas à rallier une majorité autour de sa thèse, le terme de 2025 bétonné dans la loi Deleuze reste juridiquement d'application.

140 2 scénarios Elia, 3 scénarios dans le livre de J. Albrecht, 4 scénarios Energyville, le scénario des associations environnementales, celui retenu par les ministres de l'environnement dans leur projet de Pacte énergétique et bien entendu la feuille de route Ecolo.

141 *Le Trilemme énergétique, Une exploration du paysage belge de l'électricité en l'an 2030* ; Johan Albrecht, Sam Hamels, Lennert Thomas, Édition Itinera Institute, 2017 (page 125).

V. La feuille de route des écologistes

Nous avons construit notre feuille de route pour la sortie du nucléaire en considérant essentiellement les études et documents suivants :

- Ugent, Prof Albrecht (2018) *Energypact Scenarios ; Adequacy ans System Costs*¹⁴²
- Bureau fédéral du Plan (2018) *Impact van het Pact, addendum*¹⁴³
- Bureau fédéral du Plan (2018) *Impact van het Pact*¹⁴⁴
- EnergyVille pour Greenpeace, IEW & BBL (2018) *Energy Transition in Belgium – Choices & Costs*¹⁴⁵
- Projet de Pacte énergétique interfédéral (2017)¹⁴⁶
- CREG (2017) *Analyse de la CREG relative à l'étude d'Elia 'Electricity scenarios for Belgium towards 2050 -*, Note 1706¹⁴⁷
- ELIA (2017) *Electricity Scenarios for Belgium Towards 2050*¹⁴⁸
- ALBRECHT J & al. (2017) *Le trilemme énergétique, Itinera-Skribis*¹⁴⁹
- EnergyVille pour Febeliec (2017) *Energy Transition in Belgium – Choices & Costs*¹⁵⁰
- NEGAWATT (2017) *Scénario Négawatt 2017-2050*¹⁵¹
- 3E pour BBLV, GREENPEACE & WWF (2016) *Our energy Future*¹⁵²
- ICEDD-VITO-PLAN (2013) *Towards 100 % renewable energy in Belgium in 2050*¹⁵³
- CLIMACT & VITO (2013) *Scenarios for a low carbon Belgium by 2050*¹⁵⁴
- Bureau fédéral du Plan (2011) *Perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030*¹⁵⁵

Chacune de ces contributions développe plusieurs scénarios et, fait remarquable, toutes concluent à la faisabilité d'une sortie du nucléaire en 2025. Quasi la totalité des scénarios prévoit une augmentation des capacités de production au gaz (centrales à cycle combiné et à cycle ouvert).

L'essentiel des études ne va toutefois pas au-delà de l'horizon 2030. Seule l'étude d'Elia envisage l'horizon 2040 pour lequel les objectifs en matière de réduction des émissions de GES deviennent extrêmement importants. À l'exception des exercices de Backcasting réalisés par le consortium ICEDD-VITO-PLAN, aucune des études n'envisage concrètement l'horizon 2050 ; date capitale à laquelle, pour respecter nos engagements internationaux en matière de lutte contre les bouleversements climatiques, nous devrions atteindre des émissions nulles de gaz à effet de serre.

Pour être crédible, notre propre feuille de route se doit d'envisager cet horizon 2050 et d'en relever le double défi : combiner la sortie de l'énergie fissile à celle relative aux énergies fossiles.

142 Note confidentielle (à ce stade).

143 Note confidentielle (à ce stade).

144 <http://www.plan.be/admin/uploaded/201802260841090.OPREP201802.pdf>

145 https://static1.squarespace.com/static/58da8202579fb36928249bc2/t/5a72d76a71c10b80194674f3/1517475694618/EnergyVille_for_BBL_GreenPeace_IEW_v20180131_2.pdf

146 <http://plus.lesoir.be/129203/article/2017-12-13/voici-le-texte-du-pacte-energetique>

147 <http://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Notes/Z1706FR.pdf>

148 http://www.elia.be/~media/files/Elia/About-Elia/Studies/20171114_ELIA_4584_AdequacyScenario.pdf

149 <http://www.itinerainstitute.org/fr/livre/le-trilemme-energetique/>

150 http://www.energyville.be/sites/default/files/energyville_energy_transition_in_belgium_-_choices_and_costs_final_16mar2017_1.pdf

151 <https://negawatt.org/Scenario-negaWatt-2017-2050>

152 <https://www.ourenergyfuture.be/home-fr/>

153 https://www.icedd.be/17/mediatheque/energie/renouvelable/130419_Backcasting_FinalReport.pdf

154 http://www.climat.be/files/2113/8625/2531/Low_Carbon_Scenarios_for_BE_2050_-_Final_Report.pdf

155 http://www.plan.be/admin/uploaded/201111170832500.vp_energie2011_web_fr.pdf

1) Lignes de force de la feuille de route des Verts

Notre feuille de route « électricité » se construit autour de 8 lignes de force :

- 1) Un horizon de long terme (2050), avec des échéances intermédiaires décennales
- 2) Une sortie du nucléaire en 2025 combinée avec un abandon des énergies fossiles en 2050
- 3) Un développement soutenu des énergies renouvelables
- 4) Le recours aux centrales thermiques au gaz pour la phase de transition¹⁵⁶
- 5) La montée en puissance du « gaz renouvelable¹⁵⁷ et de synthèse »
- 6) Le développement de la géothermie profonde
- 7) Un recours aux importations progressivement recentré sur un objectif de stockage long terme
- 8) Un recours à l'énergie éolienne offshore multinationale¹⁵⁸

Elle se décline en trois scénarios :

- **Le scénario «Terre»**, qui s'appuiera davantage que les autres sur toutes les filières terrestres: éolien onshore, solaire mais aussi géothermie profonde
- **Le scénario « Mer»**, qui s'appuiera davantage que les autres sur l'éolien offshore¹⁵⁹, que ce soit sur « territoire » belge ou sur le plateau continental de la mer du Nord, plateau qui déborde de ce territoire de mer rattaché à la Belgique
- **Le scénario «Soleil»**, qui s'appuiera davantage que les autres sur la filière solaire, en ce compris dans son potentiel offshore (pour lequel des premiers projets commencent à être évoqués¹⁶⁰) et dans ses innovations technologiques prometteuses¹⁶¹

2) Originalités de la feuille de route des Verts

Quatre lignes de force communes à nos scénarios sont un peu originales par rapport aux autres scénarios sur la table. Il s'agit des lignes de force 5 à 8. Nous allons donc prendre le temps de les présenter.

Montée en puissance du « gaz renouvelable et de synthèse »

Les deux grandes sources d'électricité renouvelable que sont l'éolien et le photovoltaïque ont un caractère variable qui renvoie a priori à un risque à certains moments de manque de production imposant de faire appel à d'autres sources, davantage pilotables, pour assurer la sécurité d'approvisionnement. C'est dans ce cadre que les unités de production au gaz, facilement modulables, restent intéressantes.

Pour assurer à terme une sortie du gaz fossile tout en gardant les trois atouts de cette forme d'énergie (la capacité de stockage, une flexibilité des usages et un parc de production existant), nous aurons recours au gaz d'origine renouvelable, issu de biométhanisation comme de gazéification de la biomasse et au gaz de synthèse (méthane) issu de la méthanation (procédé 'power-to-gas' ou 'PTG').

156 Avec, comme dans le projet de Pacte et dans la note de la CREG, un choix de maintenir ouvertes les centrales au gaz actuelles (TG comme TGV) afin de diminuer la nécessité d'en construire de nouvelles. Grâce à cela et aux autres choix effectués, nous pouvons limiter le nombre de nouvelles unités à 3, d'environ 450 MW chacune. Il conviendra d'examiner en priorité si une ou des unités gaz déjà construite(s) à l'étranger (la centrale Claus à Maasbracht, aux Pays-Bas, par exemple) ne peu(ven)t pas être raccordée(s) directement au réseau belge.

157 La France dispose d'une étude complète sur le potentiel du gaz renouvelable: ADEME, GRDF et GRTgaz (2018) *Un mix de gaz 100% renouvelable en 2050 ?* <http://presse.ademe.fr/2018/01/etude-un-mix-de-gaz-100-renouvelable-en-2050.html>

158 Exclusivement dans le scénario Mer.

159 En ce compris les innovations récentes en matière d'éoliennes flottantes: <https://www.statoil.com/en/what-we-do/hywind-where-the-wind-takes-us.html>.

160 Voir le projet pilote initié au Pays-Bas de ferme solaire flottante (2.500m2) couplée à un parc éolien en mer du Nord

<http://lenergeek.com/2018/02/28/ferme-solaire-flottante-couplee-parc-eolien-mer-du-nord/>

Voir aussi la communication du secrétaire d'État Philippe De Backer en matière de solaire flottant installé entre les éoliennes offshore, relayant ainsi une demande formulée par les entreprises DEME, Sioen, Colruyt, Jan de Nul et Tractebel http://fr.newsmonkey.be/article/22792?utm_source=Twitter&utm_campaign=SocialMedia&utm_medium=social&utm_content=PostContent.

Voir enfin ce qui se développe en Chine en la matière : <http://lenergeek.com/2017/12/25/chine-centrale-solaire-flottante/>

161 Voir notamment l'exploitation des propriétés du « diamant noir » (peu coûteux, composé à base d'hydrogène et de méthane, deux gaz courants, et capable d'absorber plus de 90 % du rayonnement solaire) dans le cadre du projet *Prometheus*, de génération d'énergie solaire combinant les mécanismes de photogénération traditionnelle aux mécanismes d'énergie thermique. Le Vif 22 février 2018, page 16.

D'autres vecteurs de synthèse que le méthane sont possibles, l'hydrogène¹⁶² par exemple, et nous y aurons recours en fonction de la pertinence des usages¹⁶³.

Dans tous les tableaux chiffrés que nous utiliserons nous indiquons D+I pour « direct et indirect », dans le sens où une partie du gaz consommé a été produite directement (biométhanisation, gazéification) et l'autre a été produite indirectement, par l'intermédiaire d'un stockage réalisé lors des périodes de surproduction de renouvelable électrique (procédé de méthanation).

Sources primaires de production de gaz renouvelable et de synthèse

Biométhanisation

La transformation (dégradation) de matières organiques complexes (cultures intermédiaires ; herbe ; déjections d'élevage ; résidus industries agroalimentaires ; biodéchets ; algues) vers des matières organiques simples dégage du méthane (biogaz). Ce dernier est récupéré et, suite à une opération de lavage, peut être introduit dans le réseau ou être brûlé dans une unité de cogénération ou de production d'électricité.

Gazéification de la biomasse

Processus de décomposition de la biomasse solide (combustibles solides de récupération, déchets de bois, bois hors forêt, connexes scierie / liqueur noire ; bois issu de forêts ; résidus de culture) en produit gazeux. L'intérêt du processus réside dans la production d'un gaz utilisable dans les réseaux de distribution et dans le fait qu'il offre une plus grande efficacité que l'incinération simple pour la production d'électricité.

Méthanation (power-to-gas)

La solution du "power-to-gas" (PTG) combine la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau et, lorsque les volumes deviennent vraiment importants, la réaction de ce dernier avec du CO₂ pour produire du méthane de synthèse. Cette méthanation est particulièrement complémentaire de la biométhanisation dont le produit (biogaz) contient près de 50 % de CO₂ qui doit être épuré en cas d'injection dans le réseau. Si l'on ajoute les co-produits valorisables que sont la chaleur (la méthanation est exothermique) et l'oxygène issu de l'électrolyse de l'eau, on a là un exemple particulièrement probant et pertinent d'économie circulaire et d'écologie industrielle¹⁶⁴.

Outre l'avantage de pouvoir être stocké dans les infrastructures existantes (réseau gazier) le méthane produit permet de bénéficier à plein de la très grande flexibilité du vecteur gaz en matière d'usage, y compris la production électrique d'appoint pouvant contribuer à assurer la sécurité du réseau.

Nous utiliserons également la possibilité de recourir à l'hydrogène comme gaz de synthèse, en fonction des besoins car le réseau de distribution est moins étendu ; ainsi qu'à l'hydrogène fatal, issu des processus industriels.

Développement de la géothermie profonde

L'EGS (Enhanced Geothermal Systems) est développée actuellement pour exploiter la chaleur présente dans le sous-sol à des profondeurs de 3000 à 6000 m à des fins de production électrique.

Concrètement, l'eau est extraite du sol à une température avoisinant les 140°C et circule en circuit fermé par un puits d'extraction et un puits de réinjection. Elle alimente un ORC (Organic Rankine Cycle) qui actionne une turbine couplée à un générateur. Avant la réinjection, l'eau est redescendue à une température de 70-80°C, soit encore suffisante pour alimenter un réseau de chaleur. Comme l'eau chaude y circule dans un système fermé, la source qu'elle utilise est pratiquement inépuisable.

162 Des recherches sont en cours en Wallonie pour affiner les modalités de stockage de l'hydrogène : <http://www.innovatech.be/stockage-energie-renouvelable-hydrogene/>

163 L'étude Backcasting 2050 indique l'hydrogène comme vecteur de stockage des surplus de production renouvelable mais mentionne le fait que le choix du vecteur n'est qu'indicatif (page 50) et que cela pourrait très bien être du méthane de synthèse ('Power-to-gas'). Nous avons prioritairement retenu cette dernière option pour des raisons de compatibilité avec les installations actuelles et de facilité d'usage dans le secteur du transport ; en complément avec l'hydrogène pour d'autres usages spécifiques comme la cogénération.

164 Négawatt (2017) https://negawatt.org/IMG/pdf/synthese_scenario-negawatt_2017-2050.pdf p 25.

De plus, elle génère de l'énergie sans émission polluante, à condition bien entendu de respecter un cahier des charges bien précis en termes de forage. Et contrairement au solaire et à l'éolien, la géothermie n'est pas tributaire des conditions météorologiques. L'avantage principal de cette technologie renouvelable est donc de permettre une production constante d'énergie verte : 365 jours par an, 24 heures sur 24.

Un potentiel d'utilisation des nappes d'eau chaude en profondeur pour générer de l'électricité a été clairement identifié en Flandre¹⁶⁵ et des études préliminaires sont menées en Wallonie¹⁶⁶. Ce sont les calcaires du Dévonien qui se prêteraient le mieux à ce type d'exploitation (profondeur adéquate, nature de la roche, forte probabilité d'un aquifère naturel).

Ceux-ci sont présents dans toute la Belgique, mais particulièrement bien identifiés en Campine, dans la zone proche de Jeumont (au sud de la faille du midi), et dans la région de Mons (au nord de la faille du midi)¹⁶⁷.

Les travaux d'identification du potentiel en Région flamande menés par le VITO¹⁶⁸ ont fait état de la possibilité d'installer une capacité de production d'électricité de 3,1 GW, chiffre ambitieux que nous retenons exclusivement dans notre scénario « Terre ». Faute de disposer de travaux aussi détaillés en Région wallonne, sur base des informations disponibles, le potentiel mobilisable (exclusivement pour le scénario Terre) a été limité à 0,9 GW, comme évoqué dans l'étude *Backcasting 2050*¹⁶⁹.

Même si une première centrale géothermique ouvrira ses portes mi-2018 à Mol¹⁷⁰, il faut laisser encore un peu de temps à cette technologie pour se déployer chez nous. Raison pour laquelle notre scénario Terre n'utilise réellement son potentiel qu'après 2040.

Géothermie Scénario Terre	2030	2040	2050
Capacité (GW)	1	3	4
Production (GWh)	8.000	24.000	32.000

Géothermie Scénario Mer	2030	2040	2050
Capacité (GW)	0,2	0,5	0,8
Production (GWh)	1.440	3.840	6.240

Géothermie Scénario Soleil	2030	2040	2050
Capacité (GW)	0,1	0,3	0,5
Production (GWh)	120	320	520

Tableau 16 : Potentiel géothermie

165 <https://geothermie.vito.be/nl>

166 <https://energie.wallonie.be/fr/la-geothermie-profonde.html?IDC=6173>

167 <file:///home/nolletje/T%C3%A9tude/C3%A9chargements/carte-d-interet-geoth-grande-profondeur.pdf>

168 <https://geothermie.vito.be/nl>

169 Étude Backcasting, p 19.

170 <http://www.engie.be/fr/la-premiere-centrale-de-geothermie-profonde-en-belgique/>

Recours aux importations progressivement recentré sur un objectif de stockage long terme

Pour des raisons économiques, les importations *brutes* sont dynamiques : une production éolienne abondante en Allemagne ou au Royaume-Uni peut être exploitée en Belgique pour réduire le coût de l'électricité, tout comme une surproduction photovoltaïque en Belgique peut faire l'objet d'une revente en France. La dynamique des productions et de leurs marchés résultent en des mouvements constants d'importations et d'exportations *brutes*.

Sur l'année, le résultat de la différence entre importations *brutes* et exportations *brutes* réalisées en continu représente un solde *net* d'importations ou d'exportations. Ces dernières années, la Belgique s'est retrouvée en situation structurelle d'importations *nettes*, essentiellement pour des questions de compétitivité de ses unités de production mais aussi de défaillance de ses réacteurs nucléaires.

Dans les 3 scénarios de notre feuille de route, nous avons délibérément choisi de limiter le recours aux importations *nettes* dans les premières phases de la transition de façon à réduire le recours à des sources de production étrangères qui ne répondent pas encore au critère de durabilité. Pour la suite, le potentiel renouvelable étant plus limité à long terme en Belgique que dans d'autres pays européens, nous avons pris l'option de nous appuyer, pour partie, sur le développement de la production renouvelable dans les pays voisins (nous savons que notamment en Allemagne, en France et au Royaume-Uni, les potentiels de production d'énergie de sources renouvelables sont excédentaires à leur consommation intérieure) et d'agrandir notre importation *nette* jusqu'à 34.000 GWh en 2050 dans le scénario Soleil.

Nous mobilisons donc ce potentiel renouvelable des pays voisins (potentiel offshore entre autres) - progressivement à partir de 2030 pour atteindre un maximum en 2050 - pour alimenter nos importations renouvelables¹⁷¹. Ces importations (vertes) sont alors stockées après transformation sous forme de gaz de synthèse. Les importations répondent dans ce cas à un besoin de stockage inter-saisonnier et non à une sécurité d'approvisionnement pour la période hivernale où la tension est présente dans plusieurs pays.

Pour qualifier cette option stratégique, nous avons opté pour le terme *importations nettes*. Dans les différents scénarios de notre feuille de route, ces importations nettes sont appelées à croître en parallèle au développement des sources renouvelables dans les pays voisins. Cette option est d'autant plus justifiée qu'à l'horizon 2050, en respect l'objectif de l'Union Européenne¹⁷², les systèmes de production d'électricité européens seront totalement décarbonés.

Importations ¹⁷³	2030	2040	2050
Capacité (GW)	6,5	8,5	10,5
Importations nettes (GWh) scénario Terre	0	6.500	15.000
Importations nettes (GWh) scénario Mer	0	0	9.000
Importations nettes (GWh) scénario Soleil	2.000	5.000	34.000

Tableau 17 : Potentiel importations

- Phase 2020 – 2030 : le recours aux importations nettes est relativement faible¹⁷⁴ de façon à limiter les risques en matière de sécurité d'approvisionnement et de recours à des sources de production étrangères qui ne répondent pas encore au critère de durabilité.

171 L'étude Backasting 2050 ne mentionne que le potentiel offshore multinational de la mer du Nord mais il n'est pas interdit de penser que, dans une logique *Global Grid*, le potentiel renouvelable mobilisé puisse également être localisé ailleurs.

172 <http://www.roadmap2050.eu/>

173 Nous avons augmenté les capacités d'importation en 2040 et 2050 selon les scénarios développés par Elia (2017) – p 128.

174 Ce choix de principe n'augure en rien du niveau des importations *nettes* qui aura lieu dans le réel en 2030. Pour des raisons de disponibilité et de prix (et donc en dehors de toute réflexion sur le scénario recherché), les importations pourraient très bien être importantes, comme c'est le cas actuellement depuis quelques années.

Pour information, les scénarios développés par d'autres recourent bien davantage aux importations nettes en 2030

Importations nettes		2030
Trilemme	scénario RAD	12,5 TWh
Elia	scénario DEC	25 à 31 TWh
EnergyVille	scénario Central	15,6 TWh

Tableau 18 : Importations nettes en fonction de différents scénarios

- Phase 2030 – 2040 : le recours aux importations *nettes* reste relativement léger (maximum 6.500 GWh, scénario Terre) et vise surtout à importer de l'électricité renouvelable des pays voisins lors de période de surproduction et de la transformer en gaz de synthèse, stocké et utilisé lors de périodes de production renouvelable insuffisante.
- Phase 2040 – 2050 : le recours aux importations *nettes* est progressivement plus important et continue à viser à importer de l'électricité renouvelable lors de périodes de surproduction rencontrées chez nos voisins et de la transformer en gaz de synthèse, stocké et utilisé lors de périodes de production renouvelable insuffisante.

Potentiel offshore multinational

L'étude *Backcasting 2050*¹⁷⁵ indique que le plateau continental de la mer du Nord offre un potentiel de 600 GW en éolien offshore¹⁷⁶. Une partie de ce potentiel multinational pourrait être orienté vers le besoin belge. Notons au passage que des premières éoliennes flottantes permettant d'expérimenter ce potentiel d'une nouvelle manière viennent d'être mises en service¹⁷⁷.

Cette approche de collaboration internationale (*Global Grid*) à propos de l'exploitation des sources d'énergie renouvelable est également défendue par des scientifiques. Dans un article paru en 2013, Spyros Chatzivasileiadis, Damien Ernst & Göran Andersson¹⁷⁸ montrent tout l'intérêt d'un réseau global de transmission d'électricité, avec entre autres l'exemple du potentiel gigantesque de production renouvelable du Groenland¹⁷⁹.

Nous pouvons donc considérer – comme l'ont fait les auteurs de l'étude *Backcasting*¹⁸⁰ - qu'une partie de ce potentiel renouvelable *multinational* peut être dédié à la Belgique. Nous utilisons ce potentiel dans notre scénario « Mer ».

Éolien offshore multinational Scénario Mer	2030	2040	2050
Capacité (GW)	2	7	12
Production (GWh)	6.968	24.388	41.408

Tableau 19 : Potentiel éolien offshore multinational

175 Étude *Backcasting*, p 43.

176 Étude *Backcasting*, p 19.

177 <https://www.statoil.com/en/what-we-do/hywind-where-the-wind-takes-us.html>

178 Spyros Chatzivasileiadis, Damien Ernst & Göran Andersson (2013) « The Global Grid », *Renewable Energy* 57, pp 372-383. Voir aussi : Spyros Chatzivasileiadis & Damien Ernst (2017) « The state of play in cross-border electricity trade and the challenges towards a global electricity market environment » in Cottier Th. (Ed.) *International trade in sustainable electricity*. Cambridge University Press.

179 800 TWh annuels rien qu'en hydroélectricité.

180 À titre indicatif, l'étude *Backcasting* requiert minimum 13 GW d'éolien offshore supplémentaires (8 sur partie 'belges' et 5 sur partie 'multinationale'), au-delà de la zone belge en mer du Nord, pour assurer l'objectif 100 % renouvelable en 2050 en Belgique. Le scénario WIND va jusqu'à requérir 47 GW d'éolien offshore (8 sur partie 'belges' et 39 sur partie 'multinationale').

3) Les paramètres de la feuille de route des Verts

Notre feuille de route se veut la plus complète possible.

Elle identifiera d'abord les capacités de stockage et de meilleure gestion de la demande, ces deux paramètres étant particulièrement utiles et nécessaires pour réduire les problèmes lors des pics de consommation (principalement en hiver, vers 17h, quand il fait froid et qu'il n'y a pas de vent).

Elle précisera ensuite les capacités de conversion et de stockage saisonnier du gaz renouvelable et de synthèse utilisées pour générer l'électricité dont nous aurons besoin en fonction des différents scénarios quand la production « directe » n'est pas suffisante.

Capacité de gestion de la demande

La demande flexible (contrôlable) d'électricité, également appelée « Demand Side Management » (ou « DSM »), représente un potentiel non négligeable en Belgique comme ailleurs dans le monde¹⁸¹. Ce potentiel n'est pourtant actuellement exploité que de manière très limitée.

Pour ce qui concerne la DSM au niveau résidentiel, on peut affirmer que le développement de la domotique va permettre aux citoyens de mieux gérer leur consommation et de la mettre davantage en phase avec les moments de production du renouvelable. Pour ce qui concerne la DSM du secteur industriel, on y aura recours (moyennant soutien financier) pour abaisser la consommation au moment des gros pics de demande.

La capacité DSM disponible en 2030 est évaluée entre 1,1 et 2 GW par Elia. L'étude *Trillemme* l'évalue à 1,6 GW. Pour ce qui nous concerne, nous retenons les hypothèses suivantes :

Capacité (MW)	2017	2030	2040	2050
Demande effaçable (DSM) - ECOLO	600	1500	2000	2500

Tableau 20 : Potentiel DSM

Capacité de stockage

Pompage-turbinage

Concernant les capacités de stockage en pompage-turbinage, nous avons repris les hypothèses d'Elia, qui sont aussi celles utilisées par l'étude *Trillemme*. Nous y avons ajouté les capacités de mini-centrales de pompage-turbinage dans les zones industrielles, en particulier dans les vallées wallonnes.

Ces mini-centrales auraient progressivement pour but exclusif d'absorber la production excédentaire d'électricité verte (y compris en importation) et de la restituer lorsque la demande est plus élevée. Elles seraient pilotées par les gestionnaires du réseau de transport et de distribution. Sur base de contacts avec les promoteurs du projet 'Gramme'¹⁸², nous avons estimé ce potentiel à 100 MW en 2030 et 200 MW à partir de 2040.

Capacité de stockage (MW)	2017	2030	2040	2050
Pompage-turbinage Coo I	474	474	474	474
Pompage-turbinage Coo II	690	690	690	690
Pompage-turbinage Plate-Taille	144	144	144	144
Construction de Coo III		600	600	600
Mini-pompage turbinage Ecolo		100	200	200
TOTAL	1308	2008	2108	2108
<i>Énergie disponible (GWh)</i>	<i>7,96</i>	<i>12,16</i>	<i>12,76</i>	<i>12,76</i>

Tableau 21 : Potentiel pompage - turbinage

181 IPEEC <https://twitter.com/PaulNeau/status/967349861334028293/photo/1>

182 Le Vif/L'Express du 6 octobre 2017.

Véhicules électriques

Les voitures étant à l'arrêt pendant plus de 90% de leur durée de vie, un parc bien pensé de voitures électriques partagées peut apporter une contribution importante à la flexibilité et à la durabilité¹⁸³ du système. La capacité de stockage des batteries des futures voitures entièrement électriques (BEV) peut, dans cette perspective, être partiellement intégrée dans nos calculs de capacité de stockage.

En théorie, les voitures électriques peuvent être chargées à l'aide d'un logiciel intelligent aux moments de creux (avec des prix de l'électricité bas) et fournir de l'électricité (se décharger) pendant les moments de demande de pointe avec des prix élevés. Une surproduction d'électricité renouvelable (pic de soleil sur l'heure de midi à un moment de faible consommation ; pic de vent en pleine nuit, etc) pourra ainsi être chargée dans les batteries automobiles.

Le potentiel en 2030 a été évalué entre 0,2 et 0,6 GW par Elia¹⁸⁴ et à 1,05 GW par l'étude Trilemme. Pour ce qui concerne nos scénarios, nous avons retenu une progression de 0,4 GW par décennie.

Capacité (MW)¹⁸⁵	2017	2030	2040	2050
Stockage véhicules électriques	0	400	800	1.200
Énergie disponible (GWh) ¹⁸⁶	0	3,5	7	10,5

Tableau 22 : Potentiel de stockage dans les véhicules électriques

Unité stationnaire décentralisée

L'essor de systèmes de batteries stationnaires est également un facteur à prendre en compte dans les scénarios à long terme. À l'horizon 2030, Elia estime ce potentiel entre 0,4 et 1,2 GW. L'étude Trilemme table sur 0,14 GW. Pour ce qui concerne nos scénarios, nous avons retenu une progression de 0,15 GW par décennie.

Capacité (MW)	2017	2030	2040	2050
Stockage stationnaire décentralisé	0	150	300	450
Énergie disponible (GWh)	0	0,45	0,9	1,35

Tableau 23 : Potentiel stockage stationnaire décentralisé

Synthèse des capacités de stockage identifiées

Capacité de stockage (MW)	2017	2030	2040	2050
Pompage-turbinage	1308	2008	2108	2108
Stockage véhicules électriques	0	400	800	1.200
Stockage stationnaire décentralisé	0	150	300	450
TOTAL	1308	2.558	3.208	3.758
Total Énergie disponible (GWh)	7,96	16,11	20,66	24,61

Tableau 24 : Potentiel global de stockage

183 Selon l'ADEME, une citadine électrique émet en moyenne, sur son cycle de vie complet, 3 fois moins de GES qu'une citadine à essence. <https://www.usinenouvelle.com/article/selon-l-ademe-la-voiture-electrique-est-bien-meilleure-pour-le-climat-que-elles-roulant-a-l-essence-ou-au-diesel.N650859>

184 Les scénarios développés par Elia estiment le nombre de véhicules électriques de 1,3 million (scénario RES) à 2,5 millions (scénario DEC) en 2040.

185 Sur base des hypothèses d'une puissance moyenne disponible pour le réseau par véhicule de 7 kW, d'une disponibilité intelligente permanente d'environ 5 % des véhicules (hypothèses du scénario RES 2030 d'Elia), cela représente environ 500 000 véhicules électriques en 2030, soit environ 10 % du parc automobile actuel. Pour la suite nous prévoyons une augmentation similaire (500.000 véhicules électriques) chaque décennie.

186 L'hypothèse retenue est que chaque véhicule peut offrir 7 kW au réseau pendant 3h. Nous n'avons pas retenu l'hypothèse d'une simultanéité de leur raccordement.

Toutes ces capacités de stockage ont un autre avantage : elles permettent d'exploiter les variations de prix. L'électricité peut être achetée lorsque les prix sont bas et vendue lorsque des prix plus élevés sont constatés.

Le stockage d'électricité peut également contribuer de différentes manières à préserver l'équilibre du réseau. On peut par exemple imaginer l'installation de batteries à des endroits stratégiques du réseau pour éviter toute congestion, ce qui permettra de réaliser des économies en matière d'extension du réseau. Enfin, les batteries peuvent être utilisées pour compenser les volumes de déséquilibre ou fournir des services de black-start¹⁸⁷.

Conversion et stockage saisonnier du gaz renouvelable et de synthèse

Nos scénarios prévoient de convertir les surplus saisonniers d'électricité d'origine renouvelable en stockage à long terme sous forme d'hydrogène et de méthane¹⁸⁸.

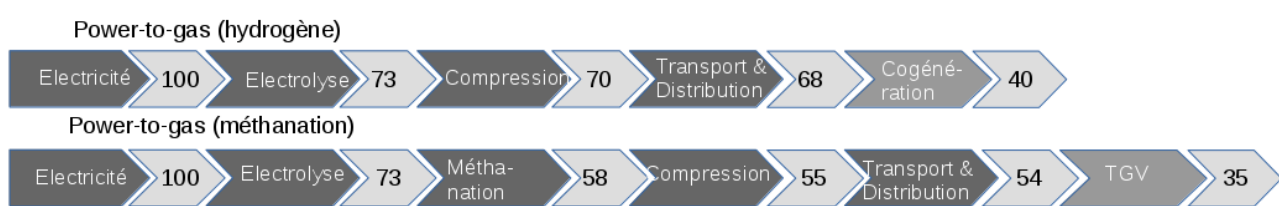
La conversion de l'électricité en hydrogène et ensuite à nouveau en électricité via des unités de cogénération se fait avec un rendement final de l'ordre de 40 %. La conversion de l'électricité en gaz méthane et ensuite à nouveau en électricité se fait avec un rendement final de l'ordre de 35 %¹⁸⁹.

Vu les meilleures performances de l'hydrogène dans la cogénération, nous optons pour une utilisation accrue de l'hydrogène pour ce type d'unités à l'horizon 2050. Dans l'intervalle, les unités actuelles de cogénération auront été remplacées et seront adaptées à ce nouveau combustible.

Diverses étapes sont nécessaires entre la production *primaire* d'électricité de sources renouvelables et sa restitution sous forme d'électricité par une unité de cogénération ou de TGV.

La figure ci-dessous illustre les différentes étapes et leur rendement respectif.

- Dans la filière Power-to-gas par hydrogène, 100 MWh initiaux peuvent, suite aux opérations d'électrolyse, de compression, de transport, de distribution et enfin de combustion, délivrer 40 MWh finaux.
- Dans la filière Power-to-gas par méthane de synthèse, 100 MWh initiaux peuvent, suite aux opérations d'électrolyse, de méthanation, de compression, de transport, de distribution et enfin de combustion, délivrer 35 MWh finaux.



¹⁸⁷ La black-start consiste au redémarrage du réseau électrique lorsque celui-ci a subi une panne généralisée. En effet, suite à un black-out accidentel, toute une série de centrales ne peuvent être activées sans électricité. Le réseau doit être remis à niveau par des unités pouvant redémarrer sans apport extérieur d'électricité. Seules les unités pouvant démarrer en 'black start' - soit de manière totalement autonome - peuvent redémarrer de la sorte et, dès lors, reconstruire l'équilibre du réseau électrique.

¹⁸⁸ À l'heure actuelle, Fluxys, le gestionnaire du réseau de transport de gaz, stocke du gaz naturel dans d'anciennes mines comme à Loenthout (<http://www.fluxys.com/belgium/fr-BE/Services/Storage/Storage>). Cette capacité représente ~ 7 Twh thermique soit, avec un rendement de 60 %, environ 4,2 TWh électriques.

¹⁸⁹ Fraunhofer IWES, (2011) rapport de l'Institut Fraunhofer, qui est spécialisé dans l'énergie éolienne et la technologie des systèmes énergétiques (IWES) Voir tableau en page 18. https://www.greenpeace-energy.de/fileadmin/docs/sonstiges/Greenpeace_Energy_Gutachten_Windgas_Fraunhofer_Sterner.pdf

Nos scénarios commencent à utiliser du gaz de synthèse dans les centrales au gaz à partir de 2023 pour le scénario « Terre », 2028 pour les scénarios « Mer » et « Soleil ». Concernant l'hydrogène dans la cogénération, tous les scénarios commencent à l'utiliser en 2041. Cette option implique de stocker du gaz de synthèse à moyen terme (inter-saisonnier) dans d'anciennes mines dont l'étanchéité aura été confirmée.

4) La capacité de production dans les scénarios Terre, Mer et Soleil

Notre feuille de route peut se décliner en différents scénarios qui atteignent tous le double objectif de sortie du nucléaire en 2025 et d'abandon en 2050 de tout recours à l'énergie fossile pour la production d'électricité.

Comme déjà signalé, nous allons ici utiliser trois «scénarios-types» (Terre, Mer et Soleil) mais il en existe bien d'autres, intermédiaires.

- Le scénario « Terre » s'appuiera davantage que les autres sur toutes les filières terrestres : éolien onshore, solaire mais aussi géothermie profonde
- Le scénario « Mer » s'appuiera davantage que les autres sur l'éolien offshore¹⁹⁰, que ce soit sur « territoire belge » ou sur le plateau continental de la mer du Nord qui déborde de ce territoire de mer rattaché à la Belgique.
- Le scénario « Soleil » s'appuiera davantage que les autres sur la filière solaire, en ce compris dans son potentiel offshore (pour lequel des premiers projets commencent à être évoqués¹⁹¹) et dans ses innovations technologiques prometteuses¹⁹²

Ces scénarios ne sont d'ailleurs pas « à prendre ou à laisser ». Une souplesse existe à l'intérieur de chacun d'eux et des vases communicants peuvent fonctionner entre les différentes filières.

Cette souplesse sera d'ailleurs utile pour ajuster en permanence le scénario retenu en fonction des évolutions technologiques mais aussi du calendrier de réalisation des investissements.

Capacité de production

Pour chacun de ces scénarios nous présentons ci-dessous les capacités de production (puissance en GW) nécessaires dans chacune des filières pour respecter le double objectif de notre feuille de route.

La première colonne indique le point de départ (2017). Les trois colonnes suivantes les échéances intermédiaires et finales. Les deux dernières colonnes permettent de comparer notre point d'arrivée (2050) à celui imaginé dans le travail de Backasting et au potentiel maximum identifié par cette même étude.

190 En ce compris les innovations récentes en matière d'éoliennes flottantes <https://www.statoil.com/en/what-we-do/hywind-where-the-wind-takes-us.html>

191 Voir le projet pilote initié au Pays-Bas de ferme solaire flottante (2.500m2) couplée à un parc éolien en mer du Nord

<http://lenergeek.com/2018/02/28/ferme-solaire-flottante-couplee-parc-eolien-mer-du-nord/>

Voir aussi la communication du secrétaire d'État Philippe De Backer en matière de solaire flottant installé entre les éoliennes offshore, relayant ainsi une demande formulée par les entreprises DEME, Sioen, Colruyt, Jan de Nul et Tractebel http://fr.newsmonkey.be/article/22792?utm_source=Twitter&utm_campaign=SocialMedia&utm_medium=social&utm_content=PostContent.

Voir enfin ce qui se développe en Chine en la matière : <http://lenergeek.com/2017/12/25/chine-centrale-solaire-flottante/>

192 Voir notamment l'exploitation des propriétés du « diamant noir » (peu coûteux, composé à base d'hydrogène et de méthane, deux gaz courants, et capable d'absorber plus de 90 % du rayonnement solaire) dans le cadre du projet *Prometheus*, de génération d'énergie solaire combinant les mécanismes de photogénération traditionnelle aux mécanismes d'énergie thermique. Le Vif 22 février 2018, page 16.

Scénario TERRE

Capacité (GW)	2017 ¹⁹³	2030	2040	2050	Back-casting ¹⁹⁴ (2050)	Potentiel max ¹⁹⁵ (2050)
Éolien onshore	1,5	5,4	6,9	9,0	9	20
Éolien offshore	0,7	4,5	8,0	8,0	8	16,8
Hydro	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Géothermie	0,0	1,0	3,0	4,0	4	> 4
Solaire	3,0	9,5	16,0	30,0	50	170
Cogénération (dont déchets)	2,1	3	3	0	7 à 15	15
Cogénération R & S	0	0	0	3		
Biomasse	0,9	0,9	0,9	0,9		
Gaz nouveau	0,0	1,4	1,4	0,0		
Gaz existant TGV	3,0	3,0	0,0	0,0		
Gaz existant TG	0,8	0,8	0,0	0,0		
Gaz R & S (D + I)	0,0	0,5	2,0	3,0		
Nucléaire	5,9	0,0	0,0	0,0		
Importations (capacités)	4,5	6,5	8,5	10,5		
TOTAL (hors capacités d'importations)	18,0	30,1	41,3	58	78 à 86	> 226

Tableau 25: Capacité Scénario Terre

Les hypothèses suivantes ont été utilisées dans ce scénario :

- Géothermie : +200 MW/an jusqu'à atteindre une capacité installée de 4 GW, soit dans la fourchette haute de l'étude Backcasting 2050
- Éolien terrestre : +330 MW /an (hypothèse d'Elia) jusqu'en 2030, 150 MW/an ensuite, soit dans la fourchette haute des hypothèses retenues par les autres études consultées
- Solaire photovoltaïque : augmentation de la capacité de 500 à 600 MW/an jusque 2040 et de 1400 MW /an ensuite, ce qui nous situe dans la fourchette haute des hypothèses retenues par les autres études
- Éolien en mer : augmentation de la capacité jusqu'à 2300 MW, telle que prévue actuellement et poursuite des installations à partir de 2020 à un rythme de 220 MW/an, de 350 MW/an à partir de 2030, avec un plafond à 8 GW (Hypothèse Elia issue de l'étude *Backcasting 2050*¹⁹⁶)

193 Données Elia.

194 Sources des données. Éolien onshore p17, offshore p17-18, hydroélectricité p 20, géothermie p19, solaire p19, Cogénération dans le tableur de simulation.

195 Notons que le potentiel maximum mentionné ici et issu de l'étude Backcasting 2050 fait référence au potentiel sur l'espace maritime territoire belge. Concernant l'éolien offshore, il ne s'agit dès lors que du plateau continental de la mer du Nord dans l'espace maritime belge.

196 Cela ne concerne donc que le plateau continental belge.

Scénario MER

Capacités (GW)	2017 ¹⁹⁷	2030	2040	2050	Back-casting ¹⁹⁸ (2050)	Potentiel max ¹⁹⁹ (2050)
Éolien onshore	1,5	2,7	3,7	4,7	9	20
Éolien offshore	0,7	5,3	8	8	8	16,8
Éolien offshore multinational	0	2	7	12	135	600
Hydroélectricité	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Géothermie	0	0,2	0,5	0,8	4	> 4
Solaire	3	9,5	16	30	50	170
Cogénération (dont déchets)	2,1	3	3	0	7 à 15	15
Cogénération R & S	0	0	0	3		
Biomasse	0,9	0,9	0,9	0,9		
Gaz TGV (2018)	3	3	0	0		
Gaz TG (2018)	0,8	0,8	0	0		
Gaz nouveau	0	1,4	1,4	0		
Gaz R & S (D+I)	0	0,5	2	3		
Nucléaire	5,9	0	0	0		
Importations (capacités)	4,5	6,5	8,5	10,5		
TOTAL (hors capacités d'importations)	18,0	29,4	42,6	62,5	78 à 86	> 226

Tableau 26 : Capacité Scénario Mer

Les hypothèses suivantes ont été utilisées dans ce scénario :

- Éolien en mer : augmentation de la capacité jusqu'à 2300 MW, telle que prévue actuellement et poursuite des installations à partir de 2026 à un rythme de 300 MW/an, avec un plafond à 8 GW (Hypothèse Elia issue de l'étude *Backcasting 2050*²⁰⁰)
- Développement de l'éolien offshore multinational à partir de 2027, capté pour la Belgique au rythme de 500 MW/an
- Éolien terrestre : +100 MW/an
- Solaire photovoltaïque : augmentation de la capacité de 500 à 600 MW/an jusque 2040 et de 1400 MW/an ensuite, ce qui nous situe dans la fourchette haute des hypothèses retenues par les autres études
- Développement de la géothermie au rythme de 30 MW/an selon l'hypothèse haute du VITO²⁰¹

197 Données Elia.

198 Sources des données : éolien onshore p17, offshore p17-18, hydroélectricité p 20, géothermie p19, solaire p19, cogénération dans le tableau de simulation.

199 Notons que le potentiel maximum mentionné ici et issu de l'étude Backcasting 2050 fait référence au potentiel sur l'espace maritime territoire belge. Concernant l'éolien offshore, il ne s'agit dès lors que du plateau continental de la mer du Nord dans l'espace maritime belge.

200 Cela ne concerne donc que le plateau continental belge.

201 http://www.energiesparen.be/sites/default/files/atoms/files/Potentieel_diepe_geothermie_2030.pdf p15

Scénario SOLEIL

Capacités (GW)	2017 ²⁰²	2030	2040	2050	Back-casting ²⁰³ (2050)	Potentiel max ²⁰⁴ (2050)
Éolien onshore	1,5	2,7	3,7	4,7	9	20
Éolien offshore	0,7	5,3	8	8	8	16,8
Hydroélectricité	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Géothermie	0,0	0,1	0,3	0,5	4	> 4
Solaire	3,0	16,9	30,4	45,4	50	170
Solaire offshore		1	3	5		
Cogénération (dont déchets)	2,1	3	3	0	7 à 15	15
Cogénération R & S	0	0	0	3		
Biomasse	0,9	0,9	0,9	0,9		
Gaz TGV (2018)	3,0	3	0	0		
Gaz TG (2018)	0,8	0,8	0	0		
Gaz nouveau	0,0	1,4	1,4	0		
Gaz R & S (D+I)	0	0,5	2	3		
Nucléaire	5,9	0	0	0		
Importations (capacité)	4,5	6,5	8,5	10,5		
TOTAL (hors capacités d'importations)	18,0	35,7	52,8	70,6	78 à 86	> 226

Tableau 27: Capacité Scénario Soleil

Les hypothèses suivantes ont été utilisées dans ce scénario :

- Solaire photovoltaïque (terrestre) : augmentation de la capacité de 1200 MW/an à partir de 2021, 1300-1400 MW/an entre 2030 et 2040, 1500 MW/an ensuite, ce qui nous situe dans la fourchette haute des hypothèses retenues par le backcasting
- Solaire photovoltaïque offshore : développement à hauteur de 150 MW/an à partir de 2024, et à hauteur de 200 MW/an à partir de 2030.
- Éolien en mer : augmentation de la capacité jusqu'à 2300 MW, telle que prévue actuellement et poursuite des installations à partir de 2026 à un rythme de 300 MW/an, avec un plafond à 8 GW (Hypothèse Elia issue de l'étude *Backcasting 2050*²⁰⁵)
- Développement de la géothermie selon les prévisions basses du VITO²⁰⁶
- Éolien terrestre : +100 MW/an

202 Données Elia.

203 Sources des données : éolien onshore p17, offshore p17-18, hydroélectricité p 20, géothermie p19, solaire p19, cogénération dans le tableau de simulation.

204 Notons que le potentiel maximum mentionné ici et issu de l'étude Backcasting 2050 fait référence au potentiel sur l'espace maritime territoire belge. Concernant l'éolien offshore, il ne s'agit dès lors que du plateau continental de la mer du Nord dans l'espace maritime belge.

205 Cela ne concerne donc que le plateau continental belge.

206 http://www.energiesparen.be/sites/default/files/atoms/files/Potentieel_diepe_geothermie_2030.pdf p16.

Les tableaux suivants permettent de comparer (en 2030, 2040 et 2050) nos trois scénarios verts avec les principaux autres scénarios qui circulent.

2030									
Capacité (GW)	3E ONG	Energy Ville (Central)	Trilemme (Ref)	Pacte (déc.)	Elia (RES)	Elia (DEC)	Terre	Mer	Soleil
Éolien onshore	6,6	8,6	6,2	4,2	5,4	4,2	5,4	2,7	2,7
Éolien offshore	4,0	2,2		4,0	4,0	2,3	4,5	5,3	5,3
Éolien multinational	0	0	0	0	0	0	0	2,0	0
Hydro	0,2	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Géothermie	0,0	0,0	0,0	-	0,1	0,0	1,0	0,2	0,1
Solaire	13,4	7,9	5,3	8,0	7,0	11,6	9,5	9,5	17,9 <small>207</small>
Cogénération	3,2	0,0	1,3	2,1	2,1	2,1	3	3	3
Cogénération R&S	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse	1,3	0,0	2,4	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Gaz nouveau	1,4	1,6	7,5	7,6	2,7	3,3	1,4	1,4	1,4
Gaz existant TGV	4,6	4,6			2,3	2,3	3,0	3	3
Gaz existant TG			0,0		0,0	0,8	0,8	0,8	
Gaz R&S (D + I)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,5	0,5
Nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>Importations (capacités)</i>	6,5	6,5	9,0	9	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
TOTAL (hors importations)	34,7	25,8	22,8	26,9	24,6	26,8	30,1	29,4	35,7

Tableau 28: Capacité, comparaison des scénarios en 2030

2040²⁰⁸						
Capacité (GW)	Elia RES	Elia DEC	Pacte	Terre	Mer	Soleil
Éolien onshore	8,4	5,9	8,0	6,9	3,7	3,7
Éolien offshore	8,0	5,0	7,0	8,0	8,0	8,0
Éolien multinational	0	0	0	0	7	
Hydro	0,1	0,1	0	0,1	0,1	0,1
Géothermie	0,5	0,0	0	3,0	0,5	0,3
Solaire	10,0	18,0	17,0	16,0	16,0	33,4²⁰⁹
Cogénération	2,1	2,1	1	3	3	3
Cogénération R & S	0	0	0	0	0	0
Biomasse	0,9	0,9	0,45	0,9	0,9	0,9
Gaz nouveau	5,6	6,7	8,5	1,4	1,4	1,4
Gaz existant TGV	0,0	0,0		0,0	0	0
Gaz existant TG	0,0	0,0		0,0	0	0
Gaz R & S (D + I)	0,0	0,0	0	2,0	2,0	2,0
Nucléaire	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0
<i>Importations (capacités)</i>	6,5	6,5	9	8,5	8,5	8,5
TOTAL (hors d'importations) capacités	35,6	38,7	42,1	41,3	42,6	52,8

Tableau 29: Capacité, comparaison des scénarios en 2040

208 La comparaison avec les scénarios disponibles pour 2040 est limitée à ceux d'Elia et du Pacte, seuls existants à cet horizon temporel.

209 Solaire offshore inclus.

2050 ²¹⁰				
Capacité (GW)	Pacte	Terre	Mer	Soleil
Éolien onshore	10,0	6,9	3,7	3,7
Éolien offshore	9,0	8,0	8,0	8,0
Éolien multinational	0	0	12	
Hydro	0	0,1	0,1	0,1
Géothermie	0	3,0	0,8	0,5
Solaire	20,0	16,0	16,0	50,4 ²¹¹
Cogénération	1	0	0	0
Cogénération renouvelable et de synthèse	0	3,0	3,0	3,0
Biomasse	0,45	0,9	0,9	0,9
Gaz nouveau	7,0	0,0	0	0
Gaz existant TGV		0,0	0	0
Gaz existant TG		0,0	0	0
Gaz renouvelable et de synthèse (D + I)		3,0	3,0	3,0
Nucléaire	0	0,0	0,0	0,0
Importations (capacités)	9	8,5	8,5	8,5
TOTAL (hors capacités d'importations)	32,8	58,0	62,5	70,2

Tableau 30: Capacité, comparaison des scénarios en 2050

Que ce soit pour 2030 ou 2040, on constate que deux de nos trois scénarios restent dans des ordres de grandeur similaires aux scénarios 'volontaristes en renouvelables' d'autres études publiées pour la Belgique.

Notre scénario « Terre » constitue pour ses volets solaire et éolien onshore une sorte de scénario intermédiaire aux deux scénarios d'Elia, comme la CREG recommandait d'ailleurs d'en développer un²¹². Sur base d'une puissance installée de 3,5 MW/éolienne, en vitesse de croisière, cela correspond à l'installation d'environ 90 éoliennes par an.

Notre scénario « Mer » développe la piste de l'éolien offshore en restant modéré sur la géothermie et l'éolien onshore, tout en gardant les mêmes hypothèses sur le solaire que le scénario « Terre » ; soit des hypothèses pouvant être qualifiées de 'volontaristes en renouvelables' pour le solaire mais beaucoup moins volontaristes pour l'éolien onshore. Sur base d'une puissance installée de 3,5 MW/éolienne, cela correspond à l'installation d'environ 30 éoliennes terrestres par an.

Notre scénario « Soleil » maximise le potentiel solaire de la Belgique, soit l'occupation par des panneaux solaires photovoltaïques de la plupart des surfaces bâties bien exposées en Belgique. Ce scénario prend en compte le développement du photovoltaïque offshore. Il est par contre beaucoup moins volontariste sur l'éolien onshore. Enfin, notre scénario « Soleil » se passe également de gaz fossile dès 2040.

À l'horizon 2050, nos scénarios se démarquent du scénario du Pacte énergétique par la place du gaz et de la cogénération dans le mix de production électrique. Nous avons délibérément choisi de développer les sources d'énergie renouvelable pour limiter le recours au gaz fossile.

210 La comparaison avec les scénarios disponibles pour 2050 est limitée à celui du Pacte, seul existant à cet horizon temporel.

211 Solaire offshore inclus.

212 CREG, *Analyse de la CREG relative à l'étude d'Elia « Electricity scenarios for Belgium towards 2050 »*, 30 novembre 2017.

Nos scénarios ne projettent la construction que de 3 nouvelles unités au gaz et diminuent l'importance de ce vecteur de production d'électricité au fur et à mesure de la fermeture des unités les plus anciennes pour ne garder à la fin qu'une capacité assez limitée de gaz. Par ailleurs, ces scénarios verts prévoient que ces unités « gaz » ne consommeront plus du tout de gaz d'origine fossile après 2045 ; ils seront alors alimentés essentiellement en gaz de synthèse.

Concernant la cogénération, nous avons opté pour des scénarios la développant dès 2020 pour arriver à 3 GW en 2030. À partir de 2040, toutes les unités de cogénération sont configurées pour fonctionner à l'hydrogène.

Concernant l'éolien, nos scénarios sont dans les mêmes ordres de grandeur que les autres scénarios analysés ; idem pour le solaire, sauf pour notre scénario « Soleil » qui pousse l'ambition photovoltaïque plus haut.

Notre scénario « Mer » se différencie par le recours à l'éolien offshore multinational. Notre scénario « Terre » se différencie par le recours à la géothermie. Enfin, notre scénario « Soleil » se différencie par son côté volontariste pour le solaire onshore et offshore.

5. La production d'électricité dans les scénarios Terre, Mer, Soleil

Hypothèses

Notre feuille de route s'appuie clairement sur une montée en puissance des sources d'énergies renouvelables. Elle intègre la conversion à l'hydrogène, à l'horizon 2050, des unités de cogénération et le maintien de centrales thermiques – essentiellement utilisées pour la gestion des équilibres de réseaux – converties au gaz renouvelable. Comme déjà expliqué, une partie de ce gaz sera produit via l'importation de renouvelables lors des pics de production dans les pays voisins.

Pour simuler la génération d'électricité à partir des capacités de production, de stockage et de gestion de la demande retenues ci-dessus aux points 3 et 4, les hypothèses suivantes d'Elia²¹³ ont été utilisées en termes de durée de fonctionnement (heures/an).

A la différence de ce que fait Albrecht dans son calcul des hypothèses du Pacte énergétique, nous avons volontairement choisi de maintenir ces rendements horaires constants jusqu'en 2050, même si les progrès technologiques apporteront plus que probablement des améliorations en la matière.

Gaz – turbines à cycle ouvert (TG)	2000h
Gaz – turbines à cycle combiné (TGV)	5500h ²¹⁴
Nucléaire	8000h
Hydroélectricité	2000h
Éolien offshore	3484h
Éolien onshore	2135h
Cogénération	8000h
Biomasse	4000h
Déchets	7250h
Solaire	900h
Géothermie	8000h ²¹⁵

Tableau 31 : Nombre d'heures de fonctionnement par an et par filière

213 Sources : Elia, Étude Backcasting 2050.

214 En fonction des conditions économiques cela pourrait monter à 7.500h.

215 Les études Backcasting (contact avec les auteurs) et Edora (2010 -http://www.edora.org/wp-content/uploads/2017/03/101001_Repap_wallon.pdf p15) mentionnent ce chiffre. Pour le scénario « Soleil » nous avons de surcroît utilisé l'hypothèse basse de 5000h.

Modélisation

Sur base de ces hypothèses, nous pouvons simuler la génération d'électricité produite par notre scénario aux échéances intermédiaires et finale et constater qu'à chacune de celles-ci, il y a suffisamment d'électricité produite pour correspondre aux besoins tels qu'évalués par Elia.

Pour modéliser nos scénarios nous avons construit un tableur qui permet de décomposer la feuille de route et ses objectifs décennaux en une trajectoire continue.

Notre modélisation se veut être un exercice dynamique, à même d'être régulièrement mis à jour en fonction de l'évolution des paramètres et de la réalisation des investissements et des projets.

Comme déjà abordé plus avant, la ligne « conversion en gaz de synthèse (méthane et hydrogène) » chiffre les besoins de production d'électricité du système nécessaires pour être convertis et ensuite stockés. C'est une forme de gestion inter-saisonnière de la surproduction renouvelable à certaines époques de l'année. Ce stock est ensuite utilisé dans les unités de production d'électricité au gaz renouvelable et de synthèse et dans les unités de cogénération qui, à l'horizon 2050, fonctionnent à l'hydrogène.

Pour éviter de prendre deux fois en considération une même production électrique, la comptabilisation de la production de ces dernières unités (voir lignes « gaz renouvelable et de synthèse (D+I) » et « cogénération ») doit s'accompagner du retrait de la production consacrée au stockage (voire ligne « Conversion en gaz de synthèse »).

La production d'électricité renouvelable destinée à être convertie²¹⁶ et stockée sous forme de gaz de synthèse (méthane ou hydrogène) doit donc être retirée du total de l'électricité produite. Par contre, la production électrique des unités fonctionnant au gaz renouvelable et à l'hydrogène peut bien être prise en compte aux lignes « gaz renouvelable et de synthèse (D+I) » et « cogénération ».

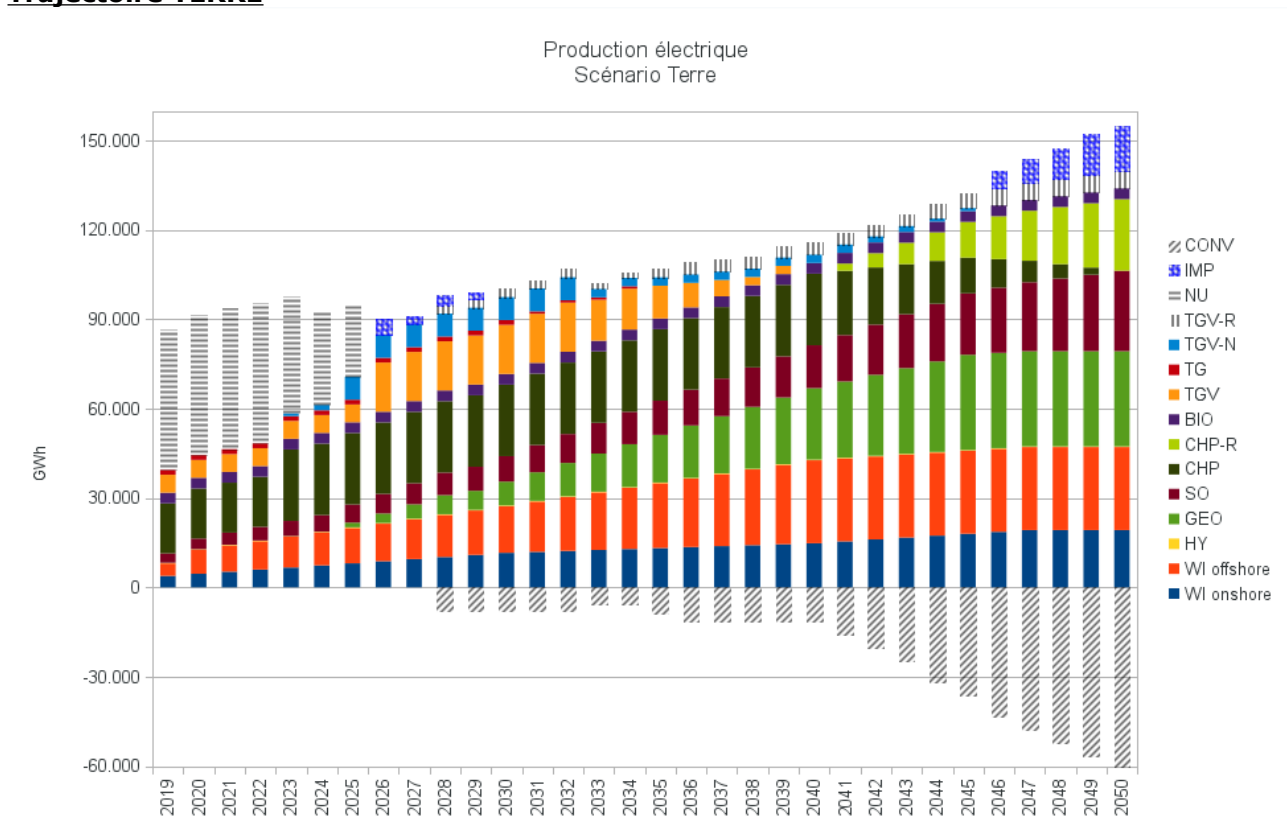
²¹⁶ La conversion de l'électricité en hydrogène et ensuite en électricité se fait avec un rendement de l'ordre de 40 %. La conversion de l'électricité en gaz méthane se fait avec un rendement de l'ordre de 35 %. Voir Fraunhofer IWES, (2011) *op cit*.

Scénario TERRE

Production (GWh)	2030	2040	2050
Éolien onshore	11.529	14.731	19.215
Éolien offshore	15.678	27.872	27.872
Hydro	240	240	240
Géothermie	8.000	24.000	32.000
Solaire	8.550	14.400	27.000
Cogénération	24.000	24.000	0
Cogénération renouvelable et de synthèse	0	0	24.000
Biomasse	3.600	3.600	3.600
Gaz nouveau	7.425	2.700	0
Gaz existant TGV	16.500	0,0	0,0
Gaz existant TG	1.600	0,0	0,0
Gaz renouvelable et de synthèse [D+I]	2.750	11.000	6.000
Nucléaire	0,0	0,0	0
Importations nettes	0,0	6.500	15.000
Conversion en gaz de synthèse	-7.857	-31.429	-60.779
TOTAL	92.015	97.615	94.148

Tableau 32 : Production, scénario Terre

Trajectoire TERRE

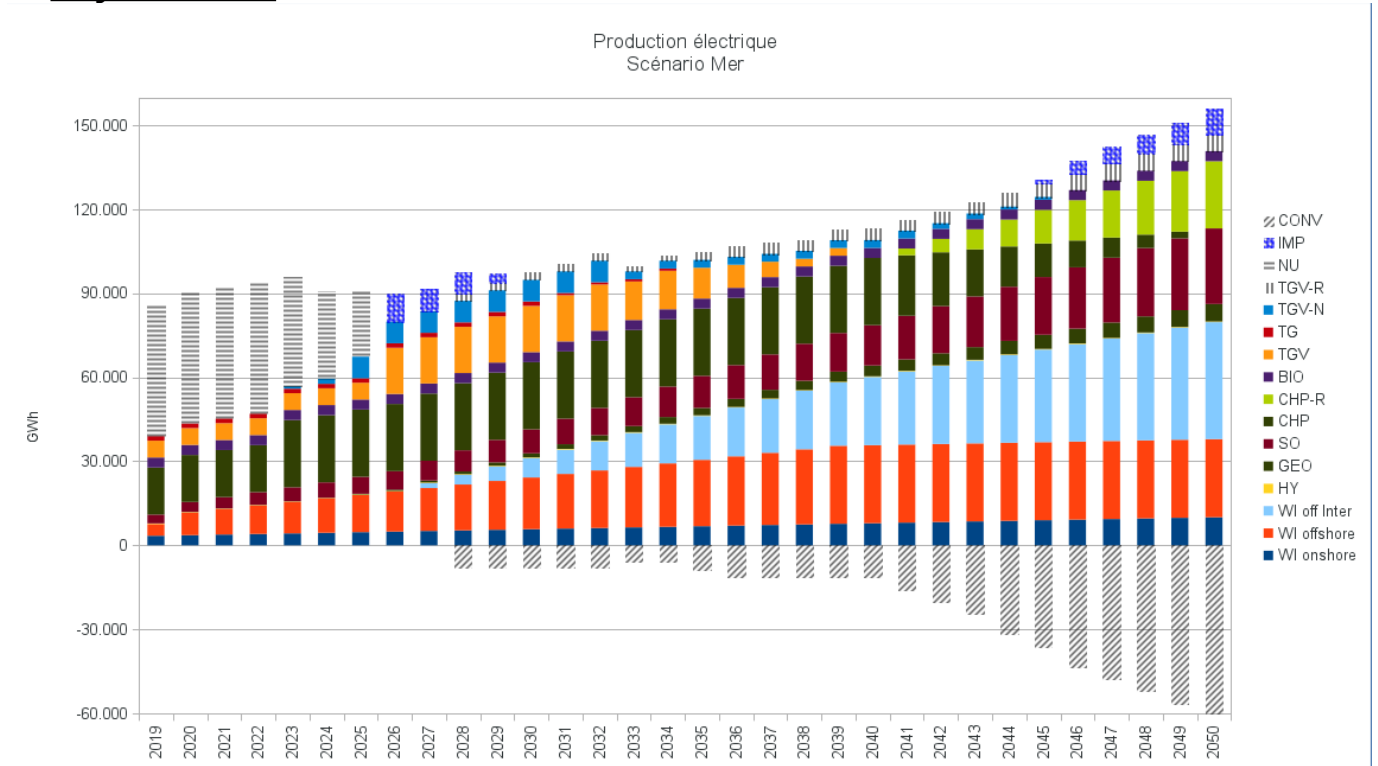


Scénario MER

Production (GWh)	2030	2040	2050
Éolien onshore	5.765	7.900	10.035
Éolien offshore	18.465	27.872	27.872
Éolien offshore multinational	6.968	24.388	41.808
Hydroélectricité	220	220	220
Géothermie	1.440	3.840	6.240
Solaire	8.550	14.400	27.000
Cogénération (y compris déchets)	24.000	24.000	0
Cogénération renouvelable et de synthèse	0	0	24.000
Biomasse	3.600	3.600	3.600
Gaz TGV (2018)	16.500	0	0
Gaz TG (2018)	1.600	0	0
Gaz nouveau	7.700	2.800	0
Gaz renouvelable et de synthèse (D+I)	2.750	4.000	6.000
Nucléaire	0	0	0
Importations nettes	0	0	9.000
Conversion en gaz de synthèse	-7.857	-11.429	-60.779
TOTAL	89.701	101.591	94.995

Tableau 33 : Production, scénario Mer

Trajectoire MER

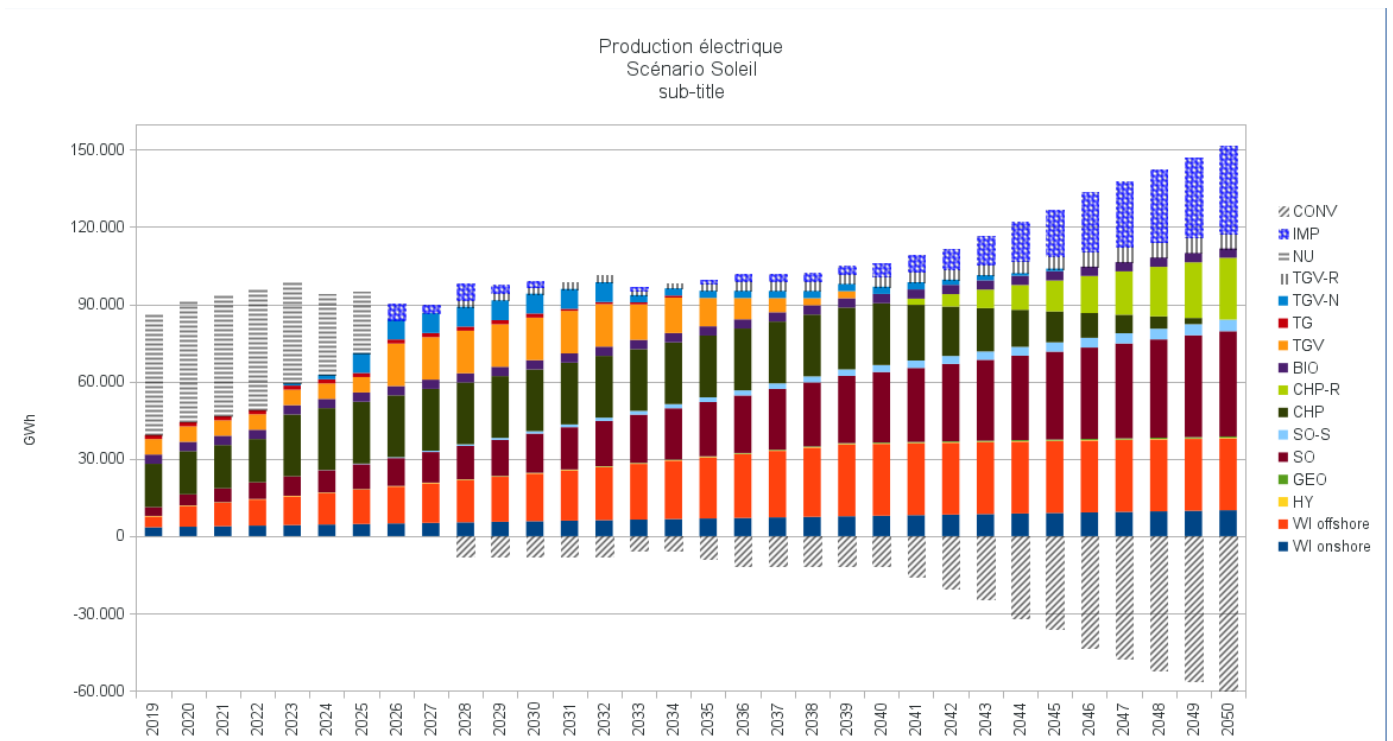


Scénario SOLEIL

Production (GWh)	2030	2040	2050
Éolien onshore	5.765	7.900	10.035
Éolien offshore	18.465	27.872	27.872
Hydroélectricité	220	220	220
Géothermie	120	320	520
Solaire	15.210	27.360	40.860
Solaire offshore	900	2.700	4.500
Cogénération (y compris déchets)	24.000	24.000	0
Cogénération renouvelable et de synthèse	0	0	24.000
Biomasse	3.600	3.600	3.600
Gaz TGV (2018)	16.500	0	0
Gaz TG (2018)	1.600	0	0
Gaz nouveau	7.700	2.800	0
Gaz renouvelable et de synthèse (D+I)	2.750	4.000	6.000
Nucléaire	0	0	0
Importations nettes	2.000	5.000	34.000
Conversion en gaz de synthèse	-7.857	-11.429	-60.779
TOTAL	90.973	94.343	90.827

Tableau 34 : Production, scénario Soleil

Trajectoire SOLEIL



5. Réponse à la demande

Évaluation de la demande

Elia estime la demande en 2030 entre 89 et 90,4 TWh et en 2040 entre 94 et 97,6 TWh.

Même si d'autres scénarios font l'hypothèse d'une plus faible demande²¹⁷, nous préférons garder les chiffres d'Elia en référence pour, d'une part, ne prendre aucun risque de pénurie, mais aussi, d'autre part, faire face à l'électrification croissante et nécessaire pour décarboner les secteurs «chaleur» et «transport» (pompe à chaleur, voiture électrique, etc.).

Comme déjà signalé, Elia ne fait pas d'hypothèse sur 2050. Nous avons donc eu recours à une autre étude pour chiffrer la demande à ce moment; en l'occurrence, l'étude Belgique bas carbone²¹⁸. Dans son scénario -95 % d'émissions de gaz à effet de serre en 2050 (toutes formes d'énergie confondues), cette étude estime la demande d'électricité entre 89 et 95 TWh.

Synthèse

<i>TWh</i>	2030	2040	2050
Demande	89 / 90,4	94 / 97,6	89 / 95
Terre	92	97,6	94,1
Mer	89,7	101,5	95
Soleil	91,0	94,3	90,8

Tableau 35 : Production, synthèse et comparaison avec la demande

Bilan

Comme nous pouvons le constater, chacun de nos 3 scénarios parvient bel et bien à répondre à la demande, et ce à chacune de ces trois échéances : 2030, 2040 et 2050.

Et surtout, chacun de nos scénarios relève le double défi posé initialement : quitter l'énergie fissile complètement dès 2025 et l'énergie fossile complètement dès 2050.

Part d'énergie fissile / fossile	2030	2040	2050
Terre	0 % / 54 %	0 % / 27 %	0 % / 0 %
Mer	0 % / 56 %	0 % / 26 %	0 % / 0 %
Soleil	0 % / 55 %	0 % / 28 %	0 % / 0 %

Tableau 36 : Part restante d'énergie fissile et d'énergie fossile en 2030, 2040 et 2050

217 Voir par exemple le scénario 3E des ONG qui prend pour hypothèse une demande située en 2030 à 85 TWh et le scénario RAD de l'étude Trilemme qui va jusqu'à abaisser ce chiffre à 76,3 TWh.

218 Climact-Vito (2013) http://www.climat.be/files/2113/8625/2531/Low_Carbon_Scenarios_for_BE_2050_-_Final_Report.pdf

VI. Conclusion

Nous sommes à un moment charnière de notre avenir (énergétique). Notre parc de production électrique est vétuste. Il arrive en fin de vie économique. Des investissements sont inéluctables. Des choix doivent être posés et combinés entre énergies fissile, fossile, géothermique, hydrologique, biomasse, solaire, éolienne. Nous sommes à un moment structurant et la guerre entre Pluton, Hadès, Perséphone, Potamoi, Gaia, Râ et Eole bat son plein.

Au sortir de ce travail et après analyse fine de la bonne dizaine de scénarios « sans nucléaire » qui sont sur la table, nous osons affirmer sans détour qu'une sortie du nucléaire est non seulement nécessaire pour des raisons de sécurité et de société mais aussi qu'elle est possible en 2025 sans impact majeur sur nos émissions de gaz à effet de serre ni sur la facture, même en continuant à ignorer le coût vérité du nucléaire.

Nous affirmons surtout que la sortie du nucléaire est indispensable si on veut réussir une transition énergétique juste, c'est-à-dire à moindre coût (optimum économique), en minimisant l'impact environnemental (optimum écologique) tout en maximisant le retour « emplois » et en veillant à ne laisser personne sur le bord de la route (optimum social).