



Défis de la transition énergétique belge à l'horizon 2030

Quel rôle pour le gaz naturel dans la production électrique ?

Mémoire réalisé par
Guillaume Colla

Promoteur
Thierry Bréchet (UCL)

Lecteur
Mathias Hungerbuhler (UNamur)

Année académique 2017 – 2018

En vue de l'obtention du titre académique de
Master (120) en sciences économiques, orientation générale à finalité spécialisée

Avant-propos

Je voudrais avant tout adresser mes remerciements à mon promoteur, le Professeur Thierry Bréchet, pour sa guidance tout au long de la rédaction de ce travail. Ses conseils avisés furent un soutien essentiel à l'aboutissement de cette étude. Je suis également reconnaissant envers l'ESL pour l'enseignement de qualité qu'elle prodigue et le sérieux de son encadrement.

Merci à mes correcteurs assidus dont l'aide et les conseils ont indéniablement contribué à faire de ce mémoire ce qu'il est.

Et finalement, je rends grâce à ma compagne qui aura su trouver l'énergie et la patience de me soutenir tout au long de ces quatre années exigeantes. Merci.

Page blanche intentionnelle

Table des matières

Introduction.....	1
I. Trois concepts théoriques de base de l'économie de l'environnement.....	5
1. Externalités : coûts privés, coûts publics et optimum social.....	5
1.1 L'économie du bien-être et l'environnement.....	5
1.2 Défaillance du marché : externalités et optimum social.....	6
1.3 Information imparfaite et incertitude.....	7
1.4 Instruments de contrôle de la pollution.....	8
2. Quel taux d'actualisation pour les politiques environnementales ?.....	10
2.1 Approches normatives et positives.....	10
2.2 Incertitude et valorisation du risque.....	13
2.3 Protection des plus vulnérables : un taux d'actualisation négatif ?.....	16
3. Le coût social du carbone.....	16
II. Politiques environnementales et engagements (inter)-nationaux.....	19
1. Cadre général : politiques et objectifs européens.....	19
1.1 Politique environnementale de l'Union européenne.....	19
1.2 L'Europe de l'énergie : situation initiale & tendances passées sur le marché de l'électricité.....	22
1.3 Nécessité d'action : coûts associés à un scénario <i>business-as-usual</i>	24
2. Cadre spécifique : Belgique.....	26
2.1 État des lieux.....	26
2.2 Objectifs nationaux & projections.....	28
III. Méthodologie et modélisation.....	31
1. Portée de l'étude et <i>caveats</i>	31
2. Du modèle DECC à OPEERA.....	31
2.1 Présentation.....	31
2.2 Méthodologie.....	32
2.3 Hypothèses.....	34
2.4 Avantages de la méthode.....	35
2.5 Limitations.....	36
3. Scénarios du modèle OPEERA.....	37
3.1 Scénario <i>RÉFÉRENCE</i>	38
3.2 Scénario <i>CENTRAL</i>	39
3.3 Approches alternatives.....	40
IV. Le marché énergétique belge : scénario <i>CENTRAL</i> et développements récents.....	43

1. Évolution de la demande énergétique : rationalisation et électrification	43
1.1 Prévisions du modèle OPEERA.....	43
1.2 Dernières projections du Bureau fédéral du plan.....	44
2. Offre : évolution du <i>fuel mix</i> et des capacités de production	45
2.1 Prévisions du modèle OPEERA.....	45
2.2 Un marché énergétique européen.....	46
2.3 Paysage énergétique belge	49
V. Le gaz en support de la transition dans le secteur électrique : obstacles, coûts et sensibilités à l'horizon 2030.....	55
1. Quelle transition pour le secteur électrique belge ?	55
2. Rentabilité et rémunération des capacités de production électrique	57
2.1 Besoins et parc de production	57
2.2 Rentabilité et incitants économiques.....	59
2.3 Rémunération de la flexibilité du marché	60
3. Tarification du carbone : internalisation des coûts d'externalités de pollution.....	63
3.1 Le prix du carbone en pratique.....	63
3.2 Sensibilité des résultats au prix du carbone en Belgique	63
4. Coûts de la transition : environnement et société.....	64
4.1 <i>Total System Costs</i>	65
4.2 Émissions de GES et coût environnemental	66
4.3 Conséquences macroéconomiques pour la Belgique	67
Conclusion	71
Abréviations et glossaire.....	73
Références bibliographiques	77
Annexes	83

Liste des figures

Figure 1 – Structure temporelle du taux d’actualisation, avec $\gamma = 2$, $\sigma = 3\%$ et un taux de croissance [a ; b] correspondant à deux taux équiprobables (Gollier & Hammitt 2014:16)	14
Figure 2 - Enjeux de la transition énergétique (Climact 2012:26).....	20
Figure 3 - Production électrique brute par carburant – UE28 (EEA 2015b).....	22
Figure 4 - Production électrique : Intensité d’émission de CO ₂ (EEA 2015b).....	23
Figure 5 - Émissions globales anthropogènes de CO ₂ (Dr.) & émissions cumulatives de CO ₂ (G.) (IPCC 2015:3).....	25
Figure 6 - Production électrique brute par carburant – Belgique (Source : EEA)	27
Figure 7 - Emissions de GES en Belgique par secteur d’activité (1990-2010) (MtCO ₂ e) (Climact & Vito 2013:19).....	28
Figure 8 - Modèle OPEERA : Processus (Climact & Vito 2013:98).....	32
Figure 9 - Production électrique par source, scénario RÉFÉRENCE (Climact & VITO 2013:54).....	38
Figure 10 - émissions de GES par secteur (MtCO ₂ e/an), scénario CENTRAL (Climact & VITO 2013:60).....	39
Figure 11 - Demande énergétique finale (G.) et en électricité (Dr.) (Climact & VITO 2013:85)	44
Figure 12 - Production électrique par source, scénario CENTRAL (Climact & VITO 2013:59)	45
Figure 13 - Évolution des prix des énergies fossiles (en EUR’13/MWh) (Gusbin & Devogelaer 2017:18).....	49
Figure 14 - Evolution du coût moyen de la production électrique (en EUR’13/MWh) (Gusbin & Devogelaer 2017:58).....	49
Figure 15 - Production électrique en Belgique par source (en TWh) (SFCC 2016-Annex 1:66).....	51
Figure 16 - Capacité du bloc structurel dans le scénario de base (G.) et capacité de production installée pour l’hiver 2016-2017 répondant à la définition du bloc structurel (Dr.) (Elia 2016:52&19)	52
Figure 17 - Évolution des émissions de GES par secteur et totales par rapport à 1990 (en %) en Belgique (indice 1990=100) (SFCC 2013:23).....	66
Figure 18 - OPEERA : une approche de modélisation multidimensionnelle (SFCC 2013:6)	84
Figure 19 - Analyse sectorielle "bottom-up" et modélisation CLIMACT (2012:7)	85
Figure 20 - Flux électriques physiques (en TWh) (Agora & Sandbag 2017:26)	87
Figure 21 - Principales origines des importations européennes en énergie primaire (UE-28, 2005-2015) (en % des importations extra UE-28) (Eurostat 2017b)	88
Figure 22 - Taux de dépendance énergétique (UE-28, 2005-2015) (en % des importations nettes de la consommation nationale brute et des bunkers, sur base de Toe)	88
Figure 23 - Taux de dépendance énergétique par État membre (tous produits, 2005-2015) (en % des importations nettes de la consommation nationale brute et des bunkers, sur base de Toe)	89

Figure 24 - Réseau de transport de gaz naturel en Belgique, (2014) (DG Energie 2016:53)	90
Figure 25 - Installation de stockage de Loenhout (DG Energie 2016:57)	91
Figure 26 – Rente inframarginale, coûts de production, prix marginal et heures de fonctionnement (dans une région donnée) (Elia 2017 :74).....	93
Figure 27 - Évolution du prix du carbone au sein du système ETS (en €/tCO ₂) (Sandbag 2017)	94
Figure 28 - Aperçu des initiatives de tarification du carbone dans le monde (2017) (Wolf 2018).....	96
Figure 29 – Programmes de tarification du carbone : développements récents et prix actuels (Chevron 2018:23).....	96

Liste des tableaux

Tableau 1 - Balance commerciale nette – électricité & gaz (en milliard d’euros de 2014) (Devogelaer & Gusbin 2017:26)	26
Tableau 2 – Balances commerciales nettes, électricité et gaz, 2011-2015 (milliards d’EUR 2014) (Devogelaer & Gusbin 2017).....	50
Tableau 3 - Modèle OPEERA : structure des coûts estimés (Climact & Vito 2013:15)	86

Introduction

L'Union européenne et la Belgique se sont fixé d'ambitieux objectifs environnementaux qui nécessiteront une profonde décarbonisation du système énergétique. En ratifiant la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques de 1992, les 197 Parties se sont engagées à « stabiliser [...] les concentrations de gaz effet de serre dans l'atmosphère à un niveau qui empêche toute perturbation anthropique dangereuse du système climatique » (Art. 2). Dans cette optique, l'Accord de Paris, adopté en 2015, marque une étape importante. Chefs d'États et de gouvernements du monde entier se sont engagés à contenir « l'élévation de la température moyenne de la planète nettement en dessous de 2°C par rapport aux niveaux préindustriels » et à poursuivre les efforts afin de limiter cette élévation à 1,5°C.

Pour atteindre cet objectif ambitieux mais impératif, il est indispensable de réduire drastiquement nos émissions de gaz à effet de serre (GES). À l'échelle de l'Union européenne, les États membres se sont engagés à réduire, d'ici 2050, leurs émissions de GES de 80 à 95% par rapport aux niveaux de 1990. Dans ce processus, 2030 représente une étape charnière sur laquelle cette étude se focalisera. Afin d'assurer le succès des objectifs à l'horizon 2050, l'essentiel des actions critiques aura alors dû être initié en 2030 et nos émissions devraient avoir diminué de 40% par rapport à 1990 (CE 2014).

La transition vers une société bas carbone implique des changements radicaux du fonctionnement de notre société et de nos habitudes de vie. Malgré les difficultés d'une projection aussi lointaine, une telle entreprise nécessite une planification à long terme afin d'identifier et de communiquer une orientation claire aux investisseurs et consommateurs et d'entreprendre sans tarder les mesures requises. L'enjeu principal sera de parvenir à un équilibre entre considérations environnementales, économiques et sécurité d'approvisionnement¹. En effet, la transition requiert, à la fois :

- de réduire la demande en énergie grâce à une augmentation de l'efficacité énergétique et une adaptation de nos comportements et habitudes de consommation
- d'accroître la part des sources d'énergies renouvelables (SER) dans le mix énergétique et en particulier dans la production électrique
- d'électrifier la demande énergétique résiduelle.

Aussi ambitieux soient-ils, ces objectifs n'en sont pas moins réalisables. Dans le cas de la Belgique, l'étude « Scénarios pour une Belgique bas carbone à l'horizon 2050 », conduite au profit du Service Changement Climatique de la DG Environnement, propose plusieurs approches technologiques et comportementales compatibles avec les objectifs 2050. L'étude démontre ainsi qu'il est techniquement possible de les atteindre au moyen de technologies pour la plupart existantes et sans porter préjudice à l'activité économique nationale.

Le secteur de la production électrique en particulier est amené à remplir un rôle clé. Sa capacité à supporter la transition des autres secteurs de l'économie sera capitale. À ce titre, il devra subir une décarbonisation presque totale, de l'ordre de 95 à 99% en 2050. Or, le secteur électrique belge s'apprête à subir un choc d'offre d'ampleur inégalée entre 2022 et 2025 : nos réacteurs nucléaires seront progressivement démantelés, soit la disparition d'une capacité de production totale de 6 GW². Pour ces

¹ La sécurité énergétique et d'approvisionnement constitue un aspect crucial de la politique énergétique et doit, à ce titre, être considérée avec attention par les autorités politiques. Ces questions s'écartent toutefois de l'analyse technique et économique de la transition énergétique belge et sortent par conséquent du cadre du présent travail.

² La question de l'avenir des centrales nucléaires belges ne sera pas débattue dans ce travail. Il est supposé que le cadre de la loi du 28 juin 2015 soit respecté, de sorte que les réacteurs nucléaires belges seront progressivement

raisons, le secteur électrique et la contribution des combustibles fossiles, au premier rang desquels figure le gaz naturel, à son mix énergétique se placent au cœur du débat énergétique et environnemental belge. À moyen terme, le défi sera, avant tout, de prendre les mesures nécessaires pour supporter ce choc, sous contraintes des objectifs environnementaux. À plus long terme, la tendance sera toutefois dominée par la pénétration des SER intermittentes dans le mix de production. L'imprévisibilité et la variabilité de leur production engendre des besoins et défis spécifiques dont il est indispensable de tenir compte dans la réflexion sur le futur de la production électrique.

Le rôle du gaz naturel au cours de cette transition vers un système bas carbone et au-delà est un élément clé que les autorités politiques doivent considérer avec la plus grande attention.

L'objet de ce travail sera d'étudier les implications et enjeux de la transition énergétique vers une société bas carbone combinée à ce choc critique d'offre électrique. Plus spécifiquement, il sera question d'évaluer la capacité du gaz naturel à fournir une solution économique (*cost-effective*) de transition à moyen terme et de soutien à long terme. L'analyse exploitera la modélisation technico-économique OPEERA de la demande électrique du rapport « *Scénarios pour une Belgique bas carbone* » comme point de départ. À partir de celle-ci, mon objectif sera d'étudier les implications en termes d'offre et de production électrique. La production d'électricité à partir de gaz offre plusieurs avantages pertinents au contexte belge mais engendre également des coûts environnementaux et économiques. Cette analyse sera conduite à l'horizon 2030, date à laquelle le secteur électrique devra avoir absorbé la perte des unités nucléaires, sous contrainte des objectifs et besoins à long terme.

L'étude exclu la possibilité d'évènements internationaux majeurs, tels qu'un conflit armé de grande ampleur, pouvant influencer le mix énergétique. L'hypothèse d'absence de fuite de carbone adoptée dans le modèle OPEERA le sera également ici mais sera discutée dans le dernier chapitre. Dans le même ordre d'idée, il sera ici supposé que l'ensemble des pays de l'Union européenne respecteront leurs engagements (environnementaux) propres. Le travail se focalisera sur la génération d'électricité. Les implications de l'électrification du secteur des transports et du bâtiment (et dans une moindre mesure de l'agriculture) seront présentes implicitement, mais l'étude ne porte pas sur une analyse détaillée de la décarbonisation de ces secteurs d'activité.

Le document est organisé de la façon suivante. Dans le premier chapitre, je développerai trois concepts théoriques clés de l'économie de l'environnement :

- les externalités
- le taux d'actualisation
- et le coût social du carbone.

Je présenterai ensuite au chapitre II le contexte politique et environnemental dans lequel cette analyse s'intègre. Dans le chapitre III, je détaillerai la méthodologie suivie et celle du modèle OPEERA et de ses scénarios en particulier. Je développerai dans le chapitre IV les implications du scénario *CENTRAL* de ce modèle pour la demande électrique. Je me pencherai spécifiquement sur les conséquences de la transition en matière d'offre énergétique et sur l'évolution du *fuel mix*.

Finalement, j'analyserai, dans le cinquième et dernier chapitre, le potentiel du gaz naturel dans ce contexte. Tout en reconnaissant les limites inhérentes à un mémoire de fin d'étude ne permettant, entre autres, pas de produire une modélisation avancée nécessaire à une analyse quantitative, je développerai

retiré d'emploi jusqu'au démantèlement complet de cette capacité en 2025. Cette approche rejoint les hypothèses retenues par le Bureau fédéral du plan lors de sa dernière projection du paysage énergétique belge (Gusbin & Devogelaer 2017). Par conséquent, la discussion de l'opportunité du maintien en activité des réacteurs actuels ou de la construction d'une nouvelle centrale nucléaire sort du cadre de cette étude.

trois aspects critiques de la transition :

- la problématique de la rentabilité des capacités de production électrique et des mécanismes de rémunération du marché belge.
- la question de la tarification du carbone et la sensibilité des résultats obtenus précédemment à cet égard.
- les coûts environnementaux et économiques de la transition telle que modélisée ici et ses conséquences macroéconomiques pour la Belgique.

Page blanche intentionnelle

I. Trois concepts théoriques de base de l'économie de l'environnement

Les coûts d'externalités et le taux d'actualisation jouent un rôle clé dans la définition des objectifs et politiques climatiques et constituent les fondements théoriques sur lesquels repose le coût social du carbone. L'objectif de ce chapitre est de développer de manière synthétique les principaux éléments de ces deux corpus théoriques qui seront exploités dans ce travail.

1. Externalités : coûts privés, coûts publics et optimum social³

À la base de la lutte contre le changement climatique réside l'effet des activités anthropiques sur le climat (e.g. pollution de l'air, altération des sols) et l'influence de celui-ci sur le bien-être humain.

En matière d'environnement, les décisions économiques reposent sur les prix et sont victimes de leurs défaillances. Ceux-ci déterminent les coûts privés, les bénéfices et les rendements et permettent donc de comparer les différentes alternatives. Face à la pollution, l'homme peut essentiellement agir de deux façons (non exclusives) : réduire l'effet de ses activités sur l'environnement ou s'y adapter (Kolstad & Toman 2001). Identifier l'approche la plus efficiente et les actions à entreprendre est l'objet de l'économie de l'environnement. La difficulté consiste à identifier les prix réels et, donc, les externalités.

1.1 L'économie du bien-être et l'environnement

La théorie économique de l'environnement s'est construite sur les enseignements de l'économie du bien-être. Cette dernière traite des problèmes d'allocation de ressources, pertinents aux questions environnementales, suivant deux concepts de base : l'efficacité et l'optimalité.

L'efficacité économique, ou un optimum au sens de Pareto, implique un état où il est impossible d'améliorer le bien-être d'un ou plusieurs agents sans détériorer celui d'au moins un autre agent. Attention toutefois : deux états où un agent gagne directement aux dépens d'un autre ne sont pas comparables au sens de Pareto. Une allocation efficiente implique trois conditions : efficacité de consommation, de production et du mix de production (Perman & al. 2013). Compte tenu des états réalisables de l'économie (disponibilité des ressources), des fonctions d'utilité et de production, il existe une multitude d'équilibres au sens de Pareto (la courbe des contrats) et le seul critère d'efficacité ne permet pas de les distinguer. Dans un marché parfait, les signaux prix permettent de maximiser l'utilité des consommateurs et le profit des producteurs et d'aboutir à une allocation optimale. Cependant, ce mécanisme repose sur plusieurs hypothèses rarement vérifiées en réalité : information et compétition parfaites, définition précise et complète des droits de propriété, caractère privé de l'ensemble des biens, absence de coûts de transactions significatifs et d'externalités.

Une des conditions pour que le marché parvienne à une allocation optimale des ressources est donc liée au caractère privé des biens échangés, il ne peut y avoir de bien public. En parallèle des externalités, la notion de bien public constitue le second concept clé sur lequel repose l'économie de l'environnement. Un bien public (ou bien collectif) pur est un bien à la fois non-rival et non-exclusif. Sa consommation par un agent supplémentaire n'affecte pas l'utilité des autres consommateurs et il est difficile d'en faire payer l'accès. La plupart des ressources naturelles libres d'accès conservent un caractère rival mais sont non-exclusives. Les coûts individuels de leur consommation seront donc typiquement différents

³ Sauf référence spécifique, les éléments théoriques présentés dans cette section proviennent des notes de cours « *Environnement et économie globale* » (LESPO2103), donné en 2017 par le Prof. T. Bréchet.

(inférieurs) aux coûts collectifs, ce type de bien est donc générateur d'externalités. Un exemple classique est la *tragedy of the commons* de Hardin. Le prix privé étant inférieur au prix « réel », c'est-à-dire une fois les externalités prises en compte, la conception classique de l'utilité engendre typiquement une surexploitation du bien public.

1.2 Défaillance du marché : externalités et optimum social

La majorité des services écosystémiques (Méral 2012) implique, à des degrés divers, un dysfonctionnement du marché (Perman & al. 2003). L'environnement est typiquement un bien public dont les droits de propriétés sont déficients et incomplets et ainsi sources d'externalités. Incomplets, les marchés le sont également. De nombreux biens n'y sont pas échangés et les agents y opèrent sur base d'informations partielles. En outre, en matière environnementale, les générations futures sont absentes du marché alors qu'elles sont directement concernées par les effets de la pollution. Par conséquent, une contribution majeure de l'économie de l'environnement est précisément d'adresser les défaillances du marché et de promouvoir une allocation efficiente des ressources. Dans une certaine mesure, les autorités sont en mesure d'intervenir et d'établir des institutions permettant de corriger, ou du moins de limiter, les dysfonctionnements du marché.

D'un point de vue économique, la pollution est un cas particulier d'externalité et sa définition comporte deux éléments clés : l'aspect physique des déchets et la réaction humaine, une perte de bien-être, à leur égard (Pearce & Turner 1990). Si les rejets d'une industrie polluent un cours d'eau et y détruisent la faune, les pêcheurs en subiront les conséquences directes. S'ils ne sont pas compensés par l'industrie pour leur perte de bien-être, celle-ci correspond à une externalité négative⁴. Une externalité négative se définit donc comme une perte de bien-être sans rétribution, ou, de manière plus générale, comme « toute interdépendance entre des agents économiques qui ne passe pas par le système de prix ». Si la victime est compensée, l'effet est alors dit internalisé.

Dans le cadre de ce travail, nous nous focaliserons sur la production belge d'électricité et sur les émissions de gaz à effet de serre qui en résultent. Dans ce cas particulier, le bien public principalement affecté par ces émissions est l'atmosphère (ou encore, la qualité de l'air). Dans la typologie des externalités, ceci est un exemple d'externalité multilatérale (impactant de multiples agents), non-rivale (la nuisance subie par un agent ne modifie pas celle subie par un autre agent), diffuse (la source et, surtout dans ce cas-ci, les victimes ne sont pas précisément identifiables) et dynamique. Le dernier point est critique et témoigne des effets persistants de la pollution de l'air, eux-mêmes fonctions des capacités d'absorption du milieu. Nous sommes ici confrontés à un effet stock, c'est-à-dire que stopper l'émission du polluant ne suffit pas à endiguer les dommages.

Toutefois, d'un point de vue économique, éliminer totalement une source de pollution n'est probablement pas efficient et un niveau optimal de pollution peut être identifié. Pour l'ensemble des raisons susmentionnées, l'équilibre concurrentiel n'est plus un optimum de Pareto. En particulier, en présence d'externalités, le niveau de pollution à l'équilibre concurrentiel est supérieur au niveau socialement optimal et une dépollution (partielle) constitue une amélioration au sens de Pareto (Pearce & Turner 1990). La question est donc, dans un premier temps, d'identifier cet optimum social. Nous sommes ici face à un problème classique d'optimisation similaire au calcul de l'optimum privé. La différence est que la maximisation de l'utilité des pollueurs (i.e. le profit (Π) des firmes dans ce cas-ci) qui nécessitait l'égalité de la recette marginale (R_m) et du coût marginal de production (C_m) est obtenue sous contrainte de la pollution sous la forme des coûts externes marginaux (CE_m)⁵. Leur inclusion mène

⁴ Une externalité peut être positive, auquel cas une tierce partie bénéficierait des actions d'un agent sans frais.

⁵ Plus formellement, $\Pi_m (= R_m - C_m) = CE_m$

à un niveau de production (et donc de pollution) inférieur à celui observé à l'optimum privé⁶. Remarquons néanmoins que plusieurs hypothèses doivent être vérifiées : substituabilité des biens, utilité marginale de consommation décroissante, coût marginal de production croissant, les agents sont *price-takers* et la dépollution est possible.

Le niveau de pollution optimal n'est donc pas égal à zéro. Toutefois, deux considérations supplémentaires interviennent. Premièrement, contrairement à l'analyse statique développée ci-dessus, la réalité correspond à un cadre dynamique. Dès lors, la capacité d'absorption du milieu doit être prise en compte. Au-delà de cette capacité, une ressource renouvelable perd sa propriété et finira par être épuisée (Rotillon 2010). Ensuite, en lien direct avec la dernière hypothèse mentionnée au paragraphe précédent, il faut tenir compte de l'existence de plafonds absolus au-delà duquel il ne sera plus possible de revenir en arrière. Dans le cadre des émissions de GES, comme nous le verrons au chapitre suivant, il est notamment question de budget carbone. Celui-ci correspond au stock de GES dans l'atmosphère compatible avec un certain degré de réchauffement global. Les coûts externes n'étant, par définition, pas supportés par le pollueur, l'enjeu consistera à définir des instruments pour corriger les déficiences du marché afin de l'amener vers l'optimum social.

1.3 Information imparfaite et incertitude

Une information parfaite est l'un des critères pour que le mécanisme d'allocation décentralisée du marché aboutisse à une solution efficiente. C'est une hypothèse forte qui sera rarement vérifiée en pratique. Dans certains cas, l'information peut être considérée comme un bien public que les autorités pourront partager avec les agents afin de corriger l'échec du marché. Toutefois, dans de nombreux contextes, les autorités ne disposent pas non plus d'informations suffisantes. Le changement climatique en est un parfait exemple. Or, l'imperfection des informations est un problème particulièrement aigu lorsque nous sommes confrontés à des effets potentiellement irréversibles, ce que nous pouvons supposer être le cas en la matière (Perman & al. 2003).

Concrètement, l'internalisation des externalités a pour objectif d'intégrer leur coût dans le calcul économique des agents. Ceci implique de leur affecter une valeur monétaire (CE_m dans la discussion ci-dessus), tâche extrêmement ardue dans le cas des émissions des GES en raison du caractère diffus de cette pollution et du degré d'incertitude quant à leurs conséquences à long terme sur le climat. Une branche de la littérature tente précisément d'évaluer les coûts réels de cette pollution et de déterminer le coût social du carbone (Ang. : *Social Cost of Carbon*, SC-CO₂), soit la valeur monétaire des dommages engendrés par l'émission marginale de CO₂ au cours d'une année donnée, typiquement exprimée par tonne de CO₂ (équivalent, CO₂e⁷) (IWG 2016). Ce coût n'est donc pas unique et dépend de l'année considérée mais surtout du taux d'actualisation adopté, lui-même reflet d'un choix normatif de la part des chercheurs (cf. infra). Nous reviendrons sur les aspects concrets du SC-CO₂ dans le chapitre 5.

L'incertitude concerne également les coûts de dépollution actuels et futurs dans la mesure où leur évolution dépendra en grande partie du progrès technologique et de ses coûts. Il est donc primordial de ne considérer aucune conclusion d'étude, aucune valeur monétaire de la pollution comme acquise et de surveiller attentivement les paramètres clés et de réévaluer périodiquement les estimations.

⁶ Notons que la victime est exclue de ce calcul en raison de son comportement passif.

⁷ La mesure de dioxyde de carbone équivalent, CO₂e, est fréquemment privilégiée au seul CO₂ dans le cadre de politiques et objectifs environnementaux afin de tenir compte du potentiel d'effet de serre d'autres gaz émis dans l'atmosphère. Le CO₂e intègre ainsi le potentiel d'effet de serre associé à différents polluants. Parmi les principaux d'entre eux, citons le méthane (CH₄) et l'oxyde nitreux (N₂O), dont les potentiels d'effet de serre sont, respectivement, 25 et 298 fois supérieurs à celui du CO₂ (Eurostat 2017b:236).

1.4 Instruments de contrôle de la pollution

Plusieurs instruments permettent de corriger les imperfections du marché. Ils peuvent être classés en deux catégories distinctes : les instruments économiques et non-économiques. Le choix parmi ceux-ci devra s'opérer suivant plusieurs critères d'évaluation : rapport coûts-efficacité, efficience (court et long terme) et effets dynamiques, effets redistributifs et équité, existence de co-bénéfices (double-dividendes, Pearce & Turner 1991), flexibilité, facilité de mise en œuvre pratique, etc. Tous impliqueront généralement des compromis et requerront de l'autorité de fixer des priorités. Le choix d'un instrument dépendra aussi directement du contexte dans lequel il est considéré. Il existe une grande variété d'instruments, par un souci de concision, je me limiterai à ceux fréquemment invoqués dans le cadre du contrôle et de la réduction des émissions des GES, ceux-ci étant généralement plus efficaces que ceux appliqués sur un input ou output particulier (Perman & al. 2003).

Les instruments non-économiques visent à imposer des contraintes directes sur la pollution. Comme nous l'avons vu, l'atmosphère est un bien public dont les droits de propriétés sont incomplets⁸. La question de l'exclusivité d'un bien ne se limite pas à des considérations physiques mais relève tout autant du cadre réglementaire. Typiquement, les instruments non-économiques impliquent l'imposition de normes. Il est donc question de limites, d'interdiction ou encore de système de permis (non-échangeables). Moins efficaces que les instruments économiques, leur mise en œuvre est cependant souvent plus aisée, ce qui les rend attrayants aux yeux des autorités publiques.

Les instruments économiques ont pour ambition d'influencer les agents, de les inciter à adopter un comportement compatible avec l'optimum social, essentiellement via les mécanismes de prix. L'OCDE classe ces instruments en quatre catégories : taxes et redevances, subventions, systèmes de consignations et création de marché. Ces catégories couvrent un vaste éventail de mesures souvent complémentaires. Il est néanmoins important de veiller à privilégier les plus efficaces (d'un point de vue environnemental mais également économique, c'est-à-dire minimisant le coût total de dépollution) d'entre elles et à prendre en compte leurs effets redistributifs (principe d'équité). Nous nous focaliserons ici sur la première et la quatrième catégorie.

Une taxe produit un effet double. En modifiant les prix relatifs, elle incite de manière permanente les agents à adapter leur comportement. Par ailleurs, à l'opposé d'une subvention (dont il faudra donc évaluer le coût d'opportunité au cas par cas), elle génère des recettes fiscales qui peuvent ensuite être recyclées par les autorités⁹. Un avantage notable de la fiscalité en tant qu'instrument est qu'elle permet d'égaliser les coûts marginaux de dépollution des agents-pollueurs, condition nécessaire pour minimiser le coût total de dépollution (critère d'efficience). Un instrument fiscal permet donc d'obtenir une répartition optimale de l'effort de dépollution, au contraire d'une norme dont l'effet est identique pour tous les agents, quel que soient leur coût marginal de dépollution. Une première formalisation de l'internalisation des coûts externes fut présentée par Pigou dès 1920 qui suggéra une solution fiscale sur base du principe pollueur-payeur qui reconnaît la responsabilité directe du pollueur. La taxe pigouvienne découle de l'analyse présentée à la section 1.2 et doit être égale au coût externe marginal à l'optimum social¹⁰. Défini de la sorte, le niveau de pollution correspondant à la maximisation du profit (ou de l'utilité) des pollueurs coïncidera au niveau socialement efficient et ceci de façon économique. Cependant, les informations nécessaires à l'imposition d'une telle taxe la rendent difficilement

⁸ Ceci représente notamment une des raisons principales (avec l'existence de frais de transaction) pour lesquelles le théorème de Coase est inapplicable en pratique. Ce théorème ne sera pas discuté davantage.

⁹ Nous reviendrons sur le potentiel économique du recyclage de ces recettes budgétaires dans le chapitre 5.

¹⁰ Notons que ceci implique un effet redistributif dans la mesure où le montant prélevé par la taxe pigouvienne est supérieur aux coûts externes générés par l'activité du pollueur.

applicable en pratique et une taxe carbone fixée par le gouvernement ne correspondra pas nécessairement au taux considéré théoriquement optimal¹¹. En outre, si les dommages encourus par l'environnement sont fonctions du stock de polluants davantage que du flux, l'accumulation doit être prise en compte (Perman & al. 2003).

Un marché de permis négociables constitue un instrument hybride. D'une part, il est question de définir des droits de propriété sur la pollution : fixation d'un plafond, lui-même tributaire de l'objectif de la politique, et identification des secteurs d'activité concernés. D'autre part, il s'agit de faire porter les coûts de pollution par les émetteurs : répartition des permis entre les agents-pollueurs et organisation du marché d'échange. Dans ce système, l'objectif environnemental est fixé a priori et vérifié a posteriori. Au contraire d'une taxe carbone, ce marché régule donc des *quantités* (en adéquation avec un objectif fixé), les prix s'ajustant ensuite suivant les conditions du marché. La manière dont sont répartis initialement les permis revêt toute son importance, notamment en termes d'efficacité : mise aux enchères, vente à prix fixe ou attribution gratuite (*grandfathering* en anglais). Toutes choses égales par ailleurs, une attribution gratuite des permis entraîne une violation de la condition d'égalité des coûts marginaux de dépollution des agents et affecte l'efficacité du système (Chevalier & al. 2009). Une fois le marché initié, le prix des permis échangés est endogène aux conditions du marché (offre et demande). L'autorité régulant le marché a toute latitude d'adapter les quotas et le nombre de permis en circulation (i.e. l'offre), par exemple pour accommoder l'entrée de nouveaux agents ou au contraire réduire l'offre de permis afin d'accentuer les incitants à la dépollution.

Du point de vue du pollueur, ce système représente un coût. En plus des coûts liés à la dépollution de son processus de production, il doit assumer celui de l'achat des permis, net de la vente. Sous certaines conditions (quantité de permis émis, coût effectif, etc.), un tel marché permet de minimiser le coût total de dépollution dans l'économie. Il est avant tout indispensable que des possibilités de dépollution existent. Les règles du marché doivent également être claires, transparentes et prévisibles pour les participants afin de minimiser l'incertitude, ce qui exige une régulation relativement forte du marché. De plus, afin que le marché soit liquide, le nombre de pollueurs participants doit être suffisamment élevé. Finalement, au plus les coûts marginaux seront hétérogènes, au plus le système sera efficace.

Quels avantages un marché de permis offre-t-il par rapport à une taxe carbone ? Le débat reste ouvert. Pearce & Turner (1990) mettent en évidence que la valeur des permis, échangés sur un marché, évolue de manière endogène et reflète donc les conditions en temps réel (e.g. l'inflation, le nombre de pollueurs actifs, les coûts de dépollution, ...), alors qu'une taxe devra faire l'objet d'une réévaluation administrative, processus potentiellement long et laborieux en pratique. De plus, comme nous l'avons expliqué ci-dessus, il est probable que le taux d'une taxe ne corresponde pas au niveau théoriquement souhaitable en raison des nombreuses incertitudes et informations manquantes auxquelles doit faire face l'autorité. Dans le cas d'un marché, il suffit de déterminer l'objectif environnemental, d'établir le marché et d'ensuite contrôler son évolution afin de garantir l'adéquation des conditions du marché avec l'objectif en question.

Nous reviendrons sur la discussion du prix du carbone et sur son influence sur l'activité économique au chapitre 5. Pour clore cette section, il convient d'insister sur le fait que toute intervention publique visant à corriger une imperfection du marché n'est pas nécessairement efficace. Corriger une seule source d'imperfection ne mène pas automatiquement à une meilleure allocation et peut parfois empirer

¹¹ Pour un objectif donné et même s'il ne correspond pas au niveau optimum, une taxe permettra néanmoins d'atteindre cet objectif de façon économique (« *cost-effective* ») à condition que l'autorité ait connaissance de la fonction agrégée des coûts marginaux de dépollution (Perman & al. 2003)

la situation (Perman & al. 2003). En outre, une intervention des autorités porte elle-même un coût et son opportunité doit être évaluée au cas par cas.

2. Quel taux d'actualisation pour les politiques environnementales ?

En faisons-nous suffisamment pour les générations futures ? Comment comparer des coûts dispersés dans le temps, parfois de plusieurs décennies ? Le cas de la pollution de l'air, de la concentration des gaz à effet de serre dans l'atmosphère et des perturbations climatiques que celle-ci entraîne est un problème prégnant. Les politiques environnementales sont coûteuses pour les générations actuelles — coûts financiers (investissements dans les énergies renouvelables, fermetures des centrales thermiques, rénovation des bâtiments et du réseau de transport, etc.) et extra-financiers (diminution de la consommation de viande, de la température dans les habitations, etc.) — mais nous pouvons raisonnablement supposer qu'elles bénéficieront aux générations futures (atténuation des effets climatiques extrêmes tels que les tempêtes, les typhons ou les sécheresses, préservation de la biodiversité, ...).

Une analyse coût-bénéfice est d'ordinaire conduite pour juger de la pertinence d'une politique publique ou d'un investissement. Cette analyse permet de monétiser l'ensemble des coûts et de les comparer. Cependant, un coût dont la traduction en unités monétaires est très délicate est celui du temps. Or, l'horizon temporel dans lequel s'inscrivent les enjeux climatiques est vague et les coûts concernés difficiles à identifier avec précision. Dès lors, comment comparer coûts présents et bénéfices lointains et incertains des politiques climatiques ?

La réponse des économistes à ce dilemme de comparaison intertemporelle est le taux d'actualisation, un outil qui traduit les valeurs futures en leur valeurs équivalentes présentes. Dans nos économies décentralisées, le taux d'actualisation ou taux d'intérêt est la variable unique sur laquelle les agents économiques se reposent, coordonnant leurs choix au regard de leurs préoccupations pour l'avenir. Un taux positif déprécie effectivement l'avenir. La valeur actualisée d'un bénéfice futur n'est donc que le bénéfice présent considéré socialement équivalent (Gollier & Hammitt 2014). La valeur actualisée d'un projet dont les coûts et bénéfices sont dispersés dans le temps correspond à la somme actualisée de ces flux. Sur cette base, un investissement est jugé opportun si sa valeur actuelle nette (VAN, soit la valeur actualisée des coûts et bénéfices qu'il engendre) est positive.

Dans les modèles environnementaux (e.g. PRIMES, TIMES), en l'absence de consensus, le taux d'actualisation reflète un choix normatif posé par les auteurs et il est essentiel d'insister sur ce point. Comme nous le verrons dans le chapitre 3, le modèle OPEERA exploité dans cette étude adopte un taux effectif de 0%. Les auteurs accordent donc une grande importance au sort des générations futures. Le niveau de ce taux exerce indubitablement une influence déterminante sur les politiques climatiques suggérées¹² et notamment sur la vitesse à laquelle celles-ci doivent être adoptées.

2.1 Approches normatives et positives

Si le taux d'actualisation et la VAN sont des concepts largement acceptés, la valeur attribuée à ce taux est toutefois hautement controversée. Le taux d'actualisation traduit à la fois l'effet de (re)distribution et d'équité intergénérationnelle (perspective normative) et le coût d'opportunité du capital investi (approche positive). Il exprime nos valeurs à l'égard du futur en variable économique. Il est également

¹² En particulier, dans le cadre spécifique de cette analyse, la durée de vie moyenne d'une centrale au gaz est d'environ 25 ans et la question de la pertinence de sa construction dépendra directement du taux d'actualisation considéré.

intrinsèquement lié à notre évaluation du coût réel de nos émissions des GES pour la société (et notre planète) et au coût social du carbone dont nous avons parlé dans la section précédente.

Ainsi, un taux d'actualisation élevé témoigne d'une forte préoccupation pour le présent, d'une vision à court terme, alors qu'un taux faible (voire négatif) traduit une considération pour le long terme et un souci des générations futures. Le sens commun considère d'ordinaire que nos sociétés basées sur l'économie de marché sont trop court-termistes et attribuent trop peu d'importance aux conséquences à long terme de nos choix présents (Gollier & Hammitt 2014). Autrement dit, le taux d'actualisation serait trop élevé par rapport à ce qu'il serait socialement désirable du point de vue du bien-être intergénérationnel. Mais, en l'absence d'un consensus sur le taux socialement souhaitable, aucun test sérieux n'existe pour étayer ce point. Si certains auteurs prônent l'emploi d'un taux négatif (Fleurbaey & Zuber 2013), d'autres revendiquent le recours à un taux bien plus élevé (~5-7% pour des auteurs tels que Nordhaus¹³ et Dasgupta). Gollier (2012, 2013, Gollier & Hammitt 2014) recommande quant à lui, dans un effort de conciliation des approches positives et normatives (ou éthiques), un taux intermédiaire sans risque de l'ordre de 2,5-3,5%¹⁴.

Si le débat persiste, c'est aussi parce que la réponse à cette question ne peut se limiter à des arguments de nature purement économique. S'accorder sur un optimum requiert un consensus sur l'objectif, ce qui implique une démarche normative. L'éthique est ici au cœur du problème. Investir (pour l'environnement) correspond à un transfert du présent vers le futur. Ce transfert peut être envisagé sous la forme d'une diminution de la consommation actuelle en faveur de celle des générations futures — auquel cas, le taux marginal de substitution de consommation des ménages vient naturellement à l'esprit comme critère d'arbitrage —, ou encore comme la réallocation de ressources de capital productif — interprétation évoquant, elle, le taux de rendement du capital (privé) sans risque — en faveur de ces investissements environnementaux¹⁵ (Gollier 2012). Suivant l'approche utilitariste classiquement adoptée par les économistes, l'évaluation se borne à comparer la somme actualisée des utilités des générations futures à celle de l'actuelle. D'un point de vue éthique, une préférence pour le présent non nulle serait inacceptable¹⁶. Autrement dit, le taux d'actualisation peut se concevoir comme le taux garantissant une allocation optimale des ressources, c'est-à-dire maximisant la somme (non-pondérée, en l'absence de préférence pour le présent) des espérances¹⁷ d'utilité des générations actuelles et futures (Gollier 2012). Un projet peut donc être évalué en fonction de son impact sur le bien-être, suivant la fonction d'utilité intergénérationnelle :

$$W = u(c_0) + \sum_{t=1}^T e^{-\delta t} E u(c_t) \quad (1)$$

avec la fonction d'utilité commune u , c_0 et c_t la consommation présente et future et δ la préférence pour le présent (Gollier & Hammitt 2014).

¹³ Nordhaus (2008, « *A Question of Balance: Weighing the Options on Global Warming Policies* ») évalue notamment dans son ouvrage le coût d'une tonne de CO₂, soit la valeur présente des dommages futurs encourus, à 8\$, sur base d'un taux d'actualisation de 5%. Toute politique de réduction des émissions impliquant un coût supérieur à 8 \$/tCO₂ devrait donc être proscrite. *A contrario*, Stern (2007), dans son rapport éponyme, adopte un taux d'actualisation de 1,4% impliquant un coût de 85 \$/tCO₂.

¹⁴ La variation du taux de 1 à 7% est tout sauf anodine. En effet, un rapide calcul montre que la valeur actuelle d'1 million d'euros dans 100 ans est de ~369 711€ dans le premier cas et de 1 152€ dans le second.

¹⁵ En réalité, le coût d'opportunité du capital n'est pas égal au taux marginal de substitution des ménages en raison, notamment, des taxes pesant sur les revenus du capital (Gollier & Hammitt 2014).

¹⁶ Ceci correspond notamment à l'approche du voile d'ignorance préconisée par Rawls où l'allocation des ressources serait définie de concert par les représentants des différentes générations sans connaissance préalable de celle à laquelle ils appartiennent.

¹⁷ Il est bien question d'espérance d'utilité, et non d'utilité, en raison de l'incertitude du futur.

Néanmoins, dans une économie croissante et sous l'hypothèse d'une utilité marginale décroissante de la consommation des agents, investir pour l'environnement correspond à transférer des ressources « certaines » des pauvres générations actuelles aux riches futures. Notre aversion pour les inégalités est donc un élément clé. Dans cette optique, le taux d'actualisation peut s'envisager comme le rendement minimum permettant de compenser l'augmentation de l'inégalité intertemporelle que l'investissement engendre : au plus forte notre aversion, au plus élevé le taux (Gollier & Hammitt 2014). Cet effet richesse est capturé par la règle de Ramsey. Il croît logiquement de manière proportionnelle au rythme (γ)¹⁸ auquel l'utilité marginale décroît avec la consommation. Ce coefficient peut s'interpréter comme l'aversion collective aux inégalités¹⁹. Par conséquent, d'un point de vue normatif, le taux d'actualisation est croissant avec γ et le taux de croissance (réel) de l'économie (Gollier 2012). En l'absence d'incertitude sur la croissance de l'économie g_t , le taux d'actualisation efficient R_t (Gollier & Hammitt 2014) :

$$R_t = \gamma g_t \text{ avec } g_t = \frac{1}{t} \ln \frac{c_t}{c_0} \quad (2)$$

Une première conclusion à tirer est donc que le taux d'actualisation variera d'une économie à l'autre et sera généralement différent dans un pays émergent du taux applicable dans une économie développée.

Dans une optique positive, la théorie de la finance propose un cadre de référence utile au débat. En effet, bien que celui-ci concerne des enjeux climatiques, la question centrale porte sur la détermination d'un prix. Dans un marché parfait dénué de friction, le taux d'actualisation est à la fois égal au taux d'intérêt du marché, au taux de rendement du capital privé (sans risque) (i.e. taux de rendement interne) ainsi qu'à celui auquel les ménages substituent consommation présente et future (i.e. taux marginal de substitution intertemporel, taux au-delà duquel les agents préféreront augmenter leur épargne plutôt que la consommer). Ceci suggère d'utiliser le taux d'intérêt du marché pour actualiser les flux d'un projet investissement environnemental car, dans un monde sans friction, le taux d'intérêt traduit en même temps le coût d'opportunité du capital et l'exigence des agents à l'égard du rendement minimum de leur investissement (Gollier 2012). Selon l'approche positiviste, employer un taux d'actualisation égal à celui du marché permet donc une allocation intertemporelle socialement optimale des ressources qui maximise le bien-être intertemporel des agents. Pour déterminer ce taux, il est possible de se baser sur celui des actifs « sûrs » échangés sur les marchés, tels que les bonds de dette souveraine de certains pays jugés financièrement fiables.

Notons ici que le rendement des actifs dépend de leur échéance (et du pays dont émane la dette). Cet aspect temporel doit donc être pris en considération lors de la discussion du taux d'actualisation à appliquer à un projet environnemental. Néanmoins, les marchés n'offrent pas d'indications pertinentes à (très) long terme, c'est-à-dire lorsque l'horizon temporel dépasse l'échéance maximale des actifs « sûrs », typiquement 20 à 30 ans. En outre, à si long terme, même la dette des pays jugés les plus solvables ne peut plus être considérée comme totalement dénuée de risque, principalement en raison de l'incertitude pesant sur l'inflation (les taux d'intérêt sont typiquement définis en termes nominaux) et le risque de défaut de paiement (Gollier & Hammitt 2014). Dans ces conditions, l'approche positive n'est plus applicable en tant que telle.

Néanmoins, les marchés ne sont pas parfaits : une multitude de frictions altèrent le signal-prix du taux d'intérêt et mènent à un processus d'allocation inefficace. D'une part, les problèmes d'agence et d'information imparfaite induisent des distorsions des prix et des problèmes de sélection (e.g. la récente

¹⁸ Suivant le consensus, γ est supposé osciller entre 1 et 4 (Gollier & Hammitt 2014).

¹⁹ Un coefficient $\gamma = 0$ correspond donc à une absence totale de considération pour les inégalités.

crise des *subprimes*). D'autres part, un corpus théorique croissant détaille les limites de la rationalité des êtres humains et tend en particulier à démontrer qu'il nous est difficile d'adopter un comportement rationnel quant à la planification de notre consommation future²⁰. En outre, à l'équilibre, le marché (du crédit) est incomplet car de nombreux contrats mutuellement profitables ne sont pas adoptés. Dans le cas qui nous occupe, les générations futures sont dans l'incapacité de souscrire un contrat avec leurs homologues présents. Ces imperfections induisent une distorsion du signal-prix du taux d'intérêt qui ne valorise pas fidèlement le temps et entraîne une allocation inefficace des ressources à travers le temps (Gollier 2013). L'altruisme intergénérationnel est parfois invoqué pour nuancer ce constat mais la littérature documente que cet incitant est insuffisant et induit une allocation biaisée en faveur du présent (Gollier 2012).

Biens non marchands et prix relatifs

La discussion s'est jusqu'à présent focalisée sur l'utilité dérivée de la consommation de biens marchands. Cependant, le bien-être des agents dépend également de biens tels que la santé, la propreté de l'air ou encore l'état de l'écosystème. Ces biens sont traditionnellement exclus des mesures économiques et, dans le cas des biens de nature environnementale, sont intrinsèquement difficiles à monétariser. Néanmoins, les prix relatifs des différents biens (marchands et non-marchands) peuvent évoluer drastiquement et le taux d'actualisation effectif est donc également fonction de la catégorie de biens considérée²¹. Or, compte tenu de la croissance de la production et de la consommation des biens matériels, les prix relatifs des biens non marchands auront certainement tendance à s'accroître à l'avenir. La valeur des biens environnementaux devrait donc être actualisée à un taux inférieur au taux appliqué aux biens marchands mais ces taux sont interdépendants. Ils sont fonctions de l'évolution de la consommation et de l'environnement ainsi que de l'incertitude pesant sur ces changements²² (Gollier & Hammitt 2014).

2.2 Incertitude et valorisation du risque

De la discussion ci-dessus, il ressort deux sources clés d'incertitudes à intégrer dans la définition du taux d'actualisation : la croissance future — soit, l'état du monde à l'échéance — et les coûts et bénéfices du projet d'investissement.

La logique de l'effet richesse formalisée par Ramsey suppose de connaître le taux de croissance futur. Dans le cadre des projets environnementaux, ceci correspond parfois à un horizon de plus d'un siècle. La croissance passée n'offre cependant qu'une indication sans aucune garantie pour l'avenir. Certains auteurs considèrent la croissance annuelle moyenne du PIB par habitant de l'ordre de ~1,75% au cours des 50 dernières années comme une indication du potentiel long terme. La croissance est toutefois un phénomène cyclique et cinq décennies ne représentent qu'une infime partie de l'histoire économique de l'humanité et rien ne permet d'affirmer avec certitude que cette tendance se prolongera pour le siècle à venir²³ (Gollier 2012). Cette incertitude doit donc être intégrée dans la détermination du taux d'actualisation. L'effet richesse doit être nuancé par un effet de précaution négatif et proportionnel au degré d'incertitude. Il semble en effet intuitif que, confrontée à l'incertitude de sa future prospérité, la

²⁰ Pour une discussion éclairante sur les apports de l'économie comportementale, j'invite le lecteur intéressé à consulter l'ouvrage « *Misbehaving: The Making of Behavioral Economics* » de Richard H. Thaler (2015).

²¹ Plus spécifiquement, un bien dont le prix relatif augmente à un taux supérieur doit se voir appliquer un taux d'actualisation auquel est soustrait cette augmentation relative.

²² Ils dépendront aussi de la mesure dans laquelle consommation et environnement sont complémentaires ou substituables pour le bien-être des agents.

²³ En particulier, Gollier (2012) insiste sur et sur la possibilité d'un brusque retour à la moyenne d'une croissance significativement plus faible.

société doit faire preuve de prudence, i.e. réduire le taux d'actualisation (Gollier & Hammitt 2014). Formellement, nous obtenons une formule de Ramsey étendue afin d'y intégrer l'effet de précaution, proportionnellement à la volatilité du taux de croissance σ de la consommation (de tendance μ).

$$R_t = \gamma(\bar{g} - 0.5(\gamma + 1)\sigma^2) = \gamma(\mu - 0.5\gamma\sigma^2) \quad (3)$$

Cette formule de Ramsey étendue est indépendante du terme. Elle n'est toutefois valable que sous deux hypothèses précises. Premièrement, l'aversion aux inégalités des agents est supposée constante. Ensuite, l'incertitude sur l'évolution de la croissance doit suivre une distribution normale. Autrement dit, la formule de Ramsey n'est correcte que si la croissance se compose d'une tendance de fond stable accompagnée d'une volatilité idiosyncratique stable également, et connue. L'occurrence de chocs économiques aléatoires dont les effets sont persistants sur la croissance contredit cette hypothèse (Gollier & Hammitt 2014). En outre, les études empiriques tendent à indiquer que les queues de distribution sont trop épaisses, i.e. que les événements extrêmes sont plus fréquents que ce que suggère une distribution normale. Par conséquent, l'effet de précaution croît avec l'horizon temporel et la structure par terme du taux d'actualisation sans risque doit donc suivre un profil décroissant²⁴ (cf. Fig. 1) (Gollier 2012). Ainsi, pour des échéances supérieures à 30 ans, Weitzman (2001) suggère-t-il d'adopter une structure décroissante progressive du taux d'actualisation.

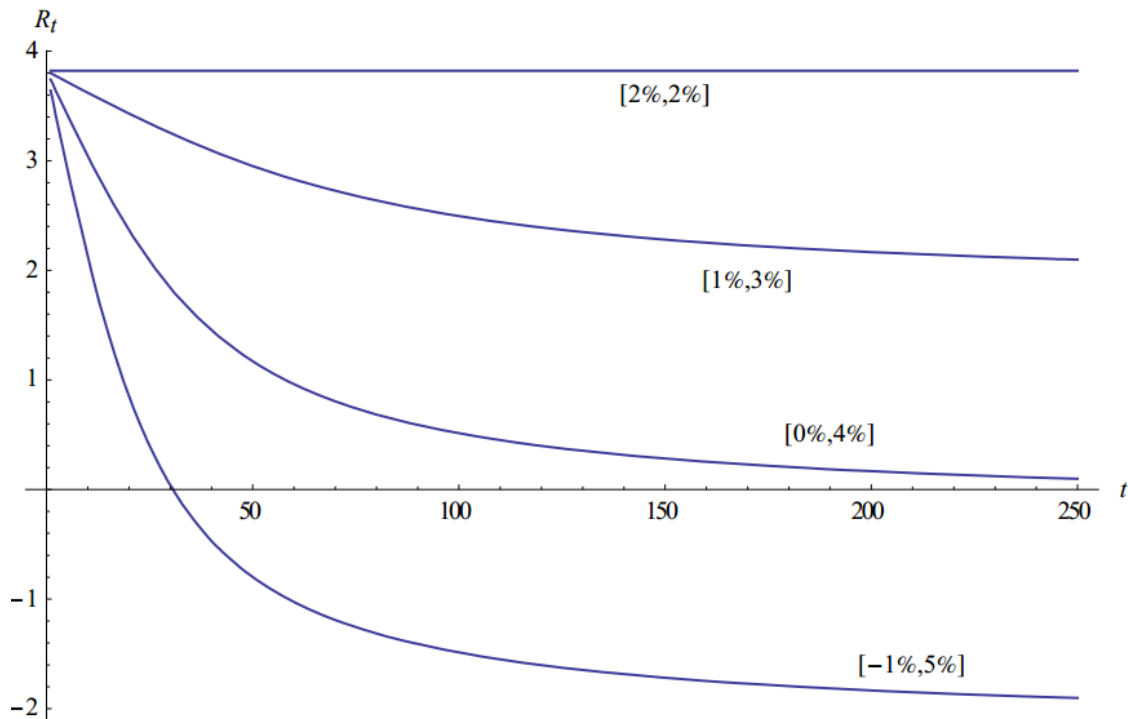


Figure 1 – Structure temporelle du taux d'actualisation, avec $\gamma = 2$, $\sigma = 3\%$ et un taux de croissance $[a ; b]$ correspondant à deux taux équiprobables (Gollier & Hammitt 2014:16)

La controverse ne se limite donc pas au seul niveau du taux d'actualisation et sa structure par échéance fait également l'objet d'un intense débat. Il semble en effet peu réaliste de pouvoir déterminer un taux unique, indépendamment de l'horizon temporel mais aussi de la nature de l'investissement (e.g.

²⁴ Certains économistes ont questionné la cohérence temporelle de cette analyse où le taux d'actualisation dépend du temps. Gollier (2012) insiste sur ce point sur la différence entre taux d'actualisation monétaire et taux de préférence pour le présent. Cette dernière étant ici considérée nulle et constante, la logique développée est dynamiquement cohérente.

population et secteurs de l'économie affectés) (Fleurbay & Zuber 2013). Le taux de 2,5-3,5% suggéré par Christian Gollier est destiné à être appliqué à des projets dont l'horizon ne dépasse pas 20 ans. Gollier (2012, 2013) suggère un profil dégressif jusqu'à 1% pour les termes supérieurs à 100 ans.

Notons, toutefois, que ces taux concernent des investissements où le risque est nul. Or, les bénéfices d'investissements environnementaux (e.g. les bénéfices pour la société de la réduction des émissions de GES) sont typiquement extrêmement incertains. Le risque, en soit, est dissocié de la discussion de la valorisation du temps que traduit le taux d'actualisation et doit, par conséquent, être valorisé indépendamment sous la forme d'une prime de risque (Gollier 2012). Sous l'hypothèse de concavité de la fonction d'utilité, les agents présentent une aversion vis-à-vis du risque. Par conséquent, un accroissement du risque exerce un effet négatif sur le bien-être futur (Gollier 2013). D'un point de vue normatif, on considèrera l'impact du risque supplémentaire engendré par un investissement sur le bien-être des générations futures. Suivant la logique positiviste, l'incertitude à l'égard des bénéfices de la lutte contre le changement climatique requiert donc d'appliquer une prime de risque au taux d'actualisation sans risque discuté ci-dessus afin de capturer le coût d'opportunité réel du capital (Gollier & Hammitt 2014).

La prime de risque correspond formellement à la différence entre le bénéfice espéré et son équivalent certain, qui tient compte des caractéristiques du risque du flux futur ainsi que du degré d'aversion des agents concernés. En réalité, il est cependant ardu d'appliquer cette logique car elle implique de calculer la distribution de probabilités des coûts et bénéfices nets ainsi que leur dépendance vis-à-vis du reste de l'économie. En théorie, un risque indépendant des conditions de l'économie peut être diversifié par mutualisation et donc éliminé. Néanmoins, les bénéfices nets d'un projet d'investissement, et donc leur valeur socioéconomique, seront le plus souvent corrélés positivement aux conditions économiques. Dès lors, ces risques ne pourront être éliminés par leur mutualisation (Gollier 2012).

La prime de risque appliquée doit donc être proportionnelle à l'aversion au risque et au bêta socioéconomique (β^{se}) de l'investissement²⁵, soit la mesure de l'augmentation attendue, en pourcent, des bénéfices socioéconomiques nets du projet pour une croissance marginale de la consommation agrégée (ou du PIB par habitant) de 1% (Gollier 2013). Un coefficient élevé témoigne d'un projet qui augmente significativement le risque macroéconomique porté par les agents et doit donc être pénalisé en conséquence. Un coefficient positif (et supérieur à l'unité) traduit donc l'hypothèse qu'un projet climatique engendrera un bénéfice net maximal lorsque la croissance est forte, situation où un maximum d'actifs seront exposés au risque du changement climatique. *A contrario*, un bêta négatif (ou faible) correspond à un projet à l'effet stabilisateur sur les chocs macroéconomiques. À l'extrême, ceci revient à estimer que les bénéfices nets de l'investissement seront les plus importants dans le cas d'une sévère régression de l'économie mondiale, soit un état où la consommation est minime et où l'investissement permettra à des nombreux individus de subsister.

À partir d'un taux d'actualisation sans risque de 3,5%, le taux d'actualisation socialement efficient pour évaluer un projet dont le profil de risque correspond à β^{se} est donc : $3,5\% + \beta^{se} * \gamma\sigma^2$.

Le bêta socioéconomique constitue donc un élément crucial dans l'évaluation d'un projet mais son calcul est une entreprise ardue. Déterminer le bénéfice socioéconomique en tant que tel d'un investissement implique de prendre en compte l'ensemble des externalités générées mais le bêta nécessite en plus de déterminer son élasticité à la situation macroéconomique (Gollier 2012). La

²⁵ À ne pas confondre avec le bêta financier fréquemment utilisé mais qui néglige les externalités non-financières et est typiquement supérieur en raison de la volatilité plus importante des marchés financiers, induisant donc une prime de risque plus élevée que celle pertinente pour l'économie agrégée.

littérature est encore dépourvue d'estimations rigoureuses de ce coefficient pour des projets d'investissements climatiques (Gollier 2013).

2.3 Protection des plus vulnérables : un taux d'actualisation négatif ?

À l'image du critère *maximin* de Rawls visant à maximiser le bien-être de la génération la moins favorisée, quelle attention devrions-nous accorder au sort des populations les plus vulnérables ?

Dans le contexte du changement climatique, j'ai déjà déjà mentionné que l'éventualité d'évènements extrêmes plus fréquents que suggérés par une loi normale tend à invalider la formule de Ramsey étendue et nécessite de renforcer l'effet de précaution et donc de diminuer le taux d'actualisation. Développant cette logique, Weitzman (2007) démontre que supposer que la croissance suive une loi de Student (afin de prendre en compte des queues de distributions plus importantes que pour la loi normale) implique un effet de précaution infini et donc un taux d'actualisation de moins l'infini. Au-delà de la fragilité de la formule de Ramsey, cette démarche met en avant l'influence de la probabilité non-nulle d'évènements extrêmes sur le taux d'actualisation. En l'absence de borne inférieure au taux de croissance, il est impossible d'exclure la possibilité d'une situation extrême où la consommation tendrait vers zéro et où l'utilité marginale augmenterait donc à l'infini. Cette éventualité théorique est invoquée par certains pour justifier une nécessité impériale d'investir l'intégralité de nos ressources actuelles pour préserver les générations futures (Gollier & Hammitt 2014).

Sans atteindre de tels extrêmes, Fleurbaey & Zuber (2013) insistent sur le profil de risque hétérogène des différentes populations mondiales et estiment qu'à long terme, seul le pire scénario de la population la plus défavorisée doit être considéré. Par conséquent, dans la mesure où les populations les plus vulnérables seraient les plus affectées par les conséquences du changement climatique²⁶, compte tenu de l'incertitude de la croissance future et du fait que les bénéfices nets des politiques environnementales soient maximaux dans un scénario climatique négatif, ils défendent l'adoption d'un taux d'actualisation négatif pour évaluer certains projets.

Concrètement, si les contributeurs présents sont plus riches que les (principaux) bénéficiaires futurs (e.g. projets financés par les pays riches en faveur de population pauvres et vulnérables), l'effet de richesse devient négatif. Cette logique renforce l'idée que la lutte contre le changement climatique devrait avant tout être financée par les pays développés responsables de la majorité du stock de GES présent dans l'atmosphère²⁷ et riches à l'échelle mondiale. Une telle approche implique de facto de placer l'analyse au niveau des individus. Ainsi, selon Fleurbaey & Zuber (2013), les taux d'actualisation doivent être définis pour chaque projet spécifique (horizon temporel et population(s) affectée(s)) et au niveau des individus avec pour objectif principal d'évaluer la priorité sociale relative de différentes personnes de différentes générations. Défini de la sorte, le taux d'actualisation dépasse le strict cadre utilitariste parfois réducteur et reflète davantage les considérations d'inégalités intra et intergénérationnelles au cœur de la problématique centrale sous-jacente du bien-être social²⁸.

3. Le coût social du carbone

La principale difficulté à laquelle sont confrontées les initiatives climatiques relève de la politique économique (Gollier & Tirole 2015). Les coûts sont immédiats et locaux alors que les gains, aussi larges et critiques soient-ils, sont mondiaux et ne seront perceptibles que dans un futur lointain par des

²⁶ Les rapports de plusieurs organisations internationales faisant autorité, telles que la Banque Mondiale et l'ONU (e.a. par la voix du GIEC), tendent à étayer cette hypothèse.

²⁷ Ce dernier point évoque le principe de pollueur-payeur mentionné dans la section précédente.

²⁸ Les auteurs rejoignent ici l'opinion exprimée par Stern (2007).

individus incapables d'influencer le débat politique actuel. Ce problème de redistribution intergénérationnelle fut développé dans la section précédente. L'approche alors préconisée ne comportait aucune préférence pour le présent. Aussi indiscutable que soit le mérite de cette hypothèse, la réalité politique et électorale engendre nécessairement des frictions par rapport à cet « idéal ». De plus, un effort unilatéral bénéficiera tout autant, voire davantage, aux états récalcitrants (*carbon leakage*), notamment dans le cas des pays développés, sachant que les pays émergents sont globalement plus exposés au changement climatique. Les incitants nationaux sont donc faibles car s'il est collectivement efficient d'agir, cette attitude n'est pas individuellement optimale. Pour ces raisons, Gollier & Tirole (2015) estiment que les nations n'internalisent pas les bénéfices de leurs stratégies de mitigation et restent bloquées dans la tragédie classique des biens communs (*free-riding*). Dépasser ce problème requiert la mise en place d'institutions spécifiques et l'adoption d'un prix carbone « cohérent »²⁹.

Les fondements théoriques sur lesquels repose le concept de tarification du carbone, indépendamment de sa forme, furent développés ci-dessus. La raison d'être d'un prix (d'une taxe) carbone est d'internaliser les coûts externes de pollution (de l'atmosphère) dans le comportement des agents. Défini au niveau opportun, un prix carbone permet une réduction efficiente (*cost-effective*) des émissions, minimisant le coût d'opportunité de l'intervention sur le marché (Perman & al. 2003). Évaluer ce montant n'est pas une entreprise triviale et rejoint le débat relatif au taux d'actualisation : les coûts sociaux de la pollution sont incertains, diffus pour la plupart et relativement lointains. Cet exercice nécessite de mettre en balance efficacité environnementale, économique et équité intergénérationnelle (Chiroleu-Assouline & Fodha 2009). Le montant exact peut correspondre au niveau jugé économique optimal pour la (une) société ou être défini en rapport à un objectif environnemental précis, lui-même déterminé de manière arbitraire ou sur base d'une modélisation précise des dommages associés à différents niveaux de pollution. Il est néanmoins évident que chacune de ces analyses repose sur quantités de variables incertaines. En outre, si la théorie suggère l'adoption d'un prix universel (pour des raisons d'efficacité, de crédibilité et de transparence), ceci constitue une option irréalisable en pratique et qui soulève également des questions éthiques en l'absence d'un système de redistribution pour rétribuer les pays pauvres désavantagés (Gollier & Tirole 2015).

Le rapport publié par la *High-Level Commission on Carbon Prices* (HLCCP 2017) apporte une contribution pertinente au débat. L'objectif de cette commission est d'étudier les différentes options de tarification explicite du carbone permettant d'induire les changements (notamment en termes d'investissements en technologie, infrastructures et équipements) nécessaires au respect des objectifs de l'Accord de Paris et compatibles avec un développement économique durable³⁰. En accord avec les conclusions du GIEC (IPCC 2015), la HLCCP estime biaisée négativement la majorité des fonctions de dommages dans les exercices de modélisation et négligeant de nombreux risques et coûts (externes) associés au changement climatique. La présence, notamment, de discontinuités dans la structures de ces coûts et l'extrême vulnérabilité de certaines population (cf. argument similaire formulé par Fleurbaey & Zuber 2013) nécessite une révision significative à la hausse du SC-CO₂ global. Sous condition d'un

²⁹ Dans la dichotomie présentée au chapitre I, la tarification du carbone est un instrument économique agissant directement sur les motivations des agents en altérant la structure des prix du marché. Le principal avantage de cette méthode est qu'elle permet une réduction efficiente (*cost-effective*) des émissions et donc de minimiser le coût d'opportunité de l'intervention sur le marché (Perman & al. 2003). Une condition nécessaire pour cela est l'égalité des coûts marginaux de dépollution entre pollueurs, condition remplie par une taxe ou un système de permis échangeables.

³⁰ Cette commission, présidée par Joseph Stiglitz et Nicholas Stern, fut établie à l'initiative de la *Carbon Pricing Leadership Coalition* (Banque Mondiale) lors de la COP22. Elle se compose d'économistes et d'experts du climat et de l'énergie.

cadre politique général favorable, le rapport conclut qu'un prix carbone minimum de US\$40–80/tCO₂ en 2020 et de US\$50–100/tCO₂ en 2030 est nécessaire³¹.

Déterminées de manière à inciter les agents à adopter les changements requis par l'Accord de Paris, les fourchettes présentées sont larges. Le niveau exact est tributaire du contexte économique et politique local (effets de redistribution, coût d'opportunité et d'ajustements, etc.) et de l'évolution technologique et en particulier des coûts (de production) relatifs. La commission reconnaît ainsi que le prix puisse être inférieur dans les pays en développement en raison des mesures complémentaires moins coûteuses et de considérations (re)distributives et éthiques. Un coût inférieur pourrait également se révéler compatible avec les objectifs de l'Accord de Paris si des politiques complémentaires plus ambitieuses sont mises en place, en particulier une réduction drastique des subsides dont bénéficient les combustibles fossiles et qui constituent, en l'effet, un coût carbone négatif³². La trajectoire de l'évolution du prix carbone est elle-même déterminante, elle devra être définie de manière aussi explicite que possible afin de réduire le degré d'incertitude et tenir compte de l'évolution du contexte local et global, notamment de l'environnement technologique. La commission insiste sur l'impératif d'un signal prix initial fort accompagné d'un engagement crédible et transparent sur l'évolution futur du prix carbone. Un prix initial élevé impose des coûts relativement élevés à court terme, approche jugée plus efficace pour initier les changements requis malgré des coûts d'ajustement supérieurs à court terme.

Une approche alternative fut adoptée par l'*Interagency Working Group* (IWG) constitué aux États-Unis à partir de 2010 à la demande du Président Obama. Le mandat de ce groupe est d'évaluer le SC-CO₂ comme le coût monétaire des dommages engendrés par l'augmentation des émissions carbone au court d'une année donnée. La raison d'être de cet objectif est d'aboutir à un coût que les différentes institutions américaines doivent intégrer dans l'analyse coût-bénéfices de leurs politiques. Pour chaque année, quatre valeurs du SC-CO₂ sont définies. Les trois premières correspondent au SC-CO₂ moyen obtenu par trois IAM couramment utilisés (DICE, PAGE et FUND), pour des taux d'actualisation de 2,5, 3 et 5% respectivement. La dernière valeur est destinée à prendre en compte des événements à faible probabilité mais dont les coûts sont extrêmes. Suite à la dernière révision de 2016, les valeurs du SC-CO₂ estimées par l'IWG (2016:04) s'élèvent à :

- 62 ; 42 ; 12 et 123 \$ de 2007 par tonne de CO₂ projetés en 2020
- 73 ; 50 ; 16 et 152 \$ de 2007 par tonne de CO₂ projetés en 2030
- 84 ; 60 ; 21 et 183 \$ de 2007 par tonne de CO₂ projetés en 2040
- 95 ; 69 ; 26 et 212 \$ de 2007 par tonne de CO₂ projetés en 2050

Il est important de garder à l'esprit que ces valeurs correspondent à des moyennes et que la distribution des estimations autour de celles-ci reflète l'incertitude entourant plusieurs paramètres clés des modèles. Bien que le SC-CO₂ soit calculé par l'IWG au profit des institutions américaines, notons également que les dommages considérés ne s'y limitent pas et couvrent l'ensemble des coûts mondiaux associés à l'augmentation marginale des émissions carbone.

³¹ Remarquons que ces montants coïncident avec les prévisions (90 €/tCO₂ en 2030) de l'IEA (World Energy Outlook 2016) utilisées par Elia (2017) pour sa modélisation du marché belge.

³² Une étude récente couvrant la quasi-totalité des pays du monde évalue à US\$650M le montant des subsides fiscaux bénéficiant aux combustibles fossiles en 2015 (Coady et al. 2016). L'OCDE estime pour sa part que ces membres ont dépensé pas moins de US\$55-90M annuellement entre 2005 et 2011 (OCDE 2013).

II. Politiques environnementales et engagements (inter)-nationaux

1. Cadre général : politiques et objectifs européens

1.1 Politique environnementale de l'Union européenne

Le changement climatique est par nature un problème qui dépasse les frontières. Pour relever efficacement ce défi, une coordination des efforts nationaux est indispensable à l'échelle mondiale, tâche réalisée sous l'égide des Nations unies. Dans le cas de la Belgique, l'Union européenne (UE) constitue l'échelon régional de référence, notamment en raison de l'interdépendance (énergétique) croissante entre États membres.

L'accord de Paris signé en 2015 marque une étape importante dans la lutte contre le changement climatique. Les Parties se sont engagées à contenir « l'élévation de la température moyenne de la planète nettement en dessous de 2°C par rapport aux niveaux préindustriels et en poursuivant l'action menée pour limiter l'élévation de la température à 1,5°C par rapport aux niveaux préindustriels » (Art. 2.1.a). L'Accord prévoit explicitement l'application différenciée du niveau d'effort, « conformément à l'équité et au principe des responsabilités communes mais différenciées et des capacités respectives, eu égard aux différentes situations nationales » (Art. 2.2). Pour les pays développés, l'Accord implique une réduction drastique des émissions de gaz à effet de serre.

Le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) fondé en 1988 par le Programme des Nations unies pour l'environnement (PNUE) et par l'Organisation météorologique mondiale (OMM) — en anglais IPCC pour *Intergovernmental Panel on Climate Change* — analyse les scénarios potentiels au niveau mondial et explore les trajectoires alternatives de développement possibles afin de réduire les émissions de GES. Le GIEC est un organe scientifique qui exploite les données scientifiques, techniques et socio-économiques issues publiées dans le monde et pertinentes à la compréhension du changement climatique et de ses conséquences. En 2014, le GIEC a publié son cinquième Rapport d'évaluation (le sixième doit être présenté en 2022).

Selon ces analyses, 2050 sera une étape critique dans la poursuite d'un futur bas carbone et des émissions négatives de GES seront nécessaires entre 2050 et 2100 si nous voulons être capables d'atteindre les objectifs de l'Accord de Paris de limiter la hausse de la température moyenne mondiale en-deçà de 2° Celsius. Une approche plus quantitative consiste à estimer le budget carbone correspondant, soit la quantité de carbone que l'atmosphère est capable d'absorber au cours d'un intervalle de temps sans dépasser ce seuil de réchauffement de 2°. Selon les estimations de l'Agence Internationale de l'Énergie (Ang. : IEA) et de l'Agence Internationale de l'Énergie Renouvelable (Ang. : IRENA), ce budget serait de 880Gt CO₂³³ pour une probabilité de 66% de ne pas dépasser ce seuil au cours du 21^e siècle³⁴. Compte tenu de la contribution prédominante du secteur de l'énergie dans les émissions mondiales de GES³⁵, le budget serait accaparé à hauteur de 790Gt CO₂ par les émissions résultant de la production et de la consommation d'énergie (IEA & IRENA 2017). Ceci place le secteur de l'énergie au cœur des efforts climatiques.

³³ Budget restant pour la période 2011-2100, 160 Gt CO₂ ayant déjà été émis entre 2011 et 2014.

³⁴ Ce chiffre ne correspond pas à une probabilité au sens strict, mais bien à la proportion des simulations du modèle (IPCC, IEA) dans lesquelles le réchauffement ne dépasse pas le seuil des 2°C.

³⁵ Selon le rapport de l'IEA et d'IRENA, deux-tiers des émissions mondiales de CO₂ sont attribuées à ce secteur.

Dans ce contexte, l'Union européenne s'est engagée à réduire, d'ici 2050, ses émissions de GES de 80 à 95% par rapport au niveau de 1990. À cette fin, la Commission européenne (CE) a publié en décembre 2011 une « *Feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050* » [COM/2011/885] pour formaliser une approche commune transparente et claire pour les États membres. Ce document a depuis été complété par des feuilles de routes spécifiques établissant des objectifs intermédiaires (2020, 2030) et différenciés par secteur d'activité sur lesquels nous reviendrons plus bas.

La politique environnementale de l'UE s'inscrit dans le cadre général de la « *Stratégie européenne pour la sécurité énergétique* » [COM/2014/330]. Les enjeux de la transition peuvent s'y résumer par « sécurité, accessibilité et durabilité ». La décarbonisation doit être considérée conjointement aux problèmes de sécurité énergétique (approvisionnement en combustibles, disponibilité de l'électricité) et socio-économique (compétitivité des entreprises, accessibilité à l'énergie pour les ménages). L'enjeu est d'aboutir à un niveau de demande adapté (efficacité, comportements de consommation) et un mix énergétique équilibré permettant de remplir les objectifs environnementaux sans que cela soit au détriment d'autres aspects énergétiques critiques pour la société (Fig. 2).

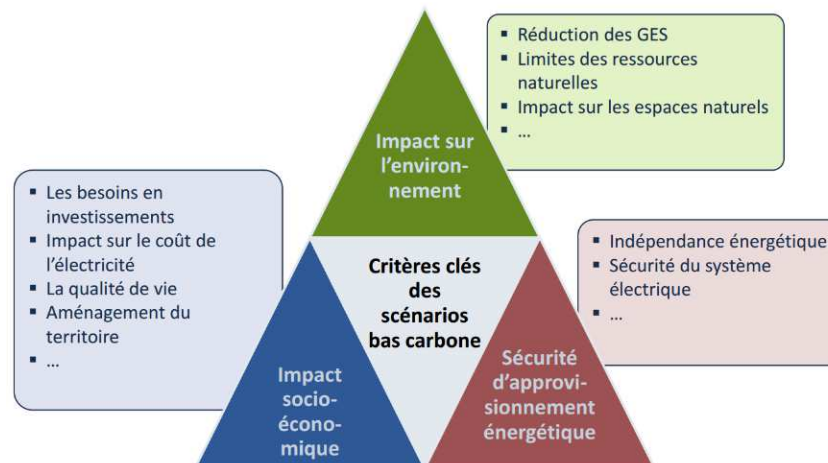


Figure 2 - Enjeux de la transition énergétique (Climact 2012:26)

Le paquet législatif Climat-Énergie 2020 [COM/2010/639] définit les objectifs à court terme des États membres. D'ici 2020, ceux-ci doivent avoir :

- réduit leurs émissions de GES d'au moins 20%
- atteint un minimum de 20% d'énergie renouvelable dans leur consommation
- et réalisé des économies d'énergie de 20% ou supérieures.

En outre, la part des énergies renouvelables dans le secteur du transport devra atteindre 10% dans tous les pays de l'UE. Pour atteindre ces objectifs, l'UE a identifié des axes prioritaires :

- l'efficacité énergétique (bâtiments, produits et transport)
- la création d'un marché de l'énergie intégré paneuropéen
- le développement et l'installation de technologies bas carbone (solaire, éolien, réseau intelligent et captage et stockage de carbone)
- et la consolidation des relations avec les partenaires externes et leur intégration dans le marché européen de l'énergie.

Le jalon suivant est fixé à 2030, lorsque l'UE devra avoir (CE 2014) :

- réduit de 40% ses émissions de GES par rapport aux niveaux de 1990

- atteint 27% de part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique
- et 27% d'économies par rapport à la tendance actuelle (scénario *business-as-usual*, « BAU »).

En support de ces objectifs, la Commission accorde une priorité à la réforme de l'*Emission Trading Scheme* (ETS) et aux initiatives d'interconnexion. Cependant, le « paquet 2030 » n'existe encore qu'à l'état de proposition et un accord contraignant doit encore être signé. Il est important de souligner que les trajectoires de réductions au sein desquelles s'inscrivent les objectifs européens nécessitent de profonds changements et évolutions de la part des États membres dans leur rapport à l'énergie. Les directives et règlements européens déterminent le cadre commun d'action mais ne peuvent se substituer totalement aux initiatives et politiques nationales.

Le secteur de l'électricité est au cœur de la transition et son succès y est étroitement conditionné. La décarbonisation des autres secteurs de l'économie européenne passera par l'électrification de la demande en énergie. Dans cette optique, de nombreuses études ont démontré qu'il est virtuellement impossible de parvenir à une réduction de 80% des émissions de GES dans l'économie européenne sans une décarbonisation du secteur de l'électricité de l'ordre de 95 à 100% (ECF 2010 & 2011, Climact 2017). L'enjeu est donc de taille. Dans le cadre de l'accord international de la conférence de Cancún (2010) et à l'initiative de l'UE, il fut instauré la nécessité pour les États industrialisés de définir et d'implémenter des *Stratégies de Développement Bas Carbone* (SDBC, ou LCDS en anglais pour *Low Carbon Development Strategies*). Plusieurs États s'y sont attelés, mais fin 2017 seuls 13³⁶ des 28 États membres avaient effectivement publié leur document national. La Belgique n'en dispose toujours pas à ce jour³⁷.

Si certains États membres doivent fournir des efforts supplémentaires, globalement, l'UE est en bonne voie pour atteindre ses objectifs 2020, et ce malgré un cadre réglementaire commun faisant toujours défaut. En ce qui concerne la part des sources d'énergies renouvelables (SER), une amélioration significative s'est produite mais les efforts doivent être accentués de la part de l'ensemble des États membres. Il convient de noter que l'objectif (juridiquement non contraignant) d'une réduction de 20% par rapport au scénario BAU ne sera pas atteint si l'on s'en tient aux politiques actuelles. À plus long terme, les politiques en place ne permettront pas non plus d'atteindre 80% de réduction des émissions de GES d'ici 2050. En outre, l'UE demeure vulnérable au niveau de ses approvisionnements énergétiques en raison d'un degré de dépendance important et persistant à l'égard de fournisseurs extérieurs, en particulier en matière d'énergies fossiles, cette situation l'exposant aux risques de prix liés à ces ressources (niveau et volatilité) (CE 2014). Considérées dans le contexte plus large des engagements internationaux adoptés dans la continuité de l'Accord de Paris, les perspectives environnementales n'offrent aucune raison de se réjouir. En comparaison au budget carbone spécifique du secteur de l'énergie de 790 Gt CO₂ estimé par l'IEA & IRENA (2017), les NDCs enregistrées auprès de l'ONU impliqueraient, selon la même source, des émissions de l'ordre de 1 260 Gt d'ici 2050, soit un excès de près de 60% du budget alloué. Respecter l'agenda et les objectifs fixés dans l'Accord de Paris requiert donc un effort de transition exceptionnel, tant au niveau de sa portée que de son intensité et de sa vitesse de mise en place.

³⁶ Ont publié une SDBC : l'Allemagne, Chypre, le Danemark, l'Estonie, la Grèce, la Finlande, la France, l'Irlande, la Lituanie, les Pays-Bas, le Portugal la République Tchèque et le Royaume-Uni. Parmi ceux-ci, seuls six contiennent des objectifs de réduction d'émissions.

³⁷ Elle a néanmoins remis au GIEC ses *Nationally Determined Contributions* (NDC), conformément à l'Article 4, paragraphe 19 de l'Accord de Paris, dans lesquelles sont développées les actions que les Parties s'engagent à entreprendre pour atteindre les objectifs de l'Accord ».

1.2 L'Europe de l'énergie : situation initiale & tendances passées sur le marché de l'électricité

Le but de cette sous-section n'est pas de présenter un aperçu exhaustif des initiatives et politiques européennes en matière d'énergie. Toutefois, compte tenu de l'autorité exercée par les institutions de l'UE dans ce domaine, il est judicieux de préciser le cadre énergétique général au sein duquel évolue la Belgique. L'intégration du marché européen de l'énergie figure en effet parmi les priorités de la Commission européenne, en témoignent les nombreux projets et initiatives en cours dans ce domaine. La Belgique occupe à cet égard une position clé en Europe de l'Ouest et notre marché national est particulièrement sensible aux politiques européennes ainsi qu'à celles menées dans les pays limitrophes, en particulier lorsqu'il est question d'approvisionnement en électricité. Le marché belge est donc indissociable du marché régional.

Cette étude se concentrant spécifiquement sur le marché de l'électricité, cette section s'y limitera également. Il est malgré cela important de garder à l'esprit que, bien que significative, la part de l'électricité dans la demande énergétique finale de l'UE ne représentait qu'un peu plus de 21% en 2015 (CE 2016:145). Dès lors, bien que l'électrification de la demande soit une priorité des politiques environnementales, l'électricité ne constitue encore qu'une source d'énergie parmi d'autres³⁸. La Commission estime toutefois que l'électricité devrait atteindre une part de 36 à 39% d'ici 2050 et devenir ainsi la première source d'énergie dans la demande finale européenne (CE 2011 et 2016)³⁹.

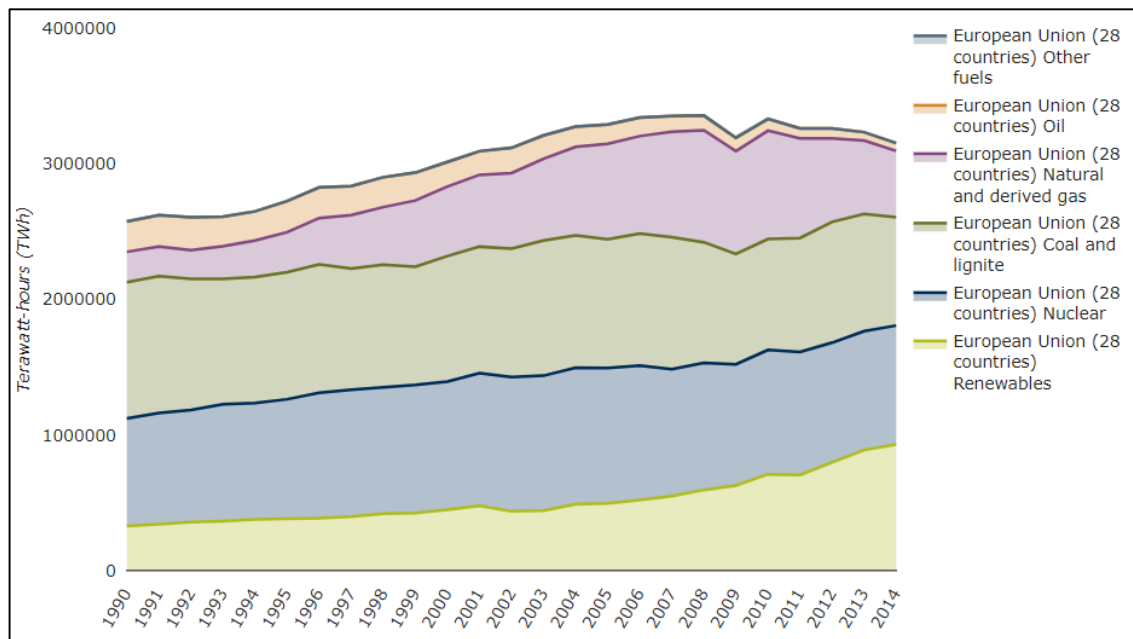


Figure 3 - Production électrique brute par carburant – UE28 (EEA 2015b)

La figure 3 offre un aperçu de l'évolution de la contribution des différents carburants dans la production électrique des pays de l'UE-28. On peut constater que l'UE reste fortement dépendante des sources d'énergies fossiles, malgré une contribution des SER qui a presque triplé entre 1990 et 2014. La production à partir de gaz s'est accrue jusqu'à la dernière crise économique et la récession qui en a suivi

³⁸ L'électricité est la troisième source d'énergie au sein de l'UE, à titre de comparaison les contributions du pétrole et du gaz à la demande d'énergie finale s'élèvent à 38,5% et 23,4% respectivement.

³⁹ À noter qu'à politique inchangée, la Commission table sur une contribution de l'électricité de 25 et 28% de la demande d'énergie finale en 2030 et 2050 respectivement, auquel cas elle serait toujours devancée par le pétrole (32% en 2050) (CE 2016).

et n'a pas toujours pas atteint ce sommet depuis. En pratique, ceci signifie qu'une part significative de la capacité de production installée est sous-utilisée. Le charbon est quelque peu en retrait mais demeure la troisième source de production en 2014, loin devant le gaz. Quant au nucléaire, il dominait la production électrique en 2004, année de son pic absolu, mais a, depuis, progressivement décliné au gré du démantèlement d'installations⁴⁰. En 2014, la production avait diminué de plus de 10% par rapport au niveau de 2004 et le marché électrique est désormais dominé par les SER (principalement hydroélectrique et éolien), qui produisent désormais environ 30% de l'électricité de l'UE (Agora & Sandbag 2017). Cette dernière étude met également en avant la chute rapide des coûts de production des SER⁴¹.

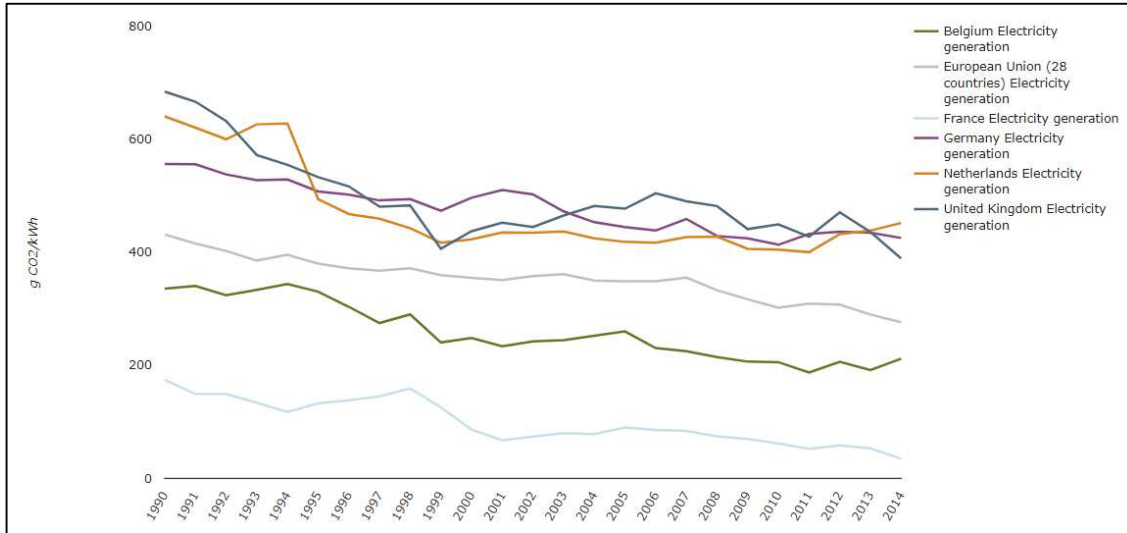


Figure 4 - Production électrique : Intensité d'émission de CO₂ (EEA 2015b)

Ces évolutions se traduisent par une décarbonisation progressive de la production électrique. La figure 4 met en évidence cette tendance. Par souci de clarté, seuls quelques pays sont représentés. Comparée à ses voisins, la Belgique émet relativement peu de CO₂ pour produire son électricité (211,5 gCO₂/kWh en 2014, soit une réduction de près de 40% par rapport au pic enregistré en 1994). La France, avec son parc nucléaire prédominant, produit toutefois une électricité bien plus « propre » que n'importe lequel des pays représentés, en particulier l'Allemagne, les Pays-Bas et la Grande-Bretagne, pays dans lesquels le charbon (lignite) est à l'origine d'une part importante de la production électrique⁴².

Toutefois, une tendance vers le remplacement du charbon par le gaz dans la production électrique commence à émerger à travers le continent. Ainsi, en 2016, la génération à partir de charbon a chuté de 94 TWh alors que celle au gaz a augmenté de 101 TWh. Ce changement a contribué à une chute significative des émissions de CO₂ de 48 Mt, soit 4,5% des émissions du secteur électrique européen (Agora & Sandbag 2017:19). La Grande-Bretagne est responsable pour environ la moitié de cette évolution, mais ce *fuel switch* est également net dans d'autres pays (Italie, Pays-Bas, Allemagne et Grèce). Globalement, la production à partir de gaz se situe toujours 168 TWh en-deçà du niveau de 2010, suggérant une marge future pour prolonger cette tendance. Au-delà de la décarbonisation de la

⁴⁰ Seules trois centrales nucléaires sont actuellement en construction en Europe (Hinckley Point C (GB), Olkiluoto (Fin) et Flamanville (Fra)) et toutes ont vu leur date de mise en service repoussée de plusieurs années. Hinckley Point C ne devrait pas être opérationnelle avant 2023.

⁴¹ Le Danemark se distingue à cet égard en 2016, avec des enchères records de 49,9 €/MWh pour l'éolien offshore et de 53,8 €/MWh pour le solaire (Agora & Sandbag 2017).

⁴² La situation a depuis fortement évolué en Grande-Bretagne à la suite du *Climate Change Act* voté en 2008. Nous reviendrons sur ce cas particulier plus tard.

production, nous assistons également à un découplage progressif de la croissance économique et de la consommation électrique, et ce malgré la croissance du rôle de l'électricité dans la demande énergétique finale, principalement en raison des investissements consacrés à l'efficacité énergétique (Agora & Sandbag 2017)⁴³.

Ceci nous mène directement aux considérations environnementales en tant que telles. Les objectifs européens en la matière ont été mentionnés dans la section précédente. Sur base des données d'Eurostat⁴⁴, les émissions de GES au sein de l'UE-28 ont diminué de 22% entre 1990 et 2015, soit une réduction de 1265 MtCO₂e. Si cette tendance se poursuit, les objectifs 20-20 seront dépassés. Des efforts supplémentaires doivent toutefois être réalisés afin d'atteindre les objectifs 2030, certainement compte tenu du démantèlement planifié de plusieurs réacteurs nucléaires. À plus long terme, ce besoin de renforcement des actions environnementales est encore plus prononcé si l'UE souhaite conserver une chance d'atteindre le cap de 80% de réduction de ses émissions d'ici 2050 (Gusbin & Devogelaer 2017, ECF 2011). En effet, selon l'analyse d'impact réalisée par la CE, la prolongation des tendances actuelles ne permettrait d'enregistrer en moyenne que la moitié de la diminution requise (CE 2011). En dehors du constat lié aux émissions, l'UE serait alors significativement plus dépendante de fournisseurs extérieurs pour son approvisionnement (pour le gaz en particulier) et subirait directement le poids d'une facture électrique et énergétique plus lourde qui pèserait sur les ménages et les entreprises.

1.3 Nécessité d'action : coûts associés à un scénario *business-as-usual*

L'ambition de cette étude n'est pas de répertorier ni d'analyser les conséquences du changement climatique sur nos sociétés, ni de discuter le processus scientifique attendant. Les objectifs de l'Accord de Paris sont considérés ici en tant que données et leur pertinence ne sera pas discutée. Il en va de même du budget carbone correspondant, dont l'estimation de l'IEA fut mentionnée plus haut. Cette estimation ne fait pas l'unanimité et d'autres montants sont avancés dans la littérature. Toutefois, un consensus se dégage sur le constat que nous ne pouvons plus nous permettre que quelques années au rythme d'émissions actuel sans mettre définitivement en péril notre planète⁴⁵. Le dernier rapport du GIEC (IPCC 2015) souligne la croissance sans précédent de GES, en particulier du CO₂, dans l'atmosphère (Fig. 5) et leur rôle « *extrêmement probable* » de cause dominante du réchauffement enregistré depuis la moitié du 20^{ème} siècle⁴⁶.

⁴³ À titre d'exemple, en 2016, la croissance économique de l'UE fut de 1,7% et celle de sa consommation électrique de 0,5%.

⁴⁴ Ces données sont consultables à l'adresse web suivante : http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Greenhouse_gas_emission_statistics_-_emission_inventories

⁴⁵ Pour un aperçu interactif du budget carbone restant et du nombre d'années correspondant, voir <https://www.carbonbrief.org/analysis-only-five-years-left-before-one-point-five-c-budget-is-blown>.

⁴⁶ En 2010, le CO₂ représentait 76% des émissions de GES, suivi du CH₄ (16%) et du N₂O (6,2%).

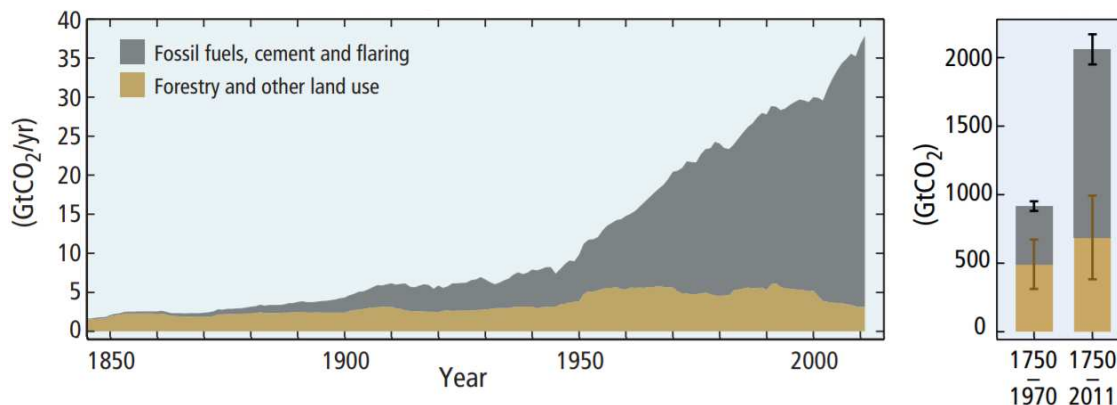


Figure 5 - Émissions globales anthropogènes de CO₂ (Dr.) & émissions cumulatives de CO₂ (G.) (IPCC 2015:3)

Les coûts socio-économiques engendrés par le changement climatique sont nombreux et élevés⁴⁷ :

- augmentation de la fréquence et de l'intensité des phénomènes climatiques
- inondation des zones côtières où vit la majorité de la population mondiale
- mise en péril de la sécurité alimentaire
- disparition définitive d'espèces animales et végétales, etc.

De plus, le GIEC souligne la répartition inégale des risques associés et le poids disproportionné qu'auront à supporter des régions du monde actuellement défavorisées et à un niveau de développement bien éloigné de celui des principaux émetteurs de GES. Finalement, mettons en avance que l'*Environmental Performance Index* (EPI) 2018⁴⁸, récemment publié par les universités de Yale et Columbia, identifie la pollution de l'air comme la principale menace à la santé humaine. D'un point de vue strictement économique, la publication en 2007 du « Rapport Stern » marque un tournant dans l'analyse. Il conclut alors que les coûts et risques associés au changement climatique correspondent à une perte de 5 à 20% du PIB « *maintenant et pour toujours* ». Ces estimations ont depuis été revues à la hausse à plusieurs reprises (OCDE 2016) notamment en raison de la probabilité non-négligeable de conséquences « *catastrophiques et irréparables* » pour notre planète (Fleurbaey & Zuber 2013).

Si la transition énergétique est indispensable pour éviter d'endommager irrémédiablement notre environnement, elle pourrait également engendrer aussi un certain nombre de conséquences positives propres. Ainsi, de nombreux rapports et analyses (ECF 2010, Devogelaer & Gusbin 2015 & 2017, SFCC 2016, CE 2011 & 2016, BFP 2016a, Agora & Sandbag 2017, OCDE 2017) soulignent la contribution des politiques climatiques à la réduction de la facture énergétique des ménages et des entreprises. L'économie sera, en outre, plus résiliente et moins vulnérable face aux fluctuations, parfois très importantes, du prix des combustibles (fossiles). Ceci, couplé à une dépendance significativement réduite à l'égard des fournisseurs extérieurs⁴⁹, contribuera à une plus grande stabilité économique. Le processus même de la transition énergétique fournira également une impulsion propre en matière de croissance et d'innovation.

⁴⁷ Le lecteur intéressé par une analyse précise de ces dommages peut se référer au travail de l'OCDE (2016).

⁴⁸ Le rapport peut être consulté à l'adresse suivante : <https://epi.envirocenter.yale.edu/>.

⁴⁹ Nous pensons en particulier aux producteurs du Moyen-Orient, région notoirement instable.

2. Cadre spécifique : Belgique

En sa qualité d'État membre, la Belgique est contrainte par les engagements de l'Union européenne. La situation énergétique nationale belge diffère à plusieurs égards de l'image agrégée de l'UE présentée ci-dessus. Cependant, intégrer la dimension européenne est essentiel dans la considération des perspectives énergétiques belges. De par sa localisation géographique et sa taille, notre pays est en effet particulièrement sensible aux tendances régionales. La Belgique dépend quotidiennement de ses échanges énergétiques avec ses voisins pour assurer et/ou réguler sa demande intérieure. Comme le montre le tableau 1, cette dépendance s'est encore accrue récemment⁵⁰. À l'avenir, et même dans le cas extrême d'une balance énergétique positive, la quasi-totalité des scénarios existants n'envisagent pas que la Belgique puisse se passer d'échanges quotidiens avec ses voisins.

Dès lors, si la question de la sécurité d'approvisionnement sort du cadre de ce travail, toute analyse du marché énergétique (et électrique) belge ne peut se limiter au cadre national. À moyen terme, les projets d'interconnexion du réseau européen se concrétiseront pour la Belgique par la mise en service de plusieurs grands projets. Dès 2021, les interconnexions ALEGrO (Allemagne) et NEMO (G-B.) augmenteront notre capacité de 2 GW.

Tableau 1 - Balance commerciale nette – électricité & gaz (en milliard d'euros de 2014) (Devogelaer & Gusbin 2017:26)

	2011	2012	2013	2014	2015
Electricity	-0.14	-0.49	-0.46	-0.65	-0.82
Natural gas	-1.18	-1.30	-1.24	-0.86	-0.89
Electricity + natural gas	-1.32	-1.79	-1.70	-1.51	-1.71

Source: NBB, Eurostat, Energy Observatory (FPS Economy), FPB calculations.

Note: The figures for natural gas only concern gas supplies to the power sector.

Toutefois, l'élément déterminant de notre avenir énergétique à moyen terme est le démantèlement progressif des réacteurs nucléaires des centrales de Doel et Tihange entre 2022 et 2025, soit une capacité totale de 6GW, conformément à la loi du 28 juin 2015⁵¹. Cette loi est considérée comme une donnée de la présente analyse et sa pertinence ne sera pas discutée.

2.1 État des lieux

Mix énergétique dans le secteur de l'électricité

Conformément à la loi du 28 juin 2015, le démantèlement des réacteurs nucléaires belges s'échelonne de la façon suivante :

- Doel 3 (1 GW) en 2022
- Tihange 2 (1 GW) en 2023
- Doel 1, 2 (0,4 GW chacun) & 4 (1 GW) et Tihange 1 & 3 (1 GW chacun) en 2025.

En l'espace de trois ans, une capacité de production équivalente à 6 GW disparaîtra du marché belge. Les conséquences de cet agenda ne sont pas à sous-estimer et correspondent à une refonte totale du

⁵⁰ Soulignons malgré tout que les données reprises dans le tableau témoignent d'un changement radical quant à la dépendance énergétique belge. En effet, malgré une détérioration de la balance énergétique nette de plus de 40% au cours de la période représentée, il est important de noter que la tendance est imprimée par l'augmentation des importations en électricité. Concrètement, ceci signifie que la Belgique a considérablement réduit sa dépendance à l'égard des importations extra-UE et donc la vulnérabilité de son marché énergétique.

⁵¹ Cette loi modifie l'agenda de la loi de 2003, postposant la fermeture de Doel 1 & 2 de 2016 à 2025.

paysage énergétique belge. Comme le montre la figure 6, le poids de l'énergie nucléaire dans la production électrique belge est prépondérant. Si sa part de marché s'est quelque peu érodée depuis 2011, le nucléaire produisait encore 53% de l'électricité belge en 2016, soit le double du gaz (26%), second dans la hiérarchie (IEA 2017b). Concernant le gaz, le même constat s'applique qu'au niveau de l'UE : une partie importante de la capacité installée est sous-utilisée. La production en 2014 ne représentait qu'environ deux-tiers du niveau de 2010. Finalement, nous pouvons observer sur la figure une nette expansion de la contribution des SER dans le mix énergétique : 18% de l'électricité produite en Belgique en 2016 (solaire et éolien pour plus de la moitié). La Belgique est cependant en retard sur la moyenne de 24% des pays membres de l'IEA (IEA 2017b).

Du point de vue de la demande, les principaux consommateurs belges d'électricité sont l'industrie, l'éclairage et l'alimentation des appareils (électroménagers) (Climact & Vito 2013). A nouveau, un parallèle peut être tiré avec la tendance européenne et nous observons un découplage clair de la croissance (PIB) et des émissions de FES, tendance qui s'est encore accentuée au cours des dernières années (BFP 2016b, Gusbin & Devogelaer 2017).

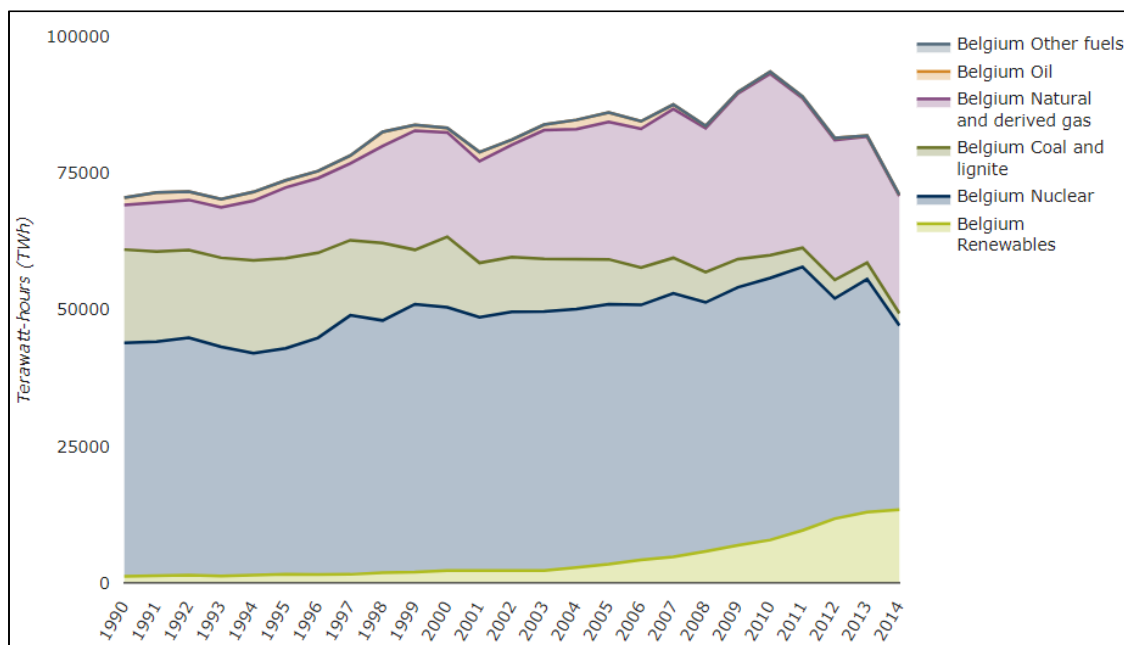


Figure 6 - Production électrique brute par carburant – Belgique (Source : EEA⁵²)

Émissions de GES

En 2015, les émissions de GES en Belgique se décomposaient comme suit : dioxyde de carbone (CO₂, 85,4%), méthane (CH₄, 6,9%), protoxyde d'azote (N₂O, 5,1%) et gaz fluorés (3%) (NCC 2017:29). La figure suivante fournit un aperçu de l'évolution des émissions de GES en Belgique entre 1990 et 2010 par secteur d'activité. Nous pouvons constater que celles-ci ont décliné progressivement depuis 1995, et ce malgré la croissance de l'économie belge. Toutefois, rappelons que l'objectif avoué de l'UE est de diminuer ses émissions de GES, par rapport à 1990, de 80 à 95%. En 2010, nous n'enregistrons encore qu'un piètre bilan de 8%.

⁵² Graphique interactif consultable et paramétrable à l'adresse : <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/overview-of-the-electricity-production-2/assessment>.

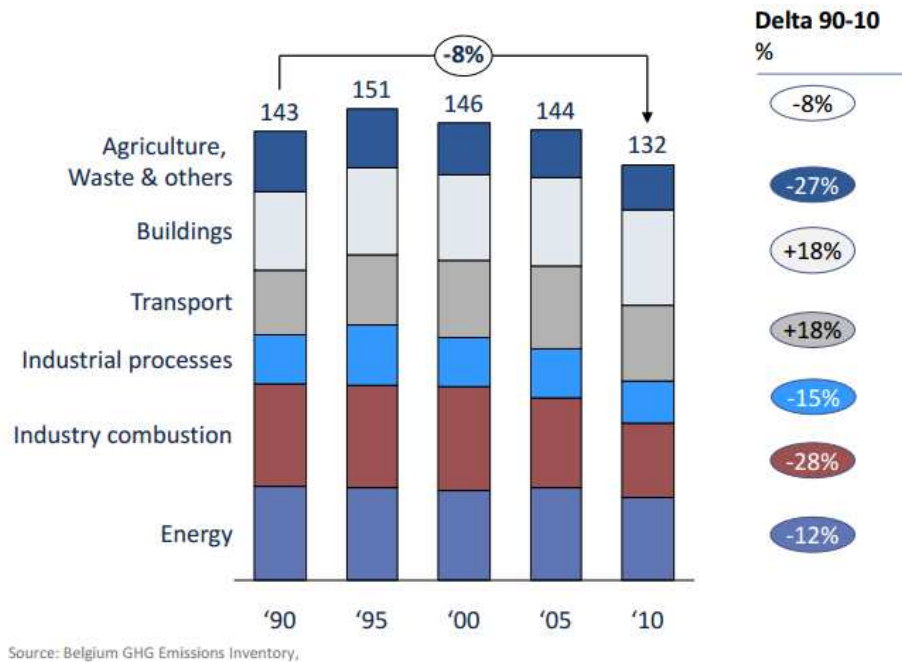


Figure 7 - Emissions de GES en Belgique par secteur d'activité (1990-2010) (MtCO_{2e}) (Climact & Vito 2013:19)

D'après les projections du Bureau fédéral du plan (Gusbin & Devogelaer 2017:6), les politiques et initiatives actuelles devraient permettre à la Belgique de réduire ses émissions à 111,3 MtCO_{2e} en 2020, soit une réduction de 26% par rapport à 1990, supérieure à celle imposée par le paquet législatif Climat-Énergie 2020. La tendance ne se prolonge en revanche pas entre 2020 et 2030, période au cours de laquelle les émissions stagneraient, notamment suite à la sortie du nucléaire que les mesures actuelles permettent tout juste de compenser en termes d'émissions de GES. Nous devrions ensuite assister à une lente diminution menant à 109,1 MtCO_{2e} en 2050. Ce niveau ne correspondrait qu'à une réduction dérisoire de 27%, bien loin des 80-95% ambitionnés par l'UE. Atteindre cet objectif correspond en effet à un niveau d'émission de GES en Belgique situé dans la fourchette 28,6 - 7,15 MtCO_{2e}. Concrètement, la Belgique devrait multiplier ses réductions annuelles d'émissions par un facteur proche de 5 par rapport aux efforts réalisés entre 1990 et 2010 (Climact & Vito 2013). Ceci correspond à un changement complet de paradigme et une profonde modification du système énergétique, tant en matière de technologie que de comportements de consommation.

2.2 Objectifs nationaux & projections

L'ampleur de la transition nécessaire au respect de l'Accord de Paris requiert à la fois :

- une réduction importante de la demande
- une amélioration significative de l'efficacité énergétique
- une électrification importante de la demande finale en énergie, de l'ordre de 37 à 52% en 2050 d'après les scénarios de transition développés à partir du chapitre suivant.

L'électrification de la demande est au cœur de l'analyse de cette étude. L'enjeu est de taille car, d'ici 2050, notre électricité devra être presque entièrement décarbonée (Climact 2017). Dans le contexte du démantèlement de notre parc nucléaire et d'un parc gazier sous-utilisé depuis 2010 mais vieillissant, cet impératif définit le cadre de la politique énergétique belge et contraint les choix futurs qui devront être ambitieux. Toutefois, comme nous le verrons dans le chapitre suivant, l'étude « *Scenarios for a Low Carbon Belgium by 2050* » démontre que le défi est techniquement réalisable avec des technologies qui

existent pratiquement toutes actuellement et sans pour autant compromettre la croissance de notre économie.

2.2.1 *Stratégies bas carbone belges*

La Belgique s'est engagée à réduire, d'ici 2050, ses émissions de GES de 80 à 90% par rapport à 1990. 2050 peut sembler lointain mais le temps presse pour entamer la transition énergétique belge (et européenne), tant les changements qu'elle requiert sont de grande ampleur et nécessitent des choix de société ambitieux. Traduit à l'horizon 2030, cette ambition correspond à une réduction de 40% des émissions de GES par rapport au niveau de 1990 (SFCC 2013) (i.e. 43% par rapport aux émissions de 2005), objectif contraignant imposé par l'UE.

À courte échéance, les objectifs 2020 européens visent à atteindre une contribution globale des SER dans la production électrique d'au minimum 20%. Traduit à l'échelle nationale, cet objectif impose à la Belgique de produire au minimum 13% de son électricité à partir de SER d'ici 2020 (Elia 2016)⁵³. D'ici 2030, l'objectif de 40% de réduction des émissions de GES est dissocié entre secteurs ETS, dont fait partie le secteur électrique, et non-ETS où les États membres sont responsables de définir des objectifs nationaux propres mais contraignants et en ligne avec la politique européenne. En outre, les dernières propositions de la Commission suggèrent une part des SER de 27% dans la production électrique, soit une contribution doublée par rapport à 2020 dans le cas de la Belgique si aucune discrimination entre États membres n'est instaurée. De manière non-contraignante, la Belgique devrait également améliorer son efficacité énergétique de 27% et l'interconnexion du réseau électrique de l'UE s'accroître de 15% (climat.be⁵⁴).

Le Pacte énergétique interfédéral belge rédigé fin 2017 est la dernière tentative en date de la part des ministres compétents de définir une stratégie nationale coordonnée compte tenu du paysage institutionnel complexe de notre pays. Ce pacte n'a pas encore été formellement approuvé mais constitue pour le moment l'expression la plus claire des intentions nationales en la matière. Le document met l'accent sur la nécessité d'un triple optimum : efficacité environnementale, économique et sociale. La politique future sera un exercice d'équilibre et de compromis entre ces aspects. Dans le domaine spécifique de l'électricité, le Pacte reconnaît le besoin de décarbonisation du secteur et se veut plus ambitieux que les objectifs européens. Ainsi, si 14% de l'électricité belge était produite à partir de SER en 2016, l'ambition est d'atteindre 40% en 2030 et 100% en 2050.

De nombreuses politiques et mesures sont mises en œuvre, mais nombre d'entre elles n'engendrent pas les résultats escomptés. Au cours de la période 2013-2020, cinq actions représentent à elles seules 88% des réductions cumulées (SFCC 2017)⁵⁵. La réussite de la transition énergétique nécessitera une approche plus vaste et de nouvelles initiatives ambitieuses.

2.2.2 *Échec de la transition à politiques inchangées*

Sur base des objectifs susmentionnés, la nécessité d'accélérer rapidement le rythme de décarbonisation est évidente. En particulier, les besoins en investissements sont critiques alors que nous assistons aujourd'hui à une grave pénurie d'investissement dans le marché électrique belge (Devogelaer & Gusbin 2015). Le Bureau fédéral du plan alerte dans sa dernière analyse de son scénario de référence que les politiques actuelles sont largement insuffisantes. Elles ne permettront, par exemple, pas de

⁵³ Dans le secteur non-ETS, la Belgique doit réduire ses émissions de GES de 15% d'ici 2020 (BFP 2015).

⁵⁴ Le détail du paquet climat-énergie peut être consulté via le lien suivant : <http://www.climat.be/fr-be/politiques/politique-europeenne/paquet-climat-energie-2030>

⁵⁵ Il s'agit, par ordre d'importance, du label énergétique, des incitants fiscaux à l'efficacité énergétique dans les ménages, les biocarburants, l'éolien *offshore* et les déductions fiscales pour les économies d'énergie.

dépasser 28% de part des SER dans le secteur électrique en 2030 et 38% en 2050 (Gusbin & Devogelaer 2017:60). De plus, si la diminution des émissions de GES entre 1990 et 2020 dépasse les objectifs européens, la tendance ne se prolongera pas au-delà. Les émissions resteront stables jusqu'en 2030 et ne diminueront ensuite que faiblement vers 2050.

En l'absence de mesures spécifiques, la perte de capacité due au démantèlement des réacteurs nucléaires pèsera sur les émissions de GES. Bien qu'une récente étude réalisée par le gestionnaire du réseau Elia (2016) établisse que la capacité installée actuelle soit suffisante pour compenser la sortie du nucléaire en matière de *balancing*⁵⁶, plusieurs problèmes demeurent. En particulier, nos centrales au gaz sont sous-utilisées, vieillissantes et peu compétitives par rapport à l'électricité produite dans les pays limitrophes. Ce manque de compétitivité pourrait mener à la fermeture prématurée de capacités nécessaires mais jugées non-rentables, ou se traduire par des importations nettement supérieures d'électricité (jusqu'à 50% de la consommation nationale d'électricité selon Elia) essentiellement de France et d'Allemagne⁵⁷. Or, cette électricité bon marché provient en grande partie de centrales au charbon parmi les plus polluantes du marché. Ces émissions « importées » sont incompatibles avec les objectifs belges de réduction d'émissions de GES.

Diminuer la consommation énergétique est critique pour l'avenir de la transition, l'électrification de la demande restante assurant une décarbonisation supplémentaire (Climact & Vito 2013). Le chapitre suivant développera plusieurs scénarios potentiels permettant à la Belgique d'atteindre ses objectifs à l'horizon 2050. En particulier, le scénario *CENTRAL* a fait l'objet d'une intense consultation des acteurs du secteur énergétique et offre une trajectoire de transition ambitieuse mais réalisable.

⁵⁶ Les réserves de *balancing* permettent au gestionnaire du réseau d'assurer en permanence l'adéquation entre offre et demande d'électricité afin de stabiliser la fréquence du réseau entre 49,8 et 50,2 Hertz (ce qui constitue un critère légal). Je reviendrai plus en détail sur ce point dans le chapitre IV. Une explication technique des réserves de *balancing* et leurs spécificités est également fournie dans l'Ann G.

⁵⁷ Ces prévisions se sont déjà vérifiées en pratique. Lors des arrêts des réacteurs nucléaires belges au cours de ces dernières années, le manque fut comblé par des importations de France et d'Allemagne dont l'électricité était meilleure marché que celle produite par les centrales au gaz belges.

III. Méthodologie et modélisation

L'horizon temporel 2050 nécessite une planification à très long terme et un degré d'incertitude élevé quant à l'évolution du marché énergétique belge. À quel niveau de demande le marché devra-t-il pouvoir répondre ? L'offre sera-t-elle suffisante, et à quel prix ? Ces éléments constituent autant de paramètres clés endogènes à l'analyse qui nécessitent d'adopter une approche « scénario » où une variété d'issues sont considérées suivant différentes hypothèses. La gestion de la demande (efficacité, économies) et la composition de l'offre (questionnement sur la part des SER dans le mix énergétique, sur les innovations technologiques telles que la CSC) en particulier sont au cœur des politiques environnementales.

1. Portée de l'étude et *caveats*

La détermination des objectifs environnementaux en eux-mêmes sort du cadre de cette analyse. Par conséquent, les objectifs reconnus et détaillés au chapitre précédent sont considérés comme un cadre de référence sur base duquel seront établis les efforts concrets nécessaires suivant les scénarios établis. L'approche de modélisation suivie se veut donc normative. Compte tenu des objectifs européens et des engagements de la Belgique en matière de réduction d'émissions de GES, les questions sur lesquelles nous nous penchons ici concernent les mesures à entreprendre au niveau de la génération d'énergie et, en particulier, le rôle que le gaz devrait être amené à y remplir. L'objectif n'est donc pas dans cette étude d'aborder l'analyse à partir de l'exploitation d'une ressource renouvelable et épuisable (e.g. la qualité de l'air) et d'en définir le rythme d'exploitation suivant les différents scénarios. Ce type d'approche fait l'objet d'une grande quantité d'articles et n'a, de plus, que peu de sens lorsqu'elle est menée à l'échelle nationale. Les informations existantes en la matière seront en revanche exploitées afin d'aborder la question du rôle que nous devrions accorder au gaz dans la transition énergétique de notre pays.

2. Du modèle DECC à OPEERA

2.1 Présentation

OPEERA (*Open-source Prospective Energy and Emissions Roadmap Analysis*) est un outil élaboré en 2010 par l'ex-département britannique de l'énergie et du changement climatique (DECC)⁵⁸. Il consiste en un document Microsoft Excel relativement simple, accessible à n'importe qui possédant de bonnes bases Excel et est disponible librement sur internet⁵⁹. Le modèle permet de simuler des scénarios de demande et d'offre d'énergie à l'horizon 2050 et s'adapte aux paramètres géographiques et techniques spécifiques. OPEERA peut donc être utilisé pour établir, tester et comparer différentes voies (ou scénarios) énergétiques potentielles suivant les choix et hypothèses retenus pour une zone géographique donnée (de très locale à multinationale). Le modèle produit des estimations spécifiques en termes d'émissions de GES, de coûts⁶⁰ et d'utilisation du territoire en fonction des scénarios considérés.

⁵⁸ Le DECC a été réformé depuis, ses prérogatives sont désormais assumées par le *Department for Business, Energy and Industrial Strategy* (BEIS) et le *Committee on Climate Change* (CCC).

⁵⁹ La version web du modèle OPEERA belge (dans laquelle les cinq scénarios identifiés par Climact & Vito (2013) sont pré-encodés) est accessible à l'adresse www.climat.be/2050/fr-be/creez-votre-scenario/.

⁶⁰ Les coûts sont définis tels que : Investissements + Combustible + Opérations et Maintenance = Coûts Totaux.

2.2 Méthodologie

Le modèle OPEERA belge développé par Climact et Vito (2013) au profit d'une étude commissionnée par le Service Public Fédéral Santé Publique, Sécurité de la Chaîne Alimentaire et Environnement repose sur le modèle DECC britannique. Il est le fruit d'une intense consultation d'une vaste gamme d'experts belges et internationaux issus du monde de l'entreprise et académique, des ONG et du domaine technique ainsi que d'un grand nombre de parties prenantes au système énergétique national pour comprendre les implications et déterminants d'une transition vers une Belgique bas-carbone. Les données historiques nationales ont été intégrées, de même qu'un ensemble d'informations sur la structure politique du pays. La base de données du modèle DECC a ainsi été raffinée pour traduire fidèlement la situation énergétique belge (voir vue schématique en annexe A).

OPEERA est un modèle de simulation technico-économique basé sur une logique de comptabilité énergétique (balance de la demande et de l'offre d'énergie). Dans un premier temps, les moteurs d'activité pertinents au niveau sectoriel sont choisis ainsi que des trajectoires d'activité. Le modèle s'attèle ensuite à définir des scénarios potentiels de décarbonisation d'ici 2050, compte tenu des objectifs environnementaux finaux fixés à cette échéance par les autorités politiques (*back-casting*), et place la demande au centre de l'analyse (Fig. 8). Celle-ci est évaluée sur base de contraintes fixes (données historiques et démographie) ainsi que d'une projection de la demande future. Cette dernière est estimée en collaboration avec les experts et parties impliquées dans le projet au travers de plusieurs paramètres et pour différents niveaux d'intensité et d'ambition :

- adaptation du comportement
- intensité de carbone de l'énergie
- degré d'électrification de la demande énergétique (finale)
- pénétration de nouvelles technologies (en particulier la CSC), etc.

À ces niveaux de demande potentiels sont ensuite associés des scénarios d'offre, eux-mêmes composés à partir des contraintes fixes en matière de sources d'approvisionnement énergétique ainsi que de projections de trajectoires d'offre et de prix permettant d'identifier, suivant le cas retenu, les possibilités de mix énergétique et électrique ainsi que la balance énergétique nationale, balance à laquelle l'aspect de sécurité énergétique est intimement lié.

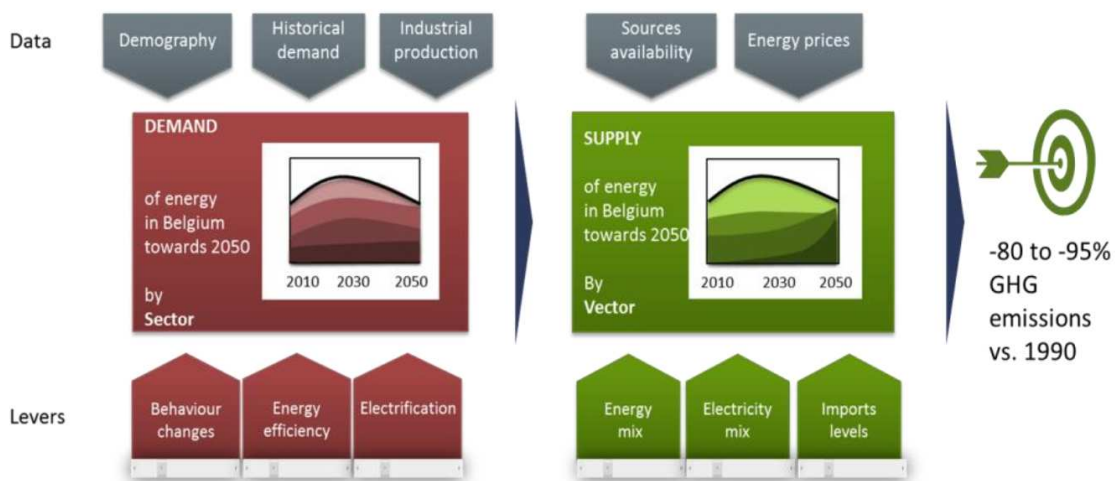


Figure 8 - Modèle OPEERA : Processus (Climact & Vito 2013:98)

L'approche adoptée dans ce travail suit une méthodologie dite de *back-casting* impliquant un travail régressif depuis 2050 (et les objectifs retenus à cette horizon) vers le présent. Les différentes trajectoires énergétiques compatibles sont ainsi identifiées à partir de l'état final visé, permettant de mettre en évidence les jalons critiques et les choix fondamentaux. Cette approche s'oppose à une méthodologie de prévision (*forecasting*) qui s'attèle à étendre des tendances dans le futur suivant un ensemble de contraintes et d'hypothèses pour déterminer l'état auquel celles-ci peuvent mener.

Le modèle repose sur une approche *bottom-up* sectorielle qui permet d'identifier les changements techniquement réalisables pour réduire les émissions de GES (voir exemple schématique en annexe B). OPEERA est ainsi articulé autour des différents « leviers » technologiques et comportementaux répartis par secteurs (ménages, business — dont l'industrie — et transport), tant en termes d'offre que de demande énergétique. À chaque levier est associé un niveau d'ambition allant de 1 à 4.

- Le niveau 1 correspond à un effort minimal, c'est-à-dire la mise en œuvre de la législation déjà existante et l'extrapolation des tendances actuelles sans déploiement de nouvelles technologies non-existantes actuellement.
- Le niveau 2 sous-tend un effort modéré et raisonnablement aisé à atteindre selon le consensus des experts.
- Le niveau 3 requiert quant à lui de consentir à des efforts significatifs en termes d'investissements, d'évolution technologique et/ou des changements comportementaux et culturels conséquents. Aucun de ces efforts n'est susceptible d'être réalisé dans le système actuel.
- Le niveau 4 d'effort représente un défi sociétal majeur et implique une exploitation maximale des potentiels physiques ou techniques, compte tenu des contraintes existantes (espace et technique). Toutefois, ce niveau ne correspond pas pour autant à une refonte complète de notre système de vie (transport, consommation de viande, etc.).

Les principaux paramètres d'activité⁶¹ peuvent également être manipulés suivant une logique similaire (niveaux A, B et C). Des niveaux d'efforts supérieurs au niveau 4 formalisé ici sont donc concevables mais ont été exclus car jugés trop ambitieux dans l'horizon temporel considéré. En effet, l'activation conjointe d'une multitude de leviers au niveau 2, et ce dans plusieurs secteurs simultanément, constitue(ra)it déjà un défi de taille.

Définis de la sorte, les leviers combinés offrent une gamme de trajectoires potentielles à l'horizon 2050 pouvant être testées en détails. Celles-ci forment la base de la version belge du modèle OPEERA. Ces scénarios se veulent être un support concret au processus politique en identifiant les enjeux et implications clés de la transition. Les données clés produites par le modèle sont les suivantes :

- Demande d'énergie primaire et finale (par secteur et source de production)
- La demande électrique et calorifique (par secteur et source de production)
- Les émissions de GES (par secteur et sources telles que définies par le GEIC)
- Les flux financiers (investissements, dépenses en combustible et coûts d'exploitation)
- Les flux d'énergie
- La sécurité énergétique (dépendance à l'égard des importations)
- L'utilisation du territoire

Toutefois, bien qu'OPEERA identifie les coûts associés à chaque scénario (investissements, combustibles et exploitation) il ne constitue pas un modèle d'optimisation. Il ne produit donc pas de

⁶¹ Par exemple : production de l'industrie chimique, du ciment, de l'acier ou de la construction.

projection optimale pas plus qu'il n'identifie d'alternative privilégiée pour atteindre les objectifs à long terme. OPEERA dresse en revanche un tableau explicite des voies possibles pour chaque secteur d'ici 2050, en fonction des hypothèses formulées. Il revient *in fine* aux autorités politiques de trancher action sur base d'un consensus entre les différentes parties prenantes (industrie, organisations civiles, experts académiques, etc.).

2.3 Hypothèses

L'étude réalisée par Climact et Vito sur base du modèle OPEERA suppose que l'ensemble des pays adopte une approche similaire vis-à-vis de la transition énergétique et contribue à l'effort de réduction des émissions de GES. Cette hypothèse a plusieurs implications critiques. Premièrement, elle exclut tout risque de fuite significative de carbone. Ensuite, une transition mondiale (ou même européenne) engendre des réductions majeurs des coûts de nombreuses technologies cruciales (e.g. R&D du CSC) de même qu'elle exerce une forte pression sur un éventail de ressources critiques (e.g. terre rare, lithium, cobalt, etc.).

Conformément à la loi de 2003, OPEERA fait l'hypothèse d'un démantèlement progressif des réacteurs nucléaires belges aboutissant à leur retrait total en 2025⁶². Par conséquent, à partir de cette date, le modèle considère que cette capacité de production ne contribue plus à l'approvisionnement en électricité du pays. Toutefois, la loi du 28 juin 2015 (postérieure à la publication de l'étude de Climact & Vito) a modifié l'agenda de la loi de 2003. Nos besoins en alternatives croîtront donc moins rapidement qu'envisagés dans le modèle OPEERA. La sortie définitive est toutefois maintenue en 2025, de sorte que la capacité alternative finale dont nous devons disposer en 2030 est similaire, toutes choses étant égales par ailleurs.

De nombreux leviers sont de nature technologique mais l'analyse suit une approche conservatrice à l'égard de l'évolution technologique. Hormis le captage et le stockage du carbone et les sources d'énergies géothermiques profondes, aucune technologie non-existante à l'heure actuelle n'a été intégrée à l'analyse. Les scénarios identifiés par OPEERA sont ainsi robustes, dans le sens qu'ils ne dépendent pas de percées technologiques éventuelles. Toute innovation majeure permettant de réduire les émissions de GES ne ferait, dès lors, que diminuer (potentiellement de manière significative) les efforts à consentir et les coûts associés.

Les préférences des agents peuvent évoluer dans ce type de modèle, suivant la voie suivie (*back-casting*). Ceci constitue une différence notable en comparaison des modèles macroéconomiques où les préférences sont supposées constantes, restreignant ainsi significativement l'échantillon d'opportunités au cadre fixé par les paradigmes économiques traduits dans le modèle (e.g. PRIMES, TIMES). OPEERA permet ainsi d'explorer des leviers de nature comportementale évoluant dans le temps et modélisés, par exemple, sous la forme d'élasticité de prix ou de substitution. Ceci a toutefois pour corolaire de restreindre l'analyse à des changements induits par des mécanismes de prix. Les attentes, quant à elles, ne sont pas formalisées directement dans les modèles de type « comptabilité » tel qu'OPEERA mais transparaissent dans les choix et options retenus par les experts et parties lors de la définition des scénarios. Dans cette optique, le modèle se révèle un outil capable d'intégrer et de discuter les attentes et opinions d'experts et d'autres acteurs de manière plus transparente que dans d'autres méthodes où ces attentes sont intégrées sous forme de variables exogènes (Duerinck 2012). Dans la même logique, l'adoption de nouvelles technologies dans OPEERA reflète le produit de la consultation des différents

⁶² La volonté de démanteler les réacteurs nucléaires belges d'ici 2025 fut récemment confirmée dans le Pacte énergétique Interfédéral Belge. En outre, l'étude de la construction potentielle d'une nouvelle centrale en 2040 a été officiellement abandonnée en janvier 2018.

acteurs, offrant, en particulier dans le scénario *CENTRAL*, une trajectoire jugée concevable par ces derniers. OPEERA n'est pas un modèle macroéconomique et ne permet pas d'étudier les effets sur la croissance économique, le marché de l'emploi, la balance commerciale, la compétitivité, etc. Ces questions nécessitent l'usage complémentaire d'autres modèles (voir SFCC 2016). La croissance économique est exogène dans OPEERA mais transparait au travers de l'évolution de la demande (et de l'offre) énergétique⁶³ ainsi que celle de la production industrielle.

Estimation des coûts

Au regard de la discussion théorique du chapitre 1, il convient de noter que tous les coûts de systèmes dans le modèle OPEERA utilisé sont exprimés en valeur réelle au fil du temps. Ils ne sont donc pas actualisés en 2010, appliquant dès lors un taux d'actualisation effectif de 0%.

Ensuite, il est important de garder à l'esprit que répertorier de manière exhaustive l'ensemble des coûts de décarbonisation d'ici 2050 est une entreprise très exigeante, conduite avec un degré d'incertitude croissant. Les coûts dépendent, notamment, des cours des combustibles, de l'évolution des technologies, des politiques adoptées en Belgique et à l'étranger, du comportement des agents, etc. Compte tenu de ce niveau élevé d'incertitude, les estimations incluses dans le modèle sont imprécises et à considérer comme telles. Elles témoignent néanmoins des tendances retenues par les acteurs consultés. Cela dit, les coûts associés à chacun des scénarios ont été estimés rigoureusement par levier et secteur et sont décomposés de la façon suivante : coûts d'investissements (CAPEX), coûts d'opération et de maintenance (O&M) et coûts de combustibles (comprenant les coûts des combustibles fossiles, les SER ainsi que ceux liés à l'infrastructure et au réseau). Le tableau 3 consultable dans l'annexe C donne un aperçu des coûts considérés dans le modèle.

2.4 Avantages de la méthode

Plusieurs avantages du modèle OPEERA transparaissent déjà dans les points précédents :

- Comptabilité énergétique cohérente entre demande et offre
- Transparence de la méthodologie et des hypothèses
- Préférences et comportements non fixes
- Absence de dépendance vis-à-vis de percée technologique, etc.

Toutefois, la plus grande force d'OPEERA réside probablement dans sa flexibilité. Il exploite au mieux la consultation intensive des experts et acteurs et produit une analyse exhaustive du système énergétique, analyse reposant sur une définition technique détaillée des différents secteurs. Cette approche met en évidence les éléments clés (point de décision, risques, *trade-offs*, etc.) à chaque niveau et secteur, pour chaque scénario. En termes d'objectifs, l'implication des parties prenantes intègre la dimension d'acceptation sociale, parfois négligée dans certains modèles, cruciale dans l'implémentation des mesures retenues (Duerinck 2012). OPEERA se démarque aussi en ne se limitant pas au seul système énergétique et aux émissions de CO₂⁶⁴.

Le modèle aboutit à l'identification d'un ensemble de solutions et scénarios réalistes et permet d'identifier les tendances, défis et opportunités clés qui doivent être adressés pour évoluer vers une société bas-carbone ainsi que les coûts d'investissements associés. Ceci contribue notamment à clarifier les options techniques faisables et nécessaires pour atteindre un certain niveau de décarbonisation. Le

⁶³ La population est supposée croître de 16% entre 2010 et 2050, conformément aux projections du BFP. Un test de sensibilité à cette hypothèse est détaillé dans Climact & Vito (2013:91).

⁶⁴ Tous les GES reconnus dans le Protocole de Kyoto y sont considérés.

modèle constitue ainsi un outil précieux en support des politiques énergétiques et environnementales à définir et implémenter et identifie les points de décision clés. L'expérience passée a, de surcroît, démontré que le modèle délivre des résultats analytiquement robustes. Le modèle constitue ainsi un outil d'analyse technico-économique rigoureux et crédible, permettant une discussion productive (Climact & Vito 2013).

2.5 Limitations

Rappelons d'emblée qu'OPEERA n'est pas un modèle macroéconomique. Il ne permet pas d'étudier les effets sur la croissance économique, le marché de l'emploi, la balance commerciale, la compétitivité, etc. Ces questions requièrent l'exploitation complémentaire d'autres modèles.

D'un point de vue méthodologique, la flexibilité du modèle rend l'approche globale tributaire de la qualité des apports de la part des parties consultées. C'est sur base de ces avis que sont modélisés plusieurs variables clés et leviers, tels que les potentiels de croissance sectorielle, d'innovation technologique, d'acceptation sociale, etc. L'étendue de la consultation entreprise dans le présent modèle apporte toutefois des garanties solides à cet égard. Cela étant dit, insistons sur le fait que, si OPEERA offre une comparaison détaillée des coûts, il ne propose pas pour autant de solution optimisée à cet égard. Le choix des mesures à entreprendre demeure une décision éminemment politique où le coût n'est pas le seul paramètre pris en compte. Une analyse coût-bénéfice/efficacité complète requiert dès lors des analyses complémentaires. Ensuite, la plupart des secteurs d'activité y sont étudiés sous un angle purement régional et/ou national et le contexte international n'est qu'implicite au travers des variables d'activité, des technologies disponibles ou encore des importations (Duerinck 2012). Or, les secteurs de l'énergie et de l'électricité sont particulièrement sensibles au marché européen dans son ensemble : interconnexion et capacités d'appoint, taxe carbone, disponibilités des technologies, etc⁶⁵. Nous reviendrons plus tard sur cette dimension européenne.

Toujours en rapport avec la méthodologie, notons que l'innovation est implicite, modélisée de manière statique dans le modèle et exprimée via la définition exogène des coûts des technologies et de leur efficacité. Ensuite, bien que la question centrale de l'acceptation sociale fût l'objet d'une attention particulière dans la consultation réalisée, les coûts supportés en matière de bien-être ne sont pas formellement modélisés et demandent une analyse complémentaire. Par ailleurs, seuls les GES émis en Belgique sont pris en compte, ce vis-à-vis de quoi les auteurs se défendent en raison de l'approche d'inventorisation territoriale communément suivie dans les accords climatiques. Nous verrons néanmoins par la suite qu'une augmentation significative de nos importations en électricité en raison de la compétitivité des centrales en activité chez nos voisins est un risque possible.

Un autre point contentieux concerne la structure des coûts et plus spécifiquement l'omission des externalités. Les coûts et bénéfices engendrés par celles-ci sont absents de l'analyse alors même que la théorie économique leur reconnaît un rôle critique en matière de politique environnementale et d'optimum social (cf. chapitre 1). Par conséquent, sont exclus du modèle des coûts tels que ceux liés aux effets de la qualité de l'air sur la santé, à notre dépendance énergétique vis-à-vis de régions instables, à la congestion sur nos routes ou encore à la préservation de certains écosystèmes menacés et à la réduction du risque nucléaire. Le prix du carbone n'est d'ailleurs pas modélisé explicitement dans OPEERA. Bien que les auteurs reconnaissent l'importance d'une taxe carbone (e.g. l'ETS) pour

⁶⁵ *A contrario*, les modèles macroéconomiques intègrent ces éléments et disposent notamment d'effets de feedback directs. Plutôt qu'en concurrence, ces différents types de modèles sont à considérer pour leur complémentarité. En effet, si certains effets de feedback sont modélisés dans OPEERA (effet direct d'une réduction de la demande énergétique sur l'offre, par exemple), d'autres font l'objet d'hypothèse (par exemple, diminution similaire de la consommation de viande chez nos voisins).

l'activation de plusieurs leviers, le lien entre ce prix et le niveau d'ambition des mesures poursuivies n'est pas formellement défini. Dans ce cas précis non plus, le modèle n'offre aucune solution d'optimisation basée sur le prix du carbone.

Certaines hypothèses sont également discutables. L'analyse suppose en particulier un engagement similaire de la part des autres nations ou l'adoption des mesures nécessaires au niveau de l'UE afin de prévenir toute fuite de carbone. Ce postulat peut sembler fort optimiste, or, le contexte international influencera profondément le marché énergétique belge. Néanmoins, l'ambition du modèle n'est pas de fournir une solution pour atteindre les objectifs « mondiaux » de l'Accord de Paris mais bien pour la Belgique de respecter ses propres engagements. Il est ici supposé que les autres États fassent de même. La tendance observée depuis 2015 semble toutefois suggérer un niveau d'effort supérieur de la part des pays de l'UE, impliquant un risque de fuite carbone contre-productive. Il sera dès lors critique de monitorer attentivement la situation et d'adopter les mesures nécessaires à la prévention d'un tel résultat, sans quoi la délocalisation des activités intensives en carbone dans des régions où les contraintes environnementales sont moins strictes pourrait compromettre sérieusement l'atteinte des objectifs climatiques internationaux.

3. Scénarios du modèle OPEERA

Au travers de la consultation des acteurs, des avis techniques et économiques recueillis, l'étude « *Scénarios pour une Belgique bas carbone à l'horizon 2050* » aboutit à l'identification de cinq scénarios de décarbonisation, correspondant à différentes configurations des leviers d'action et d'autres indicateurs (e.g. croissance de la population). Un scénario de référence (*business-as-usual*) sert d'étalon de comparaison pour les scénarios de décarbonisation. Ces scénarios ne sont pas le produit d'un exercice d'optimisation mais reflètent différents niveaux d'ambition et leurs implications. Les scénarios se veulent complémentaires et apportent un message contrasté sur les options à disposition des décideurs politiques. Bien que chacun des cinq scénarios corresponde à un narratif particulier, leurs divergences se concentrent avant tout au travers de deux dimensions : le niveau d'ambition en matière de réductions des GES et leur dépendance à l'égard de leviers technologiques ou comportementaux.

La suite de ce travail se concentrera sur le scénario *CENTRAL*, produit d'un consensus entre les parties concertées où les leviers de nature technologique et comportementale sont équilibrés. Ce scénario permet d'atteindre les objectifs environnementaux en 2050 et correspond à l'activation des tous les leviers autour du troisième niveau. Il s'agit d'un scénario ambitieux mais jugé réalisable. Nous reviendrons ci-dessous plus en détails également sur les scénarios *COMPORTEMENT* et *TECHNOLOGIE*. Comme leur dénomination l'indique, ceux-ci se concentrent exclusivement sur les leviers comportementaux et technologiques, respectivement. Si leur adoption telle quelle est peu réaliste, ils véhiculent tous deux un message pertinent au débat et justifie une attention particulière. L'étude propose également deux scénarios davantage prospectifs. Le potentiel maximum des leviers et options de réduction des émissions est exploré dans le scénario *RÉDUCTION 95%* où l'ensemble des leviers est fixé au niveau 4. Finalement, *INTÉGRATION UE* se concentre sur le côté de l'offre, en particulier sur le développement maximal des synergies et interconnexions au niveau européen, et aboutit à une réduction de 87% des émissions de GES en Belgique.

3.1 Scénario *RÉFÉRENCE*⁶⁶

Commençons par une note de nomenclature : un scénario de référence correspond à une *projection*, et non à une *prévision* (ce que constitue les cinq scénarios susmentionnés). L'évolution du système énergétique belge est projetée compte tenu des informations disponibles au moment de la modélisation. La précision de la projection se détériore donc au fil du temps en raison de l'incertitude croissante. En outre, la validité d'une projection est directement exposée à toute altération majeure telle qu'une nouvelle politique, une percée technologique ou encore une sévère crise économique.

Une trajectoire de référence présente l'évolution attendue à politique et contexte inchangés. Elle correspond, dans le cas présent, à la situation attendue en 2050 si les projets en cours et législation actuelle sont appliqués, en particulier les objectifs 2020 de l'UE menant à une réduction de 15% des GES pour le secteur non-ETS belge et une contribution d'environ 13% des SER. Pour la période 2020-2050, les tendances actuelles ont été prolongées en intégrant les projections du Bureau fédéral du plan. Cet exercice permet ainsi de définir un étalon de référence auquel comparer les prévisions, soit, dans le cadre de cette étude, les scénarios de décarbonisation.

En l'absence d'efforts supplémentaires en Belgique ou à l'étranger, la réduction des émissions de GES par rapport à 1990 ne devrait pas dépasser 13 à 14%. La majeure partie de l'effort serait concentrée sur le secteur du logement et de la construction (-32%) et, dans une moindre mesure, de l'industrie (-7%). Les émissions du secteur de l'énergie seraient en revanche en hausse (+12%), notamment en raison de l'augmentation de la demande finale en énergie de ~435 TWh à ~505 TWh.

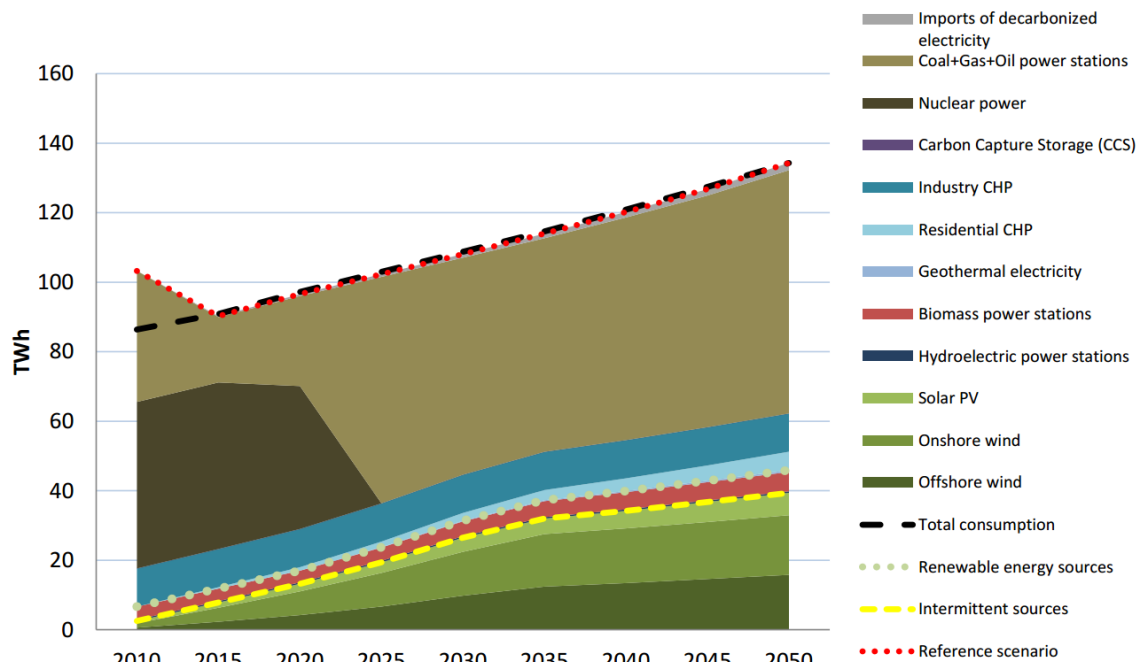


Figure 9 - Production électrique par source, scénario *RÉFÉRENCE* (Climact & VITO 2013:54)

La figure 9 ci-dessus présente l'évolution attendue du mix énergétique dans ce contexte. Nous observons que la perte de capacité engendrée par la sortie du nucléaire est presque intégralement

⁶⁶ Les prix de l'énergie utilisés ici sont issus du scénario « 6°C » du rapport « *Energy Technology Perspectives 2012* » de l'IEA (Climact & VITO 2013:50).

compensée par des sources d'énergies fossiles. La croissance des SER dans le mix énergétique est trop faible et ne permet pas de diminuer suffisamment les émissions de GES⁶⁷.

3.2 Scénario *CENTRAL*⁶⁸

Ce scénario est construit à partir de l'objectif de 80% de réduction des émissions de GES en 2050 par rapport au niveau de 1990. Ramené à notre horizon d'analyse de 2030, la Belgique devrait alors avoir réduit ces émissions de 46%⁶⁹. OPEERA montre que ce niveau d'ambition est un défi d'envergure mais le consensus parmi l'ensemble des participants à la consultation est qu'il demeure réalisable. Il implique toutefois de profonds changements dans le fonctionnement de notre économie et dans notre rapport à l'énergie, les leviers étant activés à leur troisième niveau d'effort (sur quatre). De plus, certaines de ces initiatives n'ayant pas encore été initiées à l'heure actuelle, la tâche se complique d'année en année au détriment d'une perspective à long terme pour la Belgique.

La suite de l'analyse se concentrera sur ce scénario et nous reviendrons en détails sur ses prévisions et implications dans les chapitres suivants. Remarquons toutefois dès à présent que, contrairement au scénario de référence, tous les secteurs enregistrent désormais une diminution significative de leurs émissions. Exception faite de l'agriculture où le potentiel de décarbonisation est moindre (-27%), les autres secteurs voient leurs émissions se réduire drastiquement (Fig. 10). Insistons sur le niveau de réduction du secteur de l'énergie : -98%. Comme mentionné précédemment, la transition vers une société bas carbone requiert une décarbonisation presque totale de ce secteur.

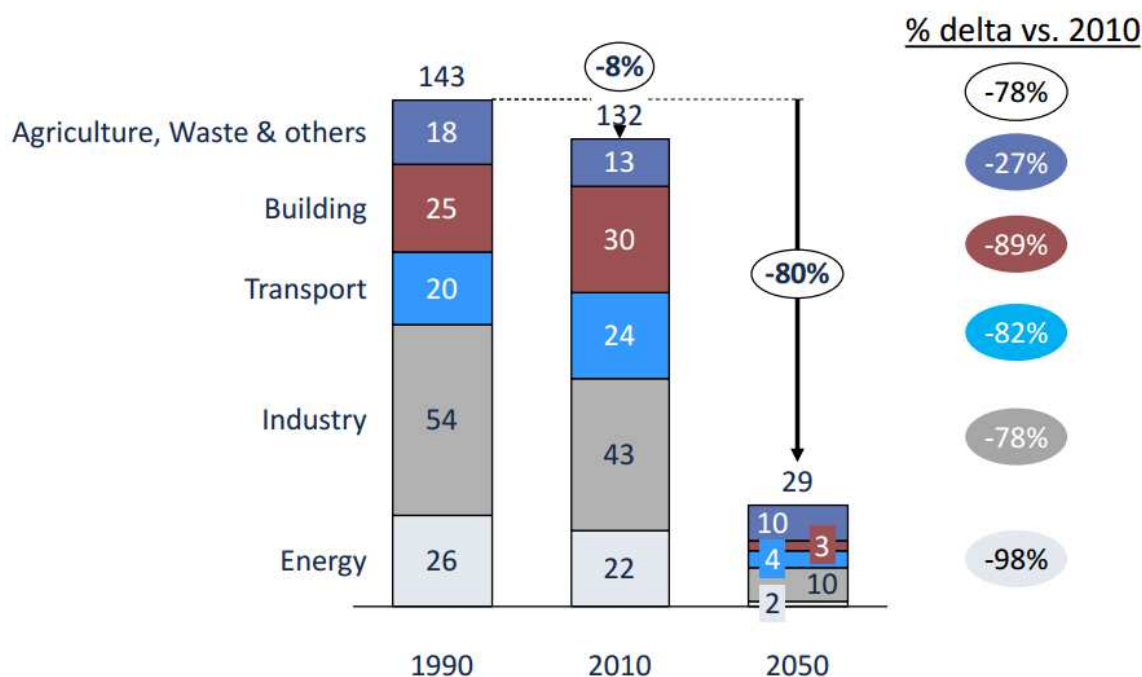


Figure 10 - émissions de GES par secteur (MtCO₂e/an), scénario *CENTRAL* (Climact & VITO 2013:60)

⁶⁷ La capacité installée des SER en 2050 : éolien terrestre (~7 GW), éolien *offshore* (~4 GW), solaire PV (~7 GW), hydroélectrique (110 MW, soit la capacité actuelle)

⁶⁸ Les prix de l'énergie utilisés ici proviennent du scénario « 2°C » du rapport de l'IEA susmentionné.

⁶⁹ Notons que la Commission européenne estime que l'objectif de 80-95% de réduction des émissions en 2050 implique, pour le secteur de l'énergie, une réduction de l'ordre de 60% dès 2030. Les SER représenteraient alors ~50% du mix de production électrique (ECF 2011).

La suite de l'analyse se focalisant sur le secteur de l'énergie et la production électrique, résumons ici les principaux changements encourus par les autres secteurs.

- La décarbonisation de l'agriculture passe essentiellement par une réduction de la consommation de viande mais l'emploi des fertilisants et d'autres produits offre également un champ d'action.
- Dans le secteur de la construction, les principaux efforts portent sur la réduction de la demande énergétique (isolation des foyers existants et futurs, diminution de la consommation d'eau chaude, etc.), l'amélioration de l'efficacité énergétique (chaudières, pompes à chaleur, éclairage, etc.), l'électrification de la demande énergétique et la diminution de la taille des logements.
- Dans le secteur des transports, d'importants changements technologiques et comportementaux sont nécessaires. La demande de transport par personne doit diminuer et le taux d'occupation des moyens de transport (trains et bus en particulier) doit s'accroître significativement. La mobilité douce (marche, vélo) joue également un rôle. Le transport de fret se détourne des camions au profit du transport ferroviaire et fluvial. Finalement, l'efficacité énergétique des différentes technologies doit augmenter significativement en parallèle d'une pénétration importante des moteurs hybrides et électriques.
- Dernier secteur, l'industrie dépend fortement des leviers technologiques pour réduire ses émissions et notamment de nouvelles technologies (e.g. la CSC, à partir de 2025-30).

Le mix de production d'énergie, les gains en efficacité énergétique, l'utilisation de combustibles moins polluants et l'amélioration des processus de production complètent le panel des initiatives à poursuivre. En la matière, la coordination des efforts et investissements s'avèrera critique pour la réduction massive des émissions sur le long terme.

3.3 Approches alternatives

Chacun de ces deux scénarios mène à une réduction de 80% des émissions de GES. Ils contribuent au débat en suggérant des alternatives ambitieuses.

Scénario *COMPORTEMENT*

Ce scénario explore les options de transition en actionnant à leur maximum les leviers comportementaux. Il implique de profonds changements de nos habitudes de consommation et styles de vie (chauffage/refroidissement des bâtiments, alimentation, eau, etc.). Le niveau 4 ne représente toutefois pas un plafond et des efforts supérieurs sont envisageables.

L'ampleur du défi que représente ce scénario ne doit cependant pas être sous-estimée. La demande énergétique finale est en effet amenée à diminuer de moitié, de ~435 TWh à ~220 TWh en 2050.

- La demande de transport par personne devra diminuer de 20% (*home-working*, covoiturage, taux d'utilisation des véhicules, mobilité douce) et les transports en commun doubler leur part de marché par rapport au scénario de référence. L'électrification du parc est toujours nécessaire, mais dans une moindre mesure.
- Dans le secteur de la construction, l'urbanisation devra s'intensifier (bâtiments plurifamiliaux), et les besoins en chauffage se réduire. Un besoin de rénovation et d'isolation persiste, ainsi que l'amélioration de l'efficacité énergétique.
- Au sein de l'industrie, les évolutions technologiques sont moins ambitieuses que dans le scénario *CENTRAL* et aucun développement massif n'est requis au niveau de la demande.

- La décarbonisation de l'agriculture s'envisage ici avant tout via la diminution du nombre d'animaux (-43% en 2050 par rapport à 2010), essentiellement suite à une forte diminution de la consommation de viande.

La contribution essentielle de ce scénario est de démontrer qu'il est possible d'atteindre le niveau de réduction d'émissions auquel la Belgique s'est engagée sans efforts significatifs en matière de technologie. L'électrification de la demande demeure une priorité relative, de même que l'intégration du marché européen (niveau 2), mais peu de nouvelles capacités de production sont requises grâce à la diminution massive de la demande énergétique finale.

Scénario *TECHNOLOGIE*

À l'opposé du scénario précédent, celui-ci épargne nos styles de vie grâce à un déploiement technologique de très grande ampleur (niveau 4). Les changements comportementaux peuvent progresser à un rythme incrémental par rapport au scénario de référence, sans perturbation fondamentale. La demande finale d'énergie est donc supérieure (~320 TWh) et nécessite la mise en service de nombreux moyens de productions supplémentaires (niveau similaire au scénario *CENTRAL*, sauf pour la géothermie où les objectifs sont bien plus exigeants) et surtout à l'adoption de la CSC à partir de 2030 de sorte qu'elle équiperait ~10% de la capacité de production électrique en 2050. À cet horizon, les sources d'énergies fossiles ne devraient plus représenter qu'une proportion marginale de la capacité de production électrique. Les émissions des GES dans le secteur de l'énergie seraient alors inférieures de 86% à celles de 1990. Le secteur du bâtiment devrait en revanche voir ses émissions réduites d'environ 99% (isolation, efficacité énergétique, pompe à chaleur, etc.). Il sera également question d'efficacité dans le secteur du transport où, en parallèle de la pénétration considérable de nouvelles technologies (moteurs électriques, piles à combustible), il sera nécessaire d'absorber la hausse de la demande de mobilité et du transport de fret. Finalement, l'industrie belge devra se positionner à l'avant-garde au sein de l'UE en remodelant ses processus de production et en optimisant l'efficacité énergétique à tout niveau.

Ce scénario montre que, sous réserve d'une adoption rapide et d'envergure de l'ensemble des technologies actuelles et de la CSC, les objectifs environnementaux 2050 peuvent être atteints sans altération fondamentale de nos comportements.

Page blanche intentionnelle

IV. Le marché énergétique belge : scénario *CENTRAL* et développements récents

Le scénario *CENTRAL* comprend un ensemble de mesures compatibles et complémentaires pour permettre à la Belgique de remplir ses engagements environnementaux. Malgré un consensus parmi les acteurs consultés acceptant que ces objectifs soient atteignables, ceux-ci ne sont en aucun cas triviaux et nécessiteront des changements radicaux et de larges investissements. Rappelons en effet que d'après les projections du Bureau fédéral du plan (Gusbin & Devogelaer 2017:6), les politiques et initiatives actuelles devraient permettre à la Belgique de réduire ses émissions à 111,3 MtCO₂e en 2020, soit une réduction de 26%, supérieure à celle imposée par le paquet législatif Climat-Énergie 2020. La tendance ne se prolonge en revanche pas entre 2020 et 2030, période au cours de laquelle, à politique inchangée, les émissions stagneraient, notamment suite à la sortie du nucléaire que les mesures actuelles permettent tout juste de compenser en termes d'émissions de GES.

Pour la suite de cette étude, nous faisons l'hypothèse que les aspects critiques du scénario seront adoptés. Spécifiquement, la Belgique ne disposera plus d'aucun réacteur nucléaire à partir de 2025 et prendra les mesures adéquates pour compenser cette perte de capacité de production électrique peu polluante. Ce chapitre expose les implications majeures du scénario *CENTRAL* pour le secteur de la production électrique.

1. Évolution de la demande énergétique : rationalisation et électrification

1.1 Prévisions du modèle OPEERA

La demande est au cœur du modèle OPEERA. Une réduction de la demande énergétique finale et l'électrification de la demande résiduelle sont les clés de la transition vers une société bas carbone.

Pour de nombreux experts, l'effort d'efficacité énergétique sera critique pour garantir une consommation durable de l'énergie. OPEERA dépasse ce cadre en proposant des changements plus profonds de notre société. L'efficacité énergétique seule ne permettra, en effet, pas d'atteindre le niveau nécessaire de réduction des émissions de GES. Le chapitre précédent a permis de mettre en évidence le potentiel considérable de réduction des émissions de tous les secteurs considérés dans le modèle au travers d'adaptation de nos usages. Le lecteur souhaitant plus de détails est invité à consulter l'étude de Climact et VITO (2013).

La figure 11 donne un aperçu univoque de l'ampleur de la réduction de la demande énergétique à laquelle nous devons parvenir. À l'horizon 2030, la demande devrait être inférieure de 21% par rapport à 2010, soit ~344 TWh. *A contrario*, la demande en électricité s'accroîtra et sera supérieure en 2030 (ainsi qu'en 2050), quel que soit le scénario considéré. Dans le scénario *CENTRAL*, elle devrait avoisiner les 100 TWh, soit 29% de la demande énergétique finale⁷⁰. Ceci témoigne de l'électrification massive de plusieurs secteurs, le bâtiment et les transports en particulier. Une décarbonisation presque totale de la production électrique est ainsi nécessaire afin de soutenir la décarbonisation des autres

⁷⁰ Notons que le niveau de demande est intimement lié à l'hypothèse de croissance démographique retenue à partir des prévisions du BFP (+16% en 2050 par rapport à 2010). L'analyse de sensibilité conduite par Climact et VITO révèle que le scénario de *RÉFÉRENCE* est bien plus affecté que le scénario *CENTRAL* où la réduction majeure de l'intensité énergétique contribue à mitiger la quasi-totalité de l'impact en termes d'émissions de GES. Les coûts totaux du système sont en revanche alors significativement supérieurs (+12%).

secteurs de l'économie. Une telle rationalisation devra avoir lieu dans l'ensemble des pays de l'UE. Dans le cas de la Belgique, la nécessité de réduire notre demande est d'autant plus critique que nos centrales nucléaires cesseront de produire de l'électricité propre (en matière de GES) dès 2025. Nous reviendrons sur ces enjeux d'offre dans la section suivante.

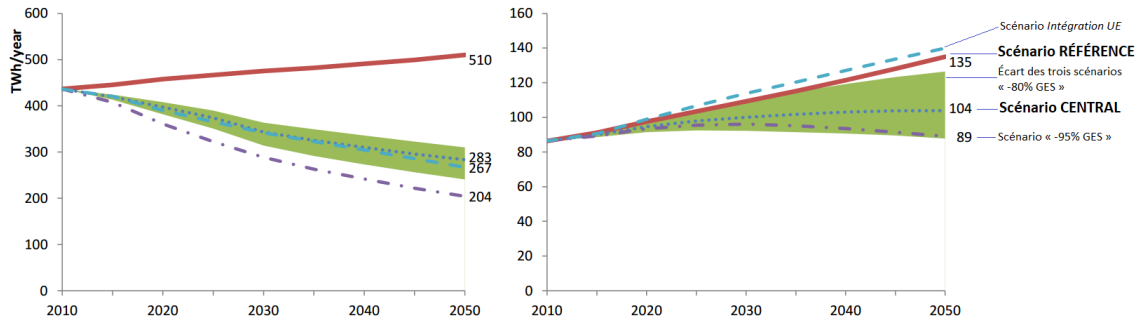


Figure 11 - Demande énergétique finale (G.) et en électricité (Dr.) (Climact & VITO 2013:85)

1.2 Dernières projections du Bureau fédéral du plan

Le BFP a publié en octobre 2017 ses dernières projections sur le paysage énergétique belge à l'horizon 2050 à politique inchangée (Gusbin & Devogelaer 2017). Cette étude fournit donc une perspective récente sur l'évolution du système énergétique belge et une projection actualisée de son évolution dans un scénario de référence. Ce rapport s'inscrit lui-même dans l'étude européenne « *EU Reference Scenario 2016 - Energy, transport and GHG emissions - Trends to 2050* » (CE 2016).

Le premier message du BFP est que la Belgique est en passe de manquer ses objectifs d'efficacité énergétique 2020 (ils ne seraient atteints qu'en 2025)⁷¹, en conséquence de quoi notre consommation énergétique finale dépasserait l'objectif indicatif communiqué par les autorités belges à la CE. L'essor des SER est néanmoins indéniable et leur contribution à la demande finale brute d'énergie s'élèverait à 15% en 2030 et 20% en 2050 (contre 1% en 2000 et 8% en 2015). Leur part dans la consommation finale brute d'électricité est encore plus significative et projetée à 28% en 2030 et 38% en 2050 (contre 15% en 2015). Cette évolution est avant tout le résultat des objectifs européens 2020 et les données mentionnées dans ce paragraphe indiquent un net ralentissement de la tendance au-delà. L'électrification de la demande finale d'énergie stagne elle aussi après une évolution initiale encourageante : de ~20% en 2015, elle ne dépasserait pas ~25% en 2050, bien loin des 37% prévus dans le scénario *CENTRAL*.

Si nous nous focalisons sur le secteur électrique, la sortie du nucléaire conduit, à politiques inchangées, à l'émergence d'un système bipolaire où deux formes d'énergie sont incontournables : les SER et le gaz naturel, représentant respectivement 47 (dont 32% pour le seul éolien) et 53% de la production nette en 2050. La contribution du gaz serait encore plus importante en 2030 et atteindrait alors 60%, contre 39% de SER (dont 22% d'éolien). Cette évolution contribue à réduire de 15% l'intensité en carbone de la production électrique mais se révèle bien insuffisante pour atteindre le niveau de réduction des émissions de GES auquel la Belgique s'est engagée, émissions qui sont amenées à quasiment se stabiliser entre 2020 et 2050. En outre, ce *fuel switch* entraîne de lourdes conséquences pour le marché (infrastructure et réseau, prix de l'électricité, etc.) soulevant des problèmes critiques, notamment en termes d'investissements sur lesquels nous reviendrons dans le chapitre suivant. De nouvelles initiatives

⁷¹ Tel qu'indiqué dans le chapitre II, les objectifs relatifs au GES et SER devraient, eux, être atteints.

sont donc essentielles pour poursuivre la transition au-delà de 2030, singulièrement en soutien de l'efficacité énergétique.

2. Offre : évolution du *fuel mix* et des capacités de production

2.1 Prévisions du modèle OPEERA

Rappelons que l'offre est déterminée dans OPEERA de façon à rencontrer la demande, le modèle ne propose pas d'optimisation des coûts. Cela étant dit, la part de l'électricité dans le mix énergétique belge doit s'accroître significativement d'ici à 2050 (Fig. 12). De 20% en 2010, elle s'élèverait à 29% en 2030 (et 37% en 2050) dans le scénario *CENTRAL*. Ceci implique une reconfiguration profonde du système énergétique. À la suite de la fermeture des centrales nucléaires, les centrales au gaz sont amenées, à court terme, à remplacer la capacité disparue⁷². Au-delà, les SER, en particulier le photovoltaïque (PV) et l'éolien, doivent accroître considérablement leur contribution au *fuel mix*⁷³ de sorte que celle des énergies fossiles se réduise de l'ordre de 70 à 85%. La CSC joue également un rôle crucial dans la transition, mais son déploiement à grande échelle n'interviendrait pas avant 2030.

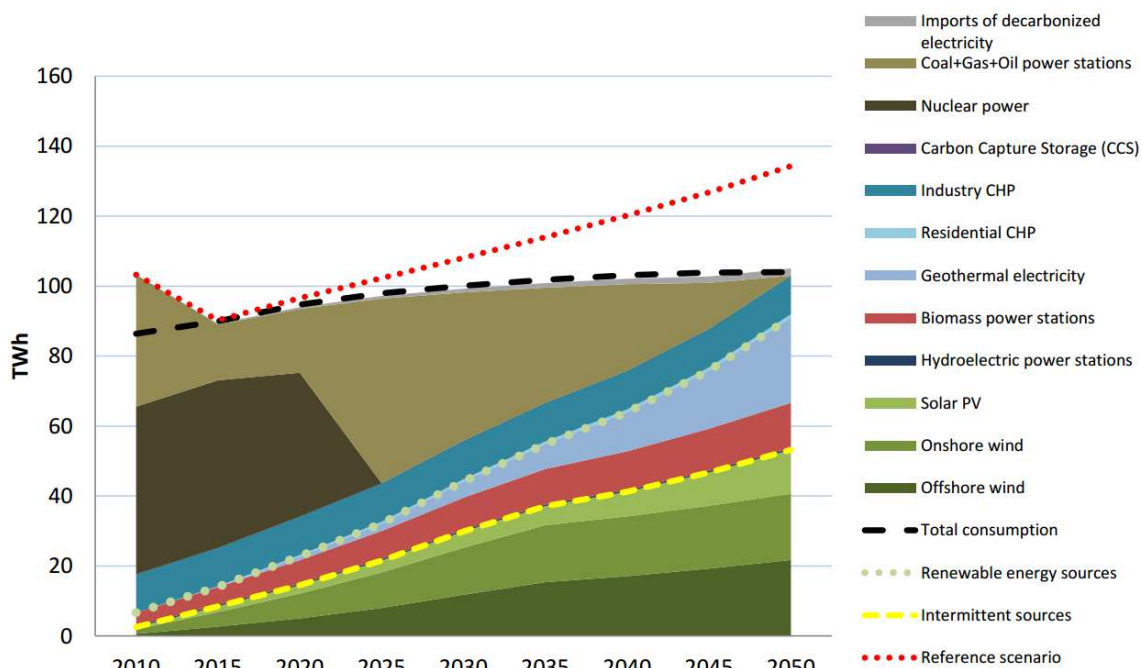


Figure 12 - Production électrique par source, scénario *CENTRAL* (Climact & VITO 2013:59)

Moins polluant que les autres combustibles fossiles, le gaz naturel offre un compromis entre le besoin de satisfaire la demande et la volonté de décarbonisation. À court terme, la croissance du gaz dans le *fuel mix* sera avant tout la conséquence du démantèlement progressif des réacteurs nucléaires. Par la suite, la part croissante des SER intermittentes dans la production électrique nécessitera de disposer de

⁷² Notons que cette modélisation datant de 2013, la prolongation de certaines centrales de 2016 à 2022 suite à la loi du 28 juin 2015 n'y est pas prise en compte. Le retrait d'emploi des unités nucléaires interviendra donc plus tard mais sera plus abrupt que modélisé dans OPEERA, accentuant le besoin d'entreprendre à temps les mesures nécessaires pour absorber cette disparition brutale de ces capacités de production. Le besoin total de remplacement dès la fermeture complète des centrales en 2025 et, *a fortiori* en 2030, est toutefois inchangé.

⁷³ Le scénario *CENTRAL* table toutefois sur une croissance inférieure au potentiel technique : 12,5 TWh contre 40 TWh potentiels et 19 TWh contre ~30 TWh, pour le PV et l'éolien respectivement.

capacités d'appoint flexibles⁷⁴. Toutefois, à plus long terme, le consensus disparaît et les prévisions divergent. Dès 2030, la contrainte des objectifs climatiques implique, en l'absence d'un déploiement à grande échelle de la CSC, une nécessité de réduire rapidement la contribution du gaz naturel. Ainsi, selon le scénario *CENTRAL* d'OPEERA, le gaz naturel représenterait 42% du *fuel mix* dans le secteur électrique en 2030 mais devrait avoir totalement disparu en 2050. *A contrario*, le scénario *RÉFÉRENCE* projette un rôle plus important et durable : 63% en 2030 et 70% en 2050 (SFCC 2016)⁷⁵. Ce contraste illustre le besoin réel d'initier de nouvelles initiatives climatiques au-delà dans l'horizon couvert par les textes actuels.

De nombreuses incertitudes pèsent, toutefois, sur l'évolution du secteur de l'énergie et de l'électricité et leurs conséquences économiques sont ambiguës.

- La production électrique devra s'adapter à la complexité croissante du réseau.
- L'électrification de la demande énergétique et la croissance des SER dans le *fuel mix* (tendance présente dans tous les scénarios (ECF 2011, DG Énergie 2016, BFP, etc.) entrainera des besoins accrus de flexibilité et d'interconnexion.
- Le secteur électrique est, de surcroît, sensible aux évolutions technologiques et des altérations rapides des coûts sont probables (SFCC 2016).

L'enjeu consistera à concilier ces incertitudes avec les besoins en investissements nécessaires afin d'intégrer dans le système une part croissante de SER. Leur nature intermittente et décentralisée (cogénération, PV, éolien, etc.) requiert :

- le maintien et le développement de capacités d'appoint, destinées à être peu utilisées,
- le développement d'une capacité importante de stockage
- une modification majeure de la structure du réseau
- et une gestion dynamique efficace de la demande en relation avec les conditions d'offre (besoin également identifié par ECF 2011).

Pour terminer, il est important de garder à l'esprit que des réductions supplémentaires seront indispensables au-delà de 2050 afin d'atteindre un niveau d'émissions négatives, compatible avec une trajectoire « 2°C ».

2.2 Un marché énergétique européen

La demande électrique belge peut être satisfaite soit par une production sur le territoire national, soit par des importations. La Belgique est un pays relativement petit, situé au cœur de l'Europe, dénué de ressources naturelles exploitables et doté d'une capacité d'import/export importante en comparaison de la taille de son marché domestique. Par conséquent, notre secteur énergétique est particulièrement sensible aux évolutions observées dans les pays voisins. En outre, l'UE poursuit depuis plusieurs décennies une politique d'intégration et de libéralisation du marché électrique européen dans la perspective de développer un marché compétitif et liquide. Autrement dit, la discussion de la capacité de production électrique dont doit disposer la Belgique ne peut avoir lieu en isolation du contexte régional car nos moyens de production seront en compétition directe avec ceux de nos voisins, en particulier, les pays de l'Europe du Centre-Ouest (Ang. : CWE).

⁷⁴ Le besoin accru de flexibilité impliquera notamment une croissance de la capacité de production supérieure à celle de la part du gaz naturel dans le mix énergétique du secteur électrique.

⁷⁵ Notons que les dernières projections du BFP parviennent à un niveau similaire en 2030 (60%) mais plus faible en 2050 (52%) (Gusbin & Devogelaer 2017).

2.2.1 Un réseau énergétique européen

De nombreuses études mettent en évidence l'impératif, tant pour le Belgique que pour l'UE dans son ensemble, de disposer d'un réseau interconnecté en support de la transition (BFP, CE 2016, ECF 2011, McGlade & al. 2018, Laleman & Albrecht 2015, Elia 2016, Höschle & al. 2017, ...). La progression des SER intermittentes engendrera des fluctuations de la production électrique qui devront être compensées et supportées par d'autres capacités. La situation divergeant d'un marché à l'autre, l'interconnexion des différents réseaux électriques (et gaziers) nationaux améliorera la flexibilité et la fiabilité de l'offre énergétique européenne. Malgré une évolution significative, des investissements additionnels substantiels sont indispensables et doivent être encouragés (CE 2016). L'infrastructure de réseau est néanmoins considérée par certains comme la solution la plus rentable pour assurer la fiabilité de l'offre électrique au cours de la transition énergétique et contribuera de surcroît à une exploitation optimale des SER (et des capacités d'appoint) (ECF 2011, Budischak & al. 2013). Précisons que si la plupart des besoins et projets d'interconnexion concernent des raccords internationaux, une modernisation des infrastructures nationales est aussi requise (ECF 2011).

La figure 20 en annexe D offre un aperçu de l'ampleur des flux d'électricité au sein de l'UE (et avec les pays limitrophes). L'origine de l'électricité effectivement fournie au consommateur n'est pas restreinte aux frontières nationales mais découle directement du *merit-order* (ou « dispatch économique ») de l'offre locale. Dès lors, aborder la question de l'offre d'électricité suivant une approche nationale n'a pas de sens pratique. Dans le cas de la Belgique, l'échelle d'analyse peut être limitée à la région CWE (Elia 2016, Laleman & Albrecht 2015). Celle-ci subira de profonds changements à moyen terme et Elia identifie plusieurs tendances majeures pertinentes à la présente analyse. Tout d'abord, la capacité nucléaire est en déclin et celui-ci devrait s'accélérer à court terme. L'Allemagne et la Belgique disposent de textes légaux définissant un agenda de sortie et la France réduit également sa capacité⁷⁶. En parallèle, la capacité des centrales au charbon est amenée à se réduire significativement sous l'effet des mesures environnementales⁷⁷.

Ces pertes de capacités combinées ne pourront être totalement compensées par la croissance des SER (constat cohérent avec le scénario *CENTRAL*) et il sera nécessaire de construire de nouvelles centrales au gaz⁷⁸. Ces nouvelles centrales efficaces entreront en compétition directe avec les centrales électriques thermiques actuelles dont la baisse de rentabilité devrait s'accroître (Laleman & Albrecht 2015). Sur un marché court terme mature et transnational, celles-ci bouleverseront le *merit-order* régional et doivent être prises en compte dans la définition des politiques énergétiques nationales, notamment en raison de l'effet substantiel que la croissance de la production éolienne et PV, dont le coût marginal est relativement faible, aura sur le facteur de charge des centrales à énergies fossiles (Grave & al 2012). De ce point de vue, une coordination du développement des SER au niveau européen sera plus efficace qu'une approche strictement nationale (ECF 2011).

2.2.2 Offre combustible et sources d'approvisionnement

La problématique de la sécurité d'approvisionnement est une priorité de la Commission européenne (cf. COM(2014) 330 final, « *Energy Security Strategy* ») mais sort du cadre d'analyse. Remarquons

⁷⁶ Il n'existe qu'un seul projet de construction de nouveau réacteur en France en cours, Flamanville 3.

⁷⁷ À titre d'exemple, suite à l'adoption du *Climate Change Act* en 2008, les centrales au charbon britanniques devraient bientôt avoir totalement disparu.

⁷⁸ Exception faite de la cogénération, il existe deux types courants de centrale électrique au gaz : celles à cycle ouvert (OCGT, Ang. : *Open Cycle Gas Turbine*) et celles à cycle combiné (CCGT, Ang. : *Combined Cycle Gas Turbine*). Les premières offrent un coût fixe comparativement faible mais un coût variable comparativement élevé, les destinant à assurer le rôle d'appoint en cas de pic important de la demande. Les CCGT présentent, elles, un profil inversé et sont très flexibles, les rendant attractives pour une utilisation plus intensive (Elia 2016).

toutefois que l'épuisement progressif des ressources fossiles conventionnelles européennes (Norvège, Pays-Bas, G.-B.) engendre une dépendance accrue envers des régions parfois politiquement instables et expose l'UE à des perturbations d'approvisionnement et aux fluctuations des prix des combustibles. Or, l'UE importait 53% de son énergie consommée en 2014 (66% dans le cas du gaz), pour une facture énergétique externe dépassant un milliard d'EUR par jour (CE 2014).

Dans le scénario de référence (OPEERA, mais également ceux de Gusbin & Devogelaer 2017 et CE 2016), la persistance du besoin en énergies fossiles maintient cette problématique. Dans le cadre spécifique de cette étude, l'approvisionnement en gaz naturel soulève de nombreux problèmes en raison du poids de la Russie sur ce marché⁷⁹. Le degré de dépendance à l'égard de ce pays est néanmoins loin d'être homogène au sein de l'UE. La Belgique en est presque totalement indépendante (Norvège, Pays-Bas, Qatar et G-B pour ~99%) et jouit notamment d'une situation privilégiée grâce à la présence d'un terminal LNG (Ang. : *Liquidified Natural Gas*) à Zeebrugge (SPFE 2017). *A contrario*, la Russie constitue l'unique fournisseur de six États membres (CE 2014). Cependant, la disparition progressive de la production européenne modifiera fondamentalement le marché et considérer la situation d'un état en isolation des évolutions dans les pays limitrophes n'est pas pertinent (DG Énergie 2016). Le SPF Économie conclut ainsi que l'offre en gaz naturel au-delà de 2025 sera conditionnée significativement par le marché russe et celui, de plus en plus globalisé, du LNG. Le degré d'interconnexion dont dispose la Belgique la maintient néanmoins dans une position relativement confortable et moins exposée que de nombreux autres États européens (cf. Ann. E et F), bien que la volatilité des prix demeure une préoccupation majeure et que, relativement à la taille de sa population, notre pays figure parmi les trois principaux importateurs nets d'énergie (derrière le Luxembourg et Malte) (Eurostat 2017b).

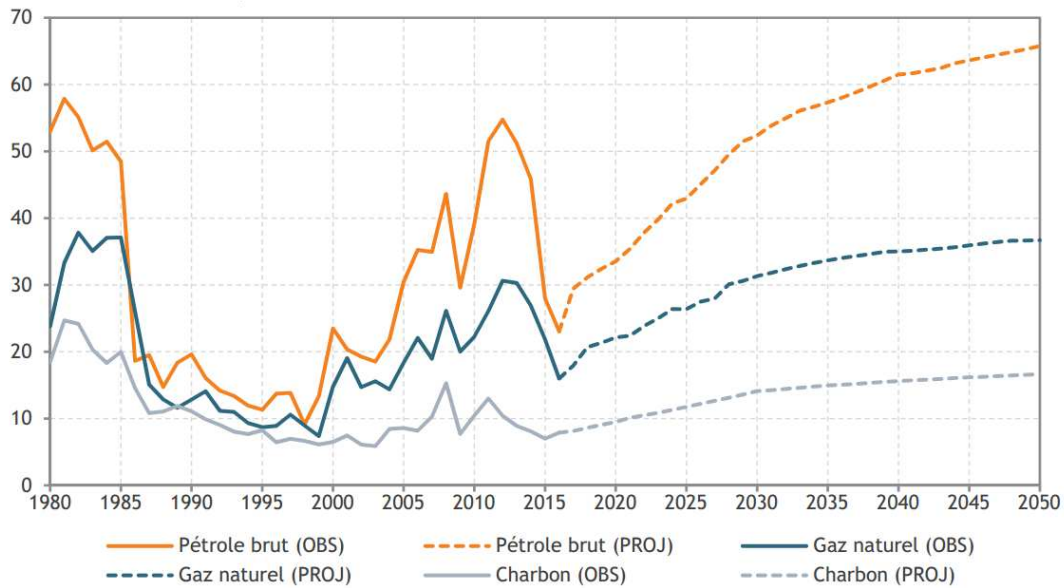
Le scénario *CENTRAL* implique une décroissance rapide de la consommation de gaz d'ici 2030-35. Si l'approvisionnement énergétique sort du cadre de ce travail, notons toutefois que la transition énergétique engendre donc également de précieux dividendes dans ce domaine et s'intègre parfaitement dans le cadre des objectifs de diversification de la Commission.

2.2.3 *Le prix du gaz et de l'électricité en Europe*

En parallèle des considérations environnementales, le prix de l'énergie est un élément critique des politiques énergétique, exerçant une influence directe sur l'activité économique, tant dans le chef des ménages (pouvoir d'achat) que des entreprises (compétitivité). Dès lors, une discussion de la transition énergétique ne peut ignorer cet aspect sur lequel se cristallisera une part importante du processus politique.

Si la transition pourrait contribuer à terme à alléger sensiblement la facture énergétique des consommateurs européens, ce constat provient d'une comparaison par rapport à un scénario de référence car, globalement, le coût que nous payons pour notre énergie et notre électricité est amené à croître (SFCC 2016, EC 2016, ECF 2011). La demande énergétique mondiale est en très nette progression, tendance qui devrait, selon toute vraisemblance, se prolonger à l'avenir, portée par la croissance asiatique et des autres pays en développement. De plus, la prise en compte progressive des externalités environnementales se traduira elle aussi par une tendance à la hausse des coûts de l'énergie (e.g. ETS en Europe, marché carbone en développement en Chine, etc.). À politiques inchangées, le Bureau fédéral du plan projette l'évolution suivante des coûts de l'énergie :

⁷⁹ Première source extra-UE, la Russie fournissait près de 30% des besoins européens en 2015, devançant la Norvège (~26%), l'Algérie (~9%) et le Qatar (~6%) (cf. tableau détaillé en Ann. E) (Eurostat 2017b).



Source : PROMETHEUS (E3M-Lab).

Note : Il s'agit de MWh-PCI (pouvoir calorifique inférieur) ; 1 MWh-PCI = 0,62 baril de pétrole brut (Brent) ; 1 MWh-PCI = 1,11 MWh-PCS (pouvoir calorifique supérieur généralement utilisé pour le gaz naturel) ; 1 MWh-PCI = 0,14 tonnes (de charbon).

Figure 13 - Évolution des prix des énergies fossiles (en EUR'13/MWh) (Gusbin & Devogelaer 2017:18)

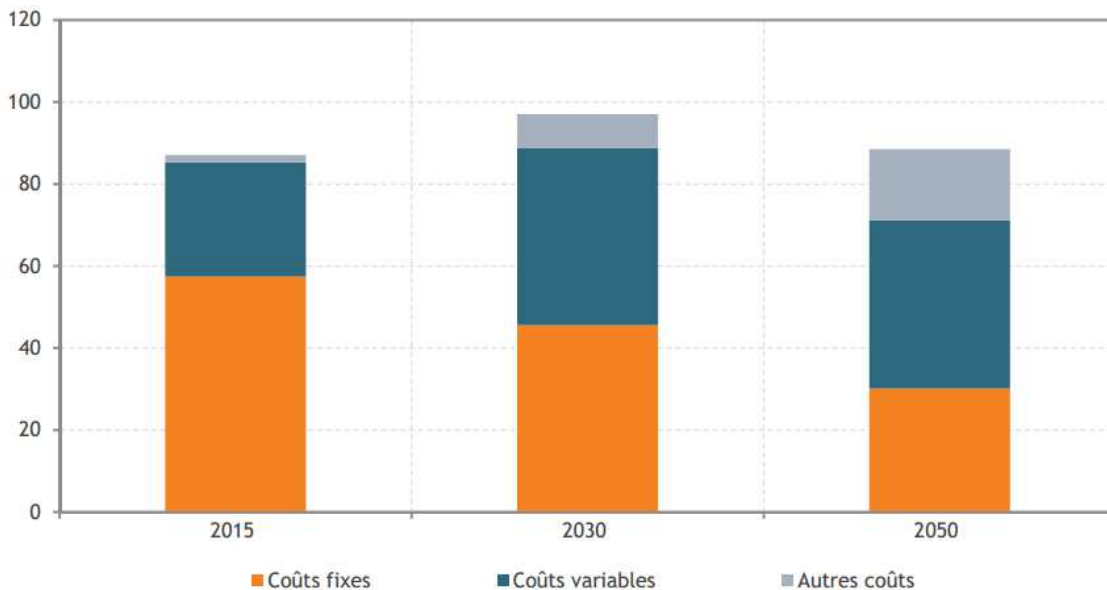


Figure 14 - Évolution du coût moyen de la production électrique (en EUR'13/MWh) (Gusbin & Devogelaer 2017:58)

La hausse constatée entre 2015 et 2030 (+11%) est essentiellement due aux coûts variables, et plus particulièrement aux coûts des combustibles (+58%). Toutefois, cette évolution est intimement liée à une évolution conservatrice du marché énergétique dans lequel les sources d'énergies fossiles conservent un rôle prépondérant. La situation diffère drastiquement si les mesures nécessaires à l'adoption d'une trajectoire telle que décrite dans le scénario *CENTRAL* sont adoptées.

2.3 Paysage énergétique belge

Deux tendances définissent l'évolution future du marché énergétique : le démantèlement des réacteurs nucléaires et la progression des SER dans le mix énergétique. Toutes deux entraîneront un besoin accru

d'appoint (*backup*) et de *balancing* sur le réseau électrique (cf. Ann G). En outre, le secteur électrique belge aborde la transition énergétique confronté à de nombreuses incertitudes : évolution du mix énergétique et de la contribution des SER, besoins d'infrastructures et de capacités pour les intégrer, rentabilité des centrales (d'appoint) au gaz actuelles et futures, cadre légal national et européen, capacité d'importations énergétiques, etc (DG Énergie 2016). Ce contexte nuit à la prise de décision (politique et économique) et de nombreuses mesures indispensables sont postposées.

2.3.1 Spécificités par rapport à la situation européenne

La Belgique est un net importateur d'électricité depuis 1992 (à l'exception de 2009), dépend à 100% de fournisseurs étrangers pour ses combustibles fossiles et est caractérisée par des prix relativement élevés de l'électricité (Deloitte 2015). La balance commerciale énergétique nette de la Belgique s'est détériorée (40% entre 2011 et 2015) mais le gaz et l'électricité ont connu une évolution opposée, rééquilibrant la dépendance belge à l'égard d'importations intra/extra-UE et diminuant ainsi sa vulnérabilité (chocs de prix et d'approvisionnement) (Tableau 2). À moyen terme et à politique inchangée, la Belgique devrait rester très dépendante de ses importations électriques, Gusbin & Devogelaer (2017) projettent des importations nettes de ~25 TWh en 2030. Cette situation est partiellement due à la dynamique du marché : nos centrales au gaz sont sous-utilisées car devancées par plusieurs alternatives dans le *merit-order* régional. Le degré élevé d'interconnexion dont jouit la Belgique (cf. Ann. D et F) est toutefois aussi un atout, certainement dans le contexte de la transition (cf. supra). Compte tenu des projets en cours, la capacité d'importation simultanée s'élèvera à 6500 MW dès 2021, soit ~50% de la consommation de pointe (contre 4500MW en 2017) (Elia 2016).

Tableau 2 – Balances commerciales nettes, électricité et gaz, 2011-2015 (milliards d'EUR 2014) (Devogelaer & Gusbin 2017)

	2011	2012	2013	2014	2015
Electricity	-0.14	-0.49	-0.46	-0.65	-0.82
Natural gas	-1.18	-1.30	-1.24	-0.86	-0.89
Electricity + natural gas	-1.32	-1.79	-1.70	-1.51	-1.71

Source: NBB, Eurostat, Energy Observatory (FPS Economy), FPB calculations.

Note: The figures for natural gas only concern gas supplies to the power sector.

Concernant le *fuel mix*, l'énergie nucléaire joue encore un rôle prépondérant dans la production électrique belge et sa perte devra être compensée sans compromettre le respect de nos engagements environnementaux. Le scénario *CENTRAL* prévoit une croissance rapide de la production à partir d'unités au gaz naturel, mais celles-ci devront rapidement voir leur taux d'utilisation se restreindre après un pic aux alentours de 2025 (cf. Fig. 12). Ce constat est partagé dans un scénario à politiques inchangées, mais dans de moindres proportions.

Ce contexte renforce l'incertitude générale et compromet les investissements nécessaires au maintien de la capacité existante et à la construction de capacités modernes supplémentaires. En effet, l'électrification de la demande énergétique combinée à la pénétration des SER intermittentes – dont les coûts marginaux sont faibles – entraînent une nette augmentation du besoin de capacités à partir de 2030. Cependant, le rythme de croissance de la capacité ne coïncide pas avec celui de la production et le taux d'utilisation de ces centrales est voué à demeurer faible au-delà de 2030.

Finalement, n'oublions pas le cadre institutionnel complexe de notre pays. Dans le domaine de l'énergie, autorités fédérales et régionales se partagent les compétences. Les premières sont en charge des centrales nucléaires, du réseau de transmission, de l'éolien *offshore*, de certaines capacités de réserve ainsi que d'assurer l'approvisionnement en électricité. Les SER, les politiques d'efficience

énergétique et le réseau de distribution figurent parmi les prérogatives des Régions. Le design du marché électrique relève donc des deux niveaux de pouvoir (Climact 2017).

2.3.2 Capacités de production d'électricité et évolution du fuel mix

La figure suivante rappelle de manière comparative l'effet de la transition sur le *fuel mix* pour le scénario *CENTRAL*. En 2010, pour une capacité totale de 95 TWh, les principales technologies de production étaient : nucléaire (47,9 TWh), gaz (31,3 TWh), SER (6,5 TWh, dont biomasse (4,4 TWh), éolien (1,3 TWh) et PV (0,6 TWh)) et charbon (6 TWh) (Climact & Vito 2013:38).

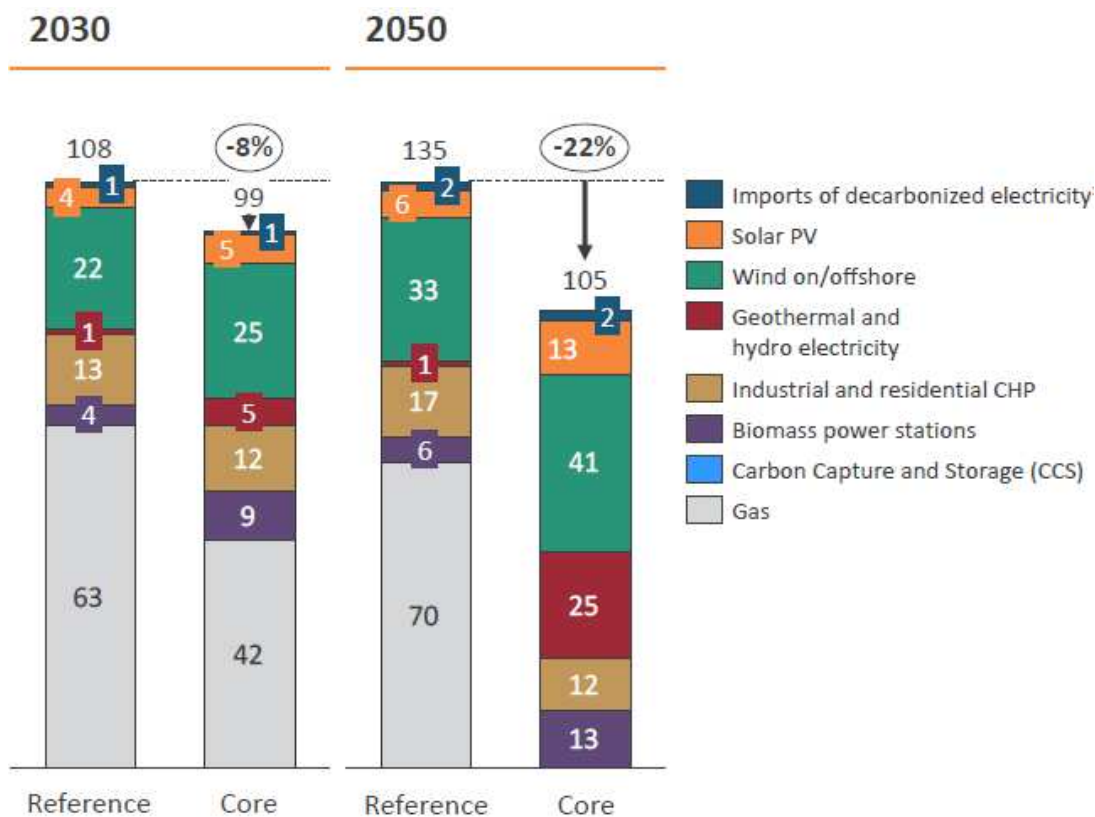


Figure 15 - Production électrique en Belgique par source (en TWh) (SFCC 2016-Annex 1:66)

Conformément à la loi du 28 juin 2015, une capacité de production équivalente à 6 GW à faible émission de GES disparaîtra en l'espace de trois ans. Cet agenda transformera fondamentalement le *fuel mix* belge et testera la capacité du marché à assurer l'approvisionnement en électricité avec une part croissante des SER. Climact & Vito (2013) insistent sur le rôle clé que devront remplir les capacités d'appoint pour assurer l'offre électrique. Dans un premier temps, attelons-nous ici à identifier les besoins concrets.

Il est ici pertinent de se pencher sur les rapports publiés par Elia en 2016 et 2017. À la demande du ministre fédéral de l'énergie, Elia a conduit deux études probabilistes sur l'adéquation entre consommation et capacités de production en Belgique dans le contexte de la sortie du nucléaire. La première analyse se base sur un scénario de référence (aux tendances similaires à celles mentionnées dans ce document) alors que la seconde explore des scénarios alternatifs, dont un scénario « *DECENTRAL* » (DC) de forte électrification de la demande et compatible avec les objectifs UE-2030 (contribution des SER) et 2050 qui respecte les tendances du scénario *CENTRAL* d'OPEERA.

Avant tout, Elia met en évidence plusieurs développements essentiels nécessaires :

- électrification de la demande
- augmentation de l'efficacité énergétique
- déploiement « stable » des SER
- et gestion active de la demande.

Ensuite, un premier constat tiré par Elia est l'absence de problématique d'adéquation d'ici à 2022, soit l'année où les premiers réacteurs nucléaires seront arrêtés. Le parc de production actuel et les capacités de réserve (stratégique) suffiront à satisfaire la demande (sous réserve d'opérationnalité des réacteurs nucléaires). Au-delà, Elia estime qu'il est impératif de conserver puis de remplacer les centrales au gaz actuelles en compensation de la perte des unités de production nucléaires. Malgré une progression « indéniable » des SER, celles-ci restent contraintes par leur variabilité et la Belgique ne peut se passer d'unités thermiques au-delà de 2025 dans tous les scénarios étudiés par Elia. Rencontrer les critères légaux d'adéquation du système nécessitera un « bloc structurel »⁸⁰ de 4 GW minimum (Fig. 16, gauche), pour une demande constante de ~85,5 TWh en 2027. Dans son scénario DC où l'électrification de la demande énergétique accroît la consommation électrique, Elia (2017) évalue le besoin total (i.e. *balancing* et appoint) en capacités thermiques à 5,6 GW pour la période 2025-2030⁸¹. Compte tenu de la fin de vie prévue de 1,5 GW de capacités CCGT et OCGT d'ici 2025, le besoin en nouvelles capacités thermiques s'élève donc à 3,3 GW à cette date⁸².

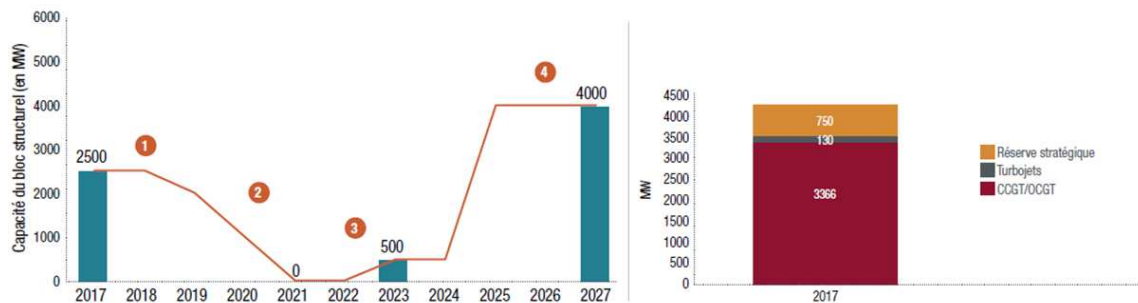


Figure 16 - Capacité du bloc structurel dans le scénario de base (G.) et capacité de production installée pour l'hiver 2016-2017 répondant à la définition du bloc structurel (Dr.) (Elia 2016:52&19)

D'un point de vue technique, Elia n'a considéré que les projets d'interconnexion en cours et deux seules technologies pour constituer le bloc à l'avenir : des centrales CCGT et OCGT⁸³. À titre de comparaison, la figure 16 (droite) présente la capacité de production installée en 2016 faisant partie du bloc structurel. Cette approche est relativement conservatrice à l'égard de technologies (et interconnexions) nouvelles (optique également adoptée par Climact & Vito 2013) et se base notamment sur les unités de production belges existantes, sur le moratoire de fait sur la construction d'unités au charbon, sur le faible potentiel national en biomasse et sur la place des centrales au gaz récentes dans le *merit-order*.

Toutefois, dans tous les scénarios, les unités thermiques présenteront un taux d'utilisation restreint et fonction de leur efficacité et la place du gaz par rapport au charbon dans le *merit-order*. Dans le scénario DC (Elia 2017), des unités CCGT performantes pourraient fonctionner jusqu'à 5500 Hr en 2030 alors que d'anciennes centrales ne dépasseraient pas 1000 Hr. La situation des unités de pointe

⁸⁰ Le bloc structurel constitue une capacité flexible complémentaire aux moyens suivants : capacités de cogénération, renouvelables, hydroélectriques, d'importation et la réponse du marché (aux prix).

⁸¹ D'un point de vue méthodologique, notons que cette capacité tient compte des périodes moyennes d'indisponibilité de ce type de capacité sur base des statistiques actuelles de l'industrie.

⁸² Cette capacité est plus contraignante que celle estimée par Climact & Vito (2013) et sera utilisée par la suite.

⁸³ En 2016, les centrales CCGT composaient 90% du parc de production au gaz en Belgique (Elia 2017).

OCGT est encore plus sombre avec à peine quelques centaines d'heures de fonctionnement en 2030. Leur utilisation augmentera néanmoins avec la pénétration des SER et pourrait s'élever à ~1000 Hr en 2040. Des choix importants doivent être réalisés dans le chef des autorités nationales, notamment sur le niveau de dépendance que la Belgique est disposée à accepter vis-à-vis de ses importations.

En effet, compte tenu du niveau élevé d'interconnexion du marché belge (6,5 GW dès 2021), le recours aux unités de productions nationales dépendra de leur compétitivité au sein du marché CWE (voir européen), elle-même tributaire des politiques énergétiques et climatiques de nos voisins et de l'UE (e.g. prix du carbone) et des marchés internationaux (e.g. prix des combustibles, coûts technologiques). Ainsi, sous certaines conditions, Elia met en garde par rapport au fait que les mécanismes de marché pourraient amener la Belgique à importer jusqu'à 50% de sa consommation (soit >40 TWh en 2030 dans le scénario de base d'Elia) si le charbon continue de devancer le gaz dans le *merit-order* et si les investissements consentis sont insuffisants pour se doter d'unités performantes. Dans ces conditions, les centrales au charbon, au lignite et les unités au gaz modernes en activités dans les pays limitrophes devanceront nos unités au gaz dans le *merit-order*. L'efficacité de nos centrales est le paramètre de dispatch principal et pourrait influencer la balance électrique nette de la Belgique à hauteur de ~15 TWh en 2030. Par ailleurs, dans le cas où le gaz devancerait le charbon dans le *merit-order* (par exemple, grâce à une taxe carbone), Elia projette des importations plus faibles de ~10 TWh. En 2040, toutefois, la progression des SER devrait considérablement améliorer la situation nette de notre pays (de ~-25 TWh en 2030 à ~-7 TWh en 2040).

Éviter une situation néfaste, tant en matière de dépendance que d'émissions de GES, nécessite donc de disposer d'unités modernes et efficaces en Belgique mais également de maintenir opérationnelles les centrales actuelles. Se pose alors la question de la rentabilité économique des investissements requis compte tenu du faible facteur de charge projeté — dans un premier temps, jusqu'à l'arrêt des réacteurs nucléaires et, ensuite, face à la croissance des SER et aux impératifs de réduction des émissions de GES — des centrales destinées à supporter le bloc structurel.

De plus, une incertitude majeure règne quant à la tarification de l'électricité lors des pics de demande. Le principe en vigueur est celui d'*Energy-Only Market* (EOM) où la rémunération se base sur une « rente de rareté ». Dans ce système, les revenus du marché constituent l'unique source de rémunération des producteurs. Le marché dépend de la fluctuation des prix, et de leur envolée en situation de pénurie, pour rémunérer les capacités et couvrir leurs coûts de fonctionnement. Les prix reflètent la rareté relative et agissent en tant que signaux d'investissements (Elia 2015).

En l'état, les mécanismes de marché ne permettent pas de garantir la rentabilité des investissements requis et présentés plus haut. En particulier, Elia (2016 et 2017) estime que, sans « revenus additionnels », la rente inframarginale⁸⁴ attendue des centrales de type CCGT est insuffisante pour couvrir l'investissement de la construction d'une nouvelle unité. Ceci compromet directement le futur de la transition énergétique belge (Devogelaer & Gusbin 2017, Elia 2016, Laleman & Albrecht 2015, Climact & Vito 2013). Nous reviendrons sur cette problématique dans le chapitre suivant.

⁸⁴ Celle-ci correspond aux revenus nets potentiels, soit les revenus (électricité produite par heure x prix du marché) moins les coûts variables de production (coûts de combustibles, des émissions de CO₂ et des coûts variables d'opération et de maintenance). Les coûts de démarrage sont donc exclus et un rendement constant des centrales est supposé.

Page blanche intentionnelle

V. Le gaz en support de la transition dans le secteur électrique : obstacles, coûts et sensibilités à l’horizon 2030

La transition énergétique est un exercice d’arbitrage et de priorités à définir. Dans le cadre spécifique de la transition du secteur de la production électrique, P. Vermeulen (2014) insiste ainsi sur la nécessité de respecter un compromis entre impacts économiques (coûts de l’électricité pour les ménages et les entreprises, investissements et coût d’opportunité des politiques publiques), respect des engagements climatiques et sécurité d’approvisionnement. Si le dernier point est volontairement exclu ici, l’objet de ce chapitre sera de discuter dans quelle mesure les centrales au gaz fournissent, à l’horizon 2030, une solution de soutien à la transition du secteur électrique belge vers une production bas carbone. La discussion des chapitres précédents a mis en évidence l’importance de considérer les conséquences économiques et environnementales.

1. Quelle transition pour le secteur électrique belge ?

Les chapitres précédents ont permis d’identifier les principaux défis et le degré élevé d’incertitude auquel le secteur électrique belge est confronté. L’objectif à long terme (2050) est la décarbonisation quasi-totale de la production électrique. Néanmoins, l’impératif à court terme est avant tout d’absorber, d’ici 2025, l’arrêt des réacteurs nucléaires qui représentaient en 2017 un tiers de la capacité de génération installée en Belgique et 50% de l’électricité effectivement produite (Elia 2017). Les SER fourniront une solution partielle mais insuffisante. Leur offre devra être complétée par un niveau accru d’importations et/ou de capacités de production conventionnelles.

La question qui se pose est donc celle du mix énergétique « optimal », mêlant considérations environnementales et économiques ainsi que la problématique épineuse de la sécurité et de la fiabilité de l’approvisionnement^{85,86}. Il n’existe ici pas de réponse définitive et ce dernier évoluera au rythme des prix relatifs de l’électricité produite par les différentes technologies disponibles. Ces prix reflètent les conditions du marché mais sont également le résultat des politiques environnementales qui constituent ainsi un levier d’action privilégié. La croissance des SER engendre par ailleurs des besoins techniques spécifiques, en particulier en capacités flexibles, fiables et pouvant rapidement entrer sur le réseau. Ces capacités devront, d’un point de vue économique, être rentables malgré une utilisation faible et

⁸⁵ La construction de nouveaux réacteurs nucléaires ne sera pas développée. Bien que certains défendent la solution de la construction de nouvelles centrales comme alternative aux prévisions du scénario CENTRAL, en insistant notamment sur l’avantage en termes d’émissions de GES de cette technologie par rapport aux centrales thermiques, l’expérience des projets actuellement en cours en Europe invite à la prudence. Sans aborder le problème de la gestion des déchets radioactifs ni les nombreux délais et surcoûts astronomiques de construction, de solides arguments économiques peuvent être formulés à l’encontre d’une telle option. En effet, sur base des projections pour les projets de Hinckley Point (G-B) et de Flamanville (FR), l’électricité produite par ces réacteurs sera, dès leur mise en service (2023 pour Hinckley Point), significativement plus chère que celle produite à partir de SER telles que le PV et l’éolien (Farmer & al. 2016). Ces coûts n’évolueront pas en termes réels durant les 40 ans estimés de durée de vie de ces unités alors qu’il est raisonnable de supposer que les coûts de production électrique des SER continueront, quant à eux, de diminuer. Nous serions donc confrontés à des centrales arrivant derrière les SER dans le *merit-order* et dont les caractéristiques techniques les rendent inadaptées à nos besoins à long terme d’appoint et de balancing (OCDE-NEA 2012).

⁸⁶ Une alternative serait un scénario où l’essentiel du bloc structurel se composerait de SER. Cette option n’a pas été envisagée dans OPEERA mais les coûts des SER ont depuis fortement diminué et plus rapidement qu’envisagé au début de la décennie. Par conséquent, un futur dans lequel les SER deviennent la principale source de production électrique dès 2025 est envisageable mais dépend d’un cadre propice à leur développement accéléré (Devogelaer & Gusbin 2017, Climact 2017). La modélisation du BFP montre cependant qu’un tel déploiement ne permet malgré tout pas de se passer de centrales au gaz (~3000 MW).

irrégulière. Or, le modèle de rémunération actuel du marché électrique belge n'est pas en mesure de le garantir en l'état.

Si les chiffres exacts varient, un consensus net se dégage sur le rôle crucial que le gaz est amené à remplir dans le secteur de la production électrique (belge) (Climact & VITO 2013, SFCC 2016, Climact 2017, Elia 2016 et 2017, ECF 2011, DG Énergie 2016, Papavasiliou & Smeers 2017, Laleman & Albrecht 2015, Agora & Sandbag 2017, BFP 2015, CE 2016, Devogelaer & Gusbin 2015 et 2017, McGlade & al. 2018, ...). Le gaz offre une solution de compromis :

- le réseau belge dispose déjà de capacités existantes
- il répond aux impératifs à long terme (*backup* et *balancing*, cf. chapitre précédent)
- les centrales au gaz sont fiables et flexibles
- ces centrales émettent significativement moins de GES que les autres centrales thermiques.

Ce dernier avantage est d'ailleurs double. Dans un contexte (européen) où la tarification du carbone, bien qu'encore beaucoup trop faible, est amenée à s'accroître, une production moins polluante représente également un gain économique.

À plus long terme, un remplacement nucléaire-gaz complet et permanent est cependant incompatible avec nos objectifs environnementaux et la contribution des centrales au gaz dans la production électrique devra se réduire drastiquement à moyen terme (sauf adoption à grande échelle de la CSC). Ainsi, après un pic aux alentours de 2025, les centrales au gaz devront être de moins en moins sollicitées (cf. Fig. 12). Toutefois, un manque d'investissement engendra automatiquement un risque accru de pénurie en électricité et/ou des envolées extrêmes du prix sur le marché (Elia 2016 et 2017, Laleman & Albrecht 2015).

Ce constat est encore renforcé par les besoins en investissements nécessaires à l'intégration des SER sur le réseau. Cette évolution est loin d'être anodine et implique une refonte de la structure même du système. D'un modèle articulé autour de larges unités de production centralisées, celui-ci évoluera au fur et à mesure de la croissance des SER vers une production décentralisée par une multitude de capacités de génération relativement faibles et intermittentes. La Belgique jouit d'une situation privilégiée à cet égard de par sa situation géographique et notre réseau est relativement dense comparé à la moyenne européenne mais nous sommes également très dépendants de nos importations et donc exposés aux évolutions sur les marchés de nos voisins.

L'ampleur des besoins susmentionnés contraste avec le peu de temps nous séparant du démantèlement des premiers réacteurs nucléaires et avec les faibles investissements entrepris ces dernières années en Belgique (BFP 2015)⁸⁷. Afin de disposer des capacités suffisantes en 2025, des choix importants doivent être posés. Elia (2017) met en garde contre le fait que l'absence de décision condamnerait presque automatiquement la Belgique à devoir prolonger la période d'activité de ses centrales nucléaires. Les sections suivantes seront consacrées à la discussion des déficiences actuelles du marché pour attirer les investissements nécessaires à la transition du secteur électrique ainsi qu'au rôle de la tarification du carbone en support de la transition. Finalement, la dernière section abordera la question du coût environnemental d'une transition telle qu'envisagée dans le scénario *CENTRAL*.

⁸⁷ Notons que le délai entre la décision d'investir et le moment où l'unité est concrètement opérationnelle est de l'ordre de quatre à cinq ans pour les centrales à turbine gaz-vapeur (Gusbin & Devogelaer 2017).

2. Rentabilité et rémunération des capacités de production électrique

2.1 Besoins et parc de production

Les besoins ont été développés dans le chapitre précédent. En 2025, ~50 TWh d'électricité « fossile » seront nécessaires pour satisfaire la demande. 6 GW de capacités nucléaires de production disparaîtront entre 2022 et 2025. L'ampleur de ce choc (d'offre) ne doit pas être sous-estimée et dépasse, en termes relatifs, n'importe quel choc auquel un marché libéralisé de l'électricité n'ait jamais été confronté (Elia 2017). Il faut de surcroît ajouter à cette capacité la fermeture de certaines centrales thermiques existantes arrivant en fin de vie. Ainsi, parmi les 3,8 GW de capacités CCGT et OCGT actuelles, seuls 2,3 GW seront encore en activité en 2025-30 (0 GW en 2040) compte tenu d'une hypothèse de durée de vie de 25 ans (Elia 2017). Le niveau élevé d'interconnexion du réseau belge (6,5 GW dès 2021) contribue à réduire le besoin en capacités d'appoint, mais l'étude d'Elia (scénario DC) estime 5,6 GW de capacités thermiques nécessaires, soient 3,3 GW supplémentaires⁸⁸. Il est important de noter que ce besoin en capacités thermiques ne disparaît pas d'ici 2040, bien que le taux d'utilisation des unités concernées soit supposé décroître progressivement.

En effet, après un pic aux alentours de 2025, les centrales au gaz devront être de moins en moins sollicitées pour satisfaire aux objectifs environnementaux (cf. Fig. 12). Le cycle de vie des centrales CCGT et OCGT étant de l'ordre de 25 ans, le dilemme consiste à concilier un faible facteur de charge pendant la majeure partie de cette période aux impératifs de rentabilité des investisseurs. Ce problème se pose d'ailleurs déjà pour les unités actuelles dont la place dans le *merit-order* régional affecte leur rentabilité et risque donc de mener à la fermeture de plusieurs unités dont nous aurons pourtant besoin à partir de 2022 (Elia 2016, Laleman & Albrecht 2015). Parmi ces centrales, un défi supplémentaire consistera à remplacer les unités arrivant prochainement en fin de vie.

Nomenclature des coûts de la transition

Les coûts engendrés par la transition énergétique du secteur électrique peuvent être scindés en :

- Coûts d'appoint (Ang. : *backup*), destinés à absorber la variabilité de la production des SER, ils se composent des coûts fixes des capacités de production supplémentaires nécessaires et des coûts liés à la transition d'une production de base (e.g. CCGT) vers une production temporaire et réactive aux pics de demande (e.g. OCGT).
- Coûts de *balancing*, découlant de la prévisibilité limitée de la production des SER et nécessitant de conserver une capacité de réserve pour équilibrer le réseau.
- Coûts de réseau, couvrant l'intégration des SER sur le réseau compte tenu du caractère décentralisé de ces unités de production et de leurs spécificités géographiques (éolien *offshore*, interconnexions transnationales et réseau national)⁸⁹.

Un étalon pertinent de comparaison des différents moyens de production est *levelised cost of electricity* (LCOE) correspondant au coût total (moyen sur le cycle de vie) de production d'électricité par une capacité spécifique. Celui-ci couvre donc l'ensemble des coûts :

- Fixes : coûts d'investissement en capital (CAPEX et *Weighted Average Cost of Capital* (WACC)) et coûts fixe d'opération et de maintenance (FOM) ;

⁸⁸ 3,6 GW sont jugés nécessaires dans le scénario référence. Attention que le besoin pourrait s'accroître significativement si les pays voisins n'entreprennent pas les investissements requis sur leur propre réseau.

⁸⁹ Pour une étude détaillée des coûts engendrés par l'intégration des SER intermittentes (IRES) sur le réseau belge, j'invite le lecteur à se référer à l'étude de la KUL (Bruninx & al. 2016). Cette étude évalue les trois catégories de coûts susmentionnés (horizon 2030) à : 3 – 8 €/MWh_{RES}, 2 – 5 €/MWh_{RES} et 1,6 – 9 €/MWh_{RES}.

- Variables : coûts variables d'opération et de maintenance (VOM), coûts de combustibles et coûts des émissions⁹⁰ (cf. Fig. 14 pour l'évolution de leur poids relatif).

Une discussion précise de l'estimation de ces coûts sort du cadre de ce travail mais ceux-ci composent les critères économiques de rentabilité et seront exploités dans cette section⁹¹.

Quel mix de production pour la Belgique ? Quelles capacités construire ?

Dès 2025, seuls 2,3 GW de capacités thermiques resteront en activité. La Belgique doit donc se doter de moyens supplémentaires, tels que détaillé précédemment. Cependant, sur un marché libéralisé, la composition du mix énergétique dépend de la compétitivité relative des différentes sources de production et le *merit-order* reflète les coûts marginaux de production des capacités sur le marché⁹². Déterminer le mix de production optimal nécessite de prendre en compte ce classement mais également la nature du besoin en électricité (fréquence, variabilité, taux d'utilisation annuel, etc.) ainsi que certaines hypothèses, telles que l'évolution des coûts de combustibles et du carbone⁹³ ou de la composition du parc de production des pays limitrophes⁹⁴.

Malgré l'importance du coût du carbone, Elia montre que l'efficacité constitue le critère critique au sein du *merit-order*. Un parc de centrales au gaz modernes est donc primordial pour maintenir une part significative de la production électrique sur le territoire national. Un compromis doit toutefois être réalisé entre centrales CCGT (production de base) et OCGT (production de pointe). Les premières présentent l'avantage d'un coût variable de production nettement inférieur (et donc un coût de l'électricité plus faible favorisant le surplus du consommateur) mais nécessitent des investissements bien supérieurs aux secondes. La répartition exacte est donc tributaire des hypothèses formulées, au premier rang desquelles figurent les prix des combustibles et du carbone. Ces prix déterminent en effet en grande partie les coûts variables de production. Ainsi, au plus sont-ils élevés, au moins les centrales OCGT sont-elles intéressantes et inversement.

La place du gaz et du charbon dans le *merit-order* est également cruciale. Devancées par le charbon, les centrales au gaz seraient moins utilisées, favorisant la production de pointe. En plus de ces coûts, un second élément crucial est le taux de pénétration des SER, un taux élevé améliorant l'attractivité relative des unités OCGT en raison d'une demande d'appoint plus faible. Suivant les hypothèses retenues, Elia (2017) identifie ainsi une répartition optimale allant d'un équilibre 50/50 (forte pénétration des SER et charbon plus compétitif) à la construction de centrales CCGT uniquement pour tous les scénarios considérés si le gaz devance le charbon dans le *merit-order*. Dans un contexte où le charbon est plus compétitif que le gaz, le scénario DC d'Elia similaire à la modélisation d'OPEERA mène, quant à lui, à une répartition 75/25.

⁹⁰ Le LCOE dépend donc des hypothèses formulées quant aux heures de fonctionnement futur des capacités.

⁹¹ Le lecteur intéressé peut se référer à l'étude d'Elia (2017) et aux publications du JRC (2014) de la CE.

⁹² Notons que la discussion se limite ici à la composition du mix énergétique en complément des SER. Toutes choses étant égales par ailleurs, les SER constituent la seule énergie primaire dont dispose la Belgique et une augmentation de la production de ces capacités signifiera une augmentation des exportations (Elia 2017). De plus, les coûts liés à la gestion active de la demande ne sont pas développés explicitement ici mais sont intégrés dans l'analyse d'Elia (2017).

⁹³ Sur base des prévisions de l'IEA (World Energy Outlook 2016, Scénario 450), Elia (2017) table sur les prix suivants en 2030 : 90 €/tCO₂, 29 €/MWh gaz et 51 €/t charbon (en 2040 : 126 €/tCO₂, 30 €/MWh gaz et 46 €/t charbon). À titre de comparaison, les prix en 2017 étaient de ~5 €/tCO₂, ~15 €/MWh gaz et ~60 €/t charbon.

⁹⁴ La modélisation du mix de production européen (hors Belgique) est disponible dans le rapport d'Elia (2017).

2.2 Rentabilité et incitants économiques

La transition telle que modélisée dans le scénario *CENTRAL* nécessite une forte augmentation des investissements par rapport au scénario de référence (BFP 2016a). Cependant, malgré ces besoins critiques, les mécanismes de marché actuels ne sont pas propices à générer les investissements requis. Nous allons ici développer l'insuffisance des incitants économiques sur base de l'analyse d'Elia (2017) (scénario DC). Nous discuterons du problème de la rémunération au point suivant.

Inciter les producteurs à consentir aux investissements nécessaires pour rencontrer les besoins identifiés ci-dessus implique d'assurer la rentabilité des capacités de production⁹⁵. Une distinction doit être faite entre capacités existantes et futures. La rentabilité des premières requiert une rente inframarginale (au minimum) supérieure aux FOM (en supposant l'absence de coûts en capital). Pour que la construction d'une nouvelle unité de production soit économiquement attrayante, sa rente inframarginale doit également couvrir les coûts d'investissement⁹⁶. Sur base de ces critères, parmi les capacités existantes, seules les centrales CCGT les plus efficaces sont économiquement viables en 2030 mais leur rente inframarginale est insuffisante pour inciter à la construction de nouvelles unités. Les centrales OCGT efficaces seront économiquement viables en 2040 mais leur rente inframarginale ne devrait pas suffire à couvrir les coûts d'investissement de nouvelles unités pour autant. À cet horizon, celle des centrales CCGT les plus efficaces pourrait suffire à couvrir les coûts d'investissement (pour une annuité d'investissement avec un WACC inférieur à 12%) mais reste tributaire du profil de risque des investisseurs. Ces résultats ne changent pas significativement suivant que le gaz devance le charbon dans le *merit-order*, ou inversement, malgré des revenus supérieurs dans le premier cas dans tous les scénarios.

Remarquons que la rentabilité des unités dépend avant tout de deux facteurs clés : leurs heures de fonctionnement et le prix de l'électricité sur le marché.

À l'égard du premier facteur, la position des capacités belges au sein du *merit-order* régional est déterminante et Elia (2017) estime (scénario DC) que les unités les plus efficaces pourraient atteindre jusqu'à 5500 heures de fonctionnement annuel en 2030 alors que les moins efficaces d'entre elles ne dépasseraient pas quelques centaines d'heures. Le facteur de charge des unités au gaz est toutefois amené à diminuer au fur et à mesure de la pénétration des SER dans le mix de production. En outre, cette tendance impliquera également une augmentation de la volatilité du marché, notamment en fonction des conditions météorologiques, qui affectera la rente inframarginale des capacités thermiques et en particulier celle des capacités de pointe. Sur base de la modélisation d'Elia, la rente inframarginale des centrales OCGT ne pourrait ainsi, en 2040, couvrir les FOM et coûts d'investissement que dans moins de 50% des cas.

Concernant le deuxième facteur, la rentabilité des centrales est largement tributaire du prix du gaz et du carbone. Au plus élevés seront ces prix, au plus le prix du marché permettra de couvrir les coûts et au moins le marché nécessitera des mécanismes de support. Ces prix constituent d'ailleurs la principale raison pour laquelle l'attractivité de nouveaux investissements s'améliore vers 2040⁹⁷. En résumé, les freins majeurs à la rentabilité des unités de production (au gaz) sont un faible facteur de charge futur, un prix du marché insuffisant et la volatilité de ces deux facteurs⁹⁸.

⁹⁵ L'analyse d'impact 2050 de la CE (2011) insiste également sur la nécessité de maintenir un cadre politique et réglementaire prévisible et stable pour créer un environnement favorable aux investissements à long terme.

⁹⁶ Une illustration de l'évaluation de la rentabilité d'une unité de production théorique est présentée en Ann H.

⁹⁷ Ce constat peut d'ailleurs être étendu aux SER, premières bénéficiaires d'une augmentation de ces prix.

⁹⁸ Une gestion efficace de la demande permet de réduire significativement la volatilité des prix (ECF 2011).

2.3 Rémunération de la flexibilité du marché

De nombreuses études insistent sur la nécessité de réformer la structure de rémunération afin de récompenser les ressources en fonction de leur capacité à rencontrer les besoins d'un marché électrique bas carbone, par exemple en valorisant la disponibilité plutôt que la capacité uniquement (CREG 2016, Papavasiliou & Smeers 2017, Elia 2016 & 2017, Laleman & Albrecht 2015, DG Energie 2016, BFP, Hary & al. 2016, Höschle & al. 2017). L'objectif est d'adapter les mécanismes du marché à l'évolution de celui-ci, en particulier à une demande accrue de flexibilité. Il est donc important de considérer l'ensemble des coûts des différentes alternatives, y inclus leur coût d'opportunité respectif, et pas uniquement les coûts directs des mécanismes évalués. En particulier dans le secteur électrique, la transition implique des investissements initiaux à forte intensité en capital qui ne seront réellement compensés qu'à long terme, notamment par une réduction importante des coûts de combustibles (et de la vulnérabilité du marché à leur volatilité) et d'opération. Il s'agit donc de balancer intérêts de la société, efficacité économique, coût en capital et risque des investissements, idéalement de façon incrémentale pour éviter une rupture trop radicale (ECF 2011).

Hogan (2005) développe le concept de *missing money* lorsque le marché ne rémunère pas suffisamment un service, soit une imperfection du marché qu'il attribue aux distorsions introduites par une régulation des prix de l'électricité (e.g. imposition de plafonds). Ceci correspond à un cas de marché « manquant » pour une ressource rare. En l'occurrence il n'existe pas de marché pour la fiabilité du système, celle-ci est typiquement considérée comme un bien public dans le secteur électrique (Papavasiliou & Smeers 2017). Pour corriger cette imperfection, deux approches majeures sont débattues : soit un *Energy-Only Market* (introduit au chapitre précédent), soit des mécanismes de rémunération de la capacité (*Capacity Remuneration Mechanism*, CRM). Une distinction doit être marquée entre deux types de design de mécanismes complémentaires au marché (Elia 2017). Premièrement, les mécanismes « hors-marché » visent à maintenir à disposition des capacités en prévision de périodes de pénuries. Ces capacités sont dites « hors marché » car le producteur s'engage à renoncer à leur utilisation dans le cadre de ses activités normales. Ces capacités évoluent ainsi dans un environnement contrôlé, les empêchant autant que possible d'interférer avec le reste du marché et d'altérer les signaux prix. La Belgique dispose ainsi d'une réserve stratégique composée de capacités en fin de vie que les producteurs s'approprient à retirer du marché. Deuxièmement, des mécanismes « intra-marché », tels que les CRM et les enchères ciblées, peuvent être implémentés afin de rémunérer la capacité en compensation du service rendu au système, sa « disponibilité », sans en restreindre l'utilisation⁹⁹.

Dans un *Energy-Only Market* « pur », les revenus du marché constituent l'unique source de rémunération des producteurs. Le marché dépend de la fluctuation des prix, et de leur envolée en situation de pénurie, pour rémunérer les capacités. Dans ce système, les prix agissent donc en tant que seuls signaux d'investissements. La pertinence de prix reflétant la situation en temps réel du marché en tant que signaux d'investissements à long terme est cependant discutable. En plus de l'aspect de bien public susmentionné, de nombreuses imperfections du marché entravent la fluctuation des prix en temps réel, de sorte que ceux-ci ne reflètent pas la valeur réelle d'une capacité flexible rare. En théorie, le prix devrait, à l'équilibre, refléter toute déviation du niveau d'équilibre sur le réseau et inciter les agents à adapter leur comportement. La demande électrique est toutefois particulièrement inélastique. Ceci induit des fluctuations des prix d'intensité et de fréquence imprévisibles dommageables à l'économie et faisant fréquemment l'objet de mesures de contrôle telles que l'imposition de plafonds ou la mobilisation de capacité d'urgence (Papavasiliou & Smeers 2017).

⁹⁹ Une rémunération directe de la capacité est en vigueur en Espagne, au Portugal et en Irlande ; Suède et Finlande imposent des quotas et que la France développe un marché décentralisé de la capacité. Les marchés belges, allemands et néerlandais reposent sur un *Energy-Only Market* (pur ou soutenu) (CREG 2012).

Rejoignant l'idée de « marché manquant » abordée ci-dessus, une alternative à un *Energy-Only Market* consiste à instaurer un marché de la capacité. Un *Capacity Remuneration Mechanism* prévoit la valorisation de la capacité contribuant à la fiabilité du système (i.e. à la sécurité de l'approvisionnement électrique) et constitue donc une source de revenus complémentaire au marché et, à ce titre, un incitant direct pour les producteurs à maintenir ou construire de la capacité sur le marché (Höschle & al. 2017). Moins volatiles que les prix à court-terme du marché, ces revenus sont sensés fournir un signal d'investissement plus fiable. Cette approche présuppose néanmoins de connaître l'évolution du besoin à long terme. Les CRM ne parviennent en outre généralement pas à différencier suffisamment les différentes capacités par rapport à leur flexibilité respective (Papavasiliou & Smeers 2017). Une alternative revient à imposer une obligation de capacité aux producteurs par l'autorité centrale, ceux-ci étant ensuite libres de prendre les mesures nécessaires (e.g. contrats bilatéraux) pour s'y conformer. Ce design complexifie toutefois le système et dépend toujours de la pertinence d'un objectif « statique » fixé par le régulateur. Une troisième solution permet d'introduire un cadre compétitif par l'intermédiaire d'un processus d'enchères de capacité dans lequel l'autorité définit un volume que les acteurs du marché acquièrent ensuite. Des CRM sont actuellement considérés et implémentés en soutien du marché au sein de plusieurs pays européens.

Le système belge d'*Energy-Only Market* complété par une réserve stratégique permet de préserver la dynamique économique de l'EOM. Ce design est toutefois moins efficace qu'un CRM pour garantir la fiabilité du système (Bhagwat & al. 2017) et il est improbable qu'il suffise pour conserver les capacités nécessaires, et encore moins pour inciter à la construction de nouvelles unités de production (Papavasiliou & Smeers 2017). En négligeant l'interaction entre disponibilité et flexibilité, Höschle & al. (2017) estiment que ce type de mécanismes ciblés induit une sérieuse inefficacité dans le système, au contraire de mécanismes « intra-marché » tels que les CRM qui permettent de surmonter la dépendance stricte à l'égard des prix volatiles.

Les *Capacity Remuneration Mechanisms* soulèvent cependant d'autres complications (Elia 2017). Tout d'abord, les expériences françaises et britanniques ont montré que leur mise en place implique une réforme significative du cadre légal et réglementaire du marché nécessitant plusieurs années, alors que la préservation des unités de production est un problème pressant et que les investissements en nouvelles capacités doivent être initiés avant 2022. De plus, les CRM sont des mécanismes complexes, particulièrement en termes d'arrangements transfrontaliers imposant une coordination entre les marchés nationaux. Or, le marché belge est parmi les plus interconnectés d'Europe. Par ailleurs, le développement des SER remet en question la pertinence de critères de réserves fixes au profit de mécanismes dynamiques capables de s'adapter aux conditions du marché en temps réel (Papavasiliou & al. 2017). Au-delà de ces considérations techniques, les CRM font l'objet de vives critiques de la part des autorités européennes qui les assimilent à une forme d'aide publique (*State Aid*). La CE (2016b) considère que les CRM adoptés par certains États membres créent des distorsions de la compétition et balkanisent le marché européen. Selon la Commission, ceux-ci ne sont justifiables qu'en tant que mesures exceptionnelles destinées à atténuer un risque critique. Les États membres doivent en outre veiller à minimiser les distorsions de la compétition et à adopter un design ouvert à tout producteur sans discrimination nationale.

Une méthode permettant de dépasser les défaillances de l'*Energy-Only Market* pur et les complexités technico-légales des CRM est celle du *scarcity pricing*. Celle-ci vise à rémunérer la capacité de pointe en fonction du marché en condition de pénurie et donc à corriger le problème de *missing money*. À la demande de la CREG, Papavasiliou & Smeers (2017) ont étudié l'influence d'une rémunération de la flexibilité du marché (belge) via des *Operating Reserve Demand Curves* (ORDC). Elles constituent un design d'EOM où la flexibilité est rémunérée par l'ajustement en temps réel du prix du marché à un

niveau reflétant la valeur de la capacité en condition de pénurie. Les réserves sont ainsi rémunérées de manière non discriminatoire et en fonction des conditions dynamiques du réseau et de leur capacité à diminuer le risque de perte de charge (*lost load*) (cette méthode rejoint ici la suggestion de Hogan (2005)), soit une situation où l'offre n'est pas en mesure de satisfaire la demande. Ces revenus supplémentaires ne sont donc générés qu'en cas de pénurie et ne tombent pas dans le cadre des aides publiques. Cette forme particulière de design d'*Energy-Only Market* repose sur un arbitrage permanent entre capacités sur le marché et capacités de réserve destinées à combler un besoin temporaire. Le prix des réserves (à distinguer du prix de l'électricité proprement dite) est ici égal au coût d'opportunité de conserver ces unités de réserve hors du marché. En cas de pénurie de capacités de réserve, une valeur positive est ajoutée au prix de l'électricité (pour rappel, lui-même est défini par l'unité de production marginale). *A contrario*, dans le cas où les capacités de réserve dépassent la quantité nécessaire pour assurer la fiabilité du système, la valeur de la capacité marginale de réserve est nulle. Le « prix de la réserve », et donc la rémunération d'une centrale, fluctue dès lors en fonction de la capacité de réserve opérationnelle (*operating reserve*, d'où « ORDC ») disponible en temps réel. Le prix de l'énergie résultant (prix de l'électricité + prix de réserve) intègre de cette manière une valorisation de la rareté et permet de concilier les incitants d'un producteur (*price-taker*) avec les besoins des consommateurs. Contrairement à une exigence réglementaire statique, nul besoin ici de fixer une valeur ou un niveau de capacité ex-ante.

À partir d'une simulation de l'adoption d'une ORDC sur le marché belge sur une période allant de janvier 2013 à septembre 2014, Papavasiliou & Smeers (2017) obtiennent des résultats encourageants mais nuancés. L'ORDC permet de construire un signal de prix à court-terme efficient et couvrant le risque de variabilité de la production (SER) et ainsi de restaurer la rentabilité de la plupart des centrales au gaz. Néanmoins, elle ne peut résoudre à elle seule le problème des risques à long terme et fournir les incitants nécessaires aux investissements à cet horizon. La propagation des signaux prix vers le long terme souffre de l'incertitude relative à la demande future et au risque réglementaire. Elle requiert des instruments économiques supplémentaires (les auteurs suggèrent, par exemple, l'emploi de contrats à long terme) qui sortent du cadre de leur étude et de ce mémoire.

De manière plus générale, une solution durable requiert une coordination des approches nationales (dont les CRM) afin d'assurer leur assimilation optimale au sein du marché électrique européen dont l'intégration est une condition primordiale au développement des SER (cf. supra) (ECF 2011).

Toutefois, une proposition intermédiaire et pragmatique formulée par Elia (2017) suggère la mise en place d'enchères ciblées et compétitives pour l'attribution de nouvelles capacités. Ce design « intra-marché » est moins complexe qu'un *Capacity Remuneration Mechanism* et compatible avec les échéances auxquelles est confronté le marché belge. Cette solution ne règle pas la question de la rémunération proprement dite, et l'ORDC pourrait ici apporter une contribution dynamique. Malgré un cadre compétitif, ces enchères peuvent être taxées d'aide publique mais sont défendables auprès de la CE sur base de l'urgence et de l'ampleur du choc que représente la sortie du nucléaire pour le marché belge. McGlade & al. (2018) mettent toutefois en garde contre le risque à l'avenir de « verrouiller » (Ang. : *lock-in*) sur le réseau des capacités thermiques devenues superflues mais qui devraient être exploitées pour la seule raison de leur existence. Cette situation pourrait dangereusement compromettre l'atteinte des objectifs environnementaux. Il est donc important de garder à l'esprit l'horizon auquel sont entrepris ces investissements afin de ne pas se doter de capacités dont nous n'aurons plus l'utilité à l'avenir.

3. Tarification du carbone : internalisation des coûts d'externalités de pollution

Cette section s'écarte de la modélisation OPEERA. Les auteurs reconnaissent dans leur analyse que le prix du carbone peut être un « instrument important pour l'activation de différents leviers » mais ne formulent aucune hypothèse spécifique quant à un prix carbone spécifique, de même que les coûts externes n'y sont pas non plus considérés. L'objectif est ici d'exploiter le concept du coût social du carbone (SC-CO₂) développé dans le premier chapitre et de discuter la sensibilité des résultats présentés à cet égard. Les problèmes de mise en œuvre de nature politique d'une tarification du carbone sortent du cadre d'analyse et ne seront pas abordés.

3.1 Le prix du carbone en pratique

Les prix présentés dans le chapitre 1 contrastent avec la faiblesse des prix actuellement en vigueur dans le monde. La pratique se répand peu à peu et 42 nations (+ 25 juridictions sous-nationales) imposent désormais un prix au carbone (Wolf 2018) (cf. Ann I – Fig. 28 & 29 pour un aperçu de la situation mondiale). La Chine devrait également bientôt initier son propre marché d'émissions, qui dépasserait l'ETS européen et deviendrait le plus important au monde. Cependant, le prix moyen est inférieur à 10 US\$/tCO₂ et 85% des émissions globales échappent toujours à toute forme de tarification (HLCPP 2017). En particulier, les prix carbone du marché ETS (Cf. Ann I – Fig. 27), après avoir approché initialement (2008) les 30 €/tCO₂, ont fluctué autour des 5 €/tCO₂ entre 2012 et fin 2017. Le système européen organisé sur le principe du plafonnement et des échanges (Ang. : *cap-and-trade*) — où le prix des permis est défini de manière endogène par le modèle PRIMES utilisé par la CE afin d'atteindre les plafonds successifs — souffre d'un surplus structurel de permis entravant l'évolution à la hausse du prix des permis (Agora & Sandbag 2017, Gusbin & Devogelaer 2017).

Les autorités européennes ont adopté en novembre 2017 des mesures afin de tenter de résorber ce surplus¹⁰⁰. Un nouveau mécanisme de contrôle de l'offre de permis a ainsi été introduit (le *Market Stability Reserve*) pour réguler plus efficacement le nombre de permis en circulation. Le MSR entrera en vigueur en 2019 et devrait entraîner une réduction de 70% du nombre total de permis en circulation d'ici 2023, soit 3Gt équivalents cumulés, et accroître le prix carbone à 25-30 €/tCO₂ d'ici 2020, mais ne suffira pas à assurer la réduction de 40% des émissions de GES (par rapport à 1990) à laquelle s'est engagée l'UE d'ici 2030 (Lewis 2018).

3.2 Sensibilité des résultats au prix du carbone en Belgique

Une tarification explicite du carbone agit sur les prix et influence le comportement des agents. L'ambition est d'inciter ceux-ci à adopter une consommation moins polluante de l'énergie. Dans le cadre de ce travail orienté vers la production électrique, l'intérêt d'un prix carbone réside dans sa capacité à avantager les moyens de production à faibles émissions, aux dépens des capacités plus polluantes. L'effet principal de ce coût supplémentaire s'exerce sur les prix relatifs et donc sur le *merit-order*. Le prix carbone « pivot » permettant l'abandon de méthodes de production polluantes (e.g. charbon) au profit d'alternatives plus propres (e.g. gaz, SER) et la rentabilité de certaines technologies (e.g. CSC) varie d'une région à l'autre en fonction des conditions locales : coûts des combustibles, technologies de production, coût du capital, fiscalité, conditions climatiques, etc.

¹⁰⁰ S'il est trop tôt pour tirer des conclusions solides de l'effet de ces réformes, le prix ETS a augmenté de plus de 200% depuis mai 2017 (60% en 2018) et s'échange désormais à ~13 €/tCO₂.

À la suite de l'intégration du marché européen, nous avons vu que l'échelle du *merit-order* se situe désormais au niveau régional. Dans le cas de la Belgique, ceci correspond essentiellement au marché CWE. À l'horizon 2030, le scénario 450 de l'IEA sur lequel s'est basé Elia (2017) table sur 90 €/tCO₂ (126 €/tCO₂ en 2040), alors que, dans sa modélisation des effets macroéconomiques de la transition, le BFP (2016a) utilise un prix uniforme de 40 €/tCO₂ jugé cohérent (et nécessaire) au scénario *CENTRAL* d'OPEERA (57,5 €/tCO₂ prévus en 2027 dans leur analyse (Devogelaer & Gusbin 2017) de l'étude d'Elia (2016)). Lewis (2018) estime que le prix carbone minimum requis pour permettre au gaz (CCGT) de devancer le charbon dès 2020 serait de 20-25 €/tCO₂. Ces chiffres correspondent à l'expérience du marché britannique, où l'introduction d'une taxe carbone de 20€/tCO₂ (en plus du prix ETS) a engendré un *fuel switch* massif du charbon vers le gaz dans le secteur électrique.

Un tel prix carbone permet donc au gaz de devancer le charbon dans le *merit-order*. Dans ce contexte, et malgré qu'Elia (2017) ait montré que le critère principal demeure l'efficacité des centrales, la compétitivité accrue des centrales au gaz améliore leur rentabilité et donc leur taux d'utilisation, en particulier celle des CCGT. Pour ces raisons, Elia préconise la construction de ce type de centrale uniquement, au détriment des unités OCGT. Une taxe carbone européenne supérieure affecte directement la balance énergétique de la Belgique. Devogelaer & Gusbin (2017) (57,5 €/tCO₂) estiment que l'effet de la taxe carbone européenne avantagera les pays dont le parc de production comprend des centrales CCGT (et des SER). La production électrique belge nette s'accroît ainsi significativement, de même que les exportations, essentiellement à destination de pays équipés de nombreuses centrales au charbon (All., P-B.). L'origine des importations évolue aussi, au détriment de ces derniers et au profit de la France et de la Grande-Bretagne. Concernant les SER, Elia (2017) (90 €/tCO₂) juge que les revenus du marché suffiront à couvrir les LCOE du secteur éolien (terrestre et *offshore*) en 2030 — ce qui ne serait pas encore le cas du PV dont le rythme de diminution des coûts de production est plus incertain — contribuant à accroître leur part de marché.

Finalement, seule technologie non commercialisable actuellement modélisée dans OPEERA, la CSC bénéficierait également d'un prix élevé du carbone. Un chiffre exact est difficile à estimer compte tenu de l'incertitude à l'égard des coûts réels de déploiement de la CSC et nécessiterait une modélisation complémentaire qui sort du cadre de ce mémoire. Qualitativement, au plus élevé sera le prix du carbone, au plus rentable sera-t-il d'équiper les centrales thermiques d'installation de CSC. Une adaptation des paramètres d'OPEERA en ce sens montre que la construction, à partir de 2020, de 3,3 GW de nouvelles capacités au gaz (soit le besoin identifié par Elia (2017)) équipées de CSC est compatible avec l'objectif 2050 de réduction des émissions de GES. Un tel déploiement de la CSC contribuerait donc à garantir un taux d'utilisation accru à long terme de ces centrales, améliorant leur attractivité et atténuant, par conséquent, le besoin d'adapter la structure des rémunérations du marché.

Les conséquences macroéconomiques d'une tarification du carbone sur l'activité économique nationale seront discutées dans la section suivante.

4. Coûts de la transition : environnement et société

Quels sont les coûts associés à la transition énergétique du secteur électrique telle que modélisée dans le scénario *CENTRAL* ? Celle-ci engendre des coûts financiers et environnementaux, publics et privés, des coûts supportés par les producteurs, d'autres par les consommateurs, ménages et entreprises. Une analyse coûts-bénéfices exhaustive nécessite pléthore de données, une majorité d'entre elles tributaire de la validité de plusieurs hypothèses dont bon nombre seront invalidées dans le futur. Les processus concernés sont dynamiques et les effets de feedback multiples. Identifier précisément ces coûts implique plusieurs modélisations complémentaires dépassant le niveau d'ambition de ce mémoire. Il est

néanmoins possible de conduire une revue qualitative critique des conséquences des éléments développés précédemment. Cette section se penchera spécifiquement sur les répercussions en matière d'émissions des GES du scénario *CENTRAL* ainsi que sur ses effets macroéconomiques.

4.1 *Total System Costs*

En matière environnementale, l'objectif commun des politiques entreprises est de réduire (ou de prévenir) un dommage futur. Dès lors, au-delà des coûts et bénéfices directs, les coûts réels nets doivent tenir compte du coût des dommages évités grâce aux mesures adoptées (Bréchet & Tulkens 2013). Or, tant l'évolution climatique que ses conséquences sur nos sociétés sont extrêmement incertaines. Sur base d'une revue de plusieurs études, Burke & al. (2015) montrent ainsi que la vaste majorité des estimations de dommages ne tiennent pas suffisamment compte de l'incertitude relative à l'évolution du climat, entraînant une minimisation systématique des dommages et de la probabilité d'évènements « *worst-case* ».

Les objectifs de réduction des émissions des GES sont toutefois considérés ici en tant que données et le but n'est pas d'en discuter la pertinence. La transition énergétique du secteur électrique implique une électrification intensive de la demande énergétique, des efforts soutenus d'amélioration de l'efficacité, un soutien des SER pour encore plusieurs années, des investissements importants dans le parc de production et le réseau de transport, l'adoption d'un prix carbone qui pèsera, du moins partiellement, sur la facture des consommateurs, ainsi que plusieurs réformes d'envergure, notamment des mécanismes de rémunération du marché.

L'évaluation de la transition requiert donc de prendre en compte les coûts totaux du système. OPEERA ne constitue pas un modèle d'optimisation, mais Climact & Vito (2013) montrent que les coûts totaux engendrés par le scénario *CENTRAL* dans le secteur de l'énergie sont inférieurs (-10% d'ici 2050) à ceux projetés dans le scénario de référence. Une tendance critique vérifiée dans de nombreuses études (e.a. SFCC 2016, CE 2011 et 2016, Devogelaer & Gusbin 2017, BFP 2016a) est que les investissements initiaux massifs (efficacité, infrastructure, flexibilité, SER, interconnexions, etc.) (+12%) sont compensés à plus long terme par une réduction importante de la demande finale en énergie et des dépenses en combustibles (-50%), sans compter les bénéfices indirects d'une exposition plus faible de l'économie à leur volatilité.

L'étude publiée par SFCC (2016) sur les implications macroéconomiques de ce scénario identifie ainsi une réduction substantielle des coûts de combustibles (gaz surtout) due à la réduction de la demande si la transition est entreprise à l'échelle de l'UE et, *a fortiori*, mondiale. Ceci contribuerait à maintenir le coût de l'électricité constant dans le premier cas et inférieur dans le second¹⁰¹. Les coûts relatifs d'une transition bas carbone sont donc intrinsèquement liés à l'évolution des coûts des combustibles sur les marchés internationaux. Cependant, si ceux-ci dépassaient les prévisions associées au scénario *CENTRAL*, l'avantage relatif d'une production bas carbone par rapport au scénario de référence demeure, en raison de la compétitivité croissante des SER (Climact & Vito 2013)¹⁰².

Les coûts sont cependant inégalement répartis entre secteurs — les ménages supportant l'essentiel des coûts supplémentaires — et une coordination est souhaitable afin de garantir une redistribution des bénéfices au sein de la société. En outre, le financement des investissements précoces par des économies ultérieures replace la question du taux d'actualisation au centre du débat. Dans OPEERA, un

¹⁰¹ Les prix du gaz en Europe pourraient ainsi être inférieurs de 28% par rapport au scénario de référence dans le premier cas et de 52% dans le second (SFCC 2016:17)

¹⁰² Notons également que le scénario *CENTRAL* est nettement moins sensible aux hypothèses démographiques en matière d'émissions de GES mais que les coûts totaux en dépendent plus sensiblement.

taux effectif très faible (0%) est supposé. Si un taux supérieur est appliqué, les économies en combustibles pèsent relativement moins que les coûts initiaux en capital et l'avantage en matière de coûts totaux du scénario *CENTRAL* se réduit. Cependant, dans le cas spécifique du mix de production du secteur électrique qui nous occupe, nous avons vu que les investissements nécessaires peuvent devenir économiquement rentables sous certaines conditions, dont le prix du carbone qui constitue une variable macroéconomique critique sur laquelle nous reviendrons au point 3. Dans ce secteur en particulier, la Commission (CE 2011) insiste également sur l'effet-coût positif d'une réforme précoce et progressive du système électrique permettant de s'intégrer aux cycles d'investissement privé. Ceci constitue un argument supplémentaire pour entreprendre au plus vite les investissements requis.

4.2 Émissions de GES et coût environnemental

Les effets sur le climat doivent être considérés dans une optique de stock davantage que de flux, compenser la sortie du nucléaire par un accroissement de la production des centrales au gaz entraîne une augmentation relative des émissions des GES, toutes choses étant égales par ailleurs¹⁰³.

Le secteur électrique produit aujourd'hui environ 10% des émissions totales de GES en Belgique mais son rôle clé en support de la transition des autres secteurs de l'économie dépasse cette simple statistique. La contribution de l'électricité dans l'offre énergétique devrait ainsi doubler entre 2010 et 2050 et approcher alors les 40%, dont la moitié serait produite par des SER intermittentes (scénario *CENTRAL*). La transition de ce secteur vers une production bas carbone est donc déterminante pour la poursuite des objectifs environnementaux nationaux et européens. L'évolution récente des coûts des SER permet d'envisager une pénétration plus rapide qu'envisagée dans cette étude de 2013 (Farmer & Lafond 2016, Gusbin & Devogelaer 2017)¹⁰⁴.

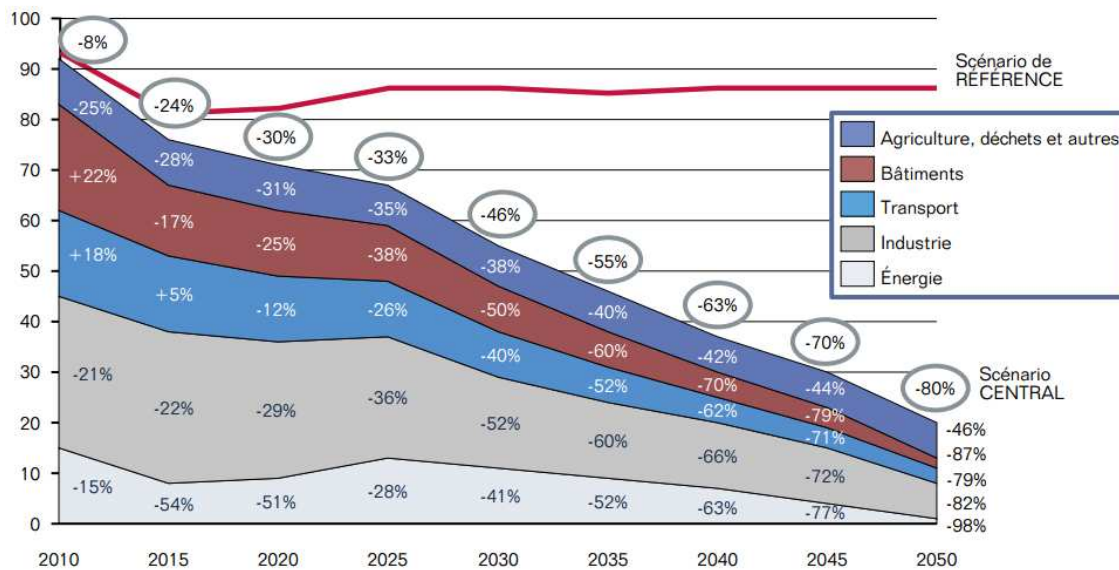


Figure 17 - Évolution des émissions de GES par secteur et totales par rapport à 1990 (en %) en Belgique (indice 1990=100) (SFCC 2013:23)

La figure 17 donne un aperçu de l'évolution des émissions de GES en Belgique jusqu'en 2050. Le secteur énergétique y est représenté en gris clair. Contrairement au reste de l'économie belge, nous

¹⁰³ Les coûts environnementaux couvrent un domaine plus large que les seuls GES mais une analyse plus large de ces considérations sort du cadre de ce travail.

¹⁰⁴ Cette évolution se traduit notamment au travers de plusieurs enchères récentes d'attribution de projets éoliens *offshore* « sans subsides » aux Pays-Bas et au Danemark (Pfeifer 2018, Climact 2017).

observons distinctement une recrudescence des émissions entre 2020 et 2025. Celle-ci est entièrement due au démantèlement des centrales nucléaires et à l'augmentation de la contribution du gaz dans le mix énergétique. Après un pic observé en 2025 correspondant au pic de contribution du gaz dans la production électrique (cf. Fig. 12), la pénétration des SER conduit à une reprise de la décarbonisation du secteur. La tendance observée entre 1990 et 2015 (-54%) ne peut être extrapolée au-delà en raison de gains « uniques » réalisés alors et non reproductibles (Gusbin & Devogelaer 2017), il n'est pas moins évident que le démantèlement des réacteurs nucléaires engendre un impact substantiel sur les émissions des GES. À titre de comparaison, les dernières projections du BFP à politiques inchangées font état d'une intensité en carbone du secteur électrique pratiquement constante en 2030 par rapport à 2015 (Gusbin & Devogelaer 2017).

Compte tenu d'une intensité en carbone des centrales au gaz de 215 kg/MWh et d'une production électrique des réacteurs nucléaires d'environ ~35 TWh en 2017 (Elia 2017), un remplacement total des unités nucléaires par des centrales au gaz pourrait mener à ~7,5 Mt/CO₂ supplémentaires émis sur une année, quantité à mettre en relation avec la projection du BFP des émissions belges totales de 111,3 MtCO₂e 2020 (cf. Chap. II – 2.1). Ce chiffre est à relativiser car le retrait des centrales interviendra sur trois ans et que la contribution des SER sera plus importante qu'elle ne l'était en 2017, sans compter le potentiel d'installation de dispositifs de CSC, mais il donne malgré tout un ordre d'idée du coût environnemental de cette évolution. Traduit en terme monétaire, ceci correspondrait à ~429M€'18 annuels^{105, 106}.

4.3 Conséquences macroéconomiques pour la Belgique

Nous nous sommes jusqu'à présent focalisés sur le secteur énergétique, mais quelles sont les conséquences de sa transformation pour le reste de l'économie belge ? Le coût de l'électricité vient naturellement à l'esprit, de même que l'effet d'une taxation du carbone.

La transition telle que modélisée dans le scénario *CENTRAL* engendre des coûts, coûts à évaluer en relation avec ceux encourus dans un scénario de référence ou sous l'effet de politiques alternatives. Dès lors, la question qui se pose est celle du coût d'opportunité des mesures préconisées, c'est-à-dire le coût pour la société d'y consacrer une partie de ses ressources aux dépens d'une autre initiative. Plus spécifiquement, une intervention publique dans le secteur électrique est justifiable et légitime si elle engendre des bénéfices pour la société que le marché n'est pas en mesure de générer de manière appropriée et s'il n'existe pas de solution alternative plus efficace ou efficiente.

À la demande du SPF Environnement, une étude fut conduite en 2016 afin d'évaluer l'impact macroéconomique du scénario *CENTRAL* en Belgique. Pour ce faire, deux modèles furent employés en complément de la contribution techno-économique d'OPEERA. HERMES-Belgique est le modèle économétrique macroéconomique et macro-sectoriel de moyen terme du Bureau fédéral du plan. Le

¹⁰⁵ Sur base de 67\$/tCO₂ en 2025 (IWG 2016) et des données de change et d'inflation de l'OCDE.

¹⁰⁶ Un facteur environnemental critique concernant le potentiel du gaz naturel dans la transition est la gestion des émissions fugitives de méthane. Ces émissions résultent de fuites au cours de la production, du transport et de la distribution du gaz naturel. Le LNG, en particulier, est beaucoup plus intensif en carbone que le transport par gazoduc et cet aspect ne doit pas être négligé dans les politiques d'approvisionnement (Wood McKenzie 2017, Carbon Tracker 2015). L'IEA (2017c) estime qu'à l'échelle mondiale, 1,7% du gaz produit est ainsi perdu avant d'atteindre le consommateur. Or, le méthane est un GES bien plus puissant que le CO₂ : une tonne de méthane correspond à 84-87 tCO₂ sur 20 ans, et 28-36 tCO₂ sur 100 ans (IPCC 2015). L'IEA (2017c) considère malgré tout que le gaz demeure un combustible moins polluant que le pétrole ou le charbon mais insiste fortement sur la nécessité d'adresser ces problèmes de fuite qu'elle estime représenter un moyen particulièrement rentable de lutte contre les émissions de GES.

modèle GEIM d'Oxford Economics est un modèle hybride d'équilibre général destiné à évaluer les effets macroéconomiques des politiques de réduction des émissions à l'échelle régionale et mondiale.

Tel que mentionné précédemment, cette entreprise requiert une évaluation exhaustive et dynamique des répercussions des politiques environnementales et la prise en compte des coûts totaux du système. Nous avons déjà mis en évidence précédemment que les coûts totaux associés au scénario *CENTRAL* dans le secteur électrique présenteront une structure différente mais peuvent être significativement inférieurs à ceux rencontrés à politique inchangée. La littérature met en évidence le potentiel positif net pour l'économie d'une transition vers un système décentralisé de « *prosumers* » (producteurs-consommateurs). Nous nous pencherons ici sur les effets de la transition sur la croissance, l'emploi, les prix de l'électricité et les échanges commerciaux.

Le rapport du SFCC (2016) évalue un PIB supérieur de 2% en 2030 dans le scénario *CENTRAL* par rapport au scénario de référence, soit un résultat situé dans la tranche supérieure des résultats obtenus dans la littérature pour l'UE ($\pm 2\%$). Ce gain est certes restreint — équivalent à un gain annuel de 0,16% de croissance pendant 15 ans — mais la valeur agrégée du PIB ne constitue qu'une partie du tableau et de nombreux co-bénéfices contribueront également à une amélioration de la qualité de vie : amélioration de la qualité de l'air et effets positifs sur la santé (régime alimentaire), diminution du trafic et des accidents de la route, qualité du logement, etc. De manière générale, la tendance de découplage de la croissance et des émissions de GES (et de la consommation énergétique) observée depuis plusieurs années se prolonge au travers de l'UE.

Les études conduites au niveau de l'UE aboutissent à un effet limité sur l'emploi total (-0,5 ; +1%). Les prévisions d'HERMES mènent à une création nette de quelques 80.000 emplois supplémentaires en 2030 par rapport au scénario de référence. La situation diverge cependant d'un secteur à l'autre. La construction et les services marchands, tous deux gourmands en main-d'œuvre, seront les principaux bénéficiaires de la transition. Le secteur de l'énergie rencontre *a contrario* une contraction nette mais limitée (~ 3000 emplois), témoignant de la réduction générale d'intensité en énergie de l'activité économique. Dans le reste de l'économie, le résultat final est positif mais plutôt marginal. Le marché de l'emploi est toutefois sensible au prix du carbone (cf. infra). Certains coûts ne sont cependant pas ici pris en considération, tels que les frictions sur le marché de l'emploi engendrées par l'évolution de la structure des besoins et des programmes de reconversion.

Le prix de l'énergie est un élément critique des politiques énergétiques, exerçant une influence directe sur l'activité économique, tant dans le chef des ménages (pouvoir d'achat) que des entreprises (compétitivité). Dès lors, une discussion de la transition énergétique ne peut ignorer cet aspect, sur lequel se cristallisera une part importante du processus politique. Nous avons déjà insisté sur le poids prépondérant des cours internationaux des combustibles sur les coûts (variables) (marginaux) de production dans le secteur électrique. L'échelle à laquelle la transition énergétique sera entreprise est donc déterminante : au plus faible sera la demande globale, au plus les prix des combustibles fossiles seront-ils dépréciés et au plus les SER verront leurs coûts diminuer (économies d'échelle, innovation, etc.).

Compte tenu de la tendance actuelle et des revendications des pays émergents, le scénario le plus probable d'ici 2030 est celui d'une transition au sein de l'UE ainsi que dans la plupart des pays développés et, dans une moindre mesure au vu de la croissance de sa demande énergétique, en Chine, malgré de nombreuses initiatives consistantes. En 2050, dans le contexte « *EU-only* », les cours des principaux combustibles (charbon, pétrole et gaz) diminuent (-12, -21 et -28% respectivement, par rapport au scénario de référence) mais bien moins que dans un contexte d'action « globale » (-46, -41 et

-42% respectivement) (SFCC 2016, modèle GEIM). Dans le premier cas, cette diminution ne permet pas de compenser l'accroissement dû à la taxe carbone européenne (40€ en 2030 ici) menant à un prix de l'énergie supérieur et à un prix de l'électricité similaire au scénario de référence. Une transition mondiale engendre en revanche une réduction des coûts de l'énergie et de l'électricité (excepté pour les économies dépendantes du charbon). En Belgique, le rôle du gaz, la taxe carbone et les coûts d'investissements entraînent une augmentation nette du prix de l'électricité en 2030 par rapport au scénario de référence, la diminution des coûts des SER n'étant ressentie qu'ultérieurement. L'effet combiné des prix de l'énergie et de l'emploi entraîne une augmentation marginale de 1,68% du CPI contrebalancée dans le même temps par une croissance des salaires réels (+0,27%) et de l'excédent brut d'exploitation des firmes (+1,22%).

D'un point de vue commercial, l'analyse (SFCC 2016) souligne l'importance d'une politique coordonnée pour la compétitivité de l'UE. Que la transition soit européenne ou mondiale, l'effet net est positif mais faible au niveau de l'Union. Nous assistons toutefois à une réduction substantielle de l'exposition des États membres à la volatilité des prix des combustibles fossiles. Pour la Belgique, les résultats d'HERMES montrent un effet mitigé sur le commerce extérieur belge. Le déficit de notre balance énergétique est en revanche réduit de moitié par rapport au scénario de référence¹⁰⁷ (soit ~2% du PIB en 2030) mais la balance commerciale (hors-énergie) demeure stable sous l'effet d'un accroissement des importations d'équipements et de biens intermédiaires.

Finalement, l'adoption d'une taxe carbone affecte l'ensemble des résultats susmentionnés, en particulier lorsque les recettes générées par cette taxe sont « recyclées » dans l'économie sous la forme d'une réduction des charges sur le travail (à la fois pour les employeurs et les travailleurs)¹⁰⁸. La Belgique figure parmi les trois pays européens offrant le plus de potentiel à cet égard (Chiroleu-Assouline & Fodha 2009). Sous hypothèses d'une offre de travail inélastique et de l'absence d'effet de ce recyclage fiscal sur la détermination des salaires bruts, ces mesures contribuent, d'une part, à réduire le coût du travail et à stimuler la création d'emploi et, d'autre part, à accroître le revenu disponible des ménages, compensant ainsi en partie l'effet direct de la taxe sur celui-ci (BFP 2016a). Ceci contribue à stimuler la consommation intérieure, les exportations et les investissements et ainsi à renforcer légèrement l'effet positif sur le PIB présenté ci-dessus : +0,1% supplémentaire dans un contexte de transition belge et +0,5% si la transition est poursuivie au niveau européen ou mondial grâce au regain d'activité entraîné par la croissance du marché potentiel.

Pour clore ce chapitre, il convient d'insister sur l'influence prépondérante de multiples facteurs externes sur ces résultats. L'échelle à laquelle la transition sera entreprise a été discutée mais les effets présentés dépendent également de nombreux autres éléments et hypothèses. Il est donc primordial d'accorder la plus grande attention à l'évolution du contexte dans lequel s'inscrivent les politiques belges et européennes afin d'influencer celui-ci ou de s'y adapter en conséquence. La Belgique doit notamment œuvrer au niveau de l'UE en faveur des mesures communes discutées dans cette étude.

¹⁰⁷ À ceci s'ajoute l'effet positif développé précédemment de la construction de nouvelles centrales au gaz.

¹⁰⁸ Ces recettes peuvent également contribuer à réduire la dette publique ou à financer des projets d'investissements, en soutien des politiques environnementales par exemple. Ces deux options n'ont pas été explorées d'avantage dans cette étude du BFP où la réduction des coûts du facteur travail a été privilégiée, choix justifié par le coût relativement élevé du travail en Belgique.

Page blanche intentionnelle

Conclusion

L'objectif de ce travail était d'analyser le potentiel du gaz naturel dans le mix de production électrique à l'horizon 2030 et d'identifier les aspects critiques ainsi que les coûts associés à cette approche.

Le contexte dans lequel cette étude est conduite est primordial. Les objectifs environnementaux 2050 de l'UE nécessitent à eux-seuls de profonds changements de notre rapport à l'énergie. Le secteur électrique belge s'apprête de surcroît à subir un choc d'offre de grande ampleur alors qu'il devra remplir un rôle clé en support de la décarbonisation du reste de l'économie.

Le scénario *CENTRAL* du modèle OPEERA propose une approche ambitieuse mais jugée réalisable par les participants issus de tous les secteurs de l'économie et de la société. Ce scénario montre qu'un accroissement important de la contribution du gaz naturel dans le mix énergétique du secteur électrique à l'horizon 2030 est compatible avec les objectifs environnementaux 2050 tout en permettant de compenser le démantèlement des centrales nucléaires. À plus long terme, la nature imprévisible et variable des SER intermittentes nécessite de disposer de capacités de production aptes à satisfaire la demande de pointe ainsi qu'à garantir l'équilibre du réseau électrique. Les centrales thermiques au gaz offrent le meilleur compromis en la matière : fiables et flexibles, elles émettent, en outre, significativement moins de GES que les autres centrales thermiques.

L'étude m'aura permis d'identifier les principaux défis d'une transition du secteur électrique belge reposant sur le gaz à l'horizon 2030.

- Dans le contexte actuel, le système belge d'*Energy-Only Market* et de réserves stratégiques ne permet pas une rémunération suffisante des centrales au gaz. Il est improbable que ce système permette de conserver les capacités nécessaires, et *a fortiori* d'inciter à la construction de nouvelles unités de production. Il sera, par conséquent, indispensable de réformer le système de rémunération du marché électrique belge afin de garantir l'attractivité économique de ces centrales, notamment en valorisant directement la disponibilité de la capacité. Les *Operating Reserve Demand Curves* pourraient ici apporter une contribution dynamique au marché, en complément d'autres mécanismes.
- Le prix du carbone est un paramètre crucial des politiques environnementales. En Europe, un prix supérieur à 25 €/tCO₂ a le potentiel d'améliorer significativement la compétitivité et la rentabilité des technologies et des sources d'énergie moins polluantes, telles que le gaz et, surtout, les SER. L'économie belge pourrait, en outre, fortement bénéficier d'un recyclage des revenus ainsi générés en faveur d'une diminution des charges pesant sur le facteur travail.
- La transition énergétique telle que modélisée dans le scénario *CENTRAL* engendre des coûts totaux inférieurs à ceux encourus à politiques inchangées. Au sein du secteur électrique, les investissements initiaux à forte intensité en capital seront compensés à long terme par une réduction importante des coûts de combustibles (et de la vulnérabilité du marché à leur volatilité) et d'opération. Le bilan macroéconomique national est lui aussi positif.
- Le remplacement des centrales nucléaires par des unités au gaz engendre une augmentation des émissions de GES pendant la période de transition. Cet excédent d'émissions entraîne un coût environnemental net à l'horizon étudié.

Ces éléments soulèvent eux-mêmes plusieurs questions et invitent à poursuivre l'analyse.

- Appliqué au marché belge, la rémunération des capacités de production à partir des *Operating Reserve Demand Curves* produit des résultats encourageants mais insuffisants à eux-seuls pour résoudre le problème des risques long terme et pour fournir les incitants nécessaires aux investissements à cet horizon. Ceci requiert des instruments économiques supplémentaires, tels que des contrats à long terme, sortant du cadre de ce mémoire.
- Une modélisation précise de l'effet du prix du carbone sur l'adoption à grande échelle de la CSC et sur les perspectives à long terme des centrales au gaz qui en découlent est une question dépassant le niveau d'ambition de ce mémoire mais qui mérite d'être étudiée avec plus d'attention tant d'un point de vue économique qu'environnemental.
- Le contexte extérieur exercera une influence importante sur le marché belge et les coûts relatifs sont susceptibles de diverger de la situation modélisée. Une étude de l'opportunité de l'agenda de sortie du nucléaire à cet égard, notamment des coûts et bénéfices associés à la procrastination des autorités quant au démantèlement des réacteurs nucléaires, serait une contribution pertinente et précieuse au débat mais dépasse le niveau d'ambition de ce travail compte tenu des nombreux effets dynamiques à l'œuvre.

Ce mémoire constitue une contribution au projet de société que représente la transition énergétique. Le scénario *CENTRAL* du modèle OPEERA offre une approche pertinente et cohérente et représente un précieux apport au débat public. Les pistes identifiées ci-dessus montrent toutefois que de nombreuses interrogations demeurent en suspens et doivent encore faire l'objet de recherches approfondies.

Abréviations et glossaire

ACB : Analyse coûts-bénéfices

Available for final consumption

= Gross inland consumption – Transformation input + Transformation output + Exchanges, transfers and returns – Consumption of the energy branch – Distribution losses. Définition Eurostat (2017a).

BAU : *Business-as-usual*. Scénario dit de « laissez-faire » dans lequel aucune mesure supplémentaire n'est entreprise. Ce type de scénario correspond ainsi à une projection des tendances actuelles (ainsi qu'à l'influence de politiques futures mais déjà définies et avalisées au moment de la modélisation).

Bloc structurel : « *volume de puissance nationale réglable nécessaire pour équilibrer à tout moment l'offre et la demande d'électricité selon les critères légaux actuels de sécurité d'approvisionnement* » (Devogelaer & Gusbin 2017:5). Ce bloc se compose de divers moyens de production, de stockage et de consommation.

CAPEX : Dépenses en capital (Ang. : *CAPital EXpenditures*). Investissements en capital, soient le total des dépenses d'investissement allouées à l'achat d'équipement.

CCGT : Turbine à gaz à cycle combiné (Ang. : *Combined Cycle Gas Turbine*).

CE : Commission européenne

CO_{2e} : Dioxyde de carbone équivalent, à l'égard du pouvoir d'effet de serre associé à différents polluants. Parmi les principaux d'entre eux, citons le méthane (CH₄) et l'oxyde nitreux (N₂O), dont les potentiels d'effet de serre sont, respectivement, 25 et 298 fois supérieurs à celui du CO₂ (Eurostat 2017b:236).

CSC : Captage et stockage du carbone (Ang. : *CCS, Carbon Capture and Storage*). Technologie de capture et de stockage (principalement souterrain) du carbone.

CWE : Région de l'Europe du Centre-Ouest (Ang. : *Center West Europe*) (Belgique, France, Pays-Bas, Luxembourg et Allemagne)

DECC : *Department of energy and climate change* (Royaume-Uni). Désormais scindé en deux entités : le *Department for Business, Energy and Industrial Strategy* (BEIS) et le *Committee on Climate Change* (CCC).

ENTSO-E : Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (Ang. : *European Network of Transmission System Operators for Electricity*)

ENTSO-G : Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport de gaz (Ang. : *European Network of Transmission System Operators for Gas*)

EOM : *Energy-Only Market*. Système où le marché énergétique seul fournit les revenus nécessaires à couvrir les coûts.

ETS : *Emissions Trading Scheme*. Système européen (UE) mis en place par la directive 2003/87/CE du parlement européen et du conseil. Il s'agit d'un système de quotas échangeables d'émissions

de GES (*cap-and-trade*). L'ETS ne s'applique qu'à certains secteurs de l'économie européenne, essentiellement : la production d'électricité, le raffinage, les industries grandes consommatrices d'énergie ainsi que le transport aérien.

GES : Gaz à effet de serre

GIEC : Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (Ang.: *Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC*)

Gross inland consumption

= Primary production + Primary product receipt + Other sources (recovered products) + Recycled products + Imports + Stock changes – Exports – Bunkers – Direct use. Définition Eurostat (2017a).

HLCCP : High-Level Commission on Carbon Prices

IEA : Agence Internationale de l'Énergie (Ang. : *International Energy Agency*)

IRENA : Agence Internationale de l'Énergie Renouvelable (Ang. : *International Renewable Energy Agency*)

LCOE : *Levelised cost of electricity*, soit le coût total de l'électricité produite par une capacité de production spécifique, déterminé sur la moyenne sur l'ensemble de son cycle de vie. Le LCOE inclut donc l'ensemble des coûts d'installation et d'opération (CAPEX, OPEX et maintenance, combustible et démantèlement) (Climact 2017:7).

LCDS : *Low Carbon Development Strategies*

LNG : Gaz naturel liquéfié (Ang.: *Liquified Natural Gas*)

NDC : *Nationally Determined Contributions*

OCGT : Turbine à gaz à cycle ouvert (Ang. : *Open Cycle Gas Turbine*)

OMM : Organisation météorologique mondiale

ONG : Organisation non-gouvernementale

ONU : Organisation des Nations unies

OPEERA : *Open-source Prospective Energy and Emissions Roadmap Analysis*

OPEX : Dépenses d'exploitation (Ang.: *Operating Expenditures*). Dans le cadre de la production d'électricité, celles-ci correspondent aux coûts encourus pour la production d'électricité en tant que telle, y inclus les dépenses en carburant, ainsi que les coûts d'opération et de maintenance.

ORDC : Operating Reserve Demand Curve

PNUE : Programme des Nations unies pour l'environnement

PV : Photovoltaïque

Production nette d'électricité : électricité produite et effectivement injectée sur le réseau, soit la quantité d'électricité produite par une centrale, nette de la part couvrant ses propres besoins (définition du BFP).

SC-CO₂ : Coût social du carbone (Ang. : *Social Cost of Carbon*), soit la valeur monétaire des dommages engendrés par l'émission marginale de CO₂ au cours d'une année donnée, typiquement exprimée par tonne de CO₂ (équivalent) (cf. CO₂e)

SDBC : Stratégies de Développement Bas Carbone (anglais : LCDS)

Toe : Tonne d'équivalent pétrole (Ang.: *Ton of oil equivalent*). Unité d'énergie standardisée correspondant à l'énergie équivalente nette d'une tonne de pétrole brut, soit la valeur calorifique nette de 107 kilocalories (ou 41 868 MJ) (Définition Eurostat 2017a).

UE : Union Européenne

UN : *United Nations*

UNFCC : *United Nations Framework Convention on Climate Change*

VAN : Valeur Actuelle Nette

VOM : *Variable Operation and Maintenance (costs)*

WACC : *Weighted Average Cost of Capital*, le WACC correspond au coût du capital pour une entreprise, soit le taux moyen dont il est attendu qu'elle doive s'acquitter envers l'ensemble de ses créditeurs pour financer ses actifs. Ce taux est déterminé par le marché. Chaque catégorie de capital (actions, bonds, dette long terme, etc.) est représentée proportionnellement dans le calcul.

Page blanche intentionnelle

Références bibliographiques

- [1] Agora & Sandbag (2017). *The Energy Transition in the Power Sector in Europe: State of Affairs in 2016. Review on the Developments in 2016 and Outlook on 2017*. AGORA Energiewende & Sandbag. Publié en Janvier 2017.
- [2] BHAGWAT, P., IYCHETTIRA, K., RICHSTEIN, J., CHAPPIN, E. & DE VRIES, L. (2017). « The effectiveness of capacity markets in the presence of a high portfolio share of renewable energy sources ». *Utilities Policy*, Volume 48, October 2017, Pages 76-91.
- [3] BFP (2015). *Etude sur les perspectives d’approvisionnement en électricité à l’horizon 2030*. Bureau fédéral du plan. Service public fédéral Economie, P.M.E., Classes moyennes et Energie. Publié en Janvier 2015.
- [4] BFP (2016a). *Analyse des impacts macroéconomiques de la transition vers une société bas carbone à l’horizon 2050 - Annexe 2 : Résultats de la modélisation HERMES*. Bureau fédéral du plan. Service public fédéral Economie, P.M.E., Classes moyennes et Energie. Publié en Avril 2016.
- [5] BFP (2016b). *Macroeconomic impacts of the low carbon transition in Belgium – Annex 5: Context and main results from the literature*. Bureau fédéral du plan. Service public fédéral Economie, P.M.E., Classes moyennes et Energie. Publié en Octobre 2016.
- [6] BELGIAN 2050 PATHWAYS CALCULATOR. Accessible à l’adresse : <http://2050-calculator-tool.climat.idweaver.com/pathways>. Climat.be, site fédéral belge pour une information fiable sur les changements climatiques. 2050, vers une société bas carbone (www.climat.be/2050/fr-be/accueil/)
- [7] BRECHET, T. & TULKENS, H. (2013). *Climate Policies: A Burden or a Gain?* Center for Operations Research and Econometrics. CORE - Discussion Paper 2013/2.
- [8] BRUNINX, K., DELARUE, E., ERGUN, H., MAY, K., VAN DEN BERGH, K. & VAN HERTEM, D. (2016). *Determining the impact of renewable energy on balancing costs, back up costs, grid costs and subsidies*. AR-CC/013/15 2015/02/210815. Final Report for CREG by KU Leuven. Octobre 2016.
- [9] BUDISCHAK, C., SEWELL, D., THOMSON, H., MACH, L., VERON D.E. & KEMPTON, W. (2013). « Cost-minimized combinations of wind power, solar power and electrochemical storage, powering the grid up to 99.9% of the time ». *Journal of Power Sources*, 225 (2013) 60–74.
- [10] BURKE, M., DYKEMA, J., LOBELL, D. & SATYANATH, S. (2015). « Incorporating climate uncertainty into estimates of climate change impacts ». *Review of Economics and Statistics*, Vol. 97, No. 2, May 2015.
- [11] CARBON TRACKER (2015). *Carbon Supply Cost Curves: Evaluating Financial Risk to Natural Gas Capital Expenditures*. Report. Publié en Juillet 2015.
- [12] CE (2011). *Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des régions - Feuille de route pour l’énergie à l’horizon 2050 – Analyse d’Impact*. Document de travail des services de la Commission. Commission européenne. Publié le 15 Décembre 2011.

- [13] CE (2014). *Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des régions - Un cadre d'action en matière de climat et d'énergie pour la période comprise entre 2020 et 2030 – Analyse d'impact*. Document de travail des services de la Commission. Commission européenne. Publié le 22 Janvier 2014.
- [14] CE (2016a). *EU Reference Scenario 2016 - EU Energy, Transport and GHG Emissions – Trends to 2050*. European Commission, Directorate-General for Energy, Directorate-General for Climate Action and Directorate-General for Mobility and Transport. Publié le 20 Juillet 2016.
- [15] CE (2016b). *Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms*. Report from the Commission - COM(2016) 752 final. Bruxelles, 30 Novembre 2016.
- [16] CHEVALIER, J., JOUVET, P-A., MICHEL, P. & ROTILLON, G. (2009). « Economic consequences of permits allocation rules ». *Économie internationale*, 2009/4 (n° 120), pp. 77-89.
- [17] CHEVRON (2018). *Climate change resilience: a framework for decision making*. Human Energy. Publié en Mars 2018.
- [18] CHIROLEU-ASSOULINE, M. & FODHA, M. (2009). « Double Dividend and Distribution of welfare: advanced results and empirical considerations ». *Économie internationale*, 2009/4 (n° 120), pp. 91-108.
- [19] CLIMACT (2012). *The transition to a low carbon economy – Workshop on existing models – the DECC 2050 Pathways Calculator*. Par Julien Pestiaux et Hugues de Meulemeester. 22 Mars 2012.
- [20] CLIMACT (2017). *The Belgian electricity landscape in the context of the nuclear phase-out*. Policy Brief - Commissioned by the Heinrich-Böll-Stiftung European Union. Mars 2017.
- [21] CLIMACT & VITO (2013). *Scenarios for a Low Carbon Belgium by 2050*. Final Report. Publié en Novembre 2013.
- [22] COADY, D., PARRY, I., SEARS, L. & SHANG, B. (2017). « How Large Are Global Fossil Fuels Subsidies? ». *World Development*. Vol. 91, pp 11-27, 2017.
- [23] CREG (2012). *Capacity remuneration mechanisms*. Technical Report. Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz. (F)121011-CDC-1182
- [24] CREG (2017). *Note relative aux évolutions marquantes sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel en 2016*. Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz. Note (Z)1601. Publié le 19 Janvier 2017.
- [25] DELOITTE (2015). *European Energy Market Reform – Country Profile: Belgium*. Creative Studio. Deloitte Conseil 2015.
- [26] DEVOGELAER, D. & GUSBIN, D. (2015). *2030 Climate and Energy Framework for Belgium, Impact assessment of a selection of policy scenarios up to 2050*. Bureau fédéral du plan. Working Paper 3-15. Publié en Avril 2015.
- [27] DEVOGELAER, D. & GUSBIN, D. (2017). *Cost-benefit analysis of a selection of policy scenarios on an adequate future Belgian power system - Economic insights on different capacity portfolio and import scenarios*. Bureau fédéral du plan. Report. Publié en Février 2017.

- [28] DG ENERGIE (2016). *Etude prospective concernant la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel à l'horizon 2025-2030*. Service public fédéral Economie, P.M.E., Classes moyennes et Energie. Publié en Août 2016.
- [29] DUERINCK, J. (2012). *Transition towards a low carbon society in 2050: Status of long term modelling in Belgium*. Final Report. VITO. Publié en Avril 2012.
- [30] ELIA (2015). *Capacity Remuneration Mechanisms - Elia's contribution to the CREG consultation*. Elia Users' Group: plenary meeting. 2 Juillet 2015.
- [31] ELIA (2016). *Etude de l'adéquation et estimation du besoin de flexibilité du système électrique belge - Période 2017-2027*. Publié en Avril 2016.
- [32] ECF (2010). *Roadmap 2050: a practical guide to a prosperous, low-carbon Europe - Technical & Economic Analysis*. European Climate Foundation. Volume 1. Avril 2010.
- [33] ECF (2011). *Power Perspectives 2030: On the road to a decarbonised power sector*. European Climate Foundation. Novembre 2011.
- [34] EEA (2015a). *Overview of the European energy system*. Indicator Assessment. European Environment Agency. Publié le 4 Décembre 2015.
- [35] EEA (2015b). *Overview of electricity production and use in Europe*. Indicator Assessment. European Environment Agency. Publié le 15 Décembre 2015.
- [36] EUROSTAT (2017a). *Energy balance sheets - 2015 Data*. Eurostat Statistical Books. (DOI): 10.2785/032728. Publié le 18 Juillet 2017.
- [37] EUROSTAT (2017b). *Energy, transport and environment indicators — 2017 edition*. Eurostat Statistical Books. (DOI): 10.2785/964100. Publié le 14 Novembre 2017.
- [38] FARMER, D. & LAFOND, F. (2016). « How predictable is technological progress? ». *Research Policy*, 45 (2016). 647–665.
- [39] FLEURBAEY, M. & ZUBER, S. (2013). « Climate Policies Deserve a Negative Discount Rate ». *Chicago Journal of International Law*. Vol. 13: No. 2, Article 14.
- [40] GOLLIER, C. (2012). « Actualisation et développement durable : en faisons-nous assez pour les générations futures ? ». *Annals of Economics and Statistics*. Hors-série 1: Économie, environnement et destin des générations futures (2012), pp. 57-96.
- [41] GOLLIER, C. (2013). « The Debate on Discounting: Reconciling Positivists and Ethicists ». *Chicago Journal of International Law*. *Chicago Journal of International Law*, Vol. 13: No. 2, Article 13.
- [42] GOLLIER, C. & HAMMITT, J.K. (2014). « The Long-Run Discount Rate Controversy ». *The Annual Review of Resource Economics*, Vol. 6, Octobre 2014, p. 273–295.
- [43] GOLLIER, C. & TIROLE, J. (2015). « Negotiating effective institutions against climate change ». *Economics of Energy and Environmental Policy*, vol. 4, n. 2, Juin 2015, pp. 5–27.
- [44] GRAVE, K., PAULUS, M., LINDENBERGER, D. (2012). « A method for estimating security of electricity supply from intermittent sources: scenarios for Germany until 2030 ». *Energy Policy* 2012:193–202
- [45] GUSBIN, D. & DEVOGELAER, D. (2017). *Le paysage énergétique belge à l'horizon 2050 - Perspectives à politique inchangée*. Bureau fédéral du plan. Perspectives. Publié le 27 Octobre 2017.

- [46] HLCCP (2017). *Report of the High-Level Commission on Carbon Prices*. Carbon Pricing Leadership Coalition. Supporté par le World Bank Group, l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (FR.) et par le Ministère de la Transition Écologique et Solidaire (FR.). Publié le 29 Mai 2017.
- [47] HOGAN, W. (2005). *On an Energy-Only Electricity Market Design for Resource Adequacy*. Center for Business and Government, JFK School of Government, Harvard University, September 2005.
- [48] HÖSCHLE, H., DE JONGHE, C., LE CADRE, H. & BELMANS, R. (2017). « Electricity markets for energy, flexibility and availability — Impact of capacity mechanisms on the remuneration of generation technologies ». *Energy Economics*, 66 (2017), 372–383.
- [49] IEA (2017a). *Key World Energy Statistics 2017*. Report. International Energy Agency. Publié en Septembre 2017.
- [50] IEA (2017b). *Belgium - Energy System Overview*. International Energy Agency. Country Profile. 2016.
- [51] IEA (2017c). *World Energy Outlook 2017*. International Energy Agency. Publié le 14 Novembre 2017.
- [52] IEA & IRENA (2017). *Perspectives for the energy transition - Investment Needs for a Low-Carbon Energy System*. Imprimé par le Ministère Fédéral allemand des Affaires Economiques et de l'Energie, Mars 2017.
- [53] IPCC (2015). *Climate Change 2014: Synthesis Report*. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, R.K. Pachauri and L.A. Meyer (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland, 151 pp. Publié en 2015.
- [54] IWG (2016). *Technical Support Document: Technical Update of the Social Cost of Carbon for Regulatory Impact Analysis - Under Executive Order 12866*. Interagency Working Group on Social Cost of Greenhouse Gases, United States Government. Publié en Août 2016.
- [55] JRC (2014). *ETRI 2014: Energy Technology Reference Indicator projections for 2010-2050*. JRC Science and Policy Report. Joint Research Center. European Commission. Report EUR 26950 EN. 2014.
- [56] KOLSTAD, C. D. & TOMAN, M. (2001). « The Economics of Climate Policy ». *Resources for the future*. Discussion Paper 00–40REV. Juin 2001.
- [57] LEWIS, M. (2018). Carbon Clampdown Closing the Gap to a Paris-compliant EU-ETS. Carbon Tracker Initiative. Publié en Avril 2018.
- [58] MCGLADE, C., PYE, S., EKINS, P., BRADSHAW, M. & WATSON, J. (2018). « The future role of natural gas in the UK: A bridge to nowhere? ». *Energy Policy*, Volume 113, February 2018, Pages 454-465.
- [59] MÉRAL, P. (2012). « Le concept de service écosystémique en économie : origine et tendances récentes ». *Natures Sciences Sociétés*, vol. 20,(1), pp. 3-15.
- [60] NCC (2017). *Belgium's Seventh National Communication and Third Biennial Report on Climate Change - Under the United Nations Framework Convention on Climate Change*. National Climate Commission. Publié et distribué par le SPF Santé publique, Sécurité de la Chaîne alimentaire et Environnement. Décembre 2017.

- [61] NATIONS UNIES (1992). Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques. FCCC/INFORMAL/84.
- [62] NATIONS UNIES (2015). Accord de Paris. CCNUCC.
- [63] OCDE-NEA (2012). *Nuclear Energy and Renewables: System Effects in Low-carbon Electricity Systems*. Nuclear Development 2012. Organisation For Economic Co-Operation and Development, Nuclear Energy Agency. NEA No. 7056.
- [64] OCDE (2013). *Inventory of Estimated Budgetary Support and Tax Expenditures for Fossil Fuels 2013*. Paris : Organisation pour la Coopération et le Développement économique. 2013.
- [65] OCDE (2017). *Investing in Climate, Investing in Growth*. OECD Publishing, Paris. <http://dx.doi.org/10.1787/9789264273528-en>. Publié le 23 Mai 2017.
- [66] PAPAVALIOU, A. & SMEERS, Y. (2017). « Remuneration of flexibility using operating reserve demand curves: A case study of Belgium ». *The Energy Journal*, 38(6), 105-135, 2017.
- [67] PAPAVALIOU, A., SMEERS, Y. & BERTRAND, G. (2017). « An Extended Analysis on the Remuneration of Capacity under Scarcity Conditions ». Under review in *Economics of Energy and Environmental Policy*.
- [68] PEARCE, D. W., and TURNER, R. K. (1990). *Economics of Natural Resources and the Environment*. Baltimore MD: Johns Hopkins University Press. 1990. 378 pp.
- [69] PERMAN, R., MA, Y., MCGILVRAY, J. & COMMON, M. (2003). *Natural Resource and Environmental Economics*. 3^{ème} édition. Pearson Education Limited. 2003. 699 pp.
- [70] PFEIFER, S. (2018). *Subsidy-free renewable projects on 'cusp of breakthrough'*. Financial Times. Publié le 28 Mars 2018.
- [71] ROTILLON, G. (2010). *Économie des ressources naturelles*. Éditions La Découvertes, Collection Repères. Paris. 2010. 125p.
- [72] SANDBAG (2017). State of the EU Emissions Trading System 2017. Asking questions of the numbers: leaders and laggards. Publié le 30 Novembre 2017. Dernière mise à jour des données disponible sur la page dédiée : <https://sandbag.org.uk/project/state-eu-carbon-market-2017/>.
- [73] SFCC (2013). *Scénarios pour une Belgique bas carbone à l'horizon 2050 - Synthèse des résultats*. Service fédéral changements climatiques - SPF Santé publique, Sécurité de la Chaîne alimentaire et Environnement. Collaboration : Climact et VITO. D/2013/2196/53. Publié en Novembre 2013.
- [74] SFCC (2016). *Macroeconomic impacts of the low carbon transition in Belgium – Final Report*. Étude conduite par Climact, en collaboration avec le Prof. Th. Bréchet, le Bureau fédéral du plan et Oxford Economics à la requête du Service fédéral changements climatiques - SPF Santé publique, Sécurité de la Chaîne alimentaire et Environnement. Octobre 2016.
- [75] SFCC (2017). *Development of impact assessment methods for policies and measures carried out within the framework of the federal climate policy - Evaluation of emission reductions*. Report. Réalisé pour le SPF Santé publique, Sécurité de la Chaîne alimentaire et Environnement. DG Environnement – Service du Changement Climatique ICEDD, en collaboration avec Aether, Transport & Mobility Leuven & TNO. Publié le 13 Juin 2017.

- [76] SPFE (2017). *Énergie – Chiffres clés 2015*. Service public fédéral Economie, P.M.E., Classes moyennes et Energie. Direction Générale Énergie. Observatoire de l'énergie. Publié le 31 Mars 2017.
- [77] STERN, N. (2007). *The Economics of Climate Change: The Stern Review*. Cambridge University Press, Cambridge.
- [78] VERMEULEN, P. (2014). *Recadrer le débat du nucléaire belge*. Carte Blanche publiée dans Le Soir du 14/08/2014
- [79] WEITZMAN, M. (2001). « Gamma discounting ». *American Economic Review*, 91, 260-271.
- [80] WEITZMAN, M. (2007). « Subjective Expectations and Asset-Return Puzzle ». *American Economic Review*, 91, 1102-1130. [79,80]
- [81] WOLF, M. (2018). *How to make a carbon pricing system work*. Financial Times. Publié le 29 Mars 2018.
- [82] WOOD MCKENZIE (2017). *Upstream carbon emissions: LNG vs pipeline gas*. Report. Publié en Avril 2017.

Annexes

Annexes	83
Annexe A	84
OPEERA : une approche de modélisation multidimensionnelle	84
Annexe B	85
Modélisation et analyse sectorielle <i>bottom-up</i>	85
Annexe C	86
Structure des coûts du modèle OPEERA.....	86
Annexe D	87
Réseau électrique européen et interconnexions	87
Annexe E.....	88
Balance énergétique de l'Union européen	88
Annexe F.....	90
Réseau belge de transport et de stockage du gaz naturel	90
Annexe G	92
Présentation technique des réserves de <i>balancing</i> du marché électrique.....	92
Annexe H	93
Profitabilité des unités de production électrique.....	93
Annexe I.....	94
Tarification du carbone	94

Annexe A

OPEERA : une approche de modélisation multidimensionnelle

Le modèle OPEERA intègre une approche multidisciplinaire et multisectorielle. Il exploite les données historiques et l'expertise du vaste ensemble des acteurs consultés et tient également compte du cadre institutionnel belge et des politiques des différents niveaux de pouvoir. Ces inputs permettent au modèle d'identifier des scénarios pertinents pour la transition énergétique vers une Belgique bas carbone.



Figure 18 - OPEERA : une approche de modélisation multidimensionnelle (SFCC 2013:6)

Annexe B

Modélisation et analyse sectorielle *bottom-up*

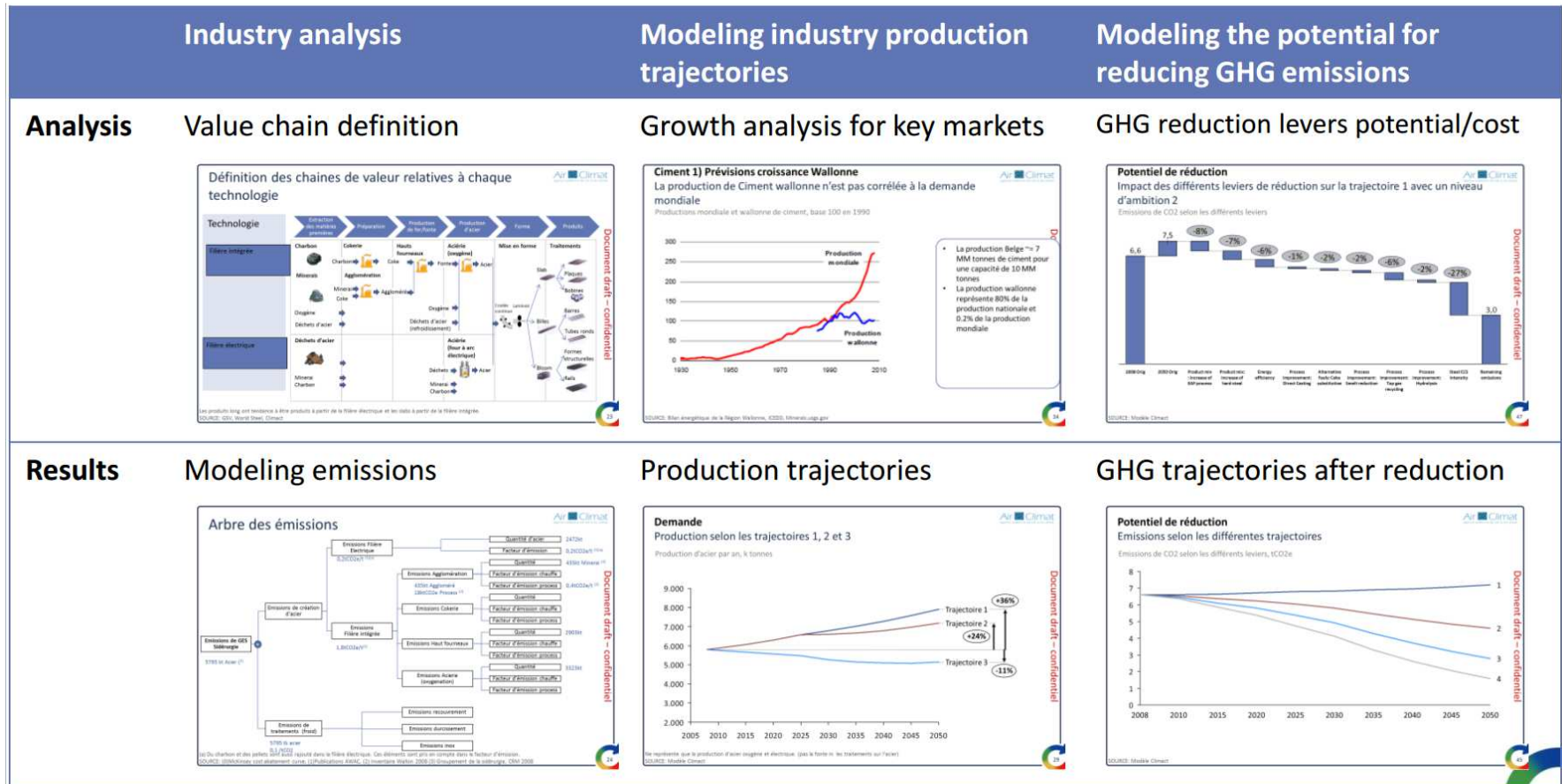






Figure 19 - Analyse sectorielle "bottom-up" et modélisation CLIMACT (2012:7)

Annexe C

Structure des coûts du modèle OPEERA

Tableau 3 - Modèle OPEERA : structure des coûts estimés (Climact & Vito 2013:15)

		Investments	O&M	Fuels	Externalities
	Behaviour changes	n/a			
	Energy efficiency	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Refurbishing (insulation, windows, etc.) ▪ Replacing heaters/boilers ▪ Replacing electric appliances ▪ Improvements of appliances by manufacturers (R&D) 	<ul style="list-style-type: none"> - Maintenance based on technology distribution - Information campaigns, training,... 	<ul style="list-style-type: none"> - Consumption volumes - Taking fuel shift into account - Taxes on fuels 	<ul style="list-style-type: none"> - Impact of climate change - Air quality (cost on health and lower life expectancy) - Congestion costs (transport)
	Electrification	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Replacing boilers 			
	Behaviour changes / evolution in organisation of society	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Vehicles (cars, buses, trains, lorries, boats) ▪ Rail infrastructure ▪ Costs related to the structure of the territory (for example a reduction in the cost of road maintenance) 	<ul style="list-style-type: none"> - Maintenance based on technology distribution - Information campaigns, training,... 	<ul style="list-style-type: none"> - Consumption volumes - Taking fuel shift into account - Taxes on fuels 	<ul style="list-style-type: none"> - Reduction in noise disturbances (transport) - Visual impact (wind turbines) - Impact on required resources - Preservation of fossil fuel resources
	Energy efficiency	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Cost of fleet replacement over time ▪ Improvement of fleet efficiency by manufacturers (R&D) 			
	Electrification	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Replacement by electric vehicles (batteries included) ▪ Cost of the electric charging infrastructure 			
	Carbon intensity	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Investments to improve carbon intensity (new products or processes, energy efficiency, cogeneration, etc.) 	<ul style="list-style-type: none"> - Maintenance based on technology distribution 	<ul style="list-style-type: none"> - Consumption volumes - Taking fuel shift into account 	<ul style="list-style-type: none"> - Dependence on resources
	CCS	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Equipment to capture, transmit and store CO₂ ▪ Cost of R&D of developing CCS 		<ul style="list-style-type: none"> -Functioning of CCS 	<ul style="list-style-type: none"> - Impact on biodiversity services
	Electricity	<ul style="list-style-type: none"> ▪ All production plants (wind or gas turbines, etc.) ▪ Electric transmission network, back-up plants ▪ Distribution network (simplified approach) ▪ Cost of CCS for electricity ▪ Cost of R&D for geothermal systems 	<ul style="list-style-type: none"> - Maintenance based on technology distribution 	<ul style="list-style-type: none"> - Biomass, fossil fuels and electricity imports - Cost of producing biomass 	<ul style="list-style-type: none"> - Reduction/increase in nuclear risk - Impact of energy (in)dependence (reducing the impact of oil crises, etc.)
	Biomass	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Biomass transformation plants 			

- Included
- Non-included

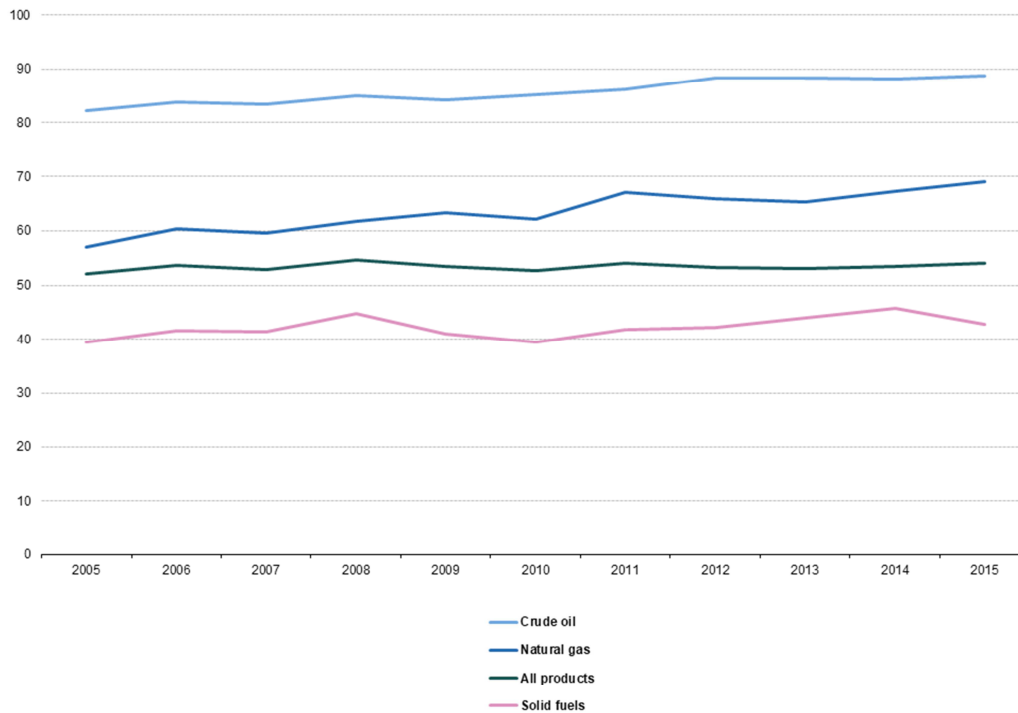
Annexe E

Balance énergétique de l'Union européenne

	Natural gas										
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Russia	34.6	33.0	32.1	31.2	27.6	26.8	28.3	27.8	32.4	29.7	29.4
Norway	20.2	21.7	23.3	23.7	24.5	22.9	22.1	24.9	23.6	25.0	25.9
Algeria	15.0	13.6	12.7	12.3	11.9	11.7	10.7	10.8	10.1	9.7	8.8
Qatar	1.3	1.5	1.8	1.9	4.6	8.1	9.6	6.8	5.2	5.5	6.1
Libya	1.4	2.1	2.5	2.4	2.4	2.2	0.6	1.5	1.4	1.7	1.7
Nigeria	2.9	3.6	3.8	3.3	2.0	3.4	3.6	2.8	1.4	1.2	1.6
Trinidad and Tobago	0.2	1.0	0.7	1.4	1.9	1.2	0.9	0.7	0.6	0.7	0.5
Peru	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	0.4	0.3	0.2
Turkey	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.1	0.2	0.1	0.2	0.2	0.2
Others	24.5	23.5	23.1	23.5	24.8	23.5	24.2	23.9	24.8	26.0	25.5

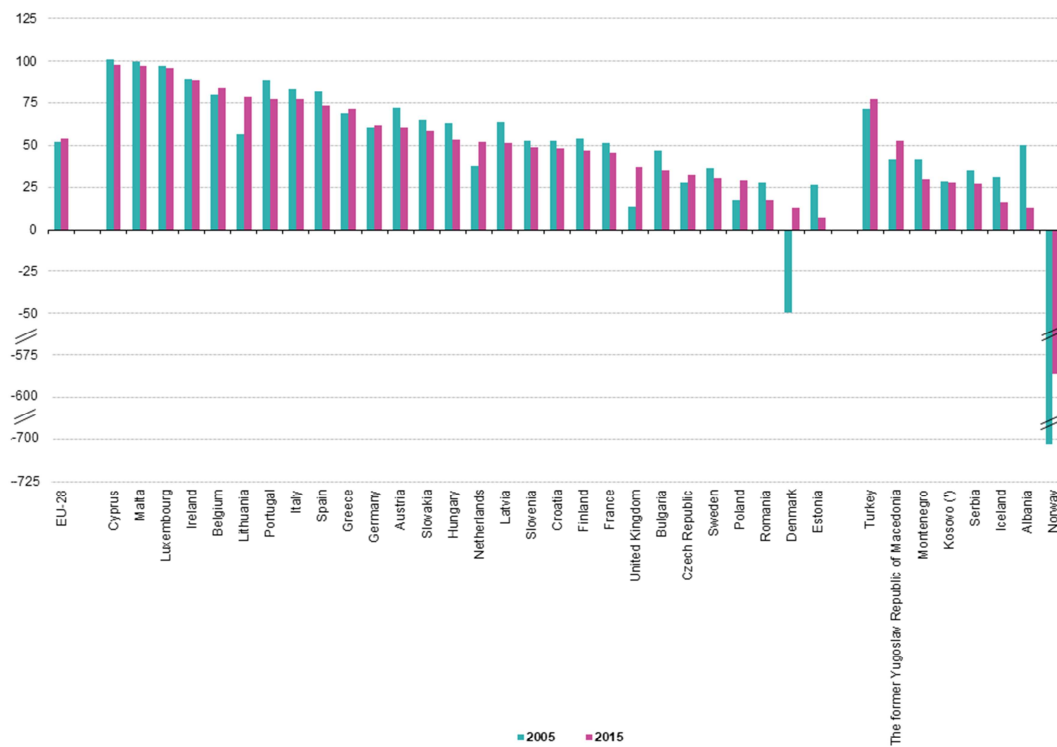
Source: Eurostat (online data codes: nrg_122a, nrg_123a and nrg_124a)

Figure 21 - Principales origines des importations européennes en énergie primaire (UE-28, 2005-2015) (en % des importations extra UE-28) (Eurostat 2017b)



Source: Eurostat (online data codes: nrg_100a, nrg_102a and nrg_103a)

Figure 22 - Taux de dépendance énergétique (UE-28, 2005-2015) (en % des importations nettes de la consommation nationale brute et des bunkers, sur base de Toe)



(*) This designation is without prejudice to positions on status, and is in line with UNSCR 1244/1999 and the ICJ Opinion on the Kosovo declaration of independence.
Source: Eurostat (online data code: tsdcc310)

Figure 23 - Taux de dépendance énergétique par État membre (tous produits, 2005-2015) (en % des importations nettes de la consommation nationale brute et des bunkers, sur base de Toe)

Annexe F¹⁰⁹

Réseau belge de transport et de stockage du gaz naturel

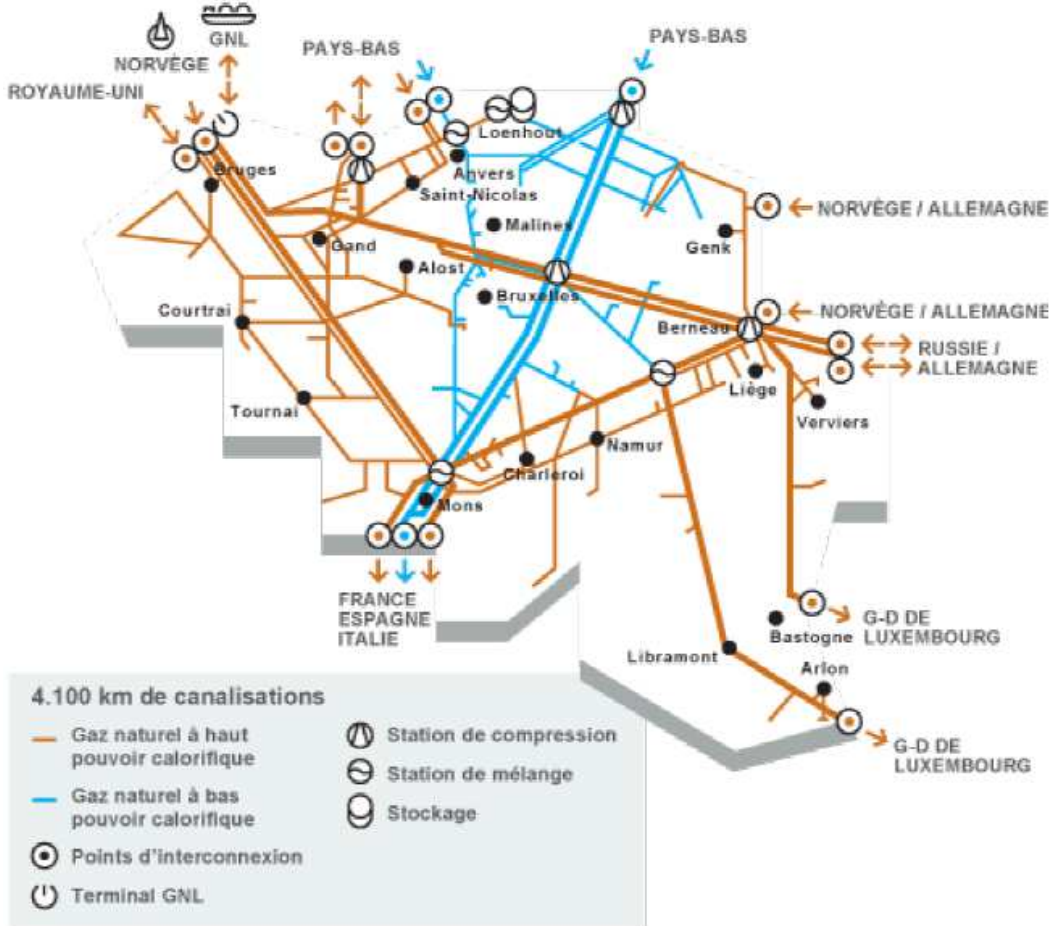


Figure 24 - Réseau de transport de gaz naturel en Belgique, (2014) (DG Energie 2016:53)

Le réseau de transport de gaz naturel sur le territoire belge est l'un des plus interconnectés d'Europe. Le réseau, placé sous la responsabilité de Fluxys Belgium (le GRT : Gestionnaire de Réseau de Transport), compte 18 points d'interconnexion et 4 100 kilomètres de conduites en service (Fig. 24). Il dessert les utilisateurs finaux sur le territoire belge ainsi que les autres marchés d'utilisateurs finaux. Le réseau compte 17 gestionnaires de réseaux de *distribution* responsables de fournir les ménages et PME. En plus de ces utilisateurs, 250 consommateurs finaux industriels et centrales électriques étaient raccordés au réseau en 2014. Au total, 35 à 40 milliards de mètres cubes transitent sur le réseau de Fluxys Belgium, dont la moitié est effectivement destinée aux consommateurs belges. L'autre moitié est, elle, exportée vers les réseaux des pays limitrophes.

Les GRT nationaux sont rassemblés, au niveau de l'UE, dans l'*European Network of Transmission System Operators for Gas* (ENTSO-G).

¹⁰⁹ Les explications fournies ici sont intégralement issues du rapport de la DG Energie (2016) du SPF Économie.

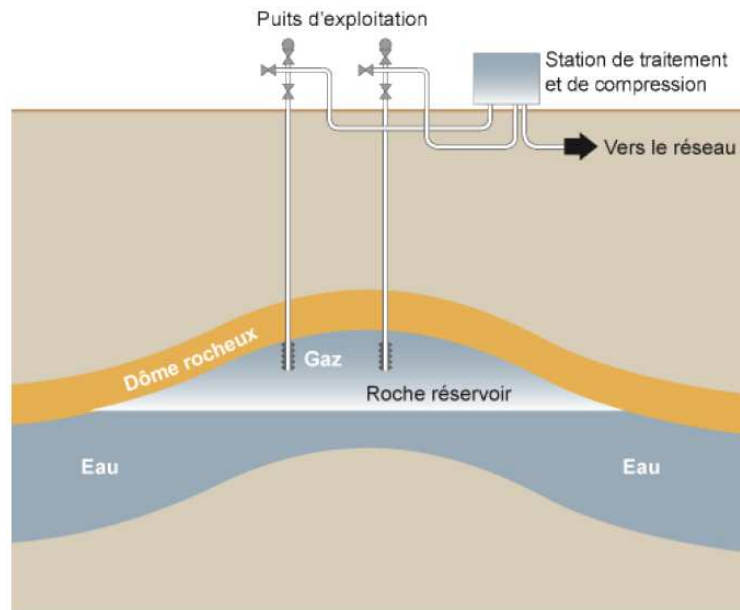


Figure 25 - Installation de stockage de Loenhout (DG Energie 2016:57)

En soutien du réseau de gaz naturel, le système belge dispose également d'une réserve souterraine de stockage. Située à Loenhout, cette installation conserve jusqu'à 1,4 milliard de mètres cubes de gaz à haut pouvoir calorifique dans les nappes aquifères et dispose d'une capacité d'émission de 625 000 m³ par heure.

Annexe G

Présentation technique des réserves de *balancing* du marché électrique¹¹⁰

Les réserves de *balancing* permettent au gestionnaire du réseau d'assurer en permanence l'adéquation entre offre et demande d'électricité sur le réseau. Traditionnellement, celles-ci se composaient de centrales thermiques situées sur le territoire national mais la croissance des SER, en particulier les technologies décentralisées et intermittentes, l'ouverture du marché énergétique européen et la gestion active de la demande ont redéfini la donne. En fonction de leurs caractéristiques techniques, les différentes technologies de productions contribuent à l'une ou l'autre réserve. Le réseau comprend trois types de réserve.

R1 : réserve primaire (FCR - *Frequency Containment Reserve*)

Un surplus de production entraîne une augmentation de la fréquence sur le réseau (un déficit engendre *a contrario* une baisse de fréquence). La réserve primaire R1 a pour but de stabiliser la fréquence entre 49,8 et 50,2 Hertz et doit, pour ce faire, pouvoir réagir endéans les délais les plus brefs (augmentation/diminution de la production en moins de 30 secondes en cas de baisse/hausse de fréquence). La quantité totale de la réserve primaire est sujette à des accords internationaux et correspond à 80-100 MW pour Elia.

Compte tenu des délais imposés, cette réserve ne peut être composée que de machines tournantes et de consommateurs capables de modifier rapidement leur consommation (e.g. électrolyse et installations de refroidissement).

R2 : réserve secondaire (aFRR - *automatic Frequency Restoration Reserve*)

R2 est la réserve la plus complexe car elle remplit un double objectif : (1) libérer R1 en stabilisant la fréquence à 50 Hz ; (2) maintenir en permanence en équilibre le bilan physique des importations/exportations d'une zone de réglage et le bilan contractuel des importations/exportations convenu par les acteurs de marché¹¹¹. Cette responsabilité zonale implique un besoin spécifique par zone, malgré l'existence d'un système international de R2 (IGCC – *International Grid Control Cooperation*). Elia estime que le besoin en R2 devrait avoisiner 140 MW à 175 MW en 2027.

R3 : réserve tertiaire (mFRR – *manual Frequency Restoration Reserve*)

Au même titre que R2 permette de libérer R1, R3 intervient en cas de (risque de) saturation de R2 (e.g. à la suite de la perte d'une unité de production). Les délais d'activation sont, par conséquent, plus longs et non-automatisés. Le personnel d'Elia active R3 manuellement endéans les 15 minutes (maximum). Un tel délai permet de se reposer sur des unités à l'arrêt (pour autant qu'elles puissent atteindre rapidement leur régime de fonctionnement) ainsi que sur divers consommateurs sur les réseaux de transport et de distribution. Néanmoins, la priorité accordée aux échanges commerciaux sur le réseau de transport, le support des pays limitrophes n'est pas garanti. Selon son étude, Elia évalue ses besoins en R3 entre 1065 MW et 1600 MW en 2027.

¹¹⁰ Les explications fournies ici sont intégralement issues du rapport d'Elia (2016:9).

¹¹¹ La zone de réglage d'Elia se compose de la Belgique et d'une partie du Grand-Duché de Luxembourg.

Annexe H

Profitabilité des unités de production électrique

La figure suivante illustre les éléments déterminants de la rentabilité d'une unité de production théorique telle que définie dans la méthodologie d'Elia (2017). Le prix de l'électricité vendue sur le marché correspond aux coûts de production de l'unité marginale fournissant l'électricité nécessaire à la satisfaction de la demande à un moment donné¹¹².

Dans cette modélisation, le prix du marché correspond à l'intersection des courbes d'offre et de demande (considérée inélastique). La courbe d'offre est elle-même construite à partir des prix marginaux de production des différentes capacités présentes sur le marché. Seuls les coûts variables de production (cf. Chapitre V – 2.1) sont pris en compte.

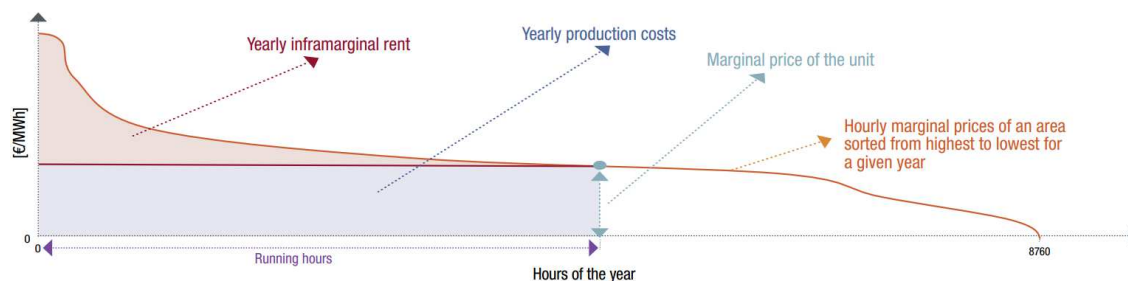


Figure 26 – Rente inframarginale, coûts de production, prix marginal et heures de fonctionnement (dans une région donnée) (Elia 2017 :74)

La rente inframarginale d'une unité correspond donc à ses revenus nets potentiels, soit les revenus (électricité produite par heure * prix du marché) moins les coûts variables de production (coûts de combustibles, des émissions de CO₂ et des coûts variables d'opérations et de maintenance). Les coûts de démarrage sont donc exclus et un rendement constant des centrales est supposé dans ce calcul.

$$\begin{aligned} \text{Rente Inframarginale (h)}_{\text{unité A}} &= \text{Revenus(h)}_{\text{unité A}} - \text{Coûts de production variables (h)}_{\text{unité A}} \\ &= [\text{Prix du marché(h)} * \text{Énergie produite (h)}_{\text{unité A}}] - [\text{Coûts de combustibles}_{\text{unité A}} \\ &\quad + \text{Coûts d'émissions CO}_2_{\text{unité A}} + \text{VOM}] \end{aligned}$$

L'étude d'Elia se concentrant sur deux années spécifiques (2030 et 2040), les coûts d'investissement y sont exprimés sous la forme d'annuité englobant les CAPEX, le WACC et l'espérance de vie économique de l'unité.

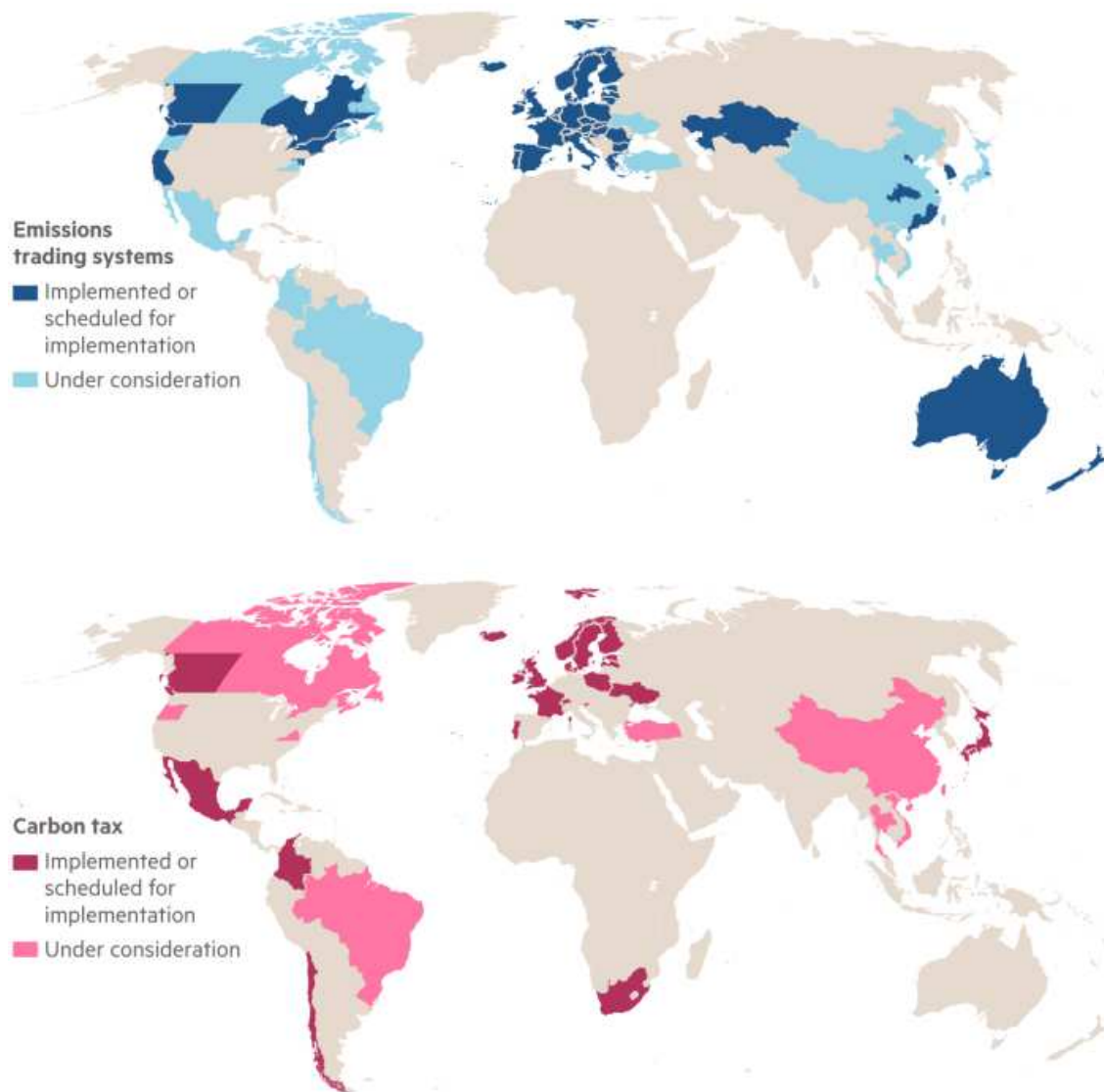
¹¹² Contrairement à ce qui est parfois mentionné dans le débat public, le prix du marché ne correspond donc pas au coût marginal de production des centrales nucléaires. L'électricité produite par celle-ci devance le *merit-order* national. Le prix effectif de l'électricité sur le marché belge est donc déterminé par d'autres capacités dont le coût marginal de production est supérieur.

Annexe I

Tarification du carbone



Figure 27 - Évolution du prix du carbone au sein du système ETS (en €/tCO₂) (Sandbag 2017)





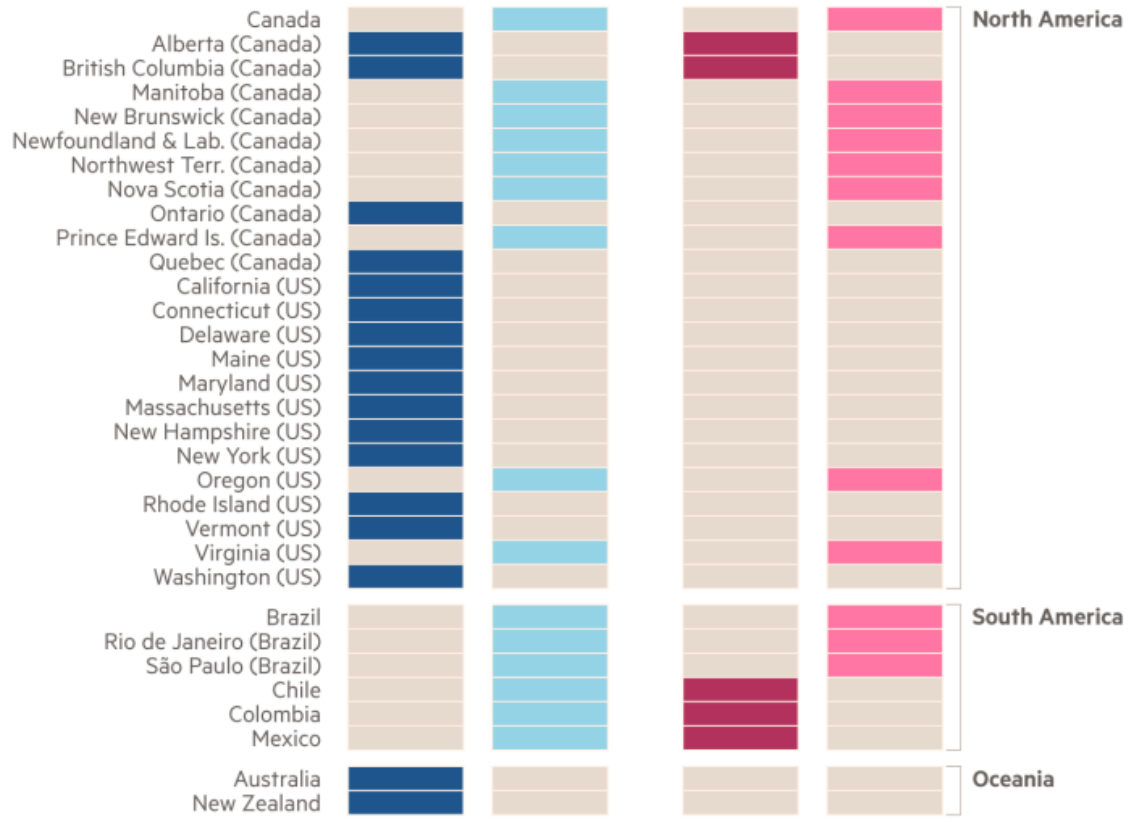


Figure 28 - Aperçu des initiatives de tarification du carbone dans le monde (2017) (Wolf 2018)

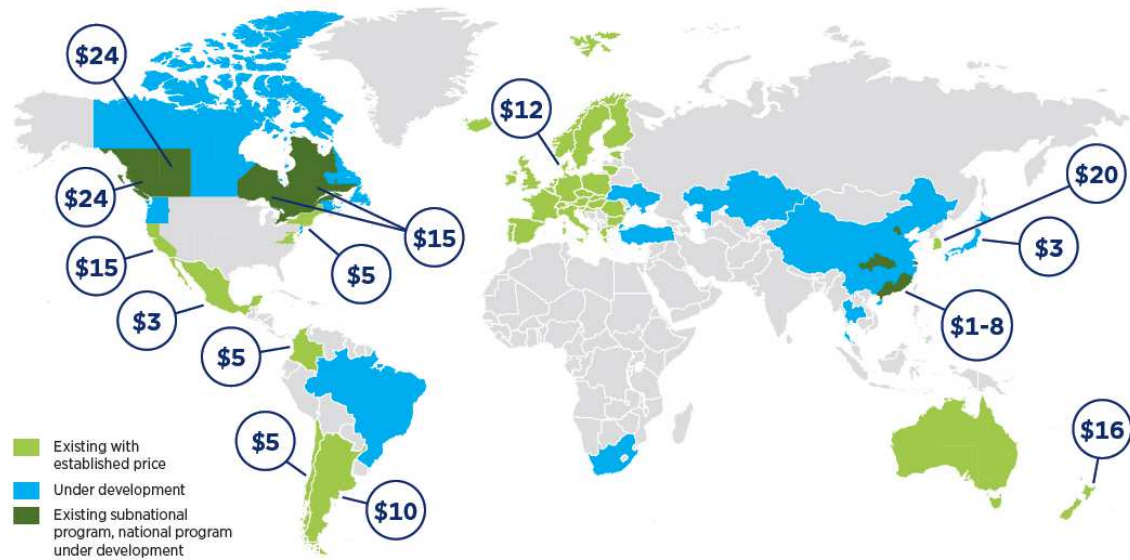


Figure 29 – Programmes de tarification du carbone : développements récents et prix actuels (Chevron 2018:23)