

Haute Ecole
Groupe ICHEC – ISC Saint-Louis – ISFSC



Enseignement supérieur de type long de niveau universitaire



Étude des principaux facteurs influençant le grand stockage d'électricité en Belgique : analyse du marché et perspectives.

(Le cas de la centrale par pompage de Coe-Trois-Ponts)

Mémoire présenté par :

Elise BEUVENS

Pour l'obtention du diplôme de :

Master – Ingénieur commercial

Année académique 2018-2019

Promoteur :

Pascal VERHASSELT

Boulevard Brand Whitlock 6 - 1150 Bruxelles

Haute Ecole
Groupe ICHEC – ISC Saint-Louis – ISFSC



Enseignement supérieur de type long de niveau universitaire



Étude des principaux facteurs influençant le grand stockage d'électricité en Belgique : analyse du marché et perspectives.

(Le cas de la centrale par pompage de Coe-Trois-Ponts)

Mémoire présenté par :

Elise BEUVENS

Pour l'obtention du diplôme de :

Master – Ingénieur commercial

Année académique 2018-2019

Promoteur :

Pascal VERHASSELT

Boulevard Brand Whitlock 6 - 1150 Bruxelles

Je tiens à remercier toutes les personnes qui ont contribué au succès de mon stage et qui m'ont aidée lors de la rédaction de ce mémoire.

Je voudrais dans un premier temps remercier, mon promoteur de mémoire, monsieur Pascal VERHASSELT, professeur à l'Institut catholique des Hautes Écoles Commerciales (ICHEC), pour sa disponibilité, sa patience et ses conseils, qui ont contribué à la réalisation de ce mémoire.

Je remercie également mon maître de stage, monsieur Marc LOCHT, pour m'avoir accompagnée et conseillée tout au long de cette gestion de projet. Il a partagé ses connaissances du secteur belge de l'électricité ainsi que son expérience en tant que chef d'exploitation de la centrale de Coo-Trois-Ponts, tout en m'accordant sa confiance et une large indépendance dans l'exécution des différentes tâches qui m'avaient été assignées.

Je tiens également à témoigner toute ma reconnaissance aux personnes suivantes, pour leur aide dans la réalisation de ce mémoire :

L'ensemble du personnel de la centrale de Coo-Trois-Ponts, les économistes du département Global Energy Management (GEM) et l'Entity Manager Coo-Awirs, pour avoir répondu à mes questions, mais aussi pour m'avoir apporté leurs conseils et leurs critiques, ce qui a guidé ma réflexion tout au long de ce travail.

Monsieur Marc GREEN, pour avoir relu et corrigé ce travail. Ses conseils en termes de rédaction m'ont été particulièrement précieux

.

Mes parents, pour leurs encouragements et leur soutien indéfectible.

Avant-propos

Ce mémoire rentre dans le cadre de l'obtention du diplôme de Master de l'Institut Catholique des Hautes Études Commerciales (ICHEC), en Ingénieur Commercial. Il est dédié à l'étude des principaux facteurs influençant le grand stockage d'électricité en Belgique et, plus particulièrement, la centrale par pompage de Coo-Trois-Ponts. L'idée de ce mémoire de recherche est venue du constat que le marché de l'électricité et des technologies de stockage est en pleine évolution depuis l'arrivée, et l'augmentation, de la production d'électricité issue de sources d'énergie renouvelable.

En effet, dans le contexte de la fermeture future des centrales nucléaires belges, il est temps de se pencher sur les alternatives possibles en termes de production. De plus, les habitudes de consommation, ainsi que la recherche de sources d'énergie moins émettrices de CO₂, entraînent de nouveaux besoins au niveau du réseau et de la production électrique (ex. : plus de flexibilité). C'est pourquoi les technologies de stockage d'électricité commencent à prendre leurs essors. En Belgique, la centrale d'accumulation par pompage de Coo-Trois-Ponts a donc toute son importance sur un marché où les prix sont de plus en plus volatils.

Cette étude veut mettre en relief les différents facteurs pouvant influencer la valeur économique d'une centrale de stockage, sur base d'une analyse du marché électrique belge à court terme. Il s'agit également de mettre en perspective l'impact desdits paramètres en déterminant leurs évolutions potentielles dans les années à venir.

Tout au long de ce travail, la traduction française des concepts et termes utilisés au cours de la gestion de projet a toujours été préférée. Cependant, vu le contexte international du secteur de l'électricité, il est clair que le jargon employé par les acteurs de cette industrie provient, majoritairement, de la langue anglaise. Toutefois, il existe deux exceptions à la traduction française systématique, à savoir : *perfect foresight* et *peak/base ratio*. En effet, bien qu'ils existent dans la langue française, ils ne sont que très rarement utilisés, dans les livres de référence, à la dénomination anglaise.

Table des matières

Table des matières	i
Liste des tableaux	iii
Liste des figures	vi
Liste des annexes	vii
Liste des abréviations	x
1 Contextualisation du projet	5
1.1 Présentation du fonctionnement et des spécificités d'une centrale de pompage-turbinage (Coo)	5
1.1.1 Le fonctionnement de la centrale	6
1.1.2 La spécificité de Coo : sa flexibilité	7
1.1.3 Coo en quelques chiffres	7
1.2 Le marché de l'électricité belge et ses caractéristiques	8
1.2.1 Le marché de l'électricité	8
1.2.2 Les facteurs influençant le prix de l'électricité	15
1.2.3 Merit Order	15
1.2.4 Les prix et les tarifs de déséquilibre	16
1.3 Présentation de l'entreprise	19
1.3.1 L'entreprise	19
1.3.2 Vision et mission	19
1.3.3 Activités et produits	20
1.3.4 Indicateurs de performance clés	20
1.3.5 Concurrence	21
1.3.6 Environnement direct de la gestion de projet	22
1.4 Étude des différentes technologies de stockage et l'avantage concurrentiel d'une centrale de pompage-turbinage	22
1.4.1 Le stockage d'électricité	22
1.4.2 Les coûts et les revenus propres au stockage	31
1.4.3 Les barrières au développement	35
2 Description du projet et approche méthodologique	39
2.1 Présentation du projet, de ses objectifs, de son cadre et de ses limites . . .	39
2.1.1 Cadre du projet	39

2.1.2	But et objectifs du projet	39
2.1.3	Contraintes et opportunités	40
2.1.4	Étude de l'existant	41
2.1.5	Acteurs du projet	41
2.2	Approche méthodologique et sa justification	42
2.2.1	Analyse de l'environnement	42
2.2.2	Analyse du fonctionnement et différentes caractéristiques de la centrale d'accumulation par pompage de Coo	44
2.2.3	Analyse des principaux mécanismes du marché de l'électricité	45
2.2.4	Valeur économique d'une centrale d'accumulation par pompage par analyse des courbes de prix du marché électrique belge	46
2.2.5	Étude du potentiel surcroît de rentabilité d'une centrale d'accumulation par pompage en fonction des évolutions possibles de différentes caractéristiques	48
2.2.6	Comparaison des coûts liés à l'expansion potentielle de Coo avec la création d'un troisième bassin et du coût de l'installation de plusieurs batteries pour une capacité et puissance similaires	49
2.2.7	Élaboration d'un plan de communication autour des résultats de l'étude	50
2.3	Apport du projet pour l'entreprise	51
3	Mise en œuvre du projet	53
3.1	Calcul de la valeur économique d'une centrale d'accumulation par pompage	53
3.1.1	Hypothèses générales de calcul	53
3.1.2	Calcul de la valeur économique d'une centrale d'accumulation par pompage	56
3.1.3	Étude de sensibilité de différents paramètres sur la valeur économique de la centrale de Coo	59
3.2	Étude du potentiel surcroît de rentabilité d'une centrale d'accumulation par pompage en fonction des évolutions possibles de différentes caractéristiques	70
3.3	Comparaison des coûts d'une expansion potentielle de Coo avec le coût d'installation de batteries pour une capacité et puissance similaire	72
3.4	Discussion finale	76
4	Bilan et perspectives	81
4.1	Analyse critique et mise en perspective	81
4.2	Perspectives du projet	84
4.2.1	Évolution de la production éolienne	85
4.2.2	Évolution de la production solaire	89
4.2.3	Suite éventuelle de la gestion de projet	91
5	Conclusions	93
	Bibliographie	97

Liste des tableaux

1.1	Données chiffrées de la centrale de Coo	8
1.2	Caractéristiques du marché à court terme	11
1.3	Caractéristiques du marché à très court terme	12
1.4	Caractéristiques techniques propres à différentes technologies de stockage .	30
1.5	CAPEX associés aux différentes technologies	31
1.6	OPEX annuels de maintenance associés aux différentes technologies	33
3.1	Perfect Foresight mensuel entre 2013 et 2018 à partir des courbes de prix du marché Day-Ahead	59
3.2	Tableau récapitulatif des différents projets d’expansion	72
3.3	Hypothèses de calcul	76

Liste des figures

1.1	Schéma de la centrale par pompage de Coo	6
1.2	La production de la centrale de Coo le 10 janvier 2017.	14
1.3	Illustration simplifiée du principe de l'ordre de mérite (Belgique).	16
1.4	Les centrales hydroélectriques du sud-est de la Belgique	23
3.1	Capacité totale calculée sur dix ans	54
3.2	Le <i>perfect foresight</i> d'une centrale de stockage par pompage	56
3.3	Corrélation entre le peak/base ratio et le <i>perfect foresight</i> hebdomadaire de Coo.	57
3.4	<i>perfect foresight</i> annuel de Coo 2013-2018	58
3.5	<i>perfect foresight</i> mensuel de Coo entre 2013 et 2018	58
3.6	Corrélation <i>perfect foresight</i> de Coo et production nucléaire belge entre 2014-2018 [octobre-janvier	61
3.7	Corrélation <i>perfect foresight</i> de Coo et production nucléaire belge entre 2014-2018	62
3.8	Corrélation entre la production nucléaire française hebdomadaire et le <i>perfect foresight</i> de Coo 2014-2018	63
3.9	Corrélation entre production éolienne belge et <i>perfect foresight</i> de Coo 2014-2018	64
3.10	Corrélation production éolienne allemande <i>perfect foresight</i> de Coo 2014-2018	65
3.11	Corrélation entre moyenne des températures et production solaire belge 2015-2018	66
3.12	Corrélation entre <i>perfect foresight</i> de Coo et la production solaire belge 2015-2018	66
3.13	Corrélation entre total des flux physiques nets et <i>perfect foresight</i> de Coo 2014-2018	68
3.14	Corrélation entre flux physiques nets France-Belgique et <i>perfect foresight</i> de Coo 2014-018	68
3.15	Corrélation entre flux physiques nets Pays-Bas-Belgique et <i>perfect foresight</i> de Coo 2014-018	69
3.16	Coût additionnel lié à l'expansion de la capacité de stockage de la centrale de Coo	73
3.17	Coût additionnel lié à l'augmentation de la puissance de la centrale de Coo	73
3.18	Matrice comparant coût de Coo III et coût d'installation de batteries Li-ion	79

4.1	Corrélation entre production éolienne allemande et <i>perfect foresight</i> de Coo avec utilisation des prix du marché à court terme allemand	87
4.2	<i>Perfect Foresight</i> annuel calculé années entre 2015 et 2019 à partir des courbes de prix du marché à court terme allemand	88
4.3	Évolution de la demande en électricité au Royaume-Uni entre 2013 et 2023	90

Liste des annexes

Liste des abréviations

APX.....	Amsterdam power exchange	Fondée en 1999, l'APX fut le premier marché boursier de l'électricité en Europe continentale. APX fournit des services de négociation en bourse, de compensation et de règlement centralisés, de distribution de données, ainsi que des données de référence et des indices sectoriels. APX Group a intégré ses activités avec celles d'EPEX Spot le 17 avril 2015 formant ainsi le CWE.
B2B.....	Business to Business, relations entreprises - entreprises	
B2C.....	Business to Consumer, relations entreprises - consommateurs	
B2G	Business to Government, relations entreprises - pouvoirs publics	
BAIIDA	Bénéfice avant intérêts, impôts, dépréciation et amortissement	
BRP	Balancing responsible party	
CAES.....	Compressed air energy storage	
CAPEX	Capital expenditure	Dépense d'investissement
CCGT	Combined cycle gas turbines	
CEO	Chief executive officer	
CIM	Continuous intraday market	
CREG.....	Commission de régulation de l'électricité et du gaz	
CSS.....	Consolidated segmental segment	
DAM	Day ahead market	
EBITDA.....	Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization	
ECC	European commodity clearing AG	European Commodity Clearing AG (ECC) est la chambre centrale de compensation pour l'énergie et les produits liés en Europe.
EDF	Électricité de France	
EEX	European energy exchange	
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity	
FEBEG	Fédération belge des entreprises électriques et gazière	
FFPM	Forces, faiblesses, possibilités, menaces	
GEM.....	Global Energy Management	Département responsable en interne pour le trading, la gestion des avoirs, le transport et la vente en gros de l'électricité, du gaz et du pétrole issu du charbon et de la biomasse.

GRD.....	Gestionnaire de réseau de distribution
GRT.....	Gestionnaire de réseau de transport
LI-ION.....	Lithium-Ion
MWE.....	Megawatt électrique Puissance électrique produite par centrale thermique en opposition de sa puissance thermique (MWth). Pour une centrale nucléaire : $MWe = \pm 33\% MWth$.
NAS.....	Sodium-Sulfur
OPEX.....	Operational expenditure Dépenses d'exploitations
OTC.....	Over The Counter
PESTEL.....	Politique, économique, social, technologique, environnemental, légal
PME.....	Petites et moyennes entreprises
PXE.....	Power exchange Central Europe
RSE.....	Responsabilité sociétale des entreprises
SMES.....	Superconducting magnetic energy storage
STEP.....	Stations de transfert d'énergie par pompage
SWOT.....	Strengths, weaknesses, opportunities, and threats
VRFB.....	Vanadium redox flow battery

Introduction

Dans le cadre du Master en Ingénieur commercial à l'ICHEC *Brussels Management School*, il nous est demandé de gérer un projet dans la société de notre choix. Ayant suivi l'option *Innovation et Management des technologies*, je souhaitais que mon stage s'inscrive dans la prolongation de ce que j'avais eu l'occasion d'aborder. Cela restreignait donc les possibilités aux entreprises actives dans les secteurs de l'environnement et de l'énergie. Je me suis ainsi naturellement tournée vers ENGIE Electrabel, le leader historique sur le marché belge de l'électricité et du gaz.

À l'heure actuelle, le nucléaire fournit environ la moitié de l'électricité du pays. Bien qu'il s'agisse d'une technologie à basse émission carbone, les différents problèmes rencontrés par les centrales belges et le vieillissement des infrastructures existantes ont convaincu le gouvernement fédéral, sous la pression de la population, de la nécessité de les fermer. La mise en application de cette promesse politique, qui vise à arrêter successivement les différents réacteurs nucléaires belges, oblige les principaux acteurs du marché à reconsidérer leur positionnement actuel. ENGIE Electrabel, qui est le gestionnaire desdites centrales ainsi que le premier fournisseur d'électricité en Belgique, se trouve dans la nécessité de reconsidérer son portefeuille et de déterminer quelles sont ses futures possibilités en termes de production. Dans un marché de l'électricité en pleine évolution avec l'augmentation de la production d'énergie issue de sources renouvelables intermittentes (solaire, éolien, etc.) et, afin de ne pas dépendre exclusivement des pays limitrophes pour assurer notre approvisionnement en électricité, il est capital de considérer les autres options à notre disposition.

Une solution serait de s'intéresser aux autres types de centrales appartenant à ENGIE et, en particulier, à la centrale de stockage par pompage de Coe-Trois-Ponts. En effet, celle-ci peut produire de l'électricité en fonction des besoins du marché, à partir de l'eau stockée dans ses bassins. L'énergie pouvant être injectée sur le réseau est alors équivalente à celle issue d'un réacteur nucléaire pendant plusieurs heures. Cette flexibilité devrait ainsi encore gagner en importance aux yeux du groupe dans les années à venir, afin de contrebalancer les intermittences des sources d'énergie renouvelable (ex. : pas de production solaire durant la nuit).

Par conséquent, il serait intéressant de déterminer la place de ce type de centrale de stockage sur le marché belge actuel, en prenant en compte l'évolution de la production électrique belge. C'est pourquoi ce mémoire cherche à répondre à la question suivante : *quels sont les principaux facteurs influençant le grand stockage d'électricité en Belgique ?* Pour y répondre, j'ai choisi de prendre le cas de la centrale par pompage de Coe-Trois-

Ponts, car il s'agit de l'exemple de grand stockage le plus important dans notre pays et le seul opéré par ENGIE Electrabel. De plus, afin d'obtenir une vue d'ensemble, il serait également nécessaire d'analyser le marché et les perspectives.

Ce mémoire est ainsi divisé en quatre grands chapitres : **contextualisation du projet, description du projet et approche méthodologique**, suivie de **misés-en oeuvre du projet** et, pour terminer, **bilan et perspectives du projet**.

La première partie est dédiée au contexte théorique de cette gestion de projet. Je me suis ainsi basée sur des rapports internes, études de terrain ou sur de la documentation provenant de partis externes, afin de comprendre le fonctionnement de la centrale de Coosart et du secteur de l'électricité belge (ses différents marchés et mécanismes), mais aussi de mieux cerner les attentes de l'entreprise pour répondre au mieux à la problématique posée. Pour terminer, j'ai étudié les différentes technologies de stockage d'électricité (coûts et revenus propres au stockage, barrières au développement), afin de pouvoir comparer les différentes technologies et ainsi de déterminer l'avantage concurrentiel du grand stockage.

La deuxième partie s'articule autour de trois sections. La première section vise à présenter et à décrire la gestion de projet (contraintes, étude de l'existant, acteurs qui ont pris part au projet). La deuxième section, quant à elle, détaille les différents objectifs ainsi que les résultats attendus pour chacun d'entre eux. Elle comprend également la justification de la méthodologie utilisée. La troisième et dernière section porte sur l'apport de ce projet pour l'entreprise.

La partie suivante est dédiée à la mise en œuvre du projet et aux différents résultats obtenus pour chacun des objectifs. Elle comporte trois sections : le calcul de la valeur économique d'une centrale d'accumulation par pompage, l'étude du potentiel surcroît de revenus d'une centrale d'accumulation par pompage en fonction des évolutions possibles de différentes caractéristiques et, pour terminer, la comparaison des coûts d'une expansion potentielle de la centrale de Coosart avec le coût d'installation de batteries pour une capacité et puissance équivalente. Trois hypothèses sont cependant à préciser au préalable :

- tout d'abord, afin de déterminer l'influence de différents facteurs sur le revenu de Coosart, il est nécessaire d'évaluer la valeur de ladite centrale sur le marché de l'électricité belge. Cependant, dans le cadre de cette étude, j'ai dû limiter mon analyse à un seul marché : le marché à court terme (*Day-Ahead*) et ses courbes de prix. Les autres marchés de l'électricité dépendent de trop nombreux facteurs et sont trop complexes pour être abordés pleinement et correctement dans cette étude ;
- ensuite, pour ce qui est des facteurs utilisés pour la seconde section afin de déterminer un potentiel surcroît de revenus, je me suis basée sur le contexte belge de la production d'électricité et son évolution potentielle dans les années à venir. Sachant cela, j'ai donc retenu les paramètres suivants, afin d'en étudier l'influence sur la valeur économique de la centrale de Coosart : la production nucléaire belge, la production belge issue de sources renouvelables (solaire et éolien), ainsi que les flux physiques

nets (=importations – exportations) entre la Belgique et les pays limitrophes (la France, les Pays-Bas et l’Allemagne). De manière à identifier l’existence ou l’absence de corrélation, j’ai utilisé les données historiques de la production d’électricité provenant de ces facteurs, entre 2013 et 2018. Ensuite, j’ai calculé le coefficient de corrélation entre l’ensemble des paramètres cités et la valeur économique de C_{oo} , et ai présenté les résultats obtenus sous forme de graphiques ;

- enfin, dans la troisième section portant sur la comparaison entre le coût des batteries et le coût de la potentielle expansion de la centrale C_{oo} , j’ai basé les différents calculs sur l’estimation du prix des batteries à l’horizon 2025. En effet, dans l’hypothèse où les travaux d’agrandissement commenceraient cette année-là, la centrale ne serait pleinement opérationnelle qu’à partir de 2025. Les prix des batteries évoluant particulièrement vite, il semblait plus opportun de préférer le prix futur au prix actuel.

La dernière et quatrième partie est dédiée au bilan de ce qui a été accompli au cours de cette gestion de projet et aux perspectives futures (pléonasme). Le bilan m’a permis de porter un regard critique et personnel sur le projet. En faisant état des difficultés rencontrées et du degré de satisfaction propre à chaque objectif, il est devenu possible d’évaluer la pertinence des résultats obtenus, par rapport à la méthodologie initialement retenue. Enfin, la fin de ce chapitre m’a poussé à me questionner sur l’évolution future des paramètres retenus (production nucléaire, solaire, éolienne, flux physiques nets) dans le troisième chapitre. Pour ce faire, je me suis demandé si le coefficient de corrélation entre ces facteurs et la valeur de C_{oo} continuerait d’augmenter dans les années à venir. J’ai ainsi essayé d’estimer à partir de quel moment, il deviendrait significatif et sous quelles conditions. Je terminerai ce mémoire par une conclusion générale.

Élise BEUVENS

4.

Chapitre 1

Contextualisation du projet

Dans ce chapitre, je vais présenter le contexte théorique du mémoire et définir les concepts qui définissent le marché de l'électricité belge. Cette partie est divisée en quatre sections. Dans la première section, j'introduirai la centrale de pompage-turbinage de Coos-Trois-Ponts ainsi que son fonctionnement et ses particularités. Ensuite, je m'intéresserai au marché de l'électricité belge et à ses caractéristiques. Dans la troisième section, je vais présenter l'entreprise au sein de laquelle j'ai effectué ma gestion de projet : ENGIE Electrabel. Pour terminer, je finirai par l'étude des différentes technologies de stockage et l'avantage concurrentiel d'une centrale de pompage-turbinage.

1.1 Présentation du fonctionnement et des spécificités d'une centrale de pompage-turbinage (Coo)

Electrabel, en élaborant une centrale de pompage-turbinage à Coo, avait pour objectif d'optimiser l'intégration de la production nucléaire dans le réseau électrique. La construction a débuté en 1967 et s'est déroulée en deux phases. La première phase a pris fin en 1972 avec la mise en service de trois groupes de turboalternateurs¹ (Coo I). La deuxième phase a, quant à elle, permis d'installer trois groupes supplémentaires (Coo II) en 1979. L'ensemble des groupes est placé dans une grande salle creusée dans la colline.

Au sommet du plateau supérieur à la centrale, deux bassins artificiels ont été creusés. Ils ne communiquent pas entre eux et sont reliés chacun à la centrale par leur propre conduite forcée. En ce qui concerne le bassin inférieur, il a été décidé de conserver la géologie du cours naturel de l'Amblève. Le méandre a donc été isolé par une digue à chaque extrémité de la rivière. De plus, les conduites forcées et les galeries de fuite qui relient les bassins à l'usine sont également enterrées (Engie, s. d.-f).

1. Il s'agit de turbines pompes réversibles à axe vertical de type Francis (voir figure ?? de l'annexe ?? en page ??).

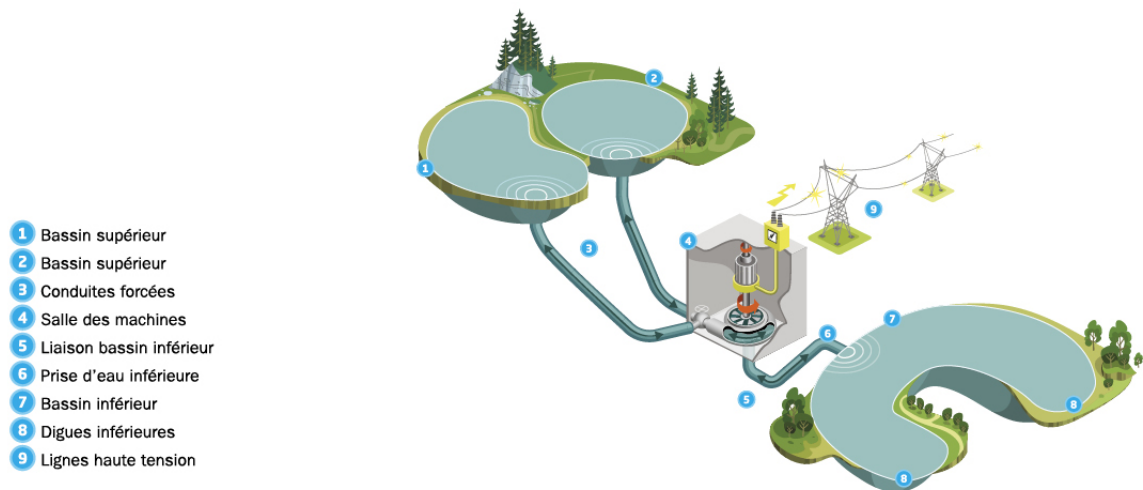


FIGURE 1.1 – Schéma de la centrale par pompage de Coo²
 Source : Engie, s. d.-f, p. 12

La Figure 1.1 résume en un schéma simplifié les différentes parties qui constituent la centrale d'accumulation par pompage de Coo. On peut ainsi reconnaître en 1 et 2, les bassins supérieurs. Le point 3 montre les deux conduites forcées qui partent des bassins et qui les relient avec la salle des machines. Cette salle est connectée, grâce à une prise d'eau, avec le troisième bassin : le bassin inférieur. Afin de faciliter la mise en route des pompes, cette prise d'eau est située sous le bassin inférieure. Enfin, les lignes haute tension partent de la salle des machines permettant ainsi de connecter la centrale au réseau de transport.

1.1.1 Le fonctionnement de la centrale

Le fonctionnement d'une centrale hydroélectrique est basé sur une différence de hauteur qui permettra à l'eau d'acquérir une certaine énergie cinétique. Dans sa chute l'eau fait tourner une turbine (énergie mécanique) qui entraîne un alternateur convertissant, ainsi, l'énergie mécanique en énergie électrique.

La centrale de Coo est de type pompage-turbinage, cela signifie que les groupes peuvent être utilisés soit en mode pompe soit en mode turbine en fonction du planning de production et de la demande. Ainsi, lors des périodes de faible consommation (la nuit, le week-end), lorsque l'électricité est la moins chère, l'eau est pompée dans les bassins supérieurs. En période de forte consommation, ENGIE utilise l'eau contenue dans les bassins supérieurs. Cette eau passe alors à travers des turbines couplées aux alternateurs, ce qui permet de produire l'électricité nécessaire (Engie, s. d.-f). L'électricité générée passe dans des transformateurs qui permettent d'élever la tension à 380 kV de façon à diminuer les pertes dues au transport du courant dans les lignes électriques.

2. Pour mieux visualiser la géologie du lieu ainsi que l'échelle de chaque élément de la structure, voir figure ?? dans l'annexe ?? ?? en page ??

La centrale est entièrement opérée depuis un poste de commandement (dispatching) situé aux *ENGIE Towers* à Bruxelles Nord. Il décide de la quantité d'eau à pomper/turbiner, du nombre de groupes à actionner, etc. à titre d'exemple, le dispatching peut décider d'utiliser deux groupes en mode pompe et les quatre autres en mode turbine si nécessaire. Le rendement total du système³ est d'environ 75 % (Engie, s. d.-f).

1.1.2 La spécificité de Coo : sa flexibilité

La part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute en Belgique a augmenté chaque année pour atteindre 8,7 % en 2016 (APERe asbl, 2010). Si ces sources renouvelables diminuent l'impact carbone du secteur, elles restent cependant par nature « intermittentes ». En effet, la production dépend de la disponibilité de l'énergie éolienne ou solaire. En conséquence, le réseau est soumis à de fortes fluctuations, ce qui compromet sa stabilité. Ainsi, dans le contexte actuel, les besoins en flexibilité et en stockage ne cessent d'augmenter. Et cette tendance sera de plus en plus présente à l'avenir (Boucher, 2018).

Ainsi la centrale de Coo joue un rôle capital dans le maintien de cette stabilité. Pensée par Electrabel comme un complément aux réacteurs nucléaires, le stockage par pompage est rapidement devenu indispensable pour compenser l'intermittence des énergies renouvelables. En effet, de par son démarrage rapide, Coo est à même de pallier à une baisse soudaine de production (ex. : arrêt imprévu d'un réacteur nucléaire), ou pour consommer un excès d'électricité. ENGIE Electrabel utilise cette spécificité à des fins d'optimisation de sa production d'électricité et a établi avec Elia des contrats de réserve. Enfin, Coo constitue une réserve black start⁴ (cf. infra 1.4.2.2.2 La fourniture de services auxiliaires à Elia pages 34). En cas de panne d'électricité généralisée, il est possible de démarrer la centrale sans apport du système haute tension, ce qui permettra ainsi de reconstruire graduellement l'ensemble du réseau.

Enfin, il s'agit d'une source d'énergie non polluante qui ne consomme pas d'eau (circuit fermé) et qui ne requiert pas de combustion pour son fonctionnement. De plus, l'impact sur l'environnement est maîtrisé aidé en cela par une conception souterraine d'une partie importante des installations techniques.

1.1.3 Coo en quelques chiffres

La centrale de Coo est également définie par de nombreuses données chiffrées. En effet, ces différents paramètres influencent directement la capacité de production de la centrale mais aussi pointent les limites actuelles de ce qui est possible en termes de puissance et de capacité à ce jour. Ces différentes données sont reprises dans Tableau 1.1.

3. Les turbines possèdent un rendement d'environ 90 % et les pompes d'environ 83,30 % (ces valeurs sont dépendantes du régime de charge).

4. Dans le cas d'une panne de courant généralisée, Elia peut appeler certaines unités étant à même de redémarrer sans apport d'électricité afin de rétablir le réseau. Elia verse une rémunération fixe annuelle aux propriétaires de ces unités pour ce service.

Autonomie d'un cycle complet	5.000 MWh
Puissance maximale en turbinage	1.164 MW (Coo I : 3 x 158 MW + Coo II : 3 x 230 MW)
Puissance maximale en pompage	1.035 MW (Coo I : 3 x 145 MW + Coo II : 3 x 200 MW)
Puissance minimale des turbines	80 MW (Coo I) ; 100 MW (Coo II)
Production annuelle typique	1.600 GWh
Volume total des deux bassins supérieurs	8,5 millions de m ³
Volume total du bassin inférieur	8,5 millions de m ³ (+ volume mort ⁵)
Temps de fonctionnement	6 heures (pleine puissance)
Temps de démarrage	moins de 2 minutes
Débit maximum	522 m ³ /sec (Coo I : 3 x 65 m ³ /sec, Coo II : 3 x 109 m ³ /sec)

Tableau 1.1 – Données chiffrées de la centrale de Coo
Source : Engie, s. d.-f, p. 24

1.2 Le marché de l'électricité belge et ses caractéristiques

1.2.1 Le marché de l'électricité

En premier lieu, il est important de savoir que pour accéder au marché de l'électricité, il faut être un « responsable d'équilibre » ou Balancing responsible party (BRP). La Fédération belge des entreprises électriques et gazière (Febeg) définit un responsable d'équilibre comme suit :

un BRP est responsable pour l'équilibre de son portefeuille. Il est tenu d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande en électricité pour ses clients propres. Un système de bonus-malus est géré par le Gestionnaire de réseau de transport (GRT)⁶, en fonction de la contribution positive ou négative de chaque BRP à l'équilibre du réseau (Fédération Belge des Entreprises Électriques et Gazières, s. d.-a).

5. Le volume mort est le volume d'eau situé en dessous des prises d'eau du bassin inférieur et qui n'est pas accessible lors du pompage. Ce volume n'est donc jamais utilisé et reste toujours dans le fond du bassin.

6. Le gestionnaire de réseau de transport est responsable de l'infrastructure de transport du gaz (haute pression) et un de l'infrastructure électrique (haute tension).

1.2.1.1 Les transactions

Une fois que l'on a accédé au marché, il est alors possible d'acheter et de vendre de l'électricité à long, court et très court terme. Il faut également prendre en compte l'existence de trois types de transactions possibles sur le marché de l'électricité belge (Fédération Belge des Entreprises Électriques et Gazières, s. d.-a) :

- les transactions bilatérales hors bourse (Over The Counter - OTC -) : elles représentent la majorité du marché. Il s'agit d'opérations qui prennent place entre partenaires identifiés, par exemple : un producteur qui vend à un fournisseur ;
- les transactions anonymes en bourse : en Belgique, ces transactions ont lieu sur une plateforme boursière appelée *Belpex*. Cette bourse a été fondée en 2005 après la libéralisation du marché de l'électricité européen⁷. Elle a commencé à être opérationnelle le 21 novembre 2006 et est devenue l'opératrice responsable de l'organisation du marché électrique belge à court terme. En avril 2015, la plateforme a été intégrée au sein de l'EPEX SPOT⁸, qui comprend les pays de la région centre-ouest du continent européen⁹. Le but étant de réduire les barrières en termes de trading d'énergie entre les pays à l'ouest du continent européen et le Royaume-Uni, ainsi que de permettre d'harmoniser les systèmes de transactions.

C'est ainsi qu'un algorithme de couplage à prix unique (EUPHEMIA¹⁰) a vu le jour. Depuis février 2014, Euphemia a progressivement été utilisé pour déterminer l'allocation de l'énergie et calculer les prix de l'électricité en Europe. Ce qui a permis d'optimiser les opérations et d'augmenter la transparence du calcul des prix et des flux physiques entre les pays (Epex Spot, 2018). Enfin, le 31 décembre 2016, la plateforme boursière belge a changé de nom, pour devenir EPEX SPOT Belgium et fait ainsi maintenant partie du groupe European energy exchange (EEX)¹¹ ;

- les transactions d'importation et d'exportation : ces transactions peuvent uniquement prendre place après l'achat, lors d'enchères ou sur le marché secondaire. Pour ce faire, il faut avoir préalablement acheté les capacités souhaitées aux interconnexions des frontières entre la Belgique et les pays limitrophes (ex. : la France). Il est à noter que la quantité des capacités pouvant être échangée est limitée par le réseau belge.

7. Le décret royal du 20 octobre 2005 établit les règles portant sur la création, l'accès et l'opération du marché d'échange de l'énergie.

8. EPEX SPOT SE (European Power Exchange) est une bourse de négociation au comptant en Allemagne, en France, au Royaume-Uni, aux Pays-Bas, en Belgique, en Autriche, en Suisse et au Luxembourg. En 2015, EPEX SPOT a été intégré à l'ancien groupe néerlandais APX. L'EPEX SPOT est une des filiales de l'EEX Group.

9. Central West Europe (CWE) est un marché commun constitué d'un regroupement des marchés nationaux de l'électricité des pays suivants : Autriche, Belgique, France, Allemagne, Pays-Bas, Suisse (Commission européenne, s. d., 3 ; third quarter of 2014)

10. Algorithme paneuropéen d'intégration du marché de l'électricité

11. Le groupe EEX fournit la plate-forme de marché des produits énergétiques et de base aux participants de plus de 30 pays. L'offre du groupe comprend les domaines de l'énergie, de l'environnement, du fret, des métaux et de l'agriculture. EEX Group est constitué des entreprises suivantes : European Energy Exchange (EEX), EPEX SPOT, Powernext, EEX Asia, Power exchange Central Europe (PXE), Nodal Exchange ainsi que l'European commodity clearing AG (ECC).

L'ensemble de ces opérations sont sous le contrôle du régulateur fédéral - la Commission de régulation de l'électricité et du gaz (Creg). La Creg supervise également les différents marchés de l'électricité.

1.2.1.2 Les marchés

Les marchés se distinguent entre eux sur base du temps qui s'écoulera (années, jours, heures) entre la demande et la livraison physique ait lieu (Fédération Belge des Entreprises Électriques et Gazières, s. d.-a). Il existe ainsi trois marchés : le marché long terme, le marché court terme et le marché très court terme.

1.2.1.2.1 Le marché long terme (Forward Market)

Le marché à long terme donne la possibilité à deux parties de conclure un contrat qui permettra de fournir, à une date future, une certaine quantité d'énergie, à un prix pourtant convenu à la date de la demande. Sur ce marché les participants peuvent négocier des capacités jusqu'à trois ans avant la date de livraison. En conséquence, ces prix à long terme sont basés sur les ententes entre les vendeurs et les acheteurs. Il s'agit donc d'un prix futur au comptant.

Les contrats peuvent être négociés en vente libre ou via le marché spécialisé dans les échanges futurs (*Ice Endex*). Ce qui permet aux détaillants et aux producteurs de réduire le risque lié de la volatilité des marchés au comptant. Cela leur donne également la possibilité de conclure des contrats de couverture (*hedging*). De plus, c'est au travers du marché long terme que les différents acteurs peuvent constituer leurs portefeuilles de livraisons respectifs (Demaret, s. d.).

1.2.1.2.2 Le marché court terme (Day ahead market - DAM -)

Ce marché a pour but de permettre à l'ensemble des opérateurs d'optimiser le mix de production d'électricité du marché belge et ce, un jour à l'avance (*Day-Ahead*). Les détaillants et les producteurs ont d'abord la possibilité d'acheter et de vendre des capacités de production sur la plateforme boursière belge (le Belpex), avant de remettre un portefeuille équilibré à l'opérateur du réseau de transport : Elia. En effet, les acteurs du marché doivent rendre leur planning de production la veille (à midi au plus tard) du jour de livraison. Une fois les plannings reçus, la plateforme boursière va optimiser l'ensemble de ces données afin de déterminer le prix de l'électricité pour chaque quart d'heure de la journée de livraison.

Cette optimisation est surtout rendue possible au travers du couplage des marchés au niveau de la région Europe centre-ouest. Pour autant que la capacité d'interconnexion existante soit suffisante. Le DAM est ainsi couplé, depuis sa conception, avec l'Amsterdam power exchange (APX) et le Pownext ¹²/EPEX Spot (Commission de régulation de l'élec-

12. Fondé en 2001, Pownext SAS est une entreprise française, basée à Paris et active dans toute l'Europe. Pownext développe des solutions sur mesure pour les marchés européens de l'énergie et participe à l'intégration du marché intérieur européen de l'énergie. Pownext SAS est une des filiales de l'EEX

tricité et du gaz, 28 septembre 2017). Ce couplage permet ainsi, en outre, de générer une convergence importante des prix des marchés *Day-Ahead* des pays européens. Ainsi, en 2017, les prix étaient les mêmes en France, en Belgique, aux Pays-Bas et en Allemagne 35 % du temps (Microeconomix, s. d.).

Cela assure un prix très compétitif à tout instant sous l'influence du *Merit Order*. Selon la FEBEG, il s'agit :

d'un ordre de priorité de mise en œuvre de capacités de production en fonction de la hauteur du coût marginal variable à court terme d'une unité de production (Fédération Belge des Entreprises Électriques et Gazières, s. d.-b).

Cependant, cette convergence est uniquement possible en présence d'une disponibilité des capacités d'interconnexion et, afin d'assurer cette disponibilité, il est nécessaire de prévenir la congestion du réseau électrique.

Le Tableau 1.2 résume les caractéristiques principales du marché à court terme. Il s'agit d'un marché particulièrement régulé et les commandes ne peuvent ainsi pas être passées à n'importe quel moment. De la même manière, la transaction et la livraison sont aussi encadrées par un régulateur, le European Commodity Clearing AG (ECC¹³).

Contrats négociables	Valable pour 1 heure d'une journée — 1 ^{re} heure = de minuit à 1 :00 ; — 24 ^e heure = de 23 :00 à minuit.
Ouverture des commandes	Ouvert en continu à partir de 45 jours avant la date de livraison
Fermeture des commandes	À 12 :00 la veille du jour de livraison
Heure de publication de l'optimisation	Entre 12 :55 et 13 :50
Compensation et règlement	Les informations de la transaction sont envoyées à un organisme régulateur (ECC) par la plateforme boursière pour règlement des contrats
Procédure de livraison	Une fois le contrat validé, le régulateur et les BRPs concluent un arrangement avec le(s) GRTs qui assurera la livraison à l'acheteur
Prix minimum et maximum	-500,00 €/3.000,00 €

Tableau 1.2 – Caractéristiques du marché à court terme
Source : Epex Spot, s. d.-a

Group.

13. European Commodity Clearing AG est la chambre centrale de compensation pour l'énergie et les produits liés en Europe.

1.2.1.2.3 Le marché à très court terme (Continuous intraday market (CIM))

Le marché à très court terme possède une structure similaire à celle du marché court terme. Tous deux prennent place sur la plateforme boursière belge. En fait, le Belpex organise les opérations du marché à très court terme depuis le 13 mai 2008 (Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz, s. d.-b).

Sur ce marché, des capacités de production peuvent être négociées jusqu'à cinq minutes avant que la livraison physique ne prenne place. Il permet de pallier à tout déséquilibre issu de problèmes techniques sur le réseau, de prévisions climatiques erronées (par exemple : production d'énergie renouvelable supérieure aux estimations initiales), d'une panne d'un réacteur nucléaire, etc. Depuis le 12 juin 2018, il est également possible de négocier des capacités de production provenant d'autres pays européens.

Le Tableau 1.3 présente les caractéristiques propres au marché à très court terme. On peut ainsi noter que les délais sont beaucoup plus courts que ceux en vigueur sur le marché à court terme. On passe ainsi de négociations pouvant prendre place 45 jours avant la livraison, à une vingtaine d'heures dans certains cas. Les montants de transactions sont cependant plus élevés.

Contrats négociables	Valable pour 1 heure d'une journée — 1 ^{re} heure = de minuit à 1 :00 ; — 24 ^e heure = de 23 :00 à minuit.
Ouverture des commandes	Ouvert en continu à partir de la veille du jour de livraison à 14 :00 h
Fermeture des commandes	5 minutes avant la livraison
Prix minimum et maximum	-9.999,99 €/9.999,99 €

Tableau 1.3 – Caractéristiques du marché à très court terme
Source : Epex Spot, s. d.-b

1.2.1.2.4 L'utilisation de la centrale de Coo sur le marché à très court terme

De par sa grande réactivité et flexibilité, mais également grâce à sa puissance installée, Coo est un actif de premier choix sur le marché à très court terme. En effet, la centrale peut répondre efficacement aux consignes du gestionnaire de réseau : Elia. Le GRT doit assurer en toutes circonstances l'équilibre du réseau de transport. Par conséquent, dans le cas où un déséquilibre entre l'offre et la demande est constaté, il peut demander aux producteurs d'arrêter (en cas de surplus de l'offre) ou de démarrer une ou plusieurs unités de production (en cas de surplus de la demande). C'est pourquoi, la centrale de Coo joue un rôle important en cas de déséquilibre. Grâce à sa configuration particulière, elle peut consommer le surplus de consommation, en pompant de l'eau depuis le bassin inférieur

vers les bassins supérieurs mais aussi produire en actionnant une ou plusieurs turbines afin de répondre à la demande.

En effet, sur base de la loi de l'offre et de la demande, lorsque l'offre d'un bien (ici l'électricité) augmente pour une demande qui reste constante, alors le prix de l'offre va diminuer jusqu'à rencontrer, à nouveau, une certaine demande. Coo est ainsi incité à pomper de l'eau en période du surplus d'électricité car les prix sont alors particulièrement faibles. De plus, en cas de pénurie d'électricité à la suite de l'arrêt abrupt d'un réacteur nucléaire ou si la demande est plus importante que prévu, on se trouve dans une situation où la demande est plus grande que l'offre. Dans ce cas, l'offre existante ne pouvant répondre à l'ensemble de la demande, les prix vont augmenter jusqu'à atteindre un nouvel équilibre entre l'offre disponible et la demande. Il est alors intéressant de turbiner une certaine quantité de l'eau contenue dans les bassins supérieurs afin de produire l'électricité nécessaire. De plus, la centrale de Coo étant particulièrement réactive, elle peut rapidement profiter des prix élevés issus de la pénurie. Enfin, en solutionnant le problème d'équilibre d'Elia, Coo et ENGIE reçoivent une certaine compensation (également appelés offres du GRT) (Joris, 2017).

Afin d'illustrer cette utilisation de la centrale sur le marché à très court terme, je vais présenter ci-après une situation réelle. L'ensemble de graphiques présentés provient d'une présentation du département Global Energy Management.

Le 10 janvier 2017, le quatrième réacteur de la centrale nucléaire de Doel (D4) s'était brusquement arrêté (Joris, 2017). La production passe ainsi de 1.000 MW à zéro en très peu de temps. En d'autres mots, cela signifie que le réseau électrique belge a soudainement perdu un apport de 1.000 MW et s'est retrouvé avec un déséquilibre entre l'offre et la demande. Cette modification de l'apport d'énergie de ENGIE sur le marché aurait pu entraîner de lourdes pénalités (infligées par Elia à ENGIE), pour déviation du planning de production initial (en pointillé sur le graphique). Dans cette situation, le service de dispatch de ENGIE avait deux solutions : la première consistait à accepter les pénalités et la deuxième de démarrer une autre centrale/unité de production pour compenser la perte engendrée par l'arrêt d'un réacteur de Doel. Dans la majorité des cas, il va favoriser le démarrage d'une ou plusieurs unités à Coo afin de limiter la correction de position. La centrale a ainsi agi en tant que tampon.

La Figure 1.2, ci-après, illustre ce concept : on retrouve en abscisse, le nombre de quarts d'heure dans une journée et, en ordonnée, le montant gagné ou perdu au cours de chaque quart d'heure. On peut ainsi constater que la centrale de Coo a bien dévié du planning de production au moment où le réacteur quatre de Doel s'est arrêté (flèche mauve). Ainsi, la déviation correspond à une augmentation du revenu (flèche verte sur le graphique du bas) qui correspond à la même période de pénurie (restauration de l'équilibre). Enfin, on peut constater que la centrale de Coo a légèrement dévié de son planning initial de production pour le reste de la journée après la panne à Doel. En effet, l'eau turbinée pour répondre à

la demande doit être récupérée. Tout d'abord, la centrale n'est plus à même de respecter le planning initial car il ne lui reste plus la capacité d'eau nécessaire dans ses bassins supérieurs. Ce qui engendre déjà une première perte. Ensuite, le service de dispatch a dû pomper pour récupérer la quantité d'eau utilisée, en plein après-midi et à prix forts, ce qui entraîne ainsi une seconde perte de revenu de Coo (flèche rouge).

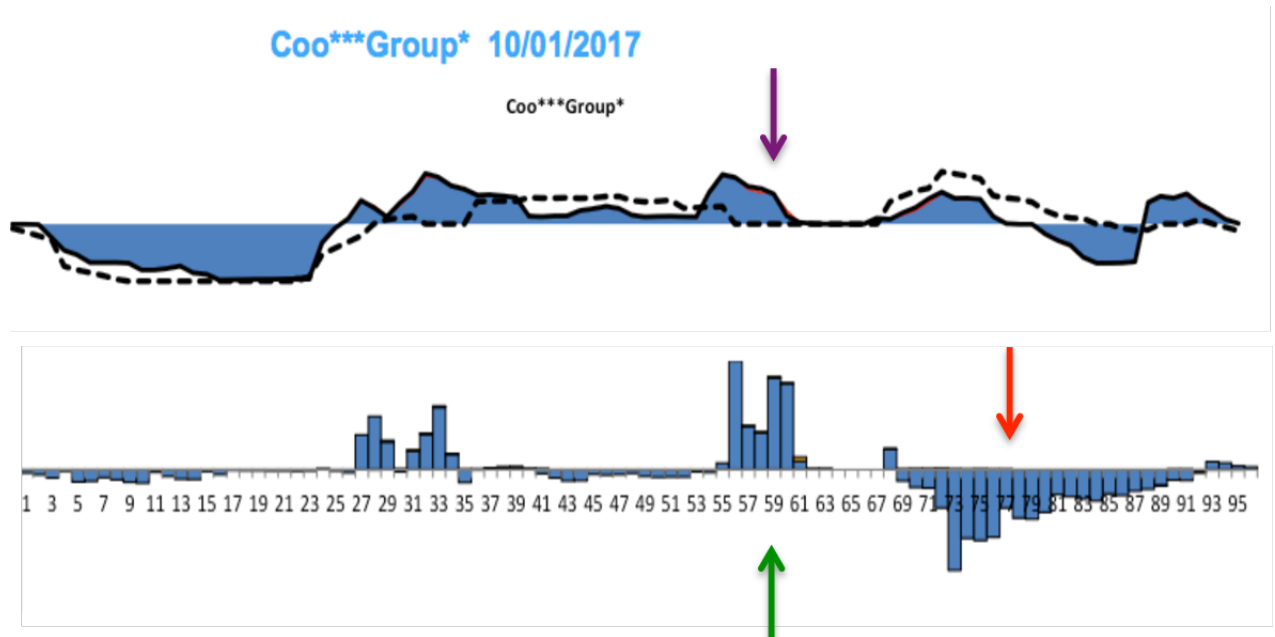


FIGURE 1.2 – La production de la centrale de Coo le 10 janvier 2017.

Source : Joris, 2017

Cette situation est un parfait exemple de transfert des prix au sein du portefeuille de ENGIE. On constate ainsi qu'à chaque fois que la centrale Coo a dévié du planning initial, le revenu de la centrale en a été plus ou moins impacté. Cela signifie que Coo, grâce à sa flexibilité, peut absorber les problèmes générés par d'autres entités du portefeuille, mais aussi profiter des opportunités issues du marché lui-même. Bien qu'ici, Coo ait été sanctionné, par la suite, par l'arrêt inopiné du réacteur quatre de Doel; le portefeuille de ENGIE n'a pas subi de pertes réelles et a simplement relocalisé sa production d'une centrale à une autre. En effet, les pertes engendrées par Coo sont bien moindres que celles créées par l'arrêt du quatrième réacteur (Joris, 2017).

En résumé, en cas de panne (> 300 MW), Coo peut agir comme un tampon entre l'événement et le marché à très court terme. Généralement, la centrale atténue cette perte de production en turbinant un volume d'eau supplémentaire. Ensuite, il revient au service de dispatch/contrôle de récupérer le niveau d'eau préalable à l'incident (en pompant le volume utilisé ou en changeant le planning initial pour ne plus turbiner le reste de la journée). Cette solution permet de limiter l'exposition de ENGIE aux prix élevés du déséquilibre.

1.2.2 Les facteurs influençant le prix de l'électricité

Les prix de l'électricité sont influencés par de nombreux facteurs qui impactent différemment l'offre et la demande. Je vais commencer par m'intéresser à l'offre. Le prix de l'électricité est influencé par, par exemple, les marchés des carburants (gaz, charbon, pétrole, etc.). En effet, cela aura un impact direct sur les centrales thermiques. De plus, le bon fonctionnement de la centrale elle-même est de première importance : les arrêts temporaires pour une révision ou les problèmes mécaniques sont à éviter. Enfin, la disponibilité de la source d'énergie renouvelable (le vent, l'eau et le soleil) est cruciale pour respecter le planning de production.

La demande, quant à elle, est principalement influencée par les saisons et la période de la journée. Mais elle est également impactée par des facteurs liés à la météo, par exemple : la température (utilisation du chauffage ou de l'air conditionné) mais aussi de la couverture nuageuse (besoin d'un apport lumineux supplémentaire). Pour terminer, l'offre comme la demande dépendent de la balance des importations et exportations entre pays frontaliers ainsi que du *Merit Order* (cf. infra 1.2.3 Merit Order). De plus, un changement au niveau des régulations, du niveau des capacités disponibles, ainsi que les développements macro-économiques ont une influence au long-terme sur les prix (Demaret, s. d.).

1.2.3 Merit Order

Étant donné, qu'il est difficile à l'heure actuelle de stocker de l'électricité, il faut qu'à tout moment le marché soit à l'équilibre, à savoir : que la demande en électricité soit égale à l'offre. En outre, il est nécessaire de prendre en compte le fait que la demande varie sur base de l'heure de la journée (pics le matin et le soir) ainsi que des saisons (besoin de chauffage en hiver et de climatisation en été). De plus, la source de la production électrique utilisée peut également affecter l'offre : certaines énergies renouvelables (éolien et solaire) fluctuent quotidiennement et de façon saisonnière (par exemple : production solaire plus importante en été).

Ces différents paramètres propres au secteur de l'électricité (par exemple : des structures de coûts fondamentalement différentes d'une centrale à l'autre) ont influencé le choix du mécanisme de détermination des prix sur les marchés. C'est pourquoi ce mécanisme est basé sur le concept du « *Merit Order* » :

Le merit order est un ordre de priorité de mise en œuvre de capacités de production en fonction de la hauteur du coût marginal variable (coût de maintenance, coût de l'énergie primaire, etc.) à court terme d'une unité de production (Fédération Belge des Entreprises Électriques et Gazières, s. d.-b).

Le prix du marché est défini par les coûts marginaux variables (à court terme) de la dernière unité qui est entrain de produire afin de répondre à la demande.

La figure 1.3 illustre la situation suivante : la production éolienne ainsi que la production nucléaire sont insuffisante(s) pour satisfaire la demande. Il est donc nécessaire de démarrer une centrale au gaz. Le prix du marché naîtra donc à l'intersection du prix

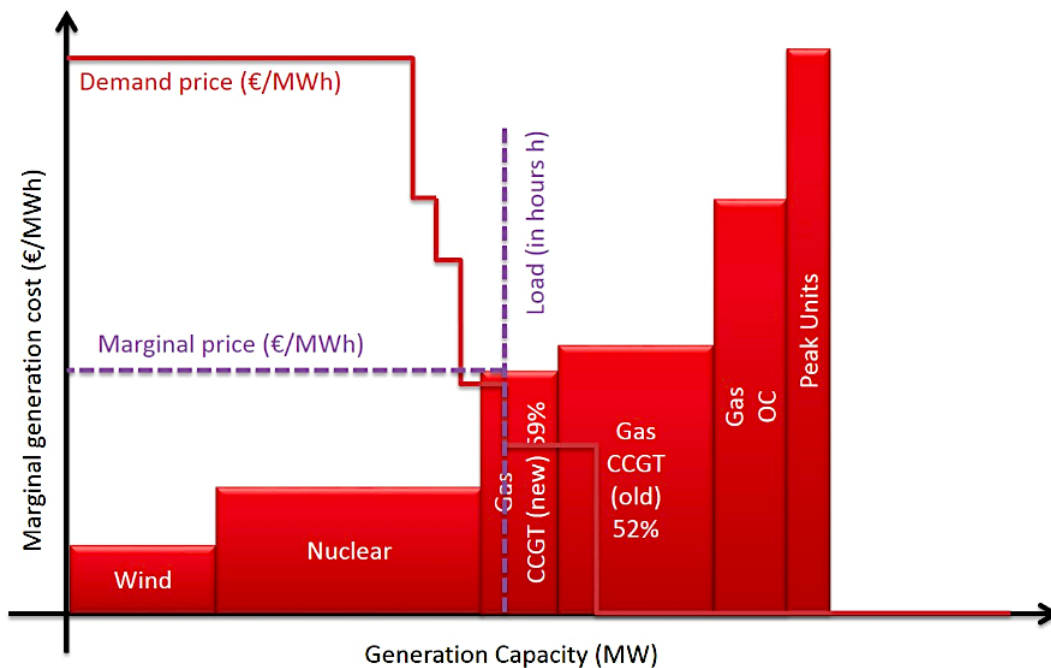


FIGURE 1.3 – Illustration simplifiée du principe de l'ordre de mérite (Belgique).

Source : Fédération Belge des Entreprises Électriques et Gazières, s. d.-b

marginal propre aux centrales à gaz et du prix de la demande. Il va alors s'appliquer à l'ensemble des unités de production utilisées. Le revenu d'une unité de production est issu de la différence entre les coûts variables de l'unité et le prix du marché. Ce revenu doit servir, entre autres, à couvrir les coûts d'investissement.

L'éolien et le solaire possèdent des coûts marginaux bas et se trouvent tout au début du *Merit Order*. En d'autres mots, lorsque ces unités sont disponibles (présence de soleil et de vent), elles tournent. En deuxième position, on trouve les centrales hydrauliques et biomasse. Suivent, les unités nucléaires. Cependant, il est important de garder à l'esprit que ce placement est aussi fonction du prix des émissions de CO₂ et du prix du gaz :

- dans le cas où les prix des émissions de CO₂ bas et du charbon sont bas, les centrales au charbon passeront devant les centrales au gaz ;
- si le prix du gaz est bas et les prix des émissions de CO₂ sont élevés, les centrales au gaz passeront cette fois devant les centrales au charbon.

Les centrales de pointe sont à la fin du *Merit Order*, elles sont censées couvrir des pics de demande rares (par exemple un jour d'hiver exceptionnellement froid). Elles sont souvent alimentées au diesel ou à l'essence et possèdent donc les coûts d'exploitation les plus élevés (Next Kraftwerke Belgium, s. d.).

1.2.4 Les prix et les tarifs de déséquilibre

Pour terminer, une des particularités du marché électrique est qu'il s'agit d'un marché physique qui doit être à l'équilibre à chaque instant. L'électricité, une fois produite, peut

être injectée sur le réseau de distribution (moyenne et basse tension) ou directement sur le réseau de transport (haute tension). Cependant, il revient surtout aux gestionnaires de ce dernier d'assurer l'équilibre général entre les injections et les prélèvements. Cette réflexion peut, également, s'appliquer pour le réseau gazier. Les Gestionnaire de réseau de distribution (GRD) sont responsables de la gestion et de l'amélioration des réseaux de distribution à moyenne et basse tension pour l'électricité et moyenne et basse pression pour le gaz (ex. : ORES¹⁴ en Wallonie). Deux GRT sont présents en Belgique et tous deux profitent d'une position monopolistique : un pour l'infrastructure de transport du gaz et un pour l'infrastructure électrique. Fluxys Belgium opère les infrastructures de transport de gaz à haute pression (Fluxsys, s. d.). Elia est responsable de l'exploitation du réseau de transport de l'électricité à haute tension de 30.000 à 380.000 volts (Elia, s. d.-j).

Ainsi, le gestionnaire peut acquérir des réserves auprès de BRP ou d'agréateurs en payant des frais de réservation pour disposer de capacités de réserve (cf. infra 1.4.2.2.2 La fourniture de services auxiliaires à Elia en page 34). L'intérêt est d'assurer, à chaque instant l'équilibre du réseau. Cependant, il est à noter que la CREG encadre la fixation des tarifs aussi bien dans le cas des GRD que des GRT (Fédération Belge des Entreprises Électriques et Gazières, s. d.-a).

1.2.4.1 Les prix de déséquilibre

Un prix de déséquilibre est appliqué par le gestionnaire du réseau (Elia) si les injections ne sont pas égales aux prélèvements dans la zone de solde de la partie responsable de l'accès (Elia, s. d.-i). Pour assurer que les différents participants au marché respectent l'équilibre à tout instant, le gestionnaire impose un tarif spécifique à cette stabilité. En contrôlant les données de comptage et de nomination, Elia peut ainsi s'assurer tous les quarts d'heure que chacun veille au bon équilibre. En effet, tous les négociants en énergie sont obligés de désigner leurs positions physiques (prévisions, plans de production, échanges) auprès des GRT locaux pour midi la veille du jour de livraison.

Les prix de déséquilibre sont publiés par Elia et ce dès le quart d'heure auquel il se rapporte écoulé. Ces prix reflètent la pénalité ou le revenu supplémentaire que les parties prenantes au marché de l'électricité doivent payer. Ces participants sont en effet responsables pour l'équilibre entre la quantité d'énergie produite en temps réel et celle consommée dans leur périmètre. Plus il est difficile de maintenir l'équilibre, plus les prix du déséquilibre augmentent (consommation excessive, production insuffisante) ou baissent et peuvent même devenir négatifs (production excessive et consommation insuffisante)¹⁵. En d'autres mots, en Belgique, les prix de déséquilibre sont calculés sur la base du prix marginal de la capacité de réserve activée (pour combler le déséquilibre) (GEM, 2019).

14. Fondé en 2008, ORES est le premier opérateur de réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel de Wallonie.

15. Le prix de déséquilibre peut donc être positif, négatif ou nul.

1.2.4.2 Les tarifs de déséquilibre

En temps réel, les GRT facturent ou rémunèrent les acteurs du marché, selon s'ils sont *short* (manque d'offre par rapport à leur désignation) ou *long* (excédent). Le montant dépend également de l'état de l'ensemble du système (*short* ou *long*) : Elia va ainsi activer en premier lieu la capacité de réserve pour rééquilibrer le réseau.

Si le réseau est court, des réserves positives doivent être activées et le prix du déséquilibre tend à être élevé. Si le réseau est long, une réserve négative doit être activée et le prix du déséquilibre tend à être faible. Les opérateurs de marché (*traders*) ayant des positions courtes se voient facturer le prix du déséquilibre lors de l'achat d'énergie d'équilibrage positive. Tandis que les opérateurs de marché, ayant des positions longues, reçoivent le prix du déséquilibre pour la vente d'énergie d'équilibrage négative.

Ces paiements sont appelés prix de règlement de déséquilibre et sont alloués après chaque quart d'heure, au cours du processus de règlement. De plus, ils sont également basés sur les prix d'équilibre sous-jacents du marché afin d'inciter les acteurs du marché à assumer la responsabilité de l'équilibrage. Ils doivent ainsi assurer à tout moment un équilibre entre l'offre et la demande de manière à minimiser les écarts globaux du système. Pour le GRT, ce processus devrait être un jeu à « somme nulle » dans lequel il n'a aucun intérêt financier (n'en tire pas profit) et ne supporte aucun risque.

Cela est dû en partie à des problèmes de congestion sur le réseau électrique belge. La production éolienne en Allemagne ainsi que la production nucléaire française font que beaucoup d'énergie est injectée sur le réseau ce qui tend à bloquer les connexions internationales (depuis et vers l'Allemagne, les Pays-Bas et la France par exemple) (Engie NextFlex, 2017).

1.2.4.3 Les revenus des déviations *Intraday*

Les tarifs du déséquilibre imposés par Elia peuvent, quand les conditions le permettent, se transformer en revenu pour les producteurs d'électricité (ex. : ENGIE). Ainsi tous les acteurs du marché ont tout intérêt à toujours se situer du « bon côté » du déséquilibre. En effet, si les prix du déséquilibre sont positifs parce que Elia identifie un manque de puissance sur le réseau (*short*), ENGIE peut produire un peu plus qu'initialement prévu. Ainsi, l'entreprise peut profiter d'un revenu de déséquilibre en *Intraday*. Dans le cas contraire, si Elia a trop de puissance à disposition et que les prix sont négatifs, ENGIE favorisera l'arrêt d'une unité ou d'une centrale.

1.3 Présentation de l'entreprise

1.3.1 L'entreprise

ENGIE sa est une multinationale française active dans le milieu de l'énergie et plus précisément dans les secteurs de l'électricité, du gaz et des services à l'énergie. C'est d'ailleurs le premier producteur indépendant d'électricité dans le monde et le premier importateur de gaz liquéfié en Europe (Engie, s. d.-a).

La société voit ses origines remonter au 19^e siècle et est aujourd'hui le fruit de nombreux rapprochements entre les grands noms de l'industrie belge et française, tels que la Société générale de Belgique, la Compagnie universelle du canal maritime de Suez, la Société Lyonnaise des eaux et de l'éclairage et Gaz de France.

La structure actuelle de l'entreprise remonte à la fusion de SUEZ et de Gaz de France qui donnera naissance en 2008 au groupe GDF SUEZ, groupe qui changera de nom en 2015 pour devenir ENGIE. Ce changement s'inscrit dans la ligne d'un plan de communication plus global et d'une volonté d'augmenter l'empreinte du groupe au niveau international. Le groupe est détenu au 30 juin 2017 à la hauteur de 28,7 % du capital par l'État français (economie.gouv.fr, s. d.).

En Belgique, le groupe est présent au travers de sa filiale belge, à savoir Electrabel. La société fut initialement fondée le 8 août 1905 sous le nom de la Société d'Électricité de l'Escaut qui, à la suite de plusieurs fusions, est devenue la plus importante entreprise énergétique belge. Son nom changera en 1990 pour devenir Electrabel et finalement, GDF Suez rachètera 100 % des parts le 10 juillet 2007 (Engie Electrabel, s. d.).

1.3.2 Vision et mission

Bain and Company (Bain & Company, 2018) définit la vision d'une entreprise comme suit : « A Vision Statement describes the desired future position of the company ». ENGIE décrit sa vision sur son site internet : « notre ambition : devenir leader mondial de la transition zéro carbone » (Engie, s. d.-d).

Quant à la mission de l'entreprise, ENGIE définit son business et nous fait part de ses objectifs, à savoir :

ENGIE inscrit la croissance responsable au cœur de ses métiers (électricité, gaz, services à l'énergie) pour relever les grands enjeux de la transition énergétique vers une économie sobre en carbone : l'accès à une énergie durable, l'atténuation et l'adaptation au changement climatique et l'utilisation raisonnée des ressources (Engie, s. d.-a).

1.3.3 Activités et produits

ENGIE est active principalement dans trois métiers : l'électricité, le gaz et les services à l'énergie (Engie, s. d.-a).

La présence sur le secteur électrique est probablement le métier le plus connu de l'entreprise chez nous. Aujourd'hui le groupe possède une capacité de production électrique de 115,3 GW, avec un souci particulier pour la production issue des énergies renouvelables, moins émettrices de CO₂. Les 22 % des capacités électriques du groupe sont issus de solutions renouvelables, telles que l'hydraulique, suivi par l'éolien, le solaire, la biomasse et la géothermie.

À côté de la production électrique, ENGIE est également active dans le secteur du gaz, principalement le gaz naturel (sous forme liquéfiée) et le biogaz/biométhane. Il s'agit là d'un des chevaux de bataille de l'entreprise. « Depuis soixante-dix ans, le gaz est dans l'ADN d'ENGIE et il reste aujourd'hui au cœur de la stratégie du groupe dans la révolution énergétique que nous vivons » (Gaz d'aujourd'hui, 2017, 1, p. 6), tels sont les mots de M^{me} Isabelle Kocher¹⁶ justifiant ainsi la place importante du gaz dans la stratégie du groupe. De plus, le groupe est le premier réseau de distribution ainsi que le premier vendeur de capacités de stockage de gaz naturel en Europe. ENGIE opère également dans le domaine du biométhane, présenté comme l'énergie de l'avenir. En effet, sur le marché français, le groupe est le seul à être présent à chaque étape de la fabrication.

Enfin, le troisième métier de ENGIE concerne les services à l'énergie. Le groupe propose des prestations dans des secteurs techniques variés (ex. : le pilotage de la performance énergétique, le génie électrique et climatique, la maintenance industrielle, etc.). L'entreprise est active aussi bien dans Business to Business, relations entreprises - entreprises (B2B) et le Business to Consumer, relations entreprises - consommateurs (B2C), que dans le Business to Government, relations entreprises - pouvoirs publics (B2G) au travers son réseau de filiales ; le groupe étant le premier fournisseur de services d'efficacité énergétique dans le monde (Engie, s. d.-g).

1.3.4 Indicateurs de performance clés

Comme toute multinationale, ENGIE peut être caractérisée par un certain nombre d'indices de performance. Dans le « Rapport d'activité et états financiers consolidés annuels 2018 » du 28 février 2019, ENGIE présente un chiffre d'affaires au 31 décembre 2018 de 60,6 milliards d'euros avec une croissance brute de 1,7 % et une croissance organique de 1,7 % par rapport à l'année 2017. Le Bénéfice avant intérêts, impôts, dépréciation et amortissement (BAIIDA)¹⁷ de la période s'élève à 9,2 milliards d'euros, en hausse de 0,4

16. Femme d'affaires française (1966 -), Directeur général (Chief executive officer - CEO -) de Engie SA depuis 2016.

17. Le BAIIDA (Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization — EBITDA — en anglais) est une mesure de la performance opérationnelle d'une entreprise.

% en brut et de 4,7 % en organique, par rapport à 2017 (Engie, s. d.-c, p. 7,8).

Le groupe a dédié 14,7 milliards d'euros d'investissement à la croissance sur la période 2016-2018. En outre, le groupe est actif dans 70 pays au travers de 153.090 collaborateurs, dont 1.100 chercheurs experts (Engie, s. d.-c).

En Belgique, au 31 décembre 2018, ENGIE contrôlait 51,52 % des parts du marché de l'électricité et 48,81 % du marché du gaz. Il est à noter cependant que la part de marché varie fortement d'une région à l'autre. Par exemple, pour le marché de l'électricité, on passe de 65,11 % à Bruxelles contre 43,39 % en Flandre et 45,46 % en Wallonie (Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz, s. d.-a).

1.3.5 Concurrence

Pour ce point, je vais me limiter aux concurrents de ENGIE Electrabel actifs sur les marchés de l'électricité et du gaz et présents en Belgique.

Sur le marché belge des fournisseurs d'électricité, ENGIE Electrabel est actif sur tous les segments du marché (particuliers, Petites et moyennes entreprises (PME), industriels, institutions publiques, etc.) et se positionne comme étant le leader historique dans les 3 régions du pays comme décrit au point précédent (cf. supra sous-section 1.3.4 Indicateurs de performance clés en page 20) devant des entreprises telles que Électricité de France (EDF), Luminus¹⁸, ENI¹⁹, Essent²⁰ et Lampiris²¹ qui possèdent des parts de marché variables entre le nord et le sud du pays. L'entreprise n'est pas réellement menacée par les fournisseurs alternatifs d'électricité (possédant leurs propres panneaux solaires ou des éoliennes) et propose généralement, au travers de son service à l'énergie, de revendre le surplus produit sur son réseau.

Concernant le secteur belge des fournisseurs de gaz, ENGIE Electrabel est une fois encore en tête de par son statut historique de distributeur et on retrouve à sa suite les mêmes quatre entreprises avec l'apparition de Octa+²² qui termine le peloton de tête pour la région Bruxelles-Capitale.

18. Entreprise française active dans les secteurs de l'électricité et du gaz. Existe sous sa forme actuelle depuis 2011. Deuxième fournisseur d'énergie en Belgique.

19. Entreprise italienne fondée en 1953, active dans les secteurs du pétrole, de la pétrochimie et de l'électricité.

20. Filiale belge fondée en 1999 du groupe allemand Innogy S.E.. Groupe qui faisait partie jusqu'en 2016 du titan allemand de l'énergie : RWE AG. Essent est active dans les secteurs de l'électricité et du gaz.

21. Entreprise belge fondée en 2003, active dans les secteurs du gaz et de l'électricité, du chauffage et de l'isolation. Renommée Total Spring après son rachat par le groupe français Total en 2017.

22. Entreprise belge fondée en 1881 et initialement active dans l'enlèvement des immondices. Depuis 1945 elle est présente sur le marché de la distribution du mazout avant de se lancer en 2013 dans les secteurs des énergies renouvelables, du gaz et du carburant.

1.3.6 Environnement direct de la gestion de projet

Dans le cadre de ma gestion de projet, j'ai été assignée au département *Projets entités Awirs-Hydros* et plus précisément à la centrale d'accumulation par pompage de Coo-Trois-Ponts. Le site fait partie d'ENGIE Génération Europe, une des 23 unités opérationnelles du groupe. La section Hydro compte, en plus de la centrale de Coo, plusieurs centrales hydrauliques au fil de l'eau²³ et des centrales de barrage²⁴ dans le sud-est de la Belgique (Engie, s. d.-f).

ENGIE Electrabel définit une centrale au fil de l'eau comme suit :

Une centrale au fil de l'eau se situe le long d'un cours d'eau endigué. Elle a une faible hauteur de chute (de 3 à 20 m). Le volume et la vitesse du flux de l'eau passant à travers les turbines dépend du débit de la rivière (Engie, s. d.-f).

Alors qu'une centrale de barrage commence par accumuler une grande quantité d'eau au sein d'un lac artificiel. En effet, la puissance de la centrale dépend de la hauteur de chute et du débit de l'eau quand celle-ci passe au travers de la turbine située soit au pied du barrage (ex. : Bütgenbach), soit plus en aval (ex. : Robertville). Une fois sortie de la centrale, l'eau rejoint alors le cours inférieur de la rivière (Engie, s. d.-f).

La Figure 1.4 ci-après présente la majorité des centrales hydroélectriques et par pompage mais aussi les barrages appartenant à ENGIE Electrabel et qui sont situées au sud-est de la Belgique. On peut ainsi noter que les barrages sont installés le long la Warche et de l'Amblève, tandis que les centrales hydroélectriques sont uniquement localisées sur l'Amblève et la Semois (la Vierre).

À ce jour, Coo compte 30 employés répartis entre les différentes professions (les électriciens, mécaniciens et les ingénieurs du génie civil). Le personnel du site de Coo supervise et assure également de la maintenance des plus petites centrales.

1.4 Étude des différentes technologies de stockage et l'avantage concurrentiel d'une centrale de pompage-turbinage

1.4.1 Le stockage d'électricité

Cette section se divise au travers de la littérature en deux grandes parties. Je me concentrerai en premier lieu sur les différents types de stockage d'électricité existants ainsi qu'aux limitations et à leur évolution au cours de ces dernières années. Ceux-ci ont en effet pris de l'importance afin de pouvoir un jour pallier à l'intermittence des énergies renouvelables. Je m'intéresserai par la suite aux coûts ainsi qu'aux revenus liés au stockage. Dans cette partie, je ferai également état des barrières au développement du stockage. Je

23. ENGIE Electrabel possède deux centrales au fil de l'Amblève : Coo dérivation (0,40 MW) et Stavelot (0,12 MW). Leur production annuelle moyenne est égale à 1 200 MWh et 500 MWh. ENGIE possède les centrales hydroélectriques de Cierreux (0,10 MW), La Vierre (1,90 MW) et Orval (Semois) (0,05 MW) et la centrale de Bardonezz (0,035 MW).

24. ENGIE Electrabel possède deux centrales de barrage sur la Warche : Bütgenbach (1,80 MW), Bévercé-Robertville (9,20 MW) et une sur l'Amblève : Lorcé-Heid-de-Goreux (8,10 MW). Ces centrales ont une production annuelle qui s'élève respectivement à 2.000 MWh, 25.000 MWh et 30.000 MWh.

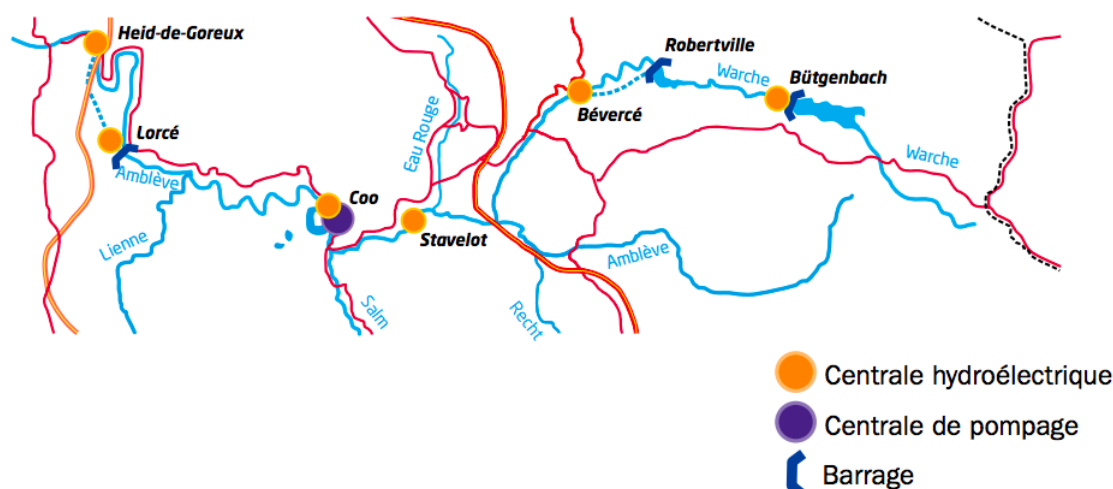


FIGURE 1.4 – Les centrales hydroélectriques du sud-est de la Belgique
Source : Engie, s. d.-f, p. 20

traiterai d'abord des barrières spécifiques à la Belgique et ensuite aux barrières spécifiques au développement de certaines technologies.

1.4.1.1 Les technologies existantes

1.4.1.1.1 Le stockage hydraulique (pompage-turbinage)

Le stockage par pompage-turbinage consiste à pomper de l'eau, aux moments où la demande d'électricité est minimale (ex. : la nuit), à partir d'un ou plusieurs bassins inférieurs pour la stocker dans un ou plusieurs bassins d'accumulation. Cette quantité d'eau stockée pourra ensuite être utilisée pour produire de l'électricité lorsque la demande est importante (ex. : le matin) en turbinant l'eau contenue dans le(s) bassin(s) supérieur(s). Les centrales qui exploitent ce principe sont également connues sous l'appellation de stations de transfert d'énergie par pompage²⁵ (Connaissance des Énergies, 2013b).

D'un point de vue énergétique, en phase turbinage, l'énergie est d'abord sous forme d'énergie potentielle en raison de la différence de hauteur entre les bassins inférieurs et supérieurs (principe de l'énergie gravitaire), avant d'être convertie en énergie cinétique et par la suite en électricité grâce à l'usage d'alternateurs.

Il est important de garder à l'esprit que la quantité d'énergie stockable résulte directement de la différence de hauteur entre les deux réservoirs de même que du volume du plus petit des bassins d'accumulation. En résumé, étant donné la faible densité énergétique²⁶ des Steps, pour être à même de stocker une quantité importante d'énergie, il faut pouvoir disposer d'une étendue d'eau suffisante (Connaissance des Énergies, 2013b), le rendement

25. Les stations de transfert d'énergie par pompage sont également connues sous l'appellation Stations de transfert d'énergie par pompage (Step).

26. La densité d'énergie est la quantité d'énergie stockée dans un système ou une région d'espace donnée par unité de volume.

moyen de cette technologie est d'environ 75 %.

On trouve les premières traces de ce type de stockage au 19^e siècle (1890) dans les Alpes où le relief est naturellement favorable à cette technologie (Connaissance des Énergies, 2013b). Mais ce n'est réellement qu'à partir des années 70 que le pompage-turbinage a pris son essor en tant qu'unités de secours en cas de problème au niveau des unités nucléaires. C'est d'ailleurs pour cette raison que trois centrales de pompage-turbinage ont été construites en Belgique et sont toujours exploitées à l'heure actuelle par ENGIE Electrabel et Lampiris (Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz, 2015). ENGIE Electrabel opère ainsi deux centrales à Coo : Coo I (3 unités x 158 MW) et Coo II (3 unités x 230 MW)²⁷(Engie, s. d.-f). Lampiris gère la centrale de la Plate Taille sur le site des lacs de l'Eau d'Heure (4 unités pour un total de 140 MW) (Lampiris, 2016).

L'Agence Internationale pour l'Énergie (AIE ou IEA en anglais) estimait qu'à travers le monde la puissance installée en termes de pompage-turbinage égalait 172 GW, en 2017 (International Energy Agency, 2019), avec en tête des pays comme la Chine qui possède à elle seule une capacité de 28,49 GW (International Hydropower Association, 2019).

1.4.1.1.2 Le stockage mécanique

Le stockage mécanique comprend deux technologies : à air comprimé ou CAES (compressed air energy storage) et volant d'inertie.

Le stockage à air comprimé repose sur le principe de l'élasticité des gaz. On utilise un gaz (ex. : air) qui aura été préalablement comprimé à très haute pression (entre 100 et 300 bars) et puis stocké dans un réservoir dans le but de le faire passer au travers d'une turbine où il va se détendre. On couplera au préalable la turbine à un alternateur afin de produire de l'électricité au moment opportun (IFP Energies Nouvelles, s. d.). Le volume de l'espace clos et la pression appliquée détermineront la quantité d'énergie qui pourra être stockée. Comme dans le cas du stockage hydraulique, cette technologie requiert un volume fermé important afin de stocker une grande quantité d'énergie. Lors des pointes de consommation, le gaz comprimé est libéré pour actionner les turbines. Celles-ci entraînent des alternateurs qui produisent ainsi de l'électricité. Enfin, le stockage à air comprimé présente l'alternative la plus réaliste aux centrales à pompage-turbinage. En effet, les centrales CAES peuvent également servir à équilibrer les prix et à intégrer au mieux les énergies renouvelables (Energy Storage Association, s. d.).

La première application de grande ampleur basée sur ce concept date de 1978. On avait alors converti une ancienne mine de sel à Huntorf (Allemagne) en deux cavités d'un volume total de 300.000 mètres cubes, situées entre 650 et 800 mètres de profondeur (IFP Energies Nouvelles, s. d.). Grâce à un rendement de 42 % (cf. supra 1.3 Caractéristiques du marché à très court terme en page 12), la centrale construite sur le site est à même

27. Le site de Coo possède une puissance maximale en mode turbine égale à 1164 MW et une puissance en mode pompe égale 1035 MW.

d'injecter, durant au moins 2 heures, 320 MW sur le réseau (Hauet, 2016).

Il est intéressant de noter que le stockage mécanique par air comprimé est une technologie dite mature, des projets novateurs s'intéressent à la conversion de nouveaux espaces situés au niveau du sol ou en mer en réservoir. Des recherches sont également menées en ce qui concerne la chaleur nécessaire à l'expansion grâce à l'utilisation de sources de chaleur externes (ex. : stocker la chaleur émise lors de la compression afin de s'en servir durant la phase d'expansion - principe adiabatique) (Commission de régulation de l'électricité et du gaz, 23 avril 2015). De plus, bien que toujours au stade du prototype, des systèmes Compressed air energy storage (CAES) isothermes (à température uniforme et constante) sont mis au point dans le but d'augmenter l'efficacité jusqu'à atteindre 95 %. Ce procédé consiste à extraire la chaleur du gaz durant la phase de compression. C'est sur ce point qu'il diffère d'un système adiabatique car celui-ci extrait la chaleur après la compression (Connaissance des Énergies, 2013a).

Le stockage mécanique sous forme de volant d'inertie consiste à mettre en mouvement grâce à de l'électricité un disque lourd. Freiner le disque, alors que celui-ci tourne à très grande vitesse (jusqu'à 20.000 t/min), permet de produire de l'électricité. Dans le cas de ce procédé, l'énergie est dite stockée sous forme cinétique.

Bien que cette technologie est utilisée couramment, son usage se limite principalement aux moteurs et appareils de production d'énergie qui servent à court terme à réguler et à optimiser les systèmes énergétiques (Hauet, 2016).

Un exemple de ce type d'applications directement raccordé au réseau, se situe à Stephantown (état de New York, USA). Depuis 2011, 200 volants d'inertie fournissent une puissance totale de 20 MW et sont à même de stocker 5 MWh en un quart d'heure (avec 85 % de rendement) (U.S. Department of Energy, s. d.).

1.4.1.1.3 Le stockage chimique (power to gas)

Dans ce cas du stockage chimique, on se sert de l'électricité pour produire du méthane CH_4 ou du dihydrogène H_2 (par électrolyse²⁸) qui pourront par la suite être stockés en grandes quantités ou bien être injectés dans le réseau de transport du gaz naturel²⁹. Dans le cas présent, on transforme de l'hydrogène en CH_4 grâce à un apport de CO_2 , au travers du processus de méthanisation³⁰ : $\text{CO}_2 + 4 \text{H}_2 \longrightarrow \text{CH}_4 + 2 \text{H}_2\text{O}$ (Huart & Cech, 2015).

Il est également possible de fournir des carburants neutres en CO_2 sous la forme du mélange gazeux à base d'énergies renouvelables obtenu à partir d'hydrogène et de méthane

28. Dissociation chimique de certaines substances par le passage d'un courant électrique. (Larousse, 2019).

29. S'il convient de limiter la concentration maximale de l'hydrogène injectée dans le réseau de transport du gaz (max. 10 %), la concentration de méthane injectée ne souffre pas de limitation.

30. Dans le cas présent, la méthanisation est un processus qui permet la formation du méthane.

(Connaissance des Énergies, 2016).

Le gaz généré peut être utilisé comme substitut du gaz naturel ou d'autres vecteurs d'énergie fossile dans diverses applications (par exemple dans les secteurs de l'industrie, de la mobilité et du chauffage, ainsi que pour la production d'électricité). Cette technologie fait donc office de lien entre les marchés de l'électricité et du gaz (IFP Energies Nouvelles, s. d.).

L'hydrogène produit peut, ensuite, être utilisé de différentes manières. Il peut être injecté dans le réseau de gaz naturel (power-to-gas) ou il peut être reconverti en électricité (power-to-power). Enfin, il peut être utilisé à des fins de mobilité pour les voitures à hydrogène ou les carburants à faible teneur en carbone (power-to-mobility) (Power To Gas, 2015).

À l'heure actuelle, il s'agit de la seule technologie qui permette d'envisager un stockage saisonnier de l'électricité. En effet, il peut emmagasiner de l'énergie pendant plusieurs jours, voire plusieurs semaines consécutives, sans avoir besoin de libérer l'énergie stockée (Hydrogenics, s. d.).

Le projet WOMBAT est le premier projet en fonction portant sur cette technologie. Situé à Werlte dans le nord de l'Allemagne, près d'une ferme à éoliennes, il vise à démontrer les moyens de rentabiliser la technologie mais aussi d'obtenir une optimisation écologique dans l'ensemble du système énergie/mobilité. En effet, Audi AG, à l'origine de l'initiative, a investi dans le « power to gas technologie » dans le but de compenser les émissions en CO₂ des Audi g-tron³¹. L'usine pilote de Werlte, opérationnelle depuis 2013, est la première application mondiale de cette technologie à l'échelle industrielle (6 MW). Avec son rendement de 54 %, elle permet d'obtenir des résultats sur fonctionnement réel d'une telle installation (Energiespeicher, 2016).

1.4.1.1.4 Le stockage électromagnétique

Le stockage électromagnétique comprend deux technologies : le stockage d'énergie magnétique supraconductrice (Superconducting magnetic energy storage (SMES)) et le supercondensateur. Dans ces deux cas, le procédé permet de libérer une certaine quantité d'énergie sur une durée relativement courte, afin de contrer des incidents momentanés ou de supporter le réseau lors de travaux. Le rendement moyen de ces technologies est d'environ 90 %.

La première technologie consiste à stocker de l'électricité sous la forme d'un champ magnétique issu de la circulation d'un courant continu au sein d'un anneau supraconducteur qui est refroidi en continu à basse température. Une SMES typique se compose de deux parties - une bobine supraconductrice refroidie par cryogénisation et un système de conditionnement d'énergie - qui sont immobiles et offrent une fiabilité supérieure à celle

31. L'Audi g-tron est équipée d'un moteur à essence de 81 kW (110 chevaux) optimisé pour le fonctionnement au gaz naturel. Il s'agit de la toute première voiture au GNC (gaz naturel comprimé) fabriquée en série par la marque (pour les modèles A3, A4 et A5) (Audi AG, s. d.)

de nombreux autres dispositifs de stockage d'énergie. Idéalement, une fois que la bobine supraconductrice est chargée, le courant ne décroît pas et l'énergie magnétique peut être stockée indéfiniment (Superpower Inc, s. d.). À l'heure actuelle, les développements portent principalement sur des applications à plus petite échelle et des systèmes allant jusqu'à 10 MW sont disponibles dans le commerce (Barbour, 2014b).

La deuxième technologie diffère de la première par le fait, qu'ici, on stocke de l'énergie dans un champ électrostatique (à la place d'un champ magnétique) existant entre deux électrodes séparées mécaniquement par un séparateur électriquement perméable, mais reliées électriquement entre elles par un électrolyte (Experten, Energie, s. d.). En appliquant une tension au condensateur, les électrodes sont peu à peu recouvertes par une double couche de charge recouvrant leurs surfaces. La distance entre les deux couches de charge au niveau de l'électrode se réduit grandement, ce qui permet alors d'atteindre des niveaux de capacité très élevés (Electronics Notes, s. d.).

La plupart des applications actuelles reposent sur la combinaison de la technologie des supercondensateurs et des batteries, le but étant de combiner les performances énergétiques des premières avec la capacité de stockage des batteries. Il est ainsi possible de trouver dans le commerce des supercondensateurs avec des densités d'énergie de 5 Wh/kg. Expérimentalement, il existe aussi des variantes basées sur des matériaux en graphène de 28,5 Wh/kg (Barbour, 2014a).

1.4.1.1.5 Le stockage électrochimique (batteries)

Derrière le concept du stockage électrochimique se trouve une réaction électrochimique réversible. Durant la décharge, l'électrode positive consomme des électrons quand l'électrode négative produit des électrons. Un courant électrique est alors généré par le passage à travers un circuit extérieur des électrons de l'électrode négative à l'électrode positive. Durant la charge, le phénomène inverse sera observé. Si la quantité d'énergie stockable dépend de la quantité de composants actifs dans l'électrolyte, la puissance, quant à elle, est fonction de la surface des électrodes positives et négatives. C'est pourquoi, différentes technologies de batteries existent en fonction de la composition des électrodes et de l'électrolyte (Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz, 2015).

En premier lieu, considérons les batteries Sodium-Sulfur (NaS) : les plus utilisées en mode stationnaire. La nature hautement corrosive des polysulfures de sodium ne les rend pas adaptés aux applications mobiles (ex. : voitures). Ce type de batteries présente une densité d'énergie élevée, un rendement élevé ainsi qu'une longue durée de vie. De plus, elles sont fabriquées à partir de matériaux peu coûteux. Elles opèrent à haute température (300°C - 350 °C) et possèdent un taux de décharge journalier relativement important en comparaison avec d'autres types de batteries (Energy Storage Association, s. d.). Un exemple de ce genre d'applications est le projet Rokkasho Futamata (Japon). 17 batteries NaS de 2 MW chacune (avec un rendement situé entre 89 et 92 %) sont raccordées à une ferme éolienne et servent à stocker l'équivalent de 245 MWh produits par les installations

adjacentes. En outre, elles sont aussi capables de fournir des services secondaires (NGK Insulators, Ltd., s. d.).

Le deuxième type de batteries est les batteries Lithium-Ion (Li-ion) qui se sont fortement développées sur les 50 dernières années. Les électrodes d'une batterie lithium-ion sont constituées de lithium et de carbone légers. Le lithium est également un élément hautement réactif, ce qui signifie qu'une grande quantité d'énergie peut être stockée dans ses liaisons atomiques. Cela se traduit par une densité d'énergie très élevée. Au contraire des batteries NaS, ces batteries Li-ion sont très sensibles aux températures élevées et possèdent un taux de décharge journalier particulièrement faible (Techopedia Inc., s. d.).

À l'heure actuelle, le plus grand système de stockage basé sur des batteries Lithium-Ion est le projet Laurel Mountain. Localisé à Belington à proximité d'un parc éolien de 98 MW dans l'état de Virginie-Occidentale, ce projet inauguré en 2011 comprend une unité de stockage de 32 MW/8 MWh basée sur des batteries Li-ion (Energy Storage Association, s. d.).

L'un des avantages principaux liés aux batteries se situe dans la haute densité énergétique (on ne dépend alors pas d'un site particulier). Autre avantage important par rapport à d'autres formes de stockage : le délai entre le moment où l'on décide d'investir et la mise en service de la batterie est relativement court (peut être inférieur à un an). Cela pourrait permettre, à terme, de compléter les sources d'électricité intermittente (solaire et éolien) (Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz, 2015).

Les batteries à circulation constituent le dernier type de batteries (telles que la Vanadium Redox). Il s'agit d'une technologie sensiblement moins mature basée sur un design différent. La batterie fonctionne sur un principe similaire à celui des batteries classiques, mais a la particularité de séparer les matériaux actifs de la région où le courant électrique est généré. Elle comprend deux électrolytes liquides qui sont stockés dans deux réservoirs distincts (l'un étant l'électrolyte positif et l'autre le négatif). Les électrolytes sont alors pompés dans la cellule pour produire de l'énergie. Lorsque les électrolytes liquides sont injectés dans la cellule, une réaction électrochimique (oxydation-réduction ou redox) se produit, avec un mouvement d'électrons le long du circuit électrique, car un échange d'ions à travers la membrane permet de maintenir la neutralité de charge entre les différentes solutions ioniques (Cunha, Martins, Rodrigues & Brito, 2014).

Compte tenu de leur faible densité énergétique (par rapport aux batteries conventionnelles), les Vanadium redox flow battery (VRFB) sont particulièrement adaptés au stockage d'énergie fixe important, dans des situations où le volume et le poids ne sont pas des facteurs limitants. Un exemple d'application de ce type de technologie à grande échelle existe au Japon. Le projet *Tomamae* inauguré en 2005 à Hokkaido à proximité d'une ferme à éoliennes de 30,6 MW, afin de réduire les fluctuations de la production, repose sur cette technologie. La capacité totale de batteries est de 4 MW/6 MWh (Morozumi, 2009).

Le tableau 1.4 *Caractéristiques techniques propres à différentes technologies de stockage* en page 30, ci-après, résume les puissances instantanées, les durées de charge et de décharge, la vitesse de réaction, le rendement, la durée de vie maximale et la maturité propre aux différentes technologies de stockage présentées précédemment.

Cela permet, également, la comparaison entre ces technologies, comme, par exemple, le niveau de maturité allant de faible à très élevée. Des évolutions sont donc à attendre dans un futur relativement proche pour certaines technologies qui ne sont pas encore considérées comme étant tout à fait matures à l'heure actuelle. Certaines pourront également profiter des économies d'échelles de même que de la continue progression des techniques qui amèneront toutes deux des réductions de coûts dans les années à venir (Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz, 2015).

	Puissance instantanée en MW	Durée de charge et de décharge	Vitesse de réaction	Rendement	Auto décharge par jour	Densité énergétique en Wh/l	Densité énergétique en W/l	Durée de vie maximale	Maturité
Pompage-turbinage	1 à 5,000	1 h à plusieurs jours	sec-min	50-85 %	0 %	0,2-2	0,1-0,2	20 à 60 ans	très élevée
Air comprimé	1 à 2,000	1 h à plusieurs jours	sec-min	40-90 %	0 %	2 à 6	0,2 à 0,6	20 à 40 ans	élevée
Volant d'inertie	0,001 A 10	secondes à heures	< sec	70-95 %	1,2 à 100 %	20-80	5,000	1,000,000 cycles ou 20 ans	moyenne
Power-to-gas	0,01 à 1,000	secondes à mois	sec-min	20-65 %	0-4 %	600	0,2-20	5 à 30 ans	faible
SMES	0,1 à 10	msec à minutes	< sec	80-97 %	0-15 %	6	2,600	100,000 cycles ou 40 ans	moyenne
Super condensateur	0,01 à 10	msec à minutes	< sec	80-99 %	20-40 %	10-20	120,000	500,000 cycles ou 40 ans	moyenne
Batterie NaS	0,05 à 1000	secondes à 8 h	< sec	70-90 %	0,05-20 %	150-300	120-160	4,500 cycles ou 20 ans	moyenne
Batterie Li-Ion	0,1 à 98	1 min à 8 h	< sec	80-99 %	0,1-0,3 %	200-400	1,300-10,000	10,000 cycles ou 20 ans	moyenne
Batterie à circulation	0,1 à 100	secondes à heures	< sec	60-85 %	0,2 %	20-70	0,5-2	14,000 cycles ou 20 ans	moyenne

Tableau 1.4 – Caractéristiques techniques propres à différentes technologies de stockage

Source :Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz, 2015, p. 17

1.4.2 Les coûts et les revenus propres au stockage

Dans un premier temps, je m'intéresserai aux coûts Capital expenditure (Capex) et Operational expenditure (Opex) liés aux technologies de stockage. Ensuite, je passerai en revue les revenus liés au stockage et à l'évolution future des prix de stockage.

1.4.2.1 Les coûts liés aux différentes technologies

1.4.2.1.1 CAPEX

Le Capex désigne les dépenses d'une entreprise en ce qui concerne les avoirs, les achats ou la maintenance et l'amélioration de bâtiments, de véhicules, d'équipements ou de terrains. Il s'agit de biens ou services physiques importants (achats ponctuels) destinés à bénéficier à l'organisation pendant plus d'un an (Maverick, 2019). Dans le cas de l'analyse des coûts liés aux technologies de stockage, on peut exprimer le Capex sur base de deux paramètres : la capacité/puissance instantanée maximale (€/kW) et l'énergie totale pouvant être stockée (€/kWh).

Le tableau 1.5 CAPEX associés aux différentes technologies en page 31 résume les coûts d'investissements des différentes technologies de stockage introduites précédemment (cf. supra 1.4.1.1 Les technologies existantes pp. 23-31). Ces coûts peuvent être exprimés en euro par kilowatt par an et en euro par kilowattheure par an, en d'autres mots, on peut décider d'utiliser l'équivalent du coût propre à une unité de puissance ou le coût propre à une unité de capacité par an. À titre d'exemple, dans le cas du pompage-turbinage, investir en termes de puissance (ex. : nouvelles turbines) coûterait en moyenne 2.681 euros par kilowatt par an. Un investissement en termes de capacité (ex. : augmenter la taille des bassins supérieurs) présenterait un coût moyenne de 132 euros par kilowattheure par an. Bien que ce type de stockage est un des plus coûteux en termes d'investissements dans les unités de puissance, c'est un des moins cher lorsqu'il s'agit des unités de capacité. Seul le power-to-gas est moins coûteux.

	CAPEX en €/kW/an	CAPEX en €/kWh/an
Pompage-turbinage	362 à 5.000	5 à 259
Air comprimé	303 à 1.501	2 à 301
Volant d'inertie	94 à 1.656	150 à 37.880
Power-to-gas	362 à 4.545	1 à 5
SMES	94 à 400	500 à 72.000
Super condensateur	76 à 380	300 à 50.000
Batterie NaS	152 à 3.000	189 à 891
Batterie Li-Io,	152 à 4.039	378 à 3.370
Batterie à circulation	152 à 3.999	76 à 1.143

Tableau 1.5 – CAPEX associés aux différentes technologies
Source : Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz, 2015

Le Capex, et plus précisément, la décision d'investir est particulièrement vitale pour une entreprise et ce, pour plusieurs raisons (Corporate Finance Institute, s. d.) :

- effets à long terme : les décisions actuelles en matière de dépenses en immobilisations auront une influence majeure sur les activités futures de la société. Cela peut également avoir un impact sur les objectifs stratégiques à long terme, ainsi que le processus de budgétisation d'une entreprise. En effet, les investissements importants nécessitent une autorisation des instances managériales avant de pouvoir prendre effet ;
- irréversibilité : les dépenses d'investissement peuvent difficilement être annulées sans que l'entreprise subisse un manque à gagner. En effet, si le coût engendré ne peut être amorti, cela entraîne des pertes substantielles. De plus, étant donné que la plupart des types de biens d'équipement sont personnalisés afin de répondre à des besoins spécifiques, le marché des biens d'équipement utilisés est généralement inexistant ;
- coûts initiaux élevés : les dépenses en capital sont généralement très coûteuses, en particulier pour certains secteurs, tels que ceux de la production, de la télécommunication, des services publics et de l'exploration pétrolière. En effet, bien que les investissements dans des actifs matériels (ex. : bâtiments, équipements, propriétés, etc.) peuvent finir par générer des avantages à long terme, ils nécessitent cependant d'importantes dépenses monétaires lors de la construction ou de l'achat. Ces coûts sont d'autant plus importants s'il s'agit d'investissements dans la technologie de pointe ;
- amortissements : à partir de leur mise en service, les immobilisations vont voir leurs valeurs décroître tout au long de leurs exploitations compte tenu des amortissements qui leur sont appliqués.

Il est important de noter que le Capex peut fortement varier d'un projet à l'autre bien qu'ils utilisent tous les deux une même technologie. Cette différence est due aux coûts de réalisation. En effet, à titre d'exemple, s'il est possible d'exploiter un relief avec une géologie favorable, il sera alors possible de réduire les coûts relatifs à la construction d'une centrale de pompage-turbinage (frais d'excavation moindres). Une réflexion similaire peut aussi s'appliquer dans le cas de la réalisation d'une unité à air comprimé (ex. : utilisation d'une ancienne mine de sel).

1.4.2.1.2 OPEX

A contrario, les coûts d'exploitation (Opex) portent sur les coûts nécessaires aux opérations quotidiennes (Maverick, 2019). Les coûts d'exploitations comprennent généralement les frais suivants : comptables, entretiens et réparations, la publicité, frais d'avocats et d'assurances, les impôts fonciers, etc. Dans le rapport annuel de n'importe quelle entreprise, on peut retrouver les coûts d'exploitation aux sections suivantes (Garcia, 2015) :

- approvisionnements et marchandises : les coûts de fabrication des produits et les coûts des services destinés à la vente ;
- services et biens divers : les coûts de vente des produits ou services ;
- rémunérations, charges sociales et pensions : frais généraux, de support et de gestion pour l'ensemble de l'entreprise ;

- charges financières : cela inclut les revenus des fonds investis et les coûts du financement des fonds empruntés, pour les entreprises qui ne sont pas elles-mêmes actives dans les services bancaires ou financiers ;
- charges d'exploitation exceptionnelles : elles peuvent inclure des gains ou pertes conséquents liés à la vente de terrains ou d'actifs importants, ou à des actions de restructuration de l'entreprise.

Le tableau 1.6 OPEX annuels de maintenance associés aux différentes technologies en page 33 résume les coûts de maintenance annuels, en euro par kilowatt, propres à l'ensemble des différentes technologies de stockage introduites précédemment (cf. supra 1.4.1.1 Les technologies existantes pp. 23-31). À titre d'exemple, dans le cas du pompage-turbinage, la maintenance des installations coûterait, en moyenne, 9,65 euros par kilowatt par an. On peut ainsi constater que cette technologie de stockage est la technologie la moins coûteuse parmi les différents types de stockage présentés.

OPEX maintenance en €/kW/an	
Pompage-turbinage	4,3 à 15
Air comprimé	2,3 à 25
Volant d'inertie	4,5 à 30
Power-to-gas	n.c.
SMES	7 à 25
Super condensateur	7 à 15
Batterie NaS	3,3 à 50
Batterie Li-ion	4,4 à 60
Batterie à circulation	3,5 à 55

Tableau 1.6 – OPEX annuels de maintenance associés aux différentes technologies
Source : Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz, 2015

1.4.2.2 Les revenus liés au stockage en Belgique

Tout d'abord, il faut préciser qu'il existe traditionnellement deux sources de revenus liés au stockage en Belgique : l'arbitrage et la fourniture de services auxiliaires au gestionnaire du réseau (Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz, 2015).

1.4.2.2.1 L'arbitrage

L'arbitrage peut être simplement résumé comme étant une activité qui vise à acheter de l'électricité lorsque celle-ci est dite « bon marché » et de la stocker/revendre lorsqu'elle est considérée comme étant « chère ». L'objectif de ces opérations étant de générer une marge positive. Sur le marché de l'électricité, l'arbitrage peut avoir lieu sur base des prix sur le marché *Day-Ahead*, le marché *Intraday* ou encore en fonction des tarifs de déséquilibre (Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz, 2015)(cf. supra 1.2.4 Les prix et les tarifs de déséquilibre en page 16).

Une marge positive n'est cependant pas suffisante pour rendre l'investissement initial rentable. En effet, il faut s'assurer que les coûts fixes (ex. : amortissements, exploitation et

maintenance) liés à l'investissement soient couverts par l'activité d'arbitrage. C'est pour-quoi, il est possible d'affirmer qu'investir dans le stockage uniquement à fins d'arbitrage ne suffira pas à générer les revenus nécessaires.

1.4.2.2.2 La fourniture de services auxiliaires à Elia

L'électricité ne pouvant pas être stockée en grande quantité, la génération doit toujours être égale à la consommation, à tout moment de la journée. Pour assurer cette réalité, le GRT doit parfois avoir recours à des réserves et à d'autres services auxiliaires. Elia définit les services auxiliaires comme étant un moyen de maintenir la fréquence et la tension et de gérer l'équilibre et les congestions (Elia, s. d.-k).

Ces services auxiliaires peuvent être résumés comme suit :

- la réserve primaire (R1) : disponible en permanence. Elle permet de gérer la fréquence et de maintenir la stabilité du réseau. Elle est basée sur la détection automatique des déséquilibres par les appareils de réglage de certaines installations et l'adaptation de leur production dans un délai de 0 à 30 secondes. Elia rémunère alors la mise à disposition de la réserve et l'activation par le GRT (Elia, s. d.-e) ;
- la réserve secondaire (R2) : comme la réserve primaire, cette réserve permet de régler l'équilibre et la fréquence sur le réseau. Les utilisateurs mettent à disposition d'Elia leurs installations contre rémunération. Activée de manière automatique à la hausse ou à la baisse, Elia peut intervenir entre 30 secondes et 15 minutes lorsqu'un problème surgit et disposera de la réserve de temps nécessaire. La rémunération est la même que dans le cas précédent (Elia, s. d.-f) ;
- a réserve tertiaire (R3) : activée manuellement par Elia, elle a pour but de permettre au gestionnaire de traiter un déséquilibre de la zone de réglage et/ou de solutionner des problèmes de congestion. Pour ce faire, Elia accorde deux rémunérations aux fournisseurs de ce service. La première porte sur la mise à disposition de la réserve et la deuxième sur l'activation (Elia, s. d.-g) ;
- le service de *black start* : on entend par *black start* le fait de démarrer certaines unités de production sans apport externe d'électricité après une panne de courant généralisée, afin de rétablir le réseau. Cette production initiale d'électricité va ainsi permettre de redémarrer une centrale plus puissante, qui à son tour, va actionner une autre centrale, jusqu'à ce que l'entièreté du réseau soit restaurée. Elia verse une rémunération fixe annuelle aux propriétaires de ces unités pour ce service indépendamment de son utilisation (Elia, s. d.-b) ;
- la compensation de pertes réseau : Elia fait également des appels d'offres d'électricité pour compenser une partie des pertes. Les offres sont accessibles à tous les fournisseurs, tant belges qu'européens (Elia, s. d.-h).

1.4.2.2.3 Évolution future des prix Elia anticipe une augmentation des besoins de réserve. Deux facteurs en particulier peuvent justifier cette estimation : l'augmentation de la production d'énergies renouvelables (éolienne et solaire) et la mise en service de deux

interconnexions en courant continu en 2018 (Nemo Link ³² et ALEGrO ³³). Il est fortement probablement que cette augmentation exercera une pression sur les prix des réserves (Elia, 2018). De la même manière, la mise à l'arrêt des centrales nucléaires belges et les quotas d'émission de CO₂ feront aussi pression sur les prix de réservation des différents types de réserves (Finance, 2019). De plus, l'évolution des prix de l'électricité (et développement du renouvelable en Europe) et du gaz sur les bourses, tout comme le maintien ou la mise hors service d'unités Combined cycle gas turbines (CCGT) ou Consolidated segmental segment (CSS) (Consolidated Segmental Segment) pourraient également impacter les prix de réservation de R3. On peut ainsi observer que ceux-ci augmentent début 2019 (Elia, s. d.-a).

1.4.3 Les barrières au développement

Dans cette section, il est nécessaire de différencier les barrières spécifiques à la Belgique mais qui impactent toutes les technologies de la même manière, et les barrières au développement spécifiques à certaines technologies mais qui sont indifférentes à la position géographique.

1.4.3.1 Barrières spécifiques à la Belgique

1. D'importants tarifs, taxes, surcharges et autres obligations imposés au stockage.

Ces paramètres diffèrent d'une centrale à l'autre, en fonction du raccordement ou non au réseau. Dans le cas des centrales directement raccordées au réseau ; les tarifs, taxes, surcharges et autres obligations imposés au stockage constituent une barrière importante au développement (Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz, 2015).

A contrario, les centrales raccordées à une unité de production sont, elles, moins impactées par ce problème et, plus particulièrement, lorsqu'il s'agit d'unités de production d'énergie intermittente (éolien et solaire). Si l'unité de stockage prélève l'électricité qui lui est nécessaire directement à la source (à l'unité de production), elle aura alors des coûts variables nuls étant donné qu'elle ne prélève pas d'énergie sur le réseau. Ce type de raccordement à une source d'énergie présente cependant une contrainte du fait de la phase de charge qui ne pourra avoir lieu que lorsqu'il y aura production d'énergie (présence de vent et/ou soleil) (Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz, 2015).

Tout comme pour le cas précédent, les centrales de stockage directement raccordées derrière le compteur ³⁴ (*behind the meter*) d'un consommateur sont impactées dans

32. L'interconnexion Nemo Link est composée de câbles sous-marins et souterrains raccordés à une station de conversion et à une sous-station électrique en Belgique et au Royaume-Uni, ce qui permet à l'électricité de circuler dans les deux sens depuis janvier 2019

33. ALEGrO ou Aachen-Liège Electric Grid Overlay est la première interconnexion électrique entre la Belgique et l'Allemagne. Les travaux ayant commencé en 2018, elle devrait être opérationnelle d'ici 2020

34. Un système derrière le compteur est une installation qui produit ou stocke de l'électricité destinée à être utilisée sur site (une maison, un immeuble de bureaux, installation commerciale). L'emplacement du système est littéralement derrière le compteur, sur la propriété du propriétaire, et pas au niveau du GRT ou d'un service public (admin, 2014)

une moindre mesure par les coûts variables. Pour cela la consommation doit être supérieure à la puissance maximum de décharge de la batterie. Grâce à cette configuration, la somme de la consommation électrique de la production et de la phase de charge de la batterie est égale à l'énergie injectée par la batterie en phase de décharge (Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz, 2015). Il s'agit alors d'une opération dite nulle : le consommateur ne paie pas la quantité d'électricité qu'il consomme étant donné qu'elle est équivalente à ce qu'il injecte sur le réseau.

Enfin, les centrales de stockage raccordées à un autoproducteur peuvent quant à elles présenter un intérêt pour leur utilisateur afin d'assurer l'équilibre énergétique du site sur lequel elles sont installées. En effet, l'exploitation de la batterie serait alors exclusivement basée sur le niveau de la consommation et de la production (Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz, 2015).

2. Des produits peu adaptés aux marchés des services auxiliaires et à la plateforme boursière du marché à court terme.

À l'heure actuelle, les centrales de stockage possèdent une offre de services limitée et cela est principalement dû au problème de régulation du rendement des phases de charge/décharge, uniquement possible en turbines, et à un volume de stockage limité. Cette limitation de l'offre porte particulièrement sur les marchés des services auxiliaires (réserves) et du Belpex (Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz, 2015).

3. Une position concurrentielle désavantageuse en matière de services auxiliaires.

Comme annoncé ci-dessus, les coûts variables (taxes, tarifs, etc.) imputés au stockage le rendent moins intéressant que la production (concurrence désavantageuse). En effet, la production doit uniquement intégrer les tarifs liés à l'injection d'électricité sur le réseau.

1.4.3.2 Barrières spécifiques aux technologies

1. Inadéquation entre des coûts fixes à long terme et des revenus variables de visibilité de plus en plus à court terme.

Comme illustré à la section 1.4.2.1 Les coûts liés aux différentes technologies (page 31) Les coûts liés au stockage, les coûts d'investissement (CAPEX) de certaines technologies peuvent être assez élevés. Cependant, sur base de la technologie considérée, la durée d'amortissement de ces coûts d'investissement peut varier grandement. À titre d'exemple, une centrale hydraulique française gérée par EDF a été amortie sur 75 ans (EDF, s. d.).

La visibilité sur les revenus générés - dans le cadre de l'arbitrage sur le marché de l'électricité - par une centrale de stockage (à l'exclusion des centrales de pompage-turbinage) se limite en pratique aux trois prochains jours. Si l'arbitrage implique des tarifs de déséquilibre, alors cette visibilité est même plus proche des 15 minutes. Dans le cas où les revenus sont liés aux services auxiliaires, la visibilité ne dépasse pas le mois dans le cas d'une réserve R3 et peut atteindre l'année si le contrat

avec Elia porte sur le réglage de la tension ou une réserve black start (voir 1.4.2.2.2 La fourniture de services auxiliaires à Elia page 34). On observe cependant une tendance au recours de plus en plus régulier aux contrats court terme (R1 et R2 génèrent maintenant des revenus mensuels) qui devrait se poursuivre dans les années à venir (Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz, 2015). En résumé, les financements de nouvelles centrales souffrent de cette différence entre des CAPEX élevés (voir 1.4.2.1.1 CAPEX en page 31) couplés à des amortissements sur de longues durées et une visibilité de plus en plus limitée associée à des revenus variables. De plus, la constante et rapide évolution de technologies de stockage entraîne une forme d'obsolescence de ces technologies : une technologie rentable aujourd'hui peut être remplacée demain par une technologie encore plus rentable et concurrentielle.

2. Important délai entre la décision d'investissement et la mise en service.

Comme énoncé dans la section 1.4.1.1 Les technologies existantes en page 23, il est en effet nécessaire de prendre en compte le fait que des travaux de génie civil importants sont nécessaires pour certaines technologies (ex. : pompage-turbinage). Il n'est pas rare qu'il existe un délai de plusieurs années entre la décision de la construction d'une nouvelle centrale et sa mise en service. Cette problématique entraîne une raréfaction des sources de financement pour ce type de stockage compte tenu du lent retour sur l'investissement.

A contrario, les batteries sont plus facilement installées et possèdent donc un délai réduit entre la décision d'investir et la mise en service.

1.4.3.3 L'avantage concurrentiel d'une centrale de pompage-turbinage

Pour conclure cette partie, je vais résumer le positionnement actuel des centrales de stockage de pompage-turbinage sur le marché.

Les technologies de pompage-turbinage et stockage mécanique à air comprimé sont matures, elles permettent d'injecter, sur le réseau, une puissance encore inégalée et ce pendant plusieurs heures.

De plus, elles possèdent un rendement relativement important et ne souffrent pas de la problématique d'autodécharge.

Les coûts d'investissement ou CAPEX ainsi que les frais d'amortissement sont particulièrement élevés pour cette technologie. Ceci est dû aux importants travaux de génie civil nécessaires à la construction de ce type de centrales. En conséquence, de longs délais entre la prise de décision et la mise en service sont à prévoir, à la différence des batteries qui possèdent des délais extrêmement courts (parfois inférieur à 1 an). Cependant, les Steps possèdent une très longue durée de vie, bien supérieure aux autres technologies.

En ce qui concerne les revenus, les centrales de pompage-turbinage sont en mesure d'être utilisées à des fins d'arbitrage (toujours être du bon côté du déséquilibre). En effet, Coo est, pour ENGIE, d'une importance capitale sur le marché de l'*Intraday*. La centrale

permet au groupe de pouvoir corriger sa position à tout moment mais peut également servir à répondre aux *bids* d'Elia. En y répondant rapidement, ENGIE est, ainsi, à même de générer un revenu supplémentaire. Les Steps peuvent également fournir des services auxiliaires. Elles constituent ainsi des réserves de type black start (Elia, s. d.-b). Enfin, elles auront très probablement un rôle à jouer dans le contexte actuel d'arrêt des centrales nucléaires et de l'utilisation de sources d'énergie peu émettrices de CO₂.

Enfin, ce type de stockage, en Belgique, est actuellement dans une situation peu favorable à cause des coûts de fonctionnement importants. Ainsi, par exemple, lorsque la centrale de Coe préleve (en phase de pompage) ou injecte de l'énergie sur le réseau, elle doit payer un certain montant à Elia, le gestionnaire du réseau, pour chaque mégawattheure utilisé.

Chapitre 2

Description du projet et approche méthodologique

2.1 Présentation du projets, de ses objectifs, de son cadre et de ses limites

2.1.1 Cadre du projet

Dans le contexte actuel de la mise en application de la promesse du gouvernement fédéral de fermer successivement les différents réacteurs des centrales nucléaires belges entre 2022 et 2025 (Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire, 2017a), ENGIE Electrabel qui est le gestionnaire desdites centrales de même que le premier fournisseur d'électricité en Belgique se trouve dans l'obligation de considérer ses possibilités futures en termes de production. À l'heure actuelle, le nucléaire fournit environ la moitié de l'électricité du pays (Forum Nucléaire, s. d.). Bien que le nucléaire soit une solution à basse émission carbone, les différents problèmes rencontrés par les centrales belges et le vieillissement des infrastructures ont convaincu le gouvernement, sous la pression de la population, de la nécessité de les fermer.

Afin de ne pas dépendre exclusivement des pays limitrophes pour assurer l'approvisionnement, il est nécessaire de considérer les autres options possibles. Une solution serait de renforcer la capacité et la puissance de production de la centrale d'accumulation par pompage de Coe-Trois-Ponts.

2.1.2 But et objectifs du projet

ENGIE Electrabel souhaitait procéder à une étude de ce type afin de déterminer les tendances actuelles du marché et déterminer quelle solution serait la plus intéressante d'un point de vue économique parmi les propositions suivantes : augmenter la taille des bassins existants, creuser un troisième bassin, augmenter la puissance des turbines/alternateurs, etc.

2.1.2.1 Délimitation du projet

L'étude devrait permettre de déterminer l'intérêt du stockage d'électricité par pompage-turbinage en Belgique et, ainsi, de calculer la valeur économique d'une centrale telle que Coo, tout en prenant en compte l'influence de certains paramètres externes, comme la production photovoltaïque, la production éolienne et la disponibilité du parc nucléaire belge. De plus, cette valeur pouvant également varier en fonction de paramètres internes (augmentation de la rentabilité, de la puissance ou de la capacité de stockage), il était nécessaire de mener une étude de sensibilité de la valeur économique en fonction des paramètres cités.

Cependant, afin de mener cette étude à bien, il aura fallu dans un premier temps, analyser l'environnement dans lequel le projet évolue et comprendre le fonctionnement de la centrale de stockage par accumulation de Coo et de ses spécificités. Ensuite, je me suis également intéressée au fonctionnement du secteur de l'électricité, ses caractéristiques ainsi que les mécanismes qui le définissent. Enfin, cette étude est limitée au marché court terme et ne prend donc pas en compte une analyse de la valeur économique de Coo sur le marché à très court terme (*Intraday*) et le marché des services auxillaires.

2.1.3 Contraintes et opportunités

Dans le cadre de cette gestion de projet, les contraintes rencontrées furent, dans un premier temps, principalement d'ordre technique et, par la suite, d'ordre temporel. L'accès à l'information nécessaire à la bonne conduite de cette étude, ainsi que traitement de larges bases de données ont constitué la problématique principale. Pour ce faire, il aura cependant fallu prendre en compte les délais impartis pour mener à bien l'ensemble de cette analyse et les respecter, afin de communiquer les résultats obtenus, à qui de droit, début mai 2019.

Ce projet présentait une opportunité de par son alignement stratégique avec la politique Responsabilité sociétale des entreprises (RSE)¹ du groupe ENGIE qui veut faire du secteur de l'énergie un vecteur d'engagement et de responsabilité (Engie, s. d.-b). Le groupe s'est par exemple engagé à inclure 50 % d'énergies renouvelables dans son mix de production électrique à l'horizon 2030 mais veut également mener la transition à la décarbonisation du secteur (Engie, s. d.-d). En outre, le contexte de la future fermeture de l'ensemble des réacteurs nucléaires en Belgique à l'horizon 2025 (Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire, 2017a) pourrait, à terme, avoir un impact positif sur la valeur économique de Coo.

En effet, la grande flexibilité de la centrale et sa capacité de 5.000 MWh, soit l'équivalent de 1.000 MW par heure pendant 5 heures, peuvent constituer une alternative partielle. De surcroît, en déterminant la rentabilité d'une centrale de pompage-turbinage tel

1. Responsabilité sociétale des entreprises est définie comme étant : « l'ensemble des pratiques mises en place par les entreprises dans le but de respecter les principes du développement durable (social, environnemental et économique) » (e-RSE.Net, s. d.)

que Coo, on pouvait démontrer toute son importance au sein du portefeuille des installations d'ENGIE, permettant de ce fait d'assurer la continuité des investissements pour les décennies à venir.

2.1.4 Étude de l'existant

Lors de mes premières semaines de stage, je me suis rendu compte qu'il n'existait pas de documents internes concrets portant sur une quelconque étude spécifique de la valeur économique de la centrale de Coo actuelle et future, sans tenir compte d'un effet portefeuille. Mais, le contexte actuel particulier du parc de production électrique belge justifiait à présent une étude complète. Coo étant unique de par sa capacité et sa configuration au sein du portefeuille de ENGIE, aussi bien en Belgique, qu'ailleurs en Europe ou dans le reste du monde, on peut raisonnablement penser que ce type d'étude n'avait pas été entreprise auparavant.

J'ai cependant pu noter que certaines parties nécessaires de l'étude avaient été réalisées au préalable en interne. J'avais aussi eu l'occasion d'échanger avec des employés du département et ils m'avaient alors appris que le département calculait chaque année le revenu rapporté par Coo afin de faire remonter ces informations vers la direction. Cependant pour déterminer le revenu futur, ils se basaient sur l'écart (spread) entre les trois prix les plus hauts et les trois prix les plus bas pour chaque journée et utilisait une version simplifiée du *perfect foresight pour leurs estimations*. Mon maître de stage et moi-même étions convaincus qu'une analyse basée sur le *perfect foresight* aurait l'avantage d'être plus représentative de la valeur économique réelle de Coo. Il est à noter qu'une comparaison entre leurs résultats et ceux que nous avons obtenus dans le cadre de cette gestion de projet s'est révélée être opportune.

Au travers de l'étude de l'existant, je m'étais également aperçue qu'il existait une ébauche d'étude sur l'optimisation de l'utilisation de la centrale de Coo, réalisée à l'aide d'un logiciel conçu en interne. Le logiciel permet à partir d'une capacité maximale et minimale, de la puissance des pompes et turbines, ainsi que des prix Spot du Belpex pour l'année analysée de déterminer une optimisation de l'utilisation de la centrale (ex. : quand pomper/turbiner et en quelle quantité sur base des prix donnés).

Deux années avaient déjà été analysées en partie (2016 et 2017) par mon maître de stage peu de temps avant le début de la gestion de projet. Il avait cependant eu l'occasion de déterminer les objectifs de cette étude et les paramètres généraux à analyser. C'est à partir de cette base que j'ai commencé à travailler pour cette gestion de projet.

2.1.5 Acteurs du projet

Parmi les parties concernées par cette gestion de projet, on retrouve en premier lieu ENGIE Electrabel et plus particulièrement le département *projets entités Awirs-Hydros* dont fait partie la centrale de Coo. Ce département profitera en particulier des résultats

du projet (cf. supra 2.1.2 But et objectifs du projet page 39).

L'ensemble de la hiérarchie (ENGIE Electrabel, ENGIE Benelux, ENGIE Generation Europe) sera également concernée par les résultats de cette étude. Cependant, les différents dirigeants resteront des acteurs indirects car ils n'auront pas un rôle particulier à assumer dans la conception de l'étude. Toutefois, ils contribueront à la pertinence de l'étude car ce sera au travers de réunions et de discussions qu'ils pourront passer en revue cette étude et déterminer si elle est pertinente compte tenu du secteur énergétique et pourront également faire des suggestions quant aux aspects analysés.

Vis-à-vis de l'équipe de projet en tant que telle, elle sera composée des acteurs clés suivants : le chef d'exploitation, qui sera également le chef de projet, le chef de maintenance, les économistes de ENGIE Benelux (Global Energy Management (GEM)) et moi-même.

2.2 Approche méthodologique et sa justification

Dans cette partie, je vais détailler la méthodologie qui a été utilisée pour réaliser cette gestion de projet. Pour ce faire, je vais commencer par décrire les différents objectifs qui constituaient le projet, la représentation graphique se trouve en annexe ?? ?? page ???. Pour chacun de ceux-ci, je vais déterminer quels étaient les résultats attendus et les métriques qui avaient été choisis.

À savoir, les éléments qui étaient nécessaires pour atteindre le résultat souhaité et qui ont permis de mesurer si l'objectif avait été correctement atteint. Enfin je préciserai le délai respectif qui était imparti à chaque objectif.

Afin de mener ce projet à bien, j'ai décidé de procéder de façon linéaire. Je me suis d'abord concentrée sur l'environnement dans lequel allait alors évoluer projet. En effet, le secteur de l'électricité est particulièrement complexe et, en septembre 2018, m'était encore relativement inconnu.

2.2.1 Analyse de l'environnement

Le premier objectif à atteindre fut donc d'analyser l'environnement de l'entreprise dans lequel le projet prenait place. Au travers de cet objectif, je souhaitais obtenir les données nécessaires à la rédaction du cahier des charges ainsi que de mieux cerner et comprendre les attentes de l'entreprise.

Pour réaliser cette analyse, j'ai choisi une approche systémique qui « définit le système comme un ensemble d'éléments interdépendants agencés de manière à former un tout cohérent » (Robbins, DeCenzo, Coulter & Rüling, 2014). En effet, on peut se trouver en présence de deux systèmes : les systèmes ouverts et fermés. Un système fermé n'interagit jamais avec son environnement et n'est pas impacté par celui-ci. Par contre une entreprise évolue dans un système ouvert, ce qui signifie qu'elle est en constante interaction avec son

environnement mais aussi qu'elle en est dépendante.

Si on applique la théorie managériale, on dira que la firme échange avec ses parties prenantes (stakeholders en anglais). On entend par parties prenantes « les groupes d'acteurs qui appartiennent à l'environnement de l'entreprise et qui sont affectés par les décisions et les actions de celle-ci » (Robbins et al., 2014). Ils peuvent également impacter l'organisation en retour. Il peut s'agir, entre autres, des employés, des fournisseurs, des concurrents, des clients, des instances gouvernementales, des communautés ou encore des syndicats.

Une fois que l'on a déterminé qu'il s'agissait d'un système ouvert, il est nécessaire de s'intéresser à l'environnement externe. L'environnement externe est défini par Robbins et al., 2014 comme étant un ensemble de facteurs, de forces, de situations et d'événements extérieurs à l'organisation qui affectent sa performance. Pour ce faire, je me suis en premier concentrée sur l'environnement macro- et microéconomique : les secteurs d'activité de l'entreprise, les indicateurs économiques, identifier les différents parties prenantes (stakeholders), etc.

Dans le but de mener à bien cette analyse, je me suis tournée vers des concepts de management vus pendant mon cursus à l'ICHEC et qui portent sur l'environnement externe : Politique, économique, social, technologique, environnemental, légal (Pestel) et Strengths, weaknesses, opportunities, and threats (Swot) (Forces, faiblesses, possibilités, menaces (FFPM)).

Pestel

L'objectif du concept Pestel est d'évaluer l'influence des facteurs externes sur l'entreprise étudiée : la politique (décisions prises par les gouvernements nationaux et les organisations internationales), l'économie (taux de croissance, pouvoir d'achat, inflation, etc.), le social (démographie, pyramide des âges, comportements socioculturels, etc.), la technologie (les avancées et innovations technologiques qui peuvent impacter le business), l'écologie (règlementations et contraintes écologiques) et la législation (évolution du cadre réglementaire et législatif). Le tableau récapitulatif se trouve en annexe ?? ?? en page ??.

Swot

Ce modèle se concentre, quant à lui, sur une analyse de l'environnement externe et interne. Les opportunités et les menaces sont externes : des événements extérieurs à la firme, faisant partie du secteur d'activité. Il est ainsi nécessaire pour l'entreprise d'essayer de tirer parti des opportunités et de se protéger contre les menaces. Les exemples incluent les concurrents, les prix des matières premières et les tendances d'achat des clients.

L'analyse interne, quant à elle, permet de déterminer quelles sont les ressources et les capacités propres à l'organisation. Les ressources sont les moyens (humains, physiques, financiers, etc.) que l'entreprise possède pour développer, produire et, enfin, livrer des produits à ses clients. Les capacités sont les compétences et le savoir-faire, dont l'organisation dispose, pour mener à bien l'ensemble de ses opérations journalières (Robbins et al., 2014, p. 133). Une fois l'analyse terminée, il est possible de déterminer les forces et les faiblesses de l'entreprise. Les forces correspondent, à titre d'exemple, aux compétences uniques de l'entreprise ou aux opérations qu'elle effectue mieux que la concurrence. Les faiblesses comprennent les compétences dont l'organisation aurait besoin et qu'elle ne possède par pour l'instant. Cela inclut, par exemple, les employés, les brevets et propriétés intellectuelles, l'emplacement. La matrice se trouve en annexe ?? ?? en page ??.

Cette partie aura requis une dizaine de jours de travail pour collecter les différentes données.

2.2.2 Analyse du fonctionnement et différentes caractéristiques de la centrale d'accumulation par pompage de Coe

Le deuxième objectif portait sur l'objet suivant : la centrale d'accumulation par pompage de Coe-Trois-Ponts. Il était en effet crucial de maîtriser correctement le fonctionnement de la centrale et de connaître ses caractéristiques en termes de puissance, de capacité, de rendement ainsi que des contraintes du réseau. Pour ce faire, je me suis informée sur la centrale au travers de la documentation accessible en interne mais j'ai aussi utilisé les divers documents disponibles en ligne et, plus particulièrement, ceux présents sur le site internet de ENGIE Electrabel. Je me suis ensuite entretenue avec mon maître de stage, mais aussi avec le personnel du département maintenance électrique et mécanique, afin de mieux comprendre comment la centrale s'opère et ses particularités techniques. J'ai décidé de privilégier le groupe de discussion lors de ces différents entretiens avec le département chargé de la maintenance. En effet, le but était de s'appuyer sur les connaissances des uns et des autres et ainsi obtenir une représentation fidèle du fonctionnement de la centrale.

Le Dr Pierre-Nicolas Schwab définissait en 2016 les groupes de discussion comme suit :

[ils] sont particulièrement adaptés lorsque l'on souhaite confirmer une analyse avec une grande variété de profils. Les groupes de discussion sont en effet le meilleur moyen d'échanger des points de vue et de discuter des désaccords [...]. (Schwab, 2016).

Une fois la compréhension technique intégrée, je me suis alors tournée vers le chef

d'exploitation (mon maître de stage) afin d'obtenir plus d'information sur la façon dont ENGIE utilisait la centrale au sein de son portefeuille d'installations. En effet, de manière à bien mener la gestion de projet, il était également nécessaire de comprendre la place que la centrale occupe au sein du portefeuille de ENGIE et comment l'entreprise utilise Coo au jour le jour.

Lorsque ces différents échanges terminés, j'ai constitué un dossier rassemblant l'ensemble des différentes caractéristiques de la centrale dans le cadre de l'évolution du parc de production électrique belge. Ce fut également l'occasion de passer en revue les possibilités d'expansion de la centrale sur base des besoins du marché mais aussi de la configuration du lieu. étant donné que j'avais la chance de mener mes recherches depuis le site même, j'ai pu facilement rassembler les informations souhaitées et ainsi clôturer cette partie en une semaine.

2.2.3 Analyse des principaux mécanismes du marché de l'électricité

Ensuite, je me suis concentrée sur le marché de l'électricité en tant que tel et sur les principaux mécanismes qui l'opèrent. Je me suis ainsi intéressée à plusieurs concepts, par exemple : le *Merit Order*, le prix Belpex, les marchés *Day-Ahead* et *Intraday*, le prix du déséquilibre, les coûts du réseau, etc. Il s'agit de paramètres particulièrement importants de par la manière dont ils impactent le marché et, donc, la valeur économique de Coo.

Le but de cette analyse était d'effectuer une analyse critique du fonctionnement des marchés et de rassembler les observations faites dans un dossier unique. De la même manière que dans le cas de l'analyse de l'environnement de l'entreprise, il était important de maîtriser les particularités du secteur afin de mener à bien les tâches qui m'avaient été confiées. Afin de rassembler les données recherchées, j'ai effectué des recherches parmi les rapports de référence publiés par la CREG sur le sujet et je me suis également documentée sur internet.

En effet, il est possible d'obtenir une documentation importante sur le site internet de la plateforme boursière des échanges d'électricité belge, le Belpex. J'y ai ainsi trouvé les données portant sur le marché *Day-Ahead* et *Intraday*.

Une fois la première partie de la collecte d'informations terminée, je me suis rendue au siège d'ENGIE Benelux à Bruxelles afin de rencontrer les économistes du département GEM² et de leur poser certaines questions. Auprès d'eux, j'ai vérifié mes observations et ai obtenu certaines précisions concernant le fonctionnement des différents marchés, mais aussi l'explication du concept de déséquilibre. Ils m'ont également fourni de la documentation à ce sujet qui avait été produite, en interne, à destination d'autres départements au sein de ENGIE.

2. GEM ou Global Energy Management est le département responsable en interne pour le trading, la gestion des avoirs, le transport et la vente en gros de l'électricité, du gaz et du pétrol issu du charbon et de la biomasse.

C'est également lors de cette entrevue que les économistes de GEM m'ont expliqué que l'étude de la valeur économique de Coo sur les marchés de l'*Intraday* et des services auxiliaires était trop complexe vu le temps dont je disposais pour cette gestion de projet. En effet, ces marchés dépendent, selon eux, de trop nombreux facteurs. Après réflexion, nous avons décidé, mon maître de stage et moi-même d'abandonner cet aspect initial de l'étude pour me permettre de me concentrer pleinement sur les autres parties. Au final, la rédaction de ce dossier aura requis une semaine.

2.2.4 Valeur économique d'une centrale d'accumulation par pompage par analyse des courbes de prix du marché électrique belge

Une fois l'environnement entourant le projet compris, il était enfin possible de se concentrer sur la gestion de projet. Le quatrième objectif portait ainsi sur l'étude de rentabilité à proprement parler. Pour ce faire, j'ai commencé par analyser les courbes de prix représentant le marché électrique belge (prix issus du marché à court terme) afin d'en extraire la valeur économique d'une centrale d'accumulation par pompage.

Mon intention était de pouvoir comparer l'évolution des prix mais également de la valeur de Coo sur ces différentes années. Dès le début de mon stage, je me suis trouvée face à un choix, quant à quel concept mathématique utiliser pour le calcul de la valeur économique d'une centrale comme celle de Coo. Mon maître de stage était convaincu que la valeur économique devait être basée sur le principe du *perfect foresight* afin de refléter au mieux la vraie valeur de ce type de stockage. De plus, cela facilite également la comparaison entre les différentes années. En effet, il ne prend pas en compte les pannes ou les arrêts des unités pour maintenance, il est uniquement basé sur les prix du marché des périodes étudiées. Cependant, les économistes de GEM étaient d'un avis différent.

En effet, ceux-ci utilisent le concept du *peak/base ratio* pour déterminer la valeur future de Coo. Le ratio est basé sur le fait qu'il existe, sur une journée, des périodes de pointe (*peak*) qui correspondent à une forte demande et des périodes creuses (*off peak*) à faible demande. Comme la plupart des industries sont fermées les week-ends, le samedi et le dimanche sont également considérés comme des périodes creuses. De plus, on entend par "base", l'entièreté des heures qui composent une journée sans tenir compte des pointes et des creux. Durant les périodes de pointe, la centrale produit de l'électricité pour répondre à la demande et pendant les périodes creuses, elle favorise le pompage afin de remplir à nouveau les bassins supérieurs. Sachant cela, la formule de *peak/base ratio* s'exprime comme suit : à partir d'une courbe des prix horaire, le ratio correspond à la moyenne des prix en période de pointe, divisée par la moyenne de l'ensemble prix horaires de la journée (appelée base). Ainsi, pour un jour donné, les heures de pointe (*peak*) sont les heures comprises entre 8 et 20 heures, tandis que les heures constituant la base comprennent l'ensemble des 24 heures.

Le *perfect foresight* peut être, quant à lui, défini comme étant une hypothèse selon la-

quelle les processus d'allocation et de prix sont conçus de séquences d'équilibre (périodes où la demande est égale à l'offre) et les agents possèdent une vision parfaite du marché à tout moment (Böhm & Wenzelburger, 1999). Je me suis ensuite attelée à rassembler les paramètres suivants, propres à la centrale de Coo, qui influencent le calcul de l'optimisation : la puissance maximale et minimale des turbines et des pompes, la capacité maximale et minimale des bassins supérieurs, l'efficacité en mode turbinage et pompage ainsi que les prix horaires provenant du marché à court terme pour chaque journée entre 2013 et 2018. En effet, ceux-ci sont disponibles à la fois sur le site internet du gestionnaire de réseaux (Elia) ainsi que sur le site du gestionnaire européen European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)³ comme stipulé par la réglementation européenne (Office des publications de l'Union européenne, 2013).

Une fois ces données collectées et rassemblées en un seul document Excel, il était alors possible d'obtenir la valeur économique « partielle » sur le marché à court terme (*Day-Ahead* au travers du calcul du *perfect foresight*). La réalisation du programme informatique derrière le calcul d'optimisation a été effectuée, sur la demande de mon maître de stage, de façon préalable, par un collaborateur externe. Une fois l'ensemble des différents paramètres (capacités, puissances, efficacités, prix) introduits dans le programme, il est possible de calculer le revenu lié à une utilisation optimale de Coo pour chaque journée. Pour faciliter la comparaison entre les résultats obtenus, il était ensuite nécessaire de regrouper ces différentes données afin de déterminer le revenu de chaque année étudiée mais aussi des différents mois compris entre 2013 et 2018. Cela a eu comme conséquence de rendre possible la visualisation des tendances existantes et de déterminer l'évolution potentielle de la valeur économique de la centrale. Cette analyse a également pu permettre d'indiquer si la centrale est utilisée toute l'année de la même façon ou si l'utilisation varie en fonction des saisons.

Une fois les calculs effectués, il était nécessaire de déterminer, lequel de ces deux concepts était le plus pertinent pour cette étude. J'ai ainsi essayé de vérifier s'ils étaient interchangeables. Si le *peak/base ratio* était, comme soutenu par GEM, l'indicateur à considérer, alors je devrais obtenir une corrélation parfaite entre le *peak/base ratio* et le *perfect foresight* pour une période donnée (ici l'année 2018). J'ai commencé par calculer le *peak/base ratio* pour cette période ainsi que le *perfect foresight*, à partir des prix du marché à court terme.

J'ai choisi de me baser sur la courbe des prix du marché à court terme (*Day-Ahead market*). En effet, celui-ci impacte toutes les technologies de stockage de la même manière et est le même pour toutes les centrales belges. Le marché à très court terme (*Intraday*) est influencé par trop de paramètres complexes (les pannes des centrales nucléaires, les

3. ENTSO-E, le réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité, représente 43 gestionnaires de réseau de transport d'électricité (GRT) originaires de 36 pays d'Europe. ENTSO-E a été créé et mandaté par le troisième paquet législatif de l'UE pour le marché intérieur de l'énergie en 2009, qui vise à libéraliser davantage les marchés du gaz et de l'électricité dans l'Union européenne

prix de contrats de production, les déviations des plans de production de l'éolien et du solaire, etc.) pour être utilisé dans le cadre de cette étude. De plus, le marché à très court terme n'impacte pas les différents types de stockage de la même manière.

Ce quatrième point aura requis une trentaine de jours de travail entre la centralisation des données, la fin du calcul du *perfect foresight* et du *peak/base ratio* et la comparaison entre ces deux concepts.

2.2.5 Étude du potentiel surcroît de rentabilité d'une centrale d'accumulation par pompage en fonction des évolutions possibles de différentes caractéristiques

Une fois le meilleur paramètre choisi, il est possible d'étudier les différents paramètres qui peuvent avoir une influence sur la variation de la rentabilité d'une centrale d'accumulation par pompage. J'ai basé le choix des facteurs à étudier sur l'évolution du secteur belge de l'électricité. Je vais ainsi m'intéresser en premier lieu à l'influence de la production nucléaire. En effet, la Belgique va voir la fermeture de l'ensemble de ses réacteurs nucléaires à l'horizon 2025 (Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire, 2017b). Il serait ainsi opportun de déterminer s'il existe une corrélation entre la valeur économique de *C_{oo}* et la production nucléaire.

Ensuite, je me suis intéressée à la production solaire et éolienne belge. En effet, étant donné que l'électricité issue de sources renouvelables devrait représenter environ la moitié de la production belge en 2030 (RTBF Info, 2018), il était nécessaire de s'y attarder également. De plus, j'ai aussi inclus la production éolienne allemande à l'étude comme cela m'a été suggéré par les économistes de GEM. En effet, la capacité installée éolienne allemande s'élevait à 59,42 GW à la fin de 2018 (dont 5,2 GW provenant d'installations offshore) contre 38,61 GW en 2014. La capacité installée a ainsi augmenté de 53,88 % entre 2014 et 2018 (Fraunhofer ISE, s. d.-b). Cette production éolienne importante est considérée comme une des causes de la congestion du réseau électrique belge. Cela s'explique en partie par la concentration des fermes à éoliennes dans le nord de l'Allemagne et par le manque des lignes à haute tension reliant le nord (zone de production) et le sud du pays où se situe la majorité des industries (Boucher, 2018).

Il est également important de considérer les importations et les exportations d'électricité depuis/vers les pays limitrophes et, en particulier, les cas français et néerlandais ⁴.

Ces dernières années, la Belgique a importé fortement afin de compenser l'indisponibilité du nucléaire belge ⁵. Dans le contexte de la fermeture des centrales, il serait intéressant de déterminer l'influence des importations et des exportations sur la valeur économique

4. J'ai considéré uniquement les importations et exportations depuis/vers l'Allemagne, la France et les Pays-Bas, faute de données historiques disponibles sur les importations et exportations entre la Belgique et le Royaume-Uni

5. En 2018, les sept réacteurs belges ont fourni de l'électricité pendant, en moyenne, 50,5 % du temps (un jour sur deux) (Counasse, s. d.) (X. Counasse, 2019).

de Coo. À l'heure actuelle, les importations nettes (= importations - exportations) correspondent à 7,4 % de la consommation électrique belge (Fédération Belge des Entreprises Électriques et Gazières, s. d.-c).

Enfin, j'ai considéré l'évolution de paramètres propres à la centrale de Coo et à leurs impacts sur la valeur économique de la centrale. J'ai ainsi étudié l'augmentation du rendement et de la puissance grâce à l'installation de nouvelles turbines-pompes, ainsi que l'augmentation de l'énergie stockée grâce à la création d'un troisième bassin supérieur ou par rehaussement des digues existantes.

Une fois les paramètres à étudier déterminés, j'ai commencé à centraliser les données relatives à la production nucléaire, éolienne et solaire belge sur les six dernières années. La majorité des informations provient majoritairement du site internet d'Elia. La valeur économique de Coo ayant été obtenue lors du calcul du *perfect foresight* ou du *peak/base ratio*, j'ai calculé le coefficient de corrélation entre la valeur économique de Coo et la production nucléaire. Je me suis ensuite penchée sur la corrélation entre les sources d'énergies renouvelables ainsi qu'entre les importations-exportations et Coo. J'ai à nouveau considéré les données historiques propres à ces différents facteurs entre 2014 et 2018.

Pour terminer, j'ai fini par étudier les variations du *perfect foresight* suite à l'évolution possible du rendement de la centrale et de la puissance de production. Cette étude aura requis un mois entier de travail journalier.

2.2.6 Comparaison des coûts liés à l'expansion potentielle de Coo avec la création d'un troisième bassin et du coût de l'installation de plusieurs batteries pour une capacité et puissance similaires

Afin d'obtenir une représentation réaliste de Coo sur le marché futur, il était nécessaire de comparer la puissance et la capacité des futures installations avec le nouveau type de stockage montant : les batteries Li-ion. L'intérêt était de déterminer à partir de quelle capacité et/ou puissance, l'expansion des infrastructures existantes (ex. : creuser un troisième bassin supérieur) est plus intéressante économiquement par rapport à l'installation des batteries de puissance et capacité égales.

J'ai commencé par centraliser l'ensemble des données relatives aux coûts des batteries ainsi qu'à l'extension de Coo.

En ce qui concerne les prix des batteries, sachant que les travaux d'expansion de Coo ne devraient pas commencer d'ici 2025, j'ai décidé de me baser sur l'estimation du prix futur des batteries pour l'année 2025. En effet, après en avoir discuté avec mon maître de stage, cela semblait plus pertinent de comparer des coûts qui seront en vigueur dans six ans. Pour ce faire, j'ai utilisé les données fournies par le département « énergies renouvelables », qui concernent le prix estimé des batteries Li-ion en 2025. Une fois la centralisation des différentes données au sein d'un document de calcul Excel effectuée, il était possible de commencer la comparaison.

J'ai ainsi bâti une matrice afin de présenter, de la manière la plus intuitive possible, le rapport entre le coût des batteries et le coût de Coo III. L'intérêt de choisir une matrice plutôt qu'un simple tableau résidait dans le fait que la matrice est adaptable à l'évolution des coûts des deux paramètres principaux. Il semblait de première importance à mon maître de stage, comme à moi-même, qu'il était nécessaire de pouvoir adapter le tableau facilement dans le cas où les hypothèses utilisées (évolution des coûts) s'avéreraient fausses.

Cette comparaison s'inscrivait dans l'étude de rentabilité car il était nécessaire de pouvoir comparer le stockage par pompage-turbinage avec un autre type de stockage de plus en plus utilisé, les batteries Li-ion et ainsi de déterminer lequel présentait le plus d'intérêt d'un point de vue économique. Enfin, il s'agissait également de clôturer une piste de réflexion. Cette analyse comparative aura requis une dizaine de jours de travail.

2.2.7 Élaboration d'un plan de communication autour des résultats de l'étude

Une fois les différentes analyses terminées, il était convenu de présenter l'ensemble de l'étude et ses conclusions à l'équipe de management de ENGIE Generation Europe. Pour ce faire, j'ai donc élaboré un plan de communication comprenant trois phases : constituer la présentation, la faire valider par les économistes de GEM et les cadres de l'unité d'affaires Coo-Awris et, enfin, la présenter devant le management de ENGIE Generation Europe.

Dans un premier temps, j'ai rassemblé en une seule présentation l'ensemble des résultats obtenus au cours de cette gestion de projet. Mon maître de stage a été particulièrement présent au cours de cette première phase, et nous avons beaucoup échangé sur le fond et la pertinence des différentes parties, ainsi que sur la forme à adopter.

La deuxième phase consistait à montrer cette présentation aux économistes du département GEM, ainsi qu'au responsable de l'entité Awirs-Hydro et à l'ensemble des cadres de l'unité d'affaires dont Coo fait partie. J'ai ainsi planifié ces différentes présentations, au cours du mois d'avril, à la suite l'une de l'autre, avec plusieurs jours d'écart. Mes contacts au sein de GEM ont suivi l'ensemble du déroulement de cette étude et ont l'habitude de traiter avec les instances managériales. Ils m'ont ainsi conseillé d'effectuer certains changements quant à la manière dont je présentais certains résultats chiffrés. Une fois les corrections apportées, j'ai également exposé mes conclusions devant les cadres des centrales de Coo et des Awirs, lors de leur réunion mensuelle, ainsi qu'au personnel de Coo. Le but était d'obtenir les retours (*feedbacks*) et conseils de divers acteurs, issus de différents départements (exploitation, économie, ressources humaines, projets, etc.) et niveaux hiérarchiques (responsable d'exploitation, manager de l'entité, etc.), mais n'ayant aucune connaissance préalable du sujet de cette étude. Je voulais ainsi m'assurer que l'explication était suffisamment succincte, complète et abordable.

La troisième phase fut divisée en deux parties. Il a tout d'abord été convenu que j'envoie la version finalisée à M. Stefano Pollavini, le responsable général du portfolio (General Portfolio Manager). Il est le lien entre GEM et l'unité d'affaire (*business unit*) Generation Europe, dont la centrale de Coe fait partie. Une fois l'accord de M. Pollavini reçu et les modifications apportées, une date a été convenue début du mois de mai pour une réunion, à la tour ENGIE à Bruxelles, rassemblant différents membres de GEM, chacun responsable pour un marché de l'électricité (*Day-Ahead*, *Intraday*, ancillaires, etc.). Durant ce meeting, j'ai enfin pu présenter les conclusions de cette étude. Ce dernier objectif aura également nécessité une dizaine de jours de travail.

Enfin, la gestion de projet s'est terminée par un dernier compte rendu avec mon maître de stage. Ce fut l'occasion de passer en revue le travail effectué au cours de quatre derniers mois et d'obtenir son retour (*feedback*) général. Ce compte rendu a marqué la fin du projet et le début de la rédaction de ce mémoire. L'ensemble est repris sous forme de tableau récapitulatif en annexe ?? ?? en page ??.

2.3 Apport du projet pour l'entreprise

Il faut tout d'abord noter que le stockage est très spécifique au sein du groupe ENGIE. En effet, il possède peu d'installations de stockage et, pour la plupart, il s'agit de stockage de gaz naturel (stockage mécanique à air comprimé) dans des nappes aquifères ou des cavités salines (Engie - Storengy, s. d.) ou de stockage chimique d'hydrogène (*power-to-gas*) (Engie, s. d.-e). En termes de stockage par pompage, ENGIE possède, au travers de sa filiale belge Electrabel, uniquement une centrale : Coe-Trois-Ponts.

C'est pourquoi, de par son fonctionnement technologique particulier, Coe est, au sein du groupe, un cas particulier. Par conséquent, peu de moyens, en interne, sont dédiés à une analyse spécifique du stockage par pompage. Il n'existe pas d'effet d'échelle, comme cela peut être le cas avec d'autres technologies (ex. : centrales au gaz). Cependant, ce type de stockage, particulièrement flexible, gagne en importance aux yeux d'ENGIE. En effet, l'augmentation de la production d'énergie issue de sources renouvelables, dites intermittentes, est associée avec un accroissement de la volatilité sur les marchés à court (*Day-Ahead*) et très court terme (*Intraday*). C'est pourquoi, le groupe souhaitait une analyse spécifique sur la place du grand stockage au sein du marché belge actuel et futur.

Si des études avaient été partiellement menées en interne par rapport à l'influence des technologies intermittentes sur le marché de l'*Intraday* et des ancillaires (ex. : les services à un GRT), en tenant compte ou non d'un l'effet portefeuille⁶. Cela peut s'expliquer par

6. On entend par l'effet portefeuille, l'effet positif qui peut être généré par l'appartenance d'une centrale à un ensemble plus important d'installations (au gaz, nucléaires, etc.). Ainsi, une centrale peut ainsi être très rentable au sein du portefeuille du groupe ENGIE, mais elle n'aurait que peu d'intérêt économiquement si elle était « indépendante » sur le marché (prise en charge totale des coûts et charges, moins de pouvoir de négociations sur les marchés, etc.).

le fait qu'il est impossible de découpler la centrale du portefeuille de ENGIE sur le marché à très court terme. Cette réflexion s'applique également vis-à-vis du marché des ancillaires. En effet, la production d'électricité d'une centrale en *Intraday* dépend fortement de la production de l'ensemble du groupe. Ainsi, en cas de panne ou de maintenance, les autres infrastructures existantes peuvent prendre le relais. Dans le cas des ancillaires, cela s'explique par le fait qu'une centrale ne peut être tenue, contractuellement, de générer de l'électricité en continu (ex. : la centrale de Coo a une autonomie de cinq heures). C'est pourquoi ces contrats sont directement conclus entre Elia et ENGIE. Cela permet au groupe de basculer la production d'une centrale à une autre.

Sachant cela, il semblerait cependant que personne ne se soit uniquement focalisé sur l'évolution du stockage par pompage sur le marché *Day-Ahead*, sans tenir compte des effets portefeuille. Pourtant, lorsqu'on s'intéresse à l'influence de ce marché sur la valeur d'une centrale, il est nécessaire de l'étudier en-dehors d'un quelconque portefeuille. Enfin, il s'agirait ici de la première analyse abordant, à la fois, un aspect temporel et factoriel. ENGIE était particulièrement intéressée par l'évolution du stockage, mensuellement et annuellement, afin d'obtenir, tout d'abord, l'évolution de la valeur économique au cours d'une année et, ensuite, également au cours d'un certain laps de temps (plusieurs années). De plus, grâce à l'analyse factorielle, il était possible d'étudier différents éléments, internes et externes, qui peuvent influencer la valeur d'une centrale en 2019. Mais aussi, de déterminer comment, dans un futur proche, cette influence va évoluer, lorsque l'éolien et le solaire auront pris encore plus de parts dans le marché belge de l'électricité.

Chapitre 3

Mise en œuvre du projet

Dans ce troisième chapitre, je vais présenter les résultats intermédiaires obtenus dans le cadre de cette étude portant sur la centrale d'accumulation par pompage (Coo-Trois-Ponts). Je vais en premier lieu détailler mes recherches sur l'usage quotidien de la centrale en termes de capacité de stockage. En second lieu, je vais déterminer quel est le meilleur indicateur de performance à utiliser dans le cadre du calcul de la valeur économique d'une centrale de stockage par pompage. Une fois le concept mathématique justifié, je vais passer au calcul de la valeur de la centrale sur les six dernières années (de 2013 à 2018) ainsi qu'à l'étude de sensibilité des paramètres suivants sur le *perfect foresight* de Coo : la production nucléaire belge et française, la production éolienne belge et allemande, la production solaire belge, les importations et les exportations d'électricité (flux physiques nets).

Ensuite, je vais présenter les différents projets d'expansion de la centrale de Coo et le potentiel surcroît de rentabilité qui pourrait être engendré par une augmentation du rendement des unités de production, de la puissance des turbines et des pompes ou de la capacité de stockage des deux bassins supérieurs. Pour terminer, je passerai à la comparaison entre les coûts liés à la création d'un troisième bassin supérieur et le coût d'installation de plusieurs batteries pour une puissance et une capacité similaire. Je commencerai par analyser le marché des systèmes de batteries et étudier les projets de grande échelle qui ont utilisé cette technologie dernièrement. Cela me permettra de déterminer qui, entre le stockage d'accumulation par pompage et le stockage électrochimique (batteries), est le plus intéressant économiquement et sous quelles conditions.

3.1 Calcul de la valeur économique d'une centrale d'accumulation par pompage

3.1.1 Hypothèses générales de calcul

3.1.1.1 Utilisation quotidienne de la capacité de la centrale entre 2009 et 2018

Dans un premier temps, je me suis intéressée à la capacité de stockage de la centrale et aux niveaux des bassins supérieurs. En effet, la quantité d'eau stockée dans ces bassins joue un rôle capital dans le calcul de la capacité totale de Coo et, sur base de la hauteur

d'eau maximale et minimale des bassins supérieurs, il est possible de déterminer la capacité utilisée. Un logiciel de calcul a été développé en interne à cet effet.

Dans un tableau Excel unique, j'ai rassemblé l'ensemble des valeurs maximales et minimales relatives à chaque journée entre 2009 et 2018. Celles-ci sont comprises entre les niveaux extrêmes des deux bassins : de 483,40 à 509,10 mètres¹ pour le premier bassin et de 479,30 à 507,10 mètres pour le deuxième. J'ai ensuite converti ces hauteurs d'eau en capacité de stockage (MWh). En soustrayant les valeurs extrêmes, il était ensuite possible de déterminer la capacité utilisée quotidiennement par chaque bassin. Une fois ces données connues, il suffisait d'additionner ces deux résultats pour obtenir la capacité totale utilisée par l'ensemble du site.

Ensuite, j'ai pu générer deux graphiques afin d'illustrer les résultats obtenus. Tout d'abord, il faut noter qu'au travers des services ancillaires (*black start*) fournis à Elia, ENGIE Electrabel s'engage à toujours conserver 500 MWh dans un des deux bassins. De plus, 300 MWh supplémentaires sont considérés comme « réserve interne ». Ils sont uniquement sollicités en cas de déséquilibre au sein du portefeuille du groupe. Par conséquent, seulement 4.250 MWh sont réellement disponibles en toutes circonstances. Sachant cela, j'ai commencé par construire la figure 3.1 avec en abscisse, la capacité totale utilisée quotidiennement et en ordonnée, le nombre de jours où ces capacités ont été utilisées. À titre d'exemple, une capacité de stockage comprise entre 2.750 MWh et 3.000 MWh (extrémité gauche du cadre vert) a été utilisée pendant 294 jours entre 2009 et 2018.

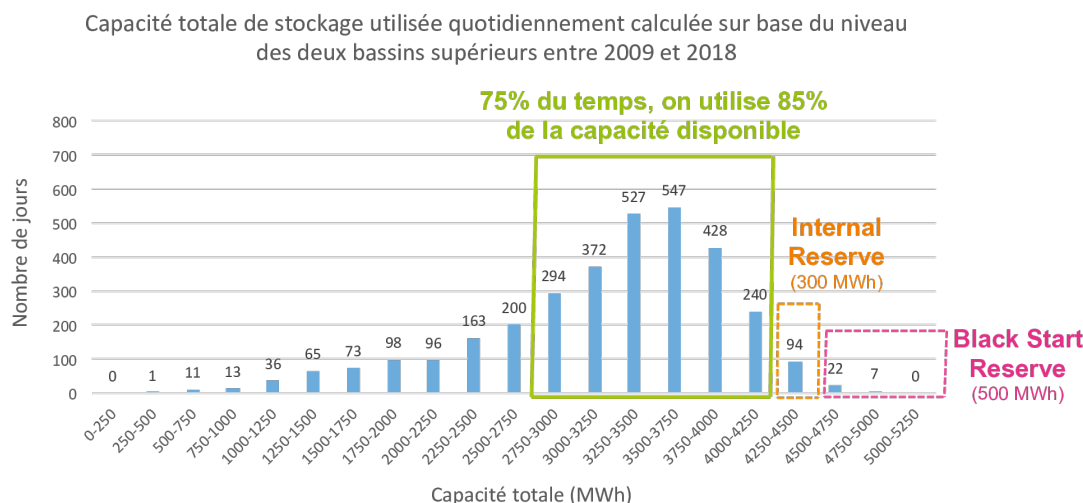


FIGURE 3.1 – Capacité totale calculée sur base des niveaux des bassins supérieurs sur dix ans

On peut tout d'abord constater qu'au cours des dix dernières années, la réserve interne a été utilisée par ENGIE pendant 94 jours, tandis que la réserve *black start* a été mise à contribution 29 fois. De plus, il n'y a pas un jour où une capacité inférieure à 250 MWh a

1. Les hauteurs des bassins sont calculées sur base de l'altitude par rapport au niveau de la mer.

été exploitée. Cela signifie que la hauteur d'eau des bassins supérieurs a varié chaque jour, depuis 2009. Par conséquent, la centrale de Coo a produit quotidiennement une certaine quantité d'énergie au cours des dix dernières années (soit pendant 3.287 jours). Pour terminer, le graphique de la figure 3.1 illustre le fait que pendant 75 % du temps (soit trois jours sur quatre entre 2009 et 2018) au moins 85 % de la capacité de stockage disponible (de 2.750 MWh à 4.250 MWh) de Coo a été utilisée. Ainsi, il semble que la majorité du temps, la centrale effectue des cycles presque complets.

Cette première constatation est relativement intéressante. En effet, la centrale de Coo ne produisant pas en continu (au contraire des centrales nucléaires), une utilisation journalière n'est pas strictement nécessaire. En conséquence, et dans le cadre de cette étude, je partirai du fait que, la demande sur le marché étant tel, la centrale sera utilisée tous les jours et qu'elle produira une certaine quantité d'électricité, et ce, quels que soient les prix.

3.1.1.2 Choix de l'indicateur de performance le plus pertinent dans le cas d'une centrale à pompage-turbinage

Au début de la gestion de projet, je me suis interrogée quant à quel indicateur de performance à utiliser pour calculer la valeur économique d'une centrale de stockage par pompage. Pour ce faire, deux options s'offraient à moi : le *perfect foresight* et le *peak/base ratio*. Mon maître de stage était convaincu que le *perfect foresight* pourrait refléter au mieux la valeur de ce type de stockage. Pour rappel, le *perfect foresight* permet d'optimiser l'utilisation d'une centrale de pompage-turbinage, à partir des courbes de prix issues du marché de l'électricité à court terme (*Day-Ahead*).

La figure 3.2 illustre ce principe. En effet, lorsque les prix sont élevés (en milieu, fin de journée), le centre de commande va favoriser le turbinage afin de générer le plus de revenus possible. A contrario, quand les prix sont bas (fin de nuit), le pompage sera préféré de manière à réduire le coût lié au fonctionnement des pompes.

Pour terminer, ce concept mathématique ne prend pas en compte les coûts associés au réseau, les pannes ou les arrêts de la centrale durant les périodes de maintenance, afin de faciliter la comparaison entre les différentes années étudiées.

La deuxième option qui s'offrait à moi, était d'utiliser le *peak/base ratio*. Il consiste en un quotient entre la moyenne des prix horaires en période de pointe (de 8 à 20 heures), divisée par la moyenne (appelée base) des prix horaires correspondant aux 24 heures d'une journée. Il est à noter que les week-ends ne sont pas pris en compte.

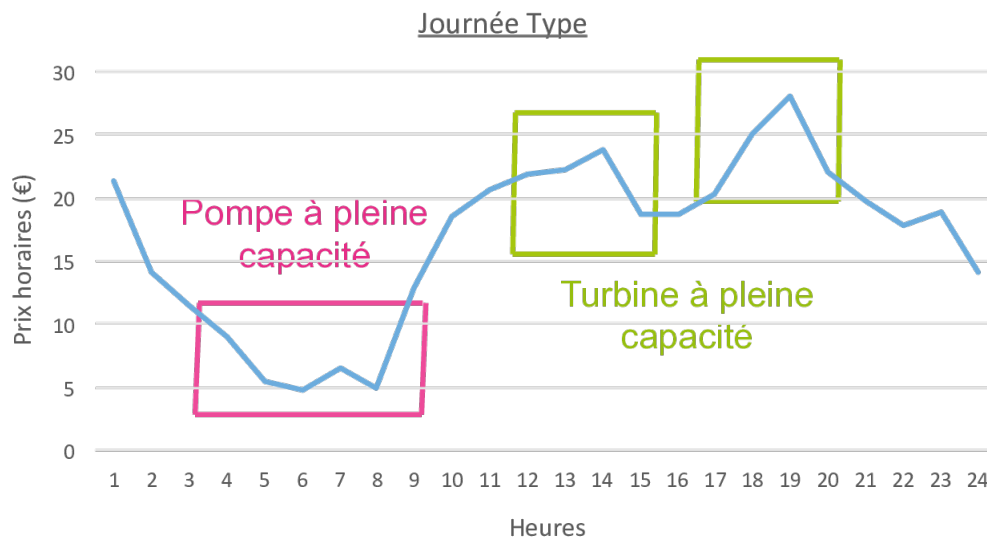


FIGURE 3.2 – Le *perfect foresight* d'une centrale de stockage par pompage

Il était donc nécessaire de déterminer, en premier lieu, lequel de ces deux concepts était le plus pertinent pour cette étude. J'ai commencé par vérifier s'ils pouvaient être interchangeables. Si le *peak/base ratio* était, comme soutenu par les économistes du département GEM, l'indicateur à utiliser, il devrait exister une corrélation parfaite entre le *peak/base ratio* et le *perfect foresight* pour une période donnée. J'ai donc calculé le *peak/base ratio* hebdomadaire, ainsi que le *perfect foresight* hebdomadaire, à partir des courbes de prix issues du marché à court terme, au cours de l'année 2018.

La figure 3.3, ci-après, illustre la corrélation entre, en abscisse, la moyenne hebdomadaire du *peak/base ratio* et, en ordonnée, le *perfect foresight* hebdomadaire. On peut tout d'abord constater qu'il n'y a pas de corrélation parfaite. En effet, pour une valeur en abscisse, on peut avoir plusieurs valeurs différentes en ordonnée (ex. : un ratio de 1,11 peut correspondre à un *perfect foresight* égal à 100.000 ou 270.000). Cela confirme que le *perfect foresight* est le meilleur indicateur de performance pour une centrale de stockage par pompage.

3.1.2 Calcul de la valeur économique d'une centrale d'accumulation par pompage

Une fois l'indicateur de performance choisi, je vais détailler le calcul de la valeur économique de la centrale de Coo sur le marché *Day-Ahead*. Pour cette partie, j'ai utilisé un programme informatique, conçu au préalable en interne, qui calcule le *perfect foresight* à partir de plusieurs paramètres. Il est ainsi nécessaire de lui fournir, au préalable, les capacités de stockage maximales et minimales (5.650 et 500 MWh), le rendement en mode turbinage (90 %) et pompage (83,33 %), les puissances moyennes maximales et minimales

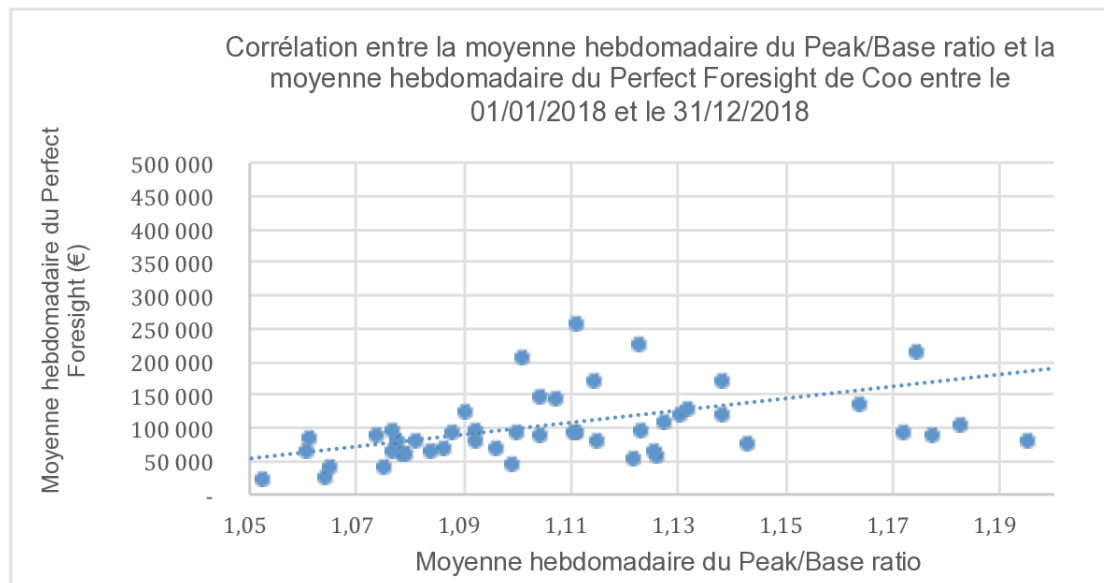


FIGURE 3.3 – Corrélation entre le *peak/base* ratio hebdomadaire et le *perfect foresight* hebdomadaire de Coo.

des pompes (1.030 et 0 MW) et des turbines (1.100 et 0 MW) sont fonction de la hauteur de chute, ainsi que les prix horaires (€/MWh) du marché à court terme de la période étudiée. J'ai récupéré l'ensemble de ces données auprès du personnel de Coo et le site internet de la plateforme boursière belge, le Belpex, où ils sont mis à la disposition du public.

Après le lancement du programme, celui-ci calcule les volumes d'eau à turbiner ou pomper pour chaque heure de la journée, à partir des prix du marché à court terme et paramètres fournis. Une fois ces valeurs connues, il devient alors possible de déterminer le revenu correspondant. Au produit des valeurs optimisées du turbinage et des prix horaires, il faut soustraire le produit des valeurs relatives au pompage et de la courbe des prix. Le résultat obtenu correspond au revenu optimisé de la centrale, pour l'heure étudiée. Une fois le *perfect foresight* calculé pour chacune des années entre 2013 et 2018, j'ai regroupé l'ensemble des données sous la forme de deux graphiques (voir figure 3.4 et 3.5. Le premier graphique présente le *perfect foresight* annuel de la centrale de Coo et le deuxième porte le revenu optimisé mensuel.

Ma première constatation est que le revenu annuel de Coo est relativement stable au cours des six dernières années (voir figure 3.4 page 58). Cela pourrait signifier que la centrale est peu dépendante du marché à court terme. Le profil du *perfect foresight* mensuel (figure 3.5 page 58), bien que stable lui aussi, a cependant évolué entre 2013 et 2018. En effet, en 2013, il est relativement similaire d'un mois à l'autre. Or, en comparaison, il varie fortement en 2018. On peut ainsi constater un pic de la valeur économique au cours du mois de novembre, pour les des trois dernières années.

En outre, cela montre que certains mois seraient plus favorables que d'autres au *perfect*

perfect foresight annuel. Afin de confirmer cette supposition, j'ai calculé le *perfect foresight* moyen correspondant aux douze mois de l'année. Une fois les valeurs obtenues, j'ai déterminé la contribution de chaque mois au *perfect foresight* moyen annuel.

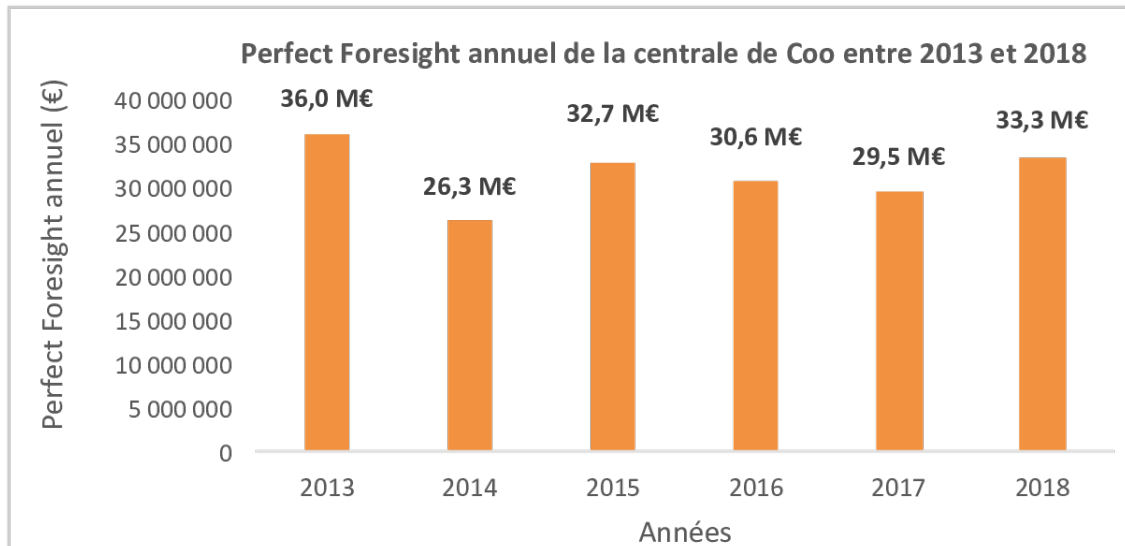


FIGURE 3.4 – *perfect foresight* annuel de Coö entre 2013 et 2018 à partir des courbes de prix du marché Day-Ahead

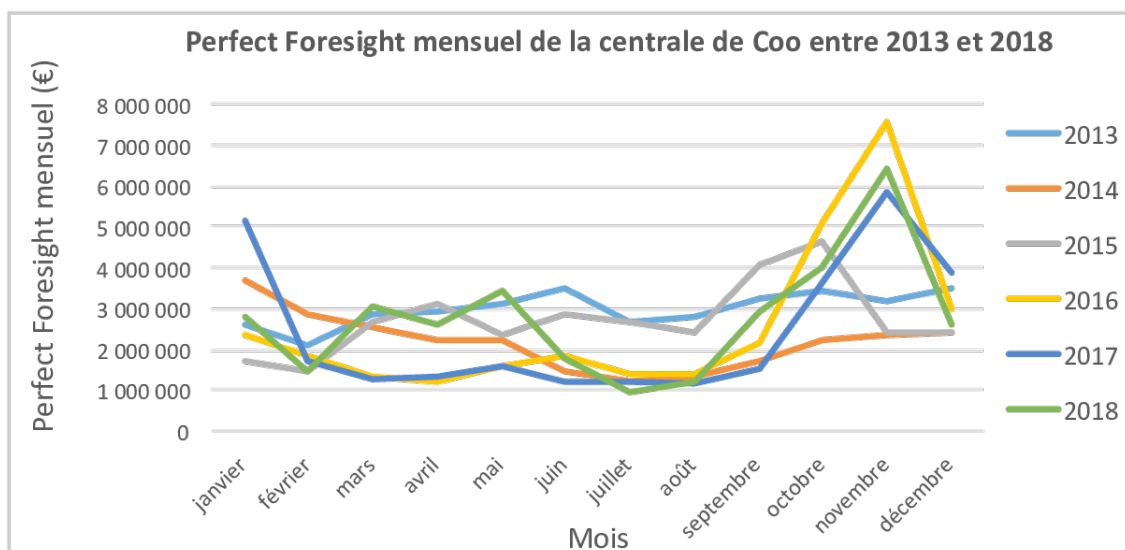


FIGURE 3.5 – *perfect foresight* mensuel de Coö entre 2013 et 2018 à partir des courbes de prix du marché Day-Ahead

Le tableau 3.1, démontre ainsi que les mois de janvier, octobre, novembre et décembre génèreraient à eux seuls 46 % du *perfect foresight* annuel moyen. En conséquence, on pourrait suggérer à ENGIE Electrabel de préférer certaines périodes pour les maintenances ou les vidanges. Les mois de juin, juillet et août seraient ainsi à favoriser. Un arrêt de la centrale durant les vacances d'été (juillet à août) génèrerait « uniquement » une perte de 10 % du revenu annuel. Le mois de février contribue également peu (6 %), mais les températures basses en hiver permettent cependant d'obtenir de bons résultats sur le marché à très court terme (*Intraday*).

Mois	PF moyen (€)	Contribution au <i>perfect foresight</i> annuel
janvier	3.052.113,27	10 %
févier	1.890.267,42	6 %
mars	2.292.078,00	7 %
avril	2.228.681,37	7 %
mai	2.375.099,47	8 %
juin	2.114.822,11	7 %
juillet	1.695.007,25	5 %
août	1.721.081,23	5 %
septembre	2.601.073,96	8 %
octobre	3.838.274,82	12 %
novembre	4.650.990,34	15 %
décembre	2.957.696,22	9 %
Total	€31.417.185,46	100 %

Tableau 3.1 – Perfect Foresight mensuel entre 2013 et 2018 à partir des courbes de prix du marché Day-Ahead

3.1.3 Étude de sensibilité de différents paramètres sur la valeur économique de la centrale de Coo

Une fois la valeur économique de la centrale obtenue, il est possible d'en étudier la sensibilité à la variation de certains paramètres. Dans le cas présent, comme il s'agit d'une étude des principaux facteurs influençant le grand stockage d'électricité en Belgique, je me suis intéressée aux facteurs d'influence suivants :

- la production nucléaire belge et française ;
- la production éolienne belge et allemand ;
- la production solaire belge ;
- les flux physiques nets (différence entre importations et les exportations d'électricité).

L'étude de l'impact de la production nucléaire est justifiée dans le contexte actuel. En effet, étant donné que l'ensemble des réacteurs nucléaires belges doivent cesser leurs opérations d'ici 2025 (Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire, 2017a), il est nécessaire de déterminer quel pourrait être l'impact économique de cette fermeture sur une centrale

comme sur la centrale Coo.

Mon hypothèse de départ était de penser que l'indisponibilité des centrales aurait une corrélation positive avec le *perfect foresight* d'une centrale d'accumulation par pompage.

La production issue des sources d'énergie renouvelable² était également à prendre en compte dans le cadre de cette étude de sensibilité. Parce que les experts estiment que l'électricité issue du solaire et de l'éolien devrait représenter environ la moitié de la production belge d'ici 2030 (RTBF Info, 2018). Enfin, j'ai également considéré les flux physiques entre la Belgique et les différents pays limitrophes, et plus précisément, les échanges entre la Belgique, la France, l'Allemagne et les Pays-Bas.

3.1.3.1 Influence de la production nucléaire

Une fois le *perfect foresight* calculé, il est possible de déterminer s'il existe une corrélation entre la disponibilité du nucléaire et le revenu de Coo. En mars 2019, la production nucléaire belge a fourni 60 % de l'électricité (L'Echo, 2019) nécessaire pour répondre à la demande du réseau. Ceci prouve l'importance du nucléaire dans le mix de production belge. En Belgique, il existe sept réacteurs nucléaires à eau pressurisée répartis comme suit :

- Doel (Flandre) : 4 réacteurs avec une puissance totale de 2.900 Megawatt électrique (MWe) ;
- Tihange (Wallonie) : 3 réacteurs avec une puissance totale de 3.000 MWe.

(Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire, 2017a).

Mon hypothèse de base était que la disponibilité du nucléaire devrait générer un coefficient de corrélation négatif avec le revenu de Coo. Ainsi, si l'ensemble des réacteurs nucléaires sont en fonction, cela impacterait le *perfect foresight* négativement. A contrario, en cas d'indisponibilité de certains ou de tous les réacteurs, cela aurait un impact positif. En conséquence, la fermeture future des centrales belges aurait une influence positive sur la valeur économique de Coo.

Dans un premier temps, je me suis intéressée aux mois d'hiver compris entre 2014 et 2018. En effet, c'est la période de l'année où la production nucléaire semble être particulièrement nécessaire afin de répondre au besoin de chauffage et d'éclairage des consommateurs et des industries. De plus, en hiver, de par le peu d'ensoleillement et des journées plus courtes, la production d'énergie solaire est faible. La figure 3.6, ci-après, détaille la corrélation entre le *perfect foresight* moyen durant une semaine et la production nucléaire pendant les mois suivants : octobre, novembre, décembre et janvier. De plus, comme vu précédemment, ces quatre mois contribuent pour presque la moitié du revenu annuel de la centrale de Coo.

2. Je me suis uniquement intéressée à l'influence de la production solaire et éolienne, car il s'agit des sources de renouvelables les plus courantes chez nous, en termes de puissance installée.

Il semble ne pas y avoir de corrélation entre ces paramètres. Pour m'assurer de cette impression, j'ai étendu ma recherche à l'ensemble des semaines comprises entre 2014 et 2018. Une fois ces données collectées, il était possible de construire un graphique avec, en abscisse la production nucléaire hebdomadaire sur cinq ans, et en ordonnée le *perfect foresight* hebdomadaire de Coo correspondant. On entend ici par hebdomadaire, le *perfect foresight* moyen au cours d'une semaine.

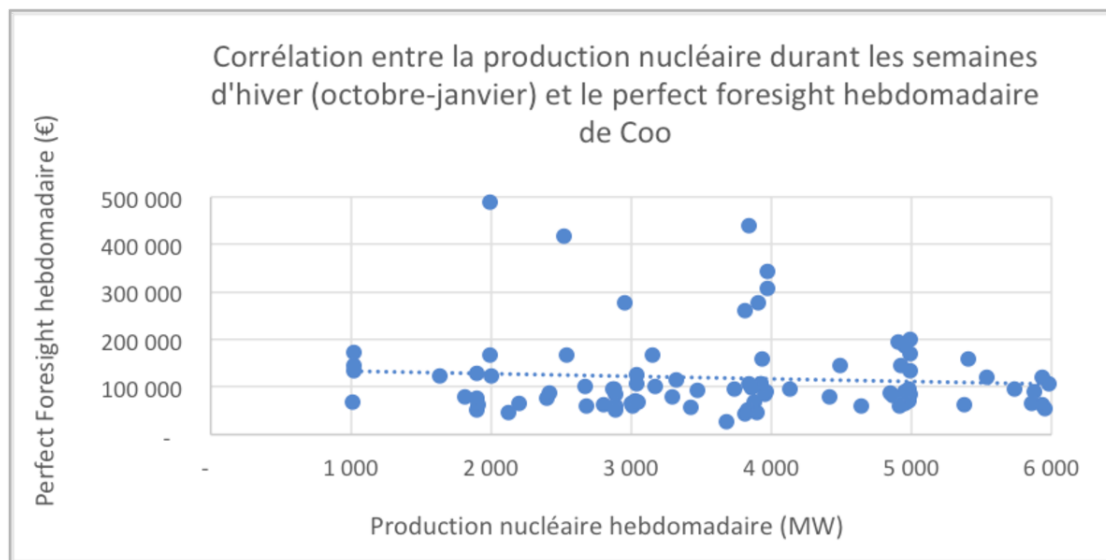


FIGURE 3.6 – Corrélation entre le *perfect foresight* hebdomadaire de Coo et la production nucléaire hebdomadaire belge entre 2014 et 2018 [octobre-janvier]

La figure 3.7 détaille cette constatation à partir des données hebdomadaires. Elle montre qu'il existe une légère tendance, ce qui indique que quand les réacteurs belges produisent normalement, cela aurait comme conséquence d'influencer négativement le *perfect foresight* de Coo. On peut confirmer cette impression en calculant le coefficient de corrélation. Il permet de trouver une forte corrélation entre les données.

Un coefficient de 1 indique une forte corrélation positive, tandis qu'un coefficient de -1 indique une forte corrélation négative. S'il est égal à zéro, cela suggère qu'il n'y a pas de relations entre les paramètres (Ganti, s. d.). Cependant, avant de calculer le coefficient de corrélation, il faut prendre en compte les valeurs extrêmes du *perfect foresight* (voir figure 3.7). Elles correspondent à des événements singuliers. Ils sont dus, entre autres, à des températures très froides en novembre 2017, couplées avec un réacteur (Tihange) et une centrale au gaz (Tessenderlo) à l'arrêt, ainsi qu'à une production éolienne très faible. En novembre 2016, leurs valeurs élevées de *perfect foresight* avaient été générées par des prix particulièrement importants sur le marché à court terme (*Day-Ahead*) européen. À titre d'exemple, le prix horaire, entre 18 et 19 heures, était égal à 696 €/MWh en Belgique et à 829 €/MWh en France le 14/12/2016 (Ernst, 2016).

Sachant cela, il est nécessaire de retirer ces points (en orange) du calcul du coefficient

de corrélation car il s'agit de situations exceptionnelles, qui occurred rarement (6 points sur 260). Les inclure dans le calcul du coefficient risquerait donc de fausser le résultat recherché. En effet, bien que ces points représentent un gain pour la centrale, leur influence est minime sur le revenu total (13 %). Par conséquent, le coefficient entre le *perfect foresight* hebdomadaire et la production nucléaire hebdomadaire belge, entre 2014 et 2018, est de -0,13.

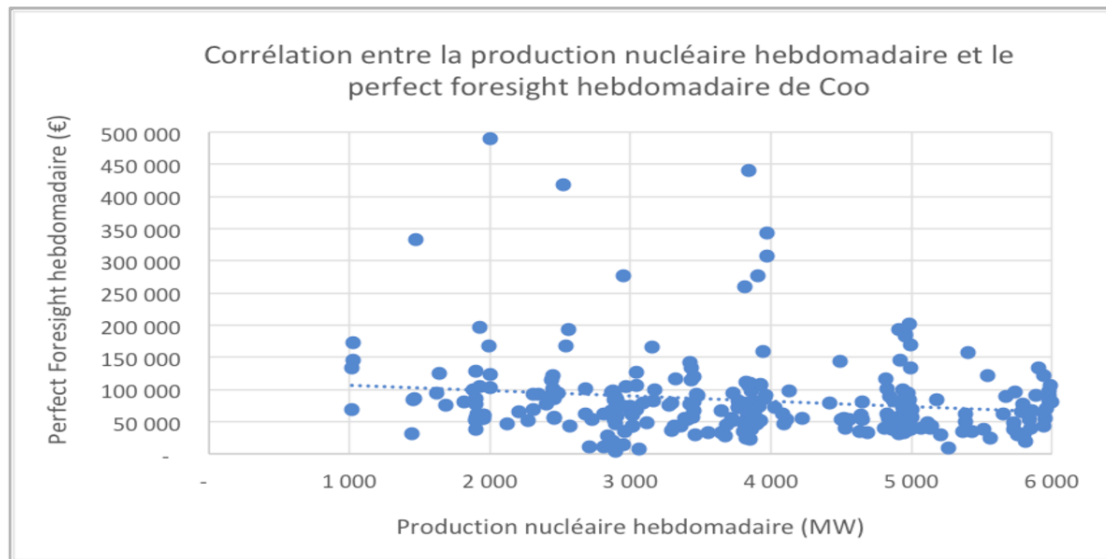


FIGURE 3.7 – Corrélation entre le *perfect foresight* hebdomadaire de Coö et la production nucléaire hebdomadaire belge entre 2014 et 2018³.

Cela induit que la faible production nucléaire fut relativement positive, en termes économiques, pour la centrale de Coö. Cependant, il ne s'agit pas d'une corrélation parfaite. Par exemple, lorsqu'un seul réacteur est en activité (1.000 MW), le *perfect foresight* n'est pas spécifiquement plus important.

Dans un deuxième temps, l'équipe de GEM m'a conseillé de m'intéresser à l'influence de la production nucléaire française sur le *perfect foresight* de Coö. En effet, la production nucléaire française est particulièrement importante. En 2018, les centrales nucléaires en France métropolitaine ont produit 393,2 TWh, ce qui représente 71,7 % du mix énergétique français. L'hexagone est donc le deuxième plus gros producteur d'énergie nucléaire au monde, juste derrière les États-Unis (807 TWh) (World Nuclear Association, s. d.).

La France possède actuellement 58 réacteurs nucléaires⁴ qui sont répartis entre dix-neuf sites, pour une puissance installée égale à 62.400 MW (soit dix fois la puissance nucléaire belge). Il est intéressant de noter que plus de 60 % de la production nucléaire

3. L'ensemble des corrélations de cette partie existe en vue journalière à l'annexe ?? ?? en pages ?? - ??

4. Les 19 centrales nucléaires françaises peuvent être constituées de réacteurs différents ayant un niveau de puissance qui peut varier d'un réacteur à l'autre : 4 réacteurs de 1.450 MW, 20 réacteurs de 1.300 MW et 34 réacteurs de 900 MW (EDF, 2015).

provient de treize sites situés dans trois régions : l'Auvergne-Rhône-Alpes (22,1 %), le Grand Est (21,3 %) et le Centre-Val de Loire (20,7 %) (EDF, 2015).

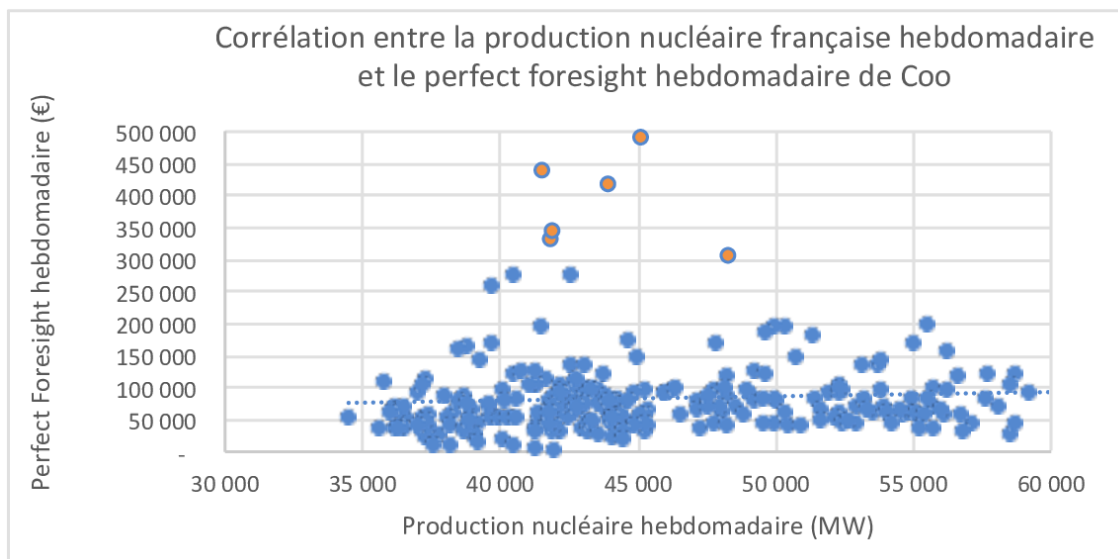


FIGURE 3.8 – Corrélation entre la production nucléaire française hebdomadaire et le *perfect foresight* hebdomadaire de Coo entre 2014 et 2018

La figure 3.8 montre qu'il n'existe pas de corrélation positive entre la production nucléaire française et la valeur économique de Coo. À l'heure actuelle, le coefficient de corrélation est égal à 0,14. Cependant, ce paramètre pourrait gagner en influence dans le futur. En effet, en 2017, les prix étaient les mêmes en France, en Belgique, aux Pays-Bas et en Allemagne plus de 35 % du temps et cette tendance devrait s'intensifier dans les années à venir (Microeconomix, s. d.). Ainsi, il est possible d'estimer que le nucléaire français pourrait directement influencer les prix de l'électricité d'autres pays européens. Dans les années à venir, il pourrait être plus intéressant d'acheter directement le nucléaire français, ce qui pourrait influencer la valeur économique de Coo.

3.1.3.2 Influence de la production éolienne

Pour cette section, je me suis intéressée à l'influence de la production éolienne belge sur le *perfect foresight* de Coo. J'ai rassemblé dans une base de données unique, la production éolienne belge pour chacune des semaines comprises entre 2014 et 2018. Ensuite, je me suis concentrée sur la potentielle corrélation entre la production éolienne et le *perfect foresight* de Coo. Pour ce faire, j'ai rassemblé en un graphique, la production éolienne hebdomadaire belge en abscisse et le *perfect foresight* hebdomadaire en ordonnée.

La figure 3.9 montre qu'il existe une corrélation faible et positive entre la production éolienne hebdomadaire belge et le *perfect foresight* hebdomadaire de Coo. Le coefficient de corrélation entre ces deux paramètres est de 0,27. Les points extrêmes sont liés à la production éolienne et de son évolution en fonction des saisons. Elle est ainsi particulièrement importante en hiver, on passe ainsi d'une moyenne de 237 MW (entre avril et octobre) à

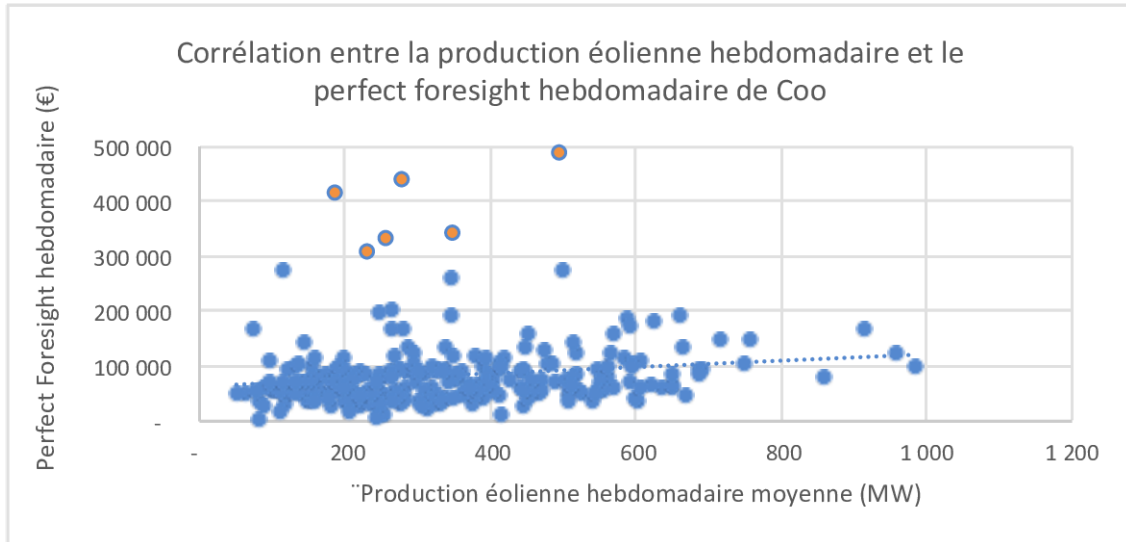


FIGURE 3.9 – Corrélation entre la production éolienne hebdomadaire belge et le *perfect foresight* hebdomadaire de Coö entre 2014 et 2018

436 MW (entre octobre et mars) en 2015.

Dans un deuxième temps, suite à ma première réunion de suivi avec le département GEM, je me suis aussi intéressée à l'influence de la production éolienne allemande sur le *perfect foresight* de Coö. En effet, la capacité installée des éoliennes en Allemagne s'élevait à 59,42 GW à la fin de 2018 (dont 5,2 GW provenant d'installations offshore) contre 38,61 GW en 2014. La capacité installée a ainsi augmenté de 53,88 % entre 2014 et 2018 (Fraunhofer ISE, s. d.-b). Cette importante production éolienne est considérée comme une des causes de la congestion du réseau électrique belge. Cela s'explique, en partie, par la concentration des fermes à éoliennes dans le nord de l'Allemagne et par le manque de lignes haute tension reliant le nord (zone de production) et le sud du pays où se situe la majorité des industries (Boucher, 2018).

La figure 3.10 illustre la corrélation entre le *perfect foresight* hebdomadaire de Coö et la production éolienne hebdomadaire allemande au cours des cinq dernières années. Le graphique présente, en abscisse, la production éolienne allemande hebdomadaire et, en ordonnée, le *perfect foresight* hebdomadaire. On peut ainsi constater qu'il existe une faible corrélation positive entre ces deux paramètres, le coefficient de corrélation est ainsi de 0,28. Il est intéressant de noter que la production éolienne belge et allemande semble influencer la valeur économique de la centrale de stockage par pompage de façon similaire.

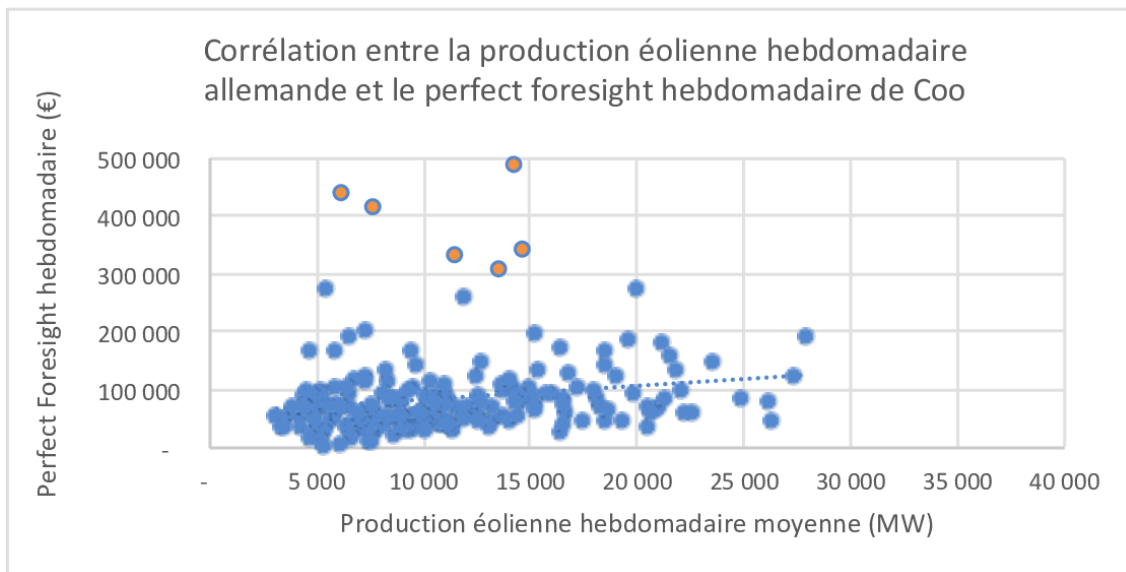


FIGURE 3.10 – Corrélation entre la production éolienne hebdomadaire allemande et le *perfect foresight* hebdomadaire de Coo entre 2014 et 2018

3.1.3.3 Influence de la production solaire

En ce qui concerne la production solaire, je me suis tout d’abord intéressée à la moyenne des températures en Belgique entre 2015 et 2018. Je me suis demandé si les panneaux avaient produit, durant la période étudiée, avec un rendement potentiellement moindre que la normale. En effet, une température trop élevée influence négativement la production des panneaux solaires. Lors d’une hausse des températures, les cellules photovoltaïques qui composent un panneau solaire voient leur tension diminuer et, par corollaire, une baisse de rendement du panneau (DeLong, 2013). La figure 3.11 illustre cette corrélation entre la moyenne des températures (en abscisse) et la production solaire (en ordonnée). On peut ainsi constater que la moyenne des températures en Belgique a rarement dépassé (seulement 4 % des cas), au cours des quatre dernières années, le seuil de 25 °C au-delà duquel le rendement commence à diminuer (DeLong, 2013), on peut donc estimer que les panneaux produisaient de l’électricité à leur rendement maximum.

Par manque de données disponibles pour 2014 sur le site internet d’Elia, je me suis concentrée sur la production solaire belge entre mai et août pour les quatre dernières années (2015 - 2018).

Une fois ces données rassemblées, il était possible de construire un graphique sur base des différents mois analysés (mai, juin, juillet et août). La production solaire hebdomadaire belge (MW) se trouve en abscisse et le *perfect foresight* de Coo (€) en ordonnée. La figure 3.12 démontre qu’il n’existe pas de corrélation parfaite entre la production solaire et le *perfect foresight*. Les données forment un nuage de points qui ne suivent pas une tendance particulière. Cette impression est confirmée par un coefficient de corrélation entre la production solaire et le *perfect foresight* égal à 0,01 et ainsi presque nul.

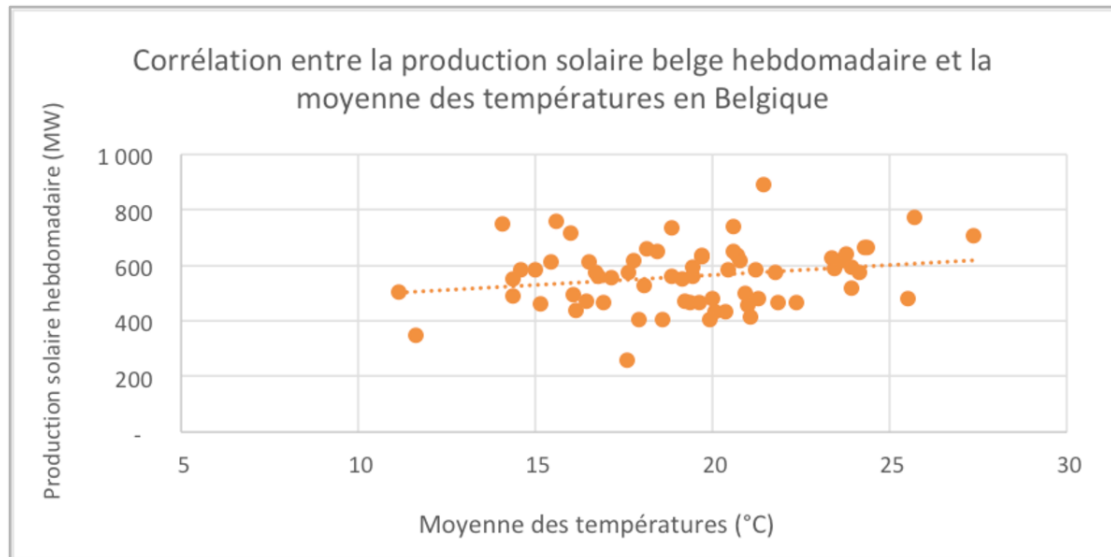


FIGURE 3.11 – Corrélation entre la moyenne des températures et la production solaire belge entre 2015 et 2018

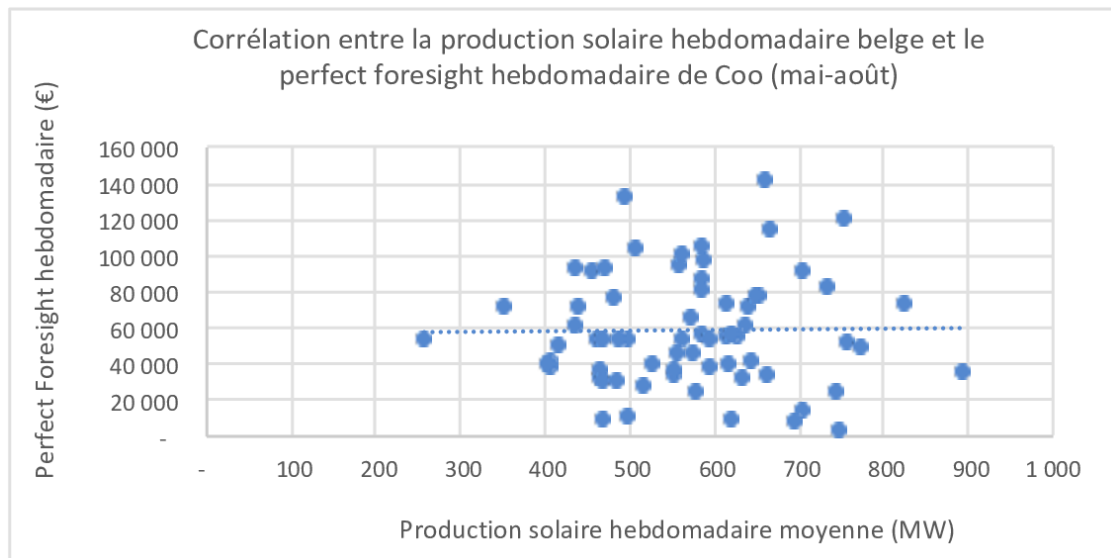


FIGURE 3.12 – Corrélation entre le *perfect foresight* hebdomadaire de Coo et la production solaire hebdomadaire belge entre 2015 et 2018

3.1.3.4 Influence des importations et exportations d'électricité

La dernière partie de cette analyse porte sur les importations et les exportations d'électricité vers ou depuis les pays limitrophes. Il s'agit d'un paramètre important, compte tenu du fait qu'en 2018, plus d'un cinquième du mix énergétique belge était directement issu des importations (Elia, 2019). Dans le cas présent, je me suis surtout intéressée aux flux physiques nets, entre 2014 et 2018, qui ont pris place entre la France, l'Allemagne, les Pays-Bas et la Belgique : pays avec lesquels la Belgique échange principalement. On entend par flux physiques nets la différence entre les exportations et les importations. Depuis fin 2018, grâce au nouveau câble d'alimentation Nemo Link, la Belgique peut maintenant également échanger directement avec le Royaume-Uni (Nemo Link[®], s. d.). Mais par manque de données historiques, je ne les ai pas inclus dans mes calculs.

En effet, Elia ne possède actuellement que les données concernant les importations et exportations, entre les deux pays, ayant eu lieu au cours du premier quadrimestre de 2019.

La figure 3.13 illustre la corrélation entre le total des flux physiques nets hebdomadaires entre la Belgique, la France, les Pays-Bas et l'Allemagne entre 2014 et 2018 en abscisse et, en ordonnée, le *perfect foresight* hebdomadaire de Coo. On peut tout d'abord constater que la Belgique importe sensiblement plus qu'elle n'exporte, ce qui confirme les dires d'Elia, qui soutient que 22 % de notre mix énergétique, en 2018, dépendait directement des importations (Elia, 2019). Cela pourrait s'expliquer, en partie, par une grande indisponibilité de la production nucléaire belge en 2018. Cette tendance a été particulièrement marquée au cours du dernier quadrimestre (Elia, 2019). À titre d'exemple, la part de la production nucléaire dans le mix énergétique belge du mois d'octobre ne représentait que 15 %, suite à l'arrêt inopiné de six réacteurs sur sept.

Enfin, il semblerait que les importations tendent à influencer positivement le *perfect foresight* de Coo (voir les points extrêmes dans la partie gauche du graphique). Ceci est confirmé par le coefficient de corrélation entre les deux paramètres étudiés, qui est égal à -0,22. Il existe donc une corrélation négative entre les flux physiques et la valeur de Coo. Cela se traduit, lorsque les importations d'électricité sont importantes, par une augmentation du *perfect foresight* de la centrale. En effet, le poste de commandement (dispatching) à Bruxelles décide d'importer uniquement lorsque la demande sur le réseau belge est beaucoup trop importante pour l'offre disponible. Cependant, il n'y a pas de réelle corrélation entre le total des flux physiques nets hebdomadaires et le *perfect foresight* hebdomadaire de Coo.

Dans un deuxième temps, je me suis intéressée aux flux physiques entre la Belgique, les Pays-Bas et la France. J'ai choisi ces deux pays en particulier car il s'agit nos partenaires principaux en termes d'importations et d'exportations.

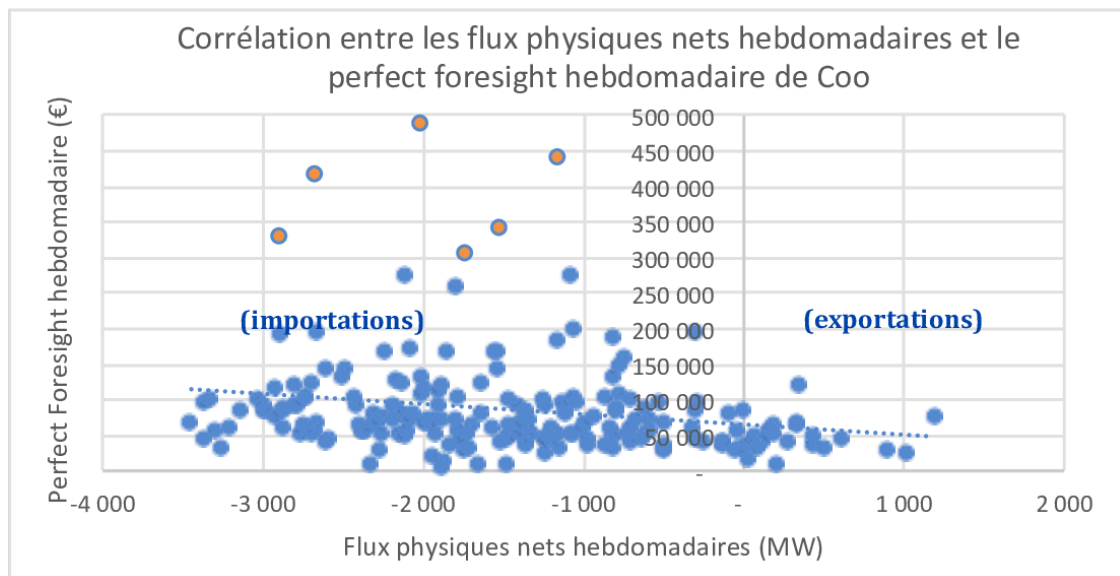


FIGURE 3.13 – Corrélation entre le total des flux physiques nets et le *perfect foresight* de Coo entre 2014 et 2018

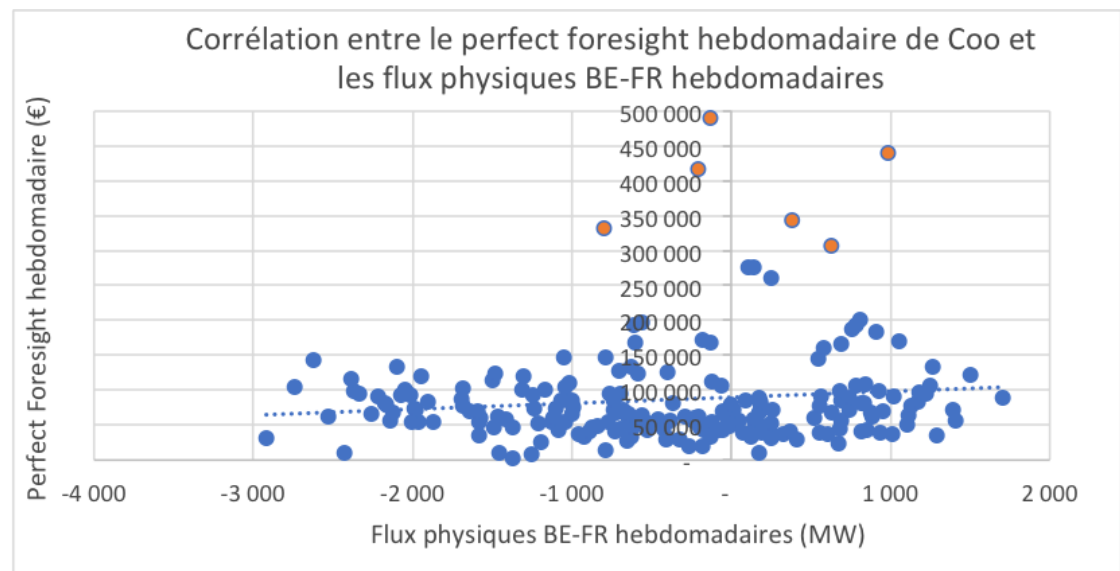


FIGURE 3.14 – Corrélation entre les flux physiques nets entre la France et la Belgique et le *perfect foresight* de Coo entre 2014 et 2018

La figure 3.14 présente la corrélation entre le *perfect foresight* hebdomadaire de Coo et les flux physiques nets entre la France et la Belgique. Le graphique comprend, en abscisse, les flux physiques hebdomadaires entre la Belgique et la France et, en ordonnée, le *perfect foresight* hebdomadaire. On peut constater qu'il n'y a pas de corrélation forte entre ces deux paramètres. En effet, le coefficient de corrélation est égal à 0,08. Cette constatation est confirmée par le fait qu'il existe des points extrêmes (valeurs importantes de *perfect foresight*) que ce soit lors de l'importation ou de l'exportation d'électricité depuis/vers la France.

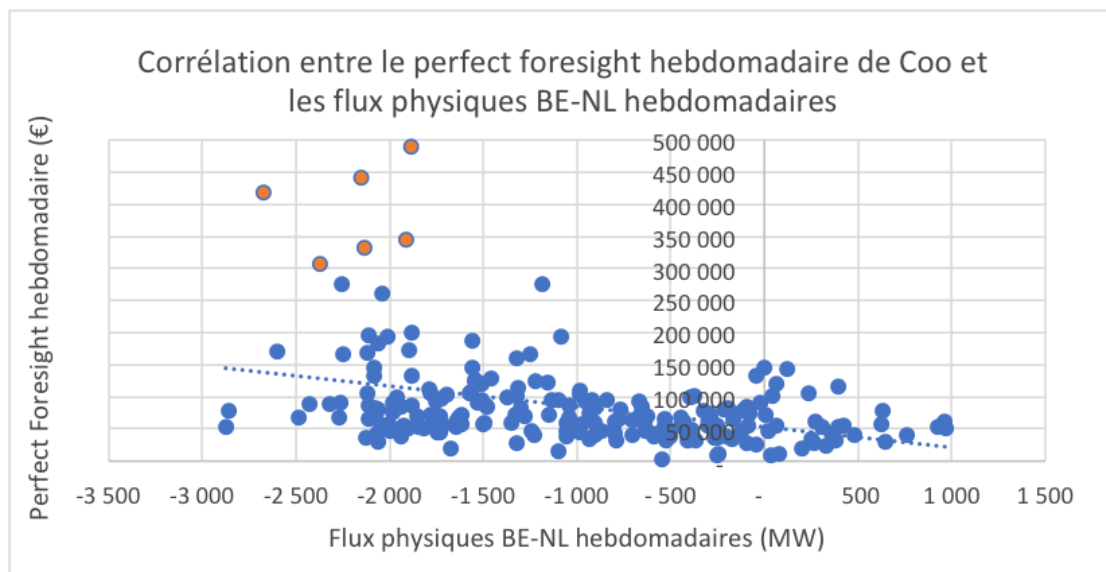


FIGURE 3.15 – Corrélation entre les flux physiques nets entre les Pays-Bas et la Belgique et le *perfect foresight* de Coo entre 2014 et 2018

La figure 3.15, quant à elle, illustre la corrélation entre le *perfect foresight* hebdomadaire de Coo et les flux physiques nets entre les Pays-Bas et la Belgique. Le graphique reprend en abscisse, les flux physiques hebdomadaires entre la Belgique et les Pays-Bas et, en ordonnée, le *perfect foresight* hebdomadaire de Coo. On peut constater qu'il n'y a pas, à première vue, de corrélation forte entre ces deux paramètres. Cependant, lorsqu'on importe beaucoup des Pays-Bas, on constate que le *perfect foresight* augmente fortement. A contrario des importations depuis la France, les importations néerlandaises ont, semble-t-il, une influence importante sur les prix horaires du marché à court terme, ce qui pousserait lesdits prix à la hausse. Ce qui est confirmé par un coefficient de corrélation égal à -0,36.

3.2 Étude du potentiel surcroît de rentabilité d'une centrale d'accumulation par pompage en fonction des évolutions possibles de différentes caractéristiques

Dans le contexte actuel de la production d'électricité en Belgique et face à une augmentation de la consommation d'énergie au niveau mondial⁵ ENGIE Electrabel examine ses options en termes de production. Dans les années à venir, la Belgique va être confrontée à une modification du mix énergétique vers plus d'intermittences et à un besoin de flexibilité croissant de la part du réseau (Elia, s. d.-d). De plus, entre 2025 et 2035, l'électrification du transport et du chauffage devrait s'accélérer, ce qui présentera un nouveau défi en termes d'administration du réseau de distribution (Elia, s. d.-d).

Une solution consisterait à augmenter la puissance et/ou la capacité des centrales existantes. Comme détaillé au point 3.1.3 (pages 59-70), la centrale de Coo est résiliente et n'est pas fortement dépendante d'un ou plusieurs paramètres extérieurs. Par conséquent, cela en fait la candidate idéale, dans un secteur qui évolue toujours plus vite. L'ensemble des données utilisées dans cette partie a été fourni par ENGIE Electrabel.

À l'heure actuelle, il existe trois projets potentiels qui visent à augmenter le potentiel de la centrale de Coo-Trois-Ponts et qui pourraient devenir concrets dans les années à venir. Pour déterminer l'influence de modifications possibles sur la valeur économique de la centrale, j'ai basé cette étude sur la courbe des prix issue du marché à court terme correspond à l'année 2018.

Le premier projet vise à rehausser la hauteur des digues du bassin supérieur II existant, afin d'augmenter la capacité de stockage de la centrale (voir annexe ?? page ??). La quantité d'énergie pouvant être stockée passerait ainsi de 5.650 à 6.075 MWh.

Cela équivaldrait à une augmentation de 7,5 %, pour une puissance et un rendement qui resteraient inchangés. Une fois les données récupérées, je les ai entrées dans le programme d'optimisation utilisé précédemment pour le calcul du *perfect foresight*. Les résultats obtenus, il était possible de comparer le nouveau *perfect foresight* généré avec la valeur correspondant à 2018. Ainsi, la valeur économique annuelle de Coo sur le marché à court terme (*Day-Ahead*), avec cette capacité de stockage supplémentaire, augmenterait de 3 %.

Le deuxième projet consiste à changer les unités de pompage et turbinage, afin d'installer des machines plus modernes et puissantes (voir annexe ?? page ??). Ainsi, la puissance des turbines passera de 1.100 à 1.184 MW et, celle de pompes, de 1.030 à 1.090 MW. Cela correspond à une augmentation de 7,5 %. Le rendement des turbines atteindrait alors 91,5

5. En 2018, la demande d'électricité à travers le monde a augmenté de 4 % (International Energy Agency, s. d.).

%, ce qui correspond à un accroissement de 1,5 %. Après le calcul du nouveau *perfect foresight* et la comparaison avec la valeur économique initiale de la centrale, on peut constater que ces nouveaux modèles de turbines-pompes engendraient une augmentation de 10 % du *perfect foresight* annuel.

Pour terminer, le troisième projet, aussi connu sous l'appellation Coo III, a également pour but d'augmenter encore la taille des deux bassins supérieurs existants. Creuser un troisième bassin supérieur (Coo III d'origine) n'étant, actuellement, pas une priorité en raison du délai de réalisation et de la hauteur de l'investissement. Au travers de ce projet, la centrale verrait augmenter, à la fois, sa puissance et sa capacité de stockage. La puissance passerait alors de 1.100 à 1.600 MW, en mode turbinage, et de 1.030 à 1.480 MW, en mode pompage. Ces augmentations seraient accompagnées de rendements en mode turbinage (+ 0,5 %) et pompage (+ 0,5 %) plus importants. L'énergie pouvant être stockée, quant à elle, atteindrait 7.650 MWh, soit un ajout de 2.000 MWh. Par conséquent, les modifications apportées par ce projet permettraient d'accroître le *perfect foresight* annuel de Coo de 47 %.

Cette capacité supplémentaire nécessiterait, cependant, la création d'une deuxième caverne, afin d'accueillir deux nouveaux groupes turboalternateurs (voir annexe ?? ?? page ??). En conséquence, on peut ce projet nécessiterait les importants travaux de génie civil suivant :

- rehausse des digues des bassins existants : cela nécessiterait d'importants travaux de terrassement ;
- creusement d'une deuxième salle des machines⁶ dans la colline, à côté de la salle actuelle, pour accueillir les deux unités supplémentaires⁷ ;
- raccordement des bassins supérieurs existants à la nouvelle caverne à l'aide d'une conduite forcée supplémentaire ;
- posage d'une nouvelle prise d'eau au fond du bassin inférieur et le raccordement à la seconde salle des machines ;
- agrandissement du bassin inférieur : rehausse des digues et des berges actuelles et approfondissement du bassin existant.

À la vue des résultats obtenus, on peut en déduire qu'il est préférable d'augmenter la puissance des machines par rapport à la modification de la capacité des bassins supérieurs. En effet, en remplaçant « simplement » les groupes turboalternateurs, la valeur économique annuelle de ce type de centrale de stockage croîtrait directement de 10 %, contre les 3 % d'augmentation générés par le rehaussement des digues.

6. La caverne actuelle a été dimensionnée pour accueillir les six groupes turboalternateurs existants et ne contient donc pas la place nécessaire pour ajouter deux unités de production supplémentaires.

7. Les groupes turboalternateurs actuels ne sont pas suffisants pour traiter les 2.000 MWh supplémentaires issus de l'agrandissement des bassins supérieurs existants. Deux nouvelles unités seront donc nécessaires.

	Capacité Max	Puissance Max (MW)		Rendement (%)		Variation par rapport au	Gain en terme de
	(MWh)	Turbines	Pompes	Turbines	Pompes	<i>perfect foresight</i> initial	<i>perfect foresight</i> (%)
Données initiales	5.650	1.100	1.030	90,00	83,33	-	-
+7,5 % (MWh)	6.075	1.100	1.030	90,00	83,33	0,03	3
+7,5 % (MW)	5.650	1.184	1.090	91,50	83,33	0,10	10
Coo III (light)	7.650	1.600	1.480	90,50	83,83	0,47	47

Tableau 3.2 – Tableau récapitulatif des différents projets d’expansion

De plus, il serait plus intéressant, dans un premier temps, d’augmenter, à la fois, la taille des bassins existants et la puissance des unités de production, à la place de creuser une autre salle des machines et d’acheter deux groupes supplémentaires. En effet, la combinaison de ces deux paramètres générerait un accroissement de 13 % du *perfect foresight* annuel. Coo III, bien qu’intéressant en termes de gain de *perfect foresight* (+ 47 %), nécessiterait des investissements initiaux importants et des travaux de génie civil conséquents.

Or, ces deux points constituent souvent un frein à l’investissement (cf. supra 1.4.3.2 Barrières spécifiques aux technologies pages 36). De plus, un arrêt complet ou partiel de la centrale serait requis pour une partie des travaux. Ce qui engendrerait, en plus des coûts de constructions, un manque à gagner certain.

3.3 Comparaison des coûts d’une expansion potentielle de Coo avec le coût d’installation de batteries pour une capacité et puissance similaire

Lorsqu’on analyse les coûts liés à l’expansion potentielle de la centrale de Coo, on se rend compte que les frais d’investissement⁸ peuvent fortement varier en fonction de la capacité de stockage que l’on souhaite obtenir. La figure 3.16, ci-après, illustre le coût additionnel (en ordonnée) engendré par l’ajout d’une unité de capacité supplémentaire⁹ (en abscisse). Les coûts liés aux premiers kilowattheures additionnels sont particulièrement importants car ils n’engendrent qu’un faible gain en termes de kilowattheures (+ 10 MWh). Ainsi ces 10 premiers MWh correspondent à la construction d’un mur autour des bassins supérieurs existants (flèche rouge). Une fois le mur en place, il est possible d’augmenter peu à peu la capacité de stockage à moindre coût (descente entre flèches rouge et verte) car les frais seront répartis sur un plus grand nombre de mégawattheures additionnels, jusqu’à atteindre la limite de la structure : plus 250 MWh (voir flèche verte). Il est ensuite nécessaire d’effectuer une première rehausse des digues des bassins existants, qui devraient être suivie d’une seconde augmentation plus significative jusqu’à atteindre 2.500 MWh. En parallèle, il sera également obligatoire d’agrandir le bassin inférieur. Une

8. Les frais d’investissement m’ont été fournis, dans le cadre de cette étude, par mon maître de stage. Pour des raisons de confidentialité, à la vue du caractère sensible de cette expansion, ils ne pourront pas être présentés dans ce mémoire.

9. On entend par l’ajout d’unités supplémentaires, l’agrandissement des bassins existants. Actuellement, la capacité de la centrale de Coo équivaut à 5.650 MWh, mais pourrait atteindre 9.150 MWh si un troisième bassin (3.500 MWh) était construit.

fois cette limite atteinte, la création d'un troisième basse supérieur (Coo III) est nécessaire (voir flèche mauve).

Une fois que nous avons considéré la capacité de stockage, il est nécessaire de s'intéresser à présent à l'augmentation de puissance de la centrale. La figure 3.17, ci-dessous, illustre le coût additionnel (en ordonnée) engendré par l'ajout d'une unité de puissance supplémentaire (en abscisse). On peut ainsi constater qu'entre 10 et 80 MW ajoutés, le coût additionnel par unité augmente peu (flèche rouge). En effet, il est possible de remplacer les groupe turboalternateurs existants par des machines plus modernes. Cependant, à partir d'un ajout de 90 MW et plus, il devient nécessaire de creuser une seconde salle des machines pour accueillir des nouveaux groupes. On peut ainsi constater une forte augmentation du coût additionnel (flèche verte). Ensuite, chaque accroissement supplémentaire engendrera un coût moindre, car il pourra profiter des rendements d'échelle.

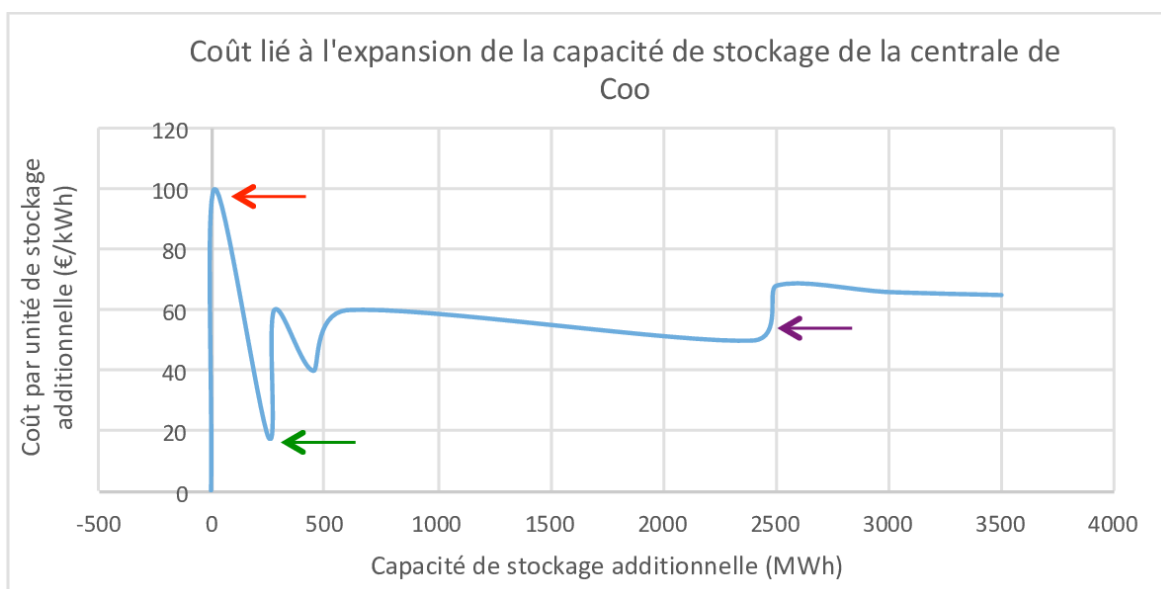


FIGURE 3.16 – Coût additionnel lié à l'expansion de la capacité de stockage de la centrale de Coo

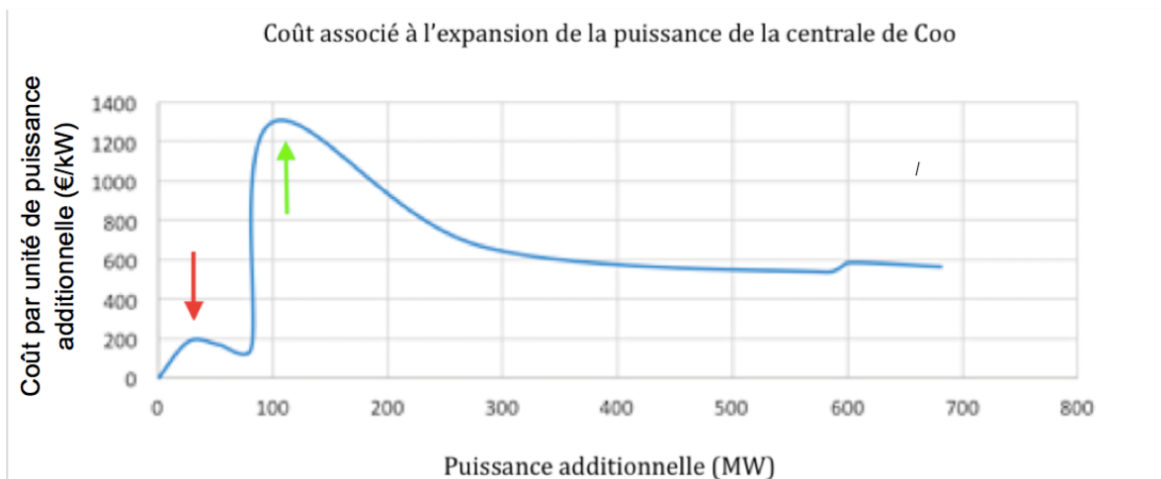


FIGURE 3.17 – Coût additionnel lié à l'augmentation de la puissance de la centrale de Coo

Cependant, les travaux de génie civil requis engendreraient d'importantes dépenses. Ce qui induit une nouvelle augmentation des coûts additionnels, au-delà du seuil des 2.500 MWh supplémentaires installés.

Par conséquent, pour cette comparaison, je suis partie de l'hypothèse que ENGIE Electabel finirait, de toute façon, par creuser un troisième bassin supérieur (Coo III) dans un avenir plus ou moins proche. En effet, si on peut augmenter la taille des bassins ou moderniser les groupes turboalternateurs existants, ces modifications ont une limite. Une fois celle-ci dépassée, Coo III deviendrait nécessaire. Des études menées en interne ont permis de déterminer la puissance des nouveaux groupes turboalternateurs (+ 681 MW) et la capacité de stockage additionnelle d'un troisième bassin, mais également une estimation des coûts de construction. Comme expliqué précédemment dans ce mémoire (cf. supra 3.2 Étude du potentiel surcroît de rentabilité d'une centrale d'accumulation par pompage en fonction des évolutions possibles de différentes caractéristiques en page 70), ce projet n'est pas une priorité au vu de la hauteur de l'investissement et du délai de réalisation. Sachant cela, une option possible pour obtenir un résultat semblable, en termes de puissance et de capacité, pourrait être d'acheter plusieurs grandes batteries Li-ion. Cette solution apparaît comme étant, à la fois, relativement plus simple (pas de travaux de génie civil requis) et potentiellement moins chère.

D'un commun accord avec mon maître de stage, nous avons décidé de comparer le stockage par pompage et le stockage électrochimique, plus précisément grandes batteries Li-ion, et ce, pour plusieurs raisons. Tout d'abord, il est à noter qu'à l'heure actuelle, le stockage par pompage est la technologie la plus répandue à travers le monde, alors que les batteries sont de plus en plus utilisées pour fournir des services auxiliaires (« Electricity storage and renewables : Costs and markets to 2030 », 2017). Il serait donc intéressant de comparer une technologie très mature avec une technologie montante et dont l'usage se généralise.

De plus, l'installation de plusieurs batteries peut s'effectuer très rapidement. À titre d'exemple, la plus grande batterie Li-ion au monde a été installée et rendue opérationnelle en moins de 100 jours (Zaffagni, 2017). A contrario, une centrale d'accumulation par pompage requiert des travaux pouvant durer plusieurs années (cf. supra 1.4.3 Les barrières au développement en page 35). Le stockage électrochimique pourrait donc s'avérer être une très bonne alternative à la création d'un troisième bassin supérieur à Coo, si l'installation de batteries, en plus d'être plus facile, s'avère abordable.

Une fois, mes hypothèses de travail définies et approuvées par mon maître de stage, j'ai commencé par m'intéresser aux projets, de grande échelle, qui ont utilisé la technologie de stockage électrochimique, entre 2017 et 2018. J'en ai trouvé deux de tailles différentes :

- Le premier projet est situé à Pfreimd (Bavière, Allemagne) et fonctionne grâce à une série de batteries produites par Siemens. Le projet a été développé par ENGIE Allemagne et mis en service en octobre 2018. L'ensemble des batteries possède une

puissance totale d'environ 12 MW et une capacité de 12 MWh (Bucher, 2018). Le coût du projet est estimé à neuf millions d'euros, soit l'équivalent de 750 euros par kilowattheure et kilowatt installés. ENGIE a estimé que les coûts liés à la distribution¹⁰. reviendraient à 500 euros par kilowattheure et 250 euros par kilowatt ;

- Le deuxième projet est situé dans le sud de l'Australie. Il fonctionne à partir d'une batterie Tesla, qui possède une puissance égale à 100 MW et une capacité de 129 MWh. Elle a été inaugurée début décembre 2017 (Zaffagni, 2017). La construction aura requis un investissement initial d'environ 70 millions d'euros, soit l'équivalent de 700 euros par kilowattheure et kilowatt installés (Krieger, 2018). L'estimation des coûts liés à la distribution est de 450 euros par kilowattheure et de 250 euros par kilowatt.

Une fois que le montant des dépenses, associées à ces deux projets, connu, il était possible d'étudier l'évolution potentielle de ces coûts au cours des années à venir. En effet, si le projet était approuvé cette année, les travaux nécessaires à la construction de Coo III ne seraient pas terminés avant 2025. Il serait donc plus opportun de considérer le coût futur des batteries Li-ion plutôt que le coût actuel. De plus, il est important de noter que, d'ici 2030, le secteur s'attend à une diminution de moitié du prix des batteries (Tsiropoulos, Tarvydas & Lebedeva, 2018), grâce à la fabrication en série. Elle sera rendu possible par des économies d'échelle mises en place et l'expérience accumulée par le secteur. Par conséquent, le coût d'une mise en place d'une unité de puissance devraient diminuer de 20 % et ceux d'une unité de capacité de 35 % (Küpper et al., 2018, p. 3).

Sachant cela, il est possible de déterminer comment cela pourrait affecter les dépenses engendrées par les deux projets présenté précédemment. Pour ce faire, il est tout d'abord nécessaire de calculer la moyenne entre les coûts de distribution. Le premier projet coûtait 500 euros par kilowattheure et 250 par kilowatt. Tandis que le deuxième coûtait 450 euros par kilowattheure et 250 euros par kilowatt. Un fois les moyennes obtenues, il reste à leur appliquer les réductions futures en termes de coûts, soit -35 % par unité de capacité (MWh) et -20 % par unité de puissance (MW).

$$\frac{(450 + 500)}{2} \times (1 - 0,35) = 300 \text{ €/MWh}$$

$$\frac{(250 + 250)}{2} \times (1 - 0,20) = 200 \text{ €/MWh}$$

En conséquence, un kilowattheure installé coûterait environ 300 euros et un kilowatt installé, 200 euros. Le tableau 3.3 résume les coûts associés à des batteries Li-ion possédant des puissances et capacités différentes. Ils ont été calculés à partir des coûts de distribution propres aux deux projets présentés précédemment. Tout en prenant en compte le fait que les coûts seront plus élevés pour les plus *petites* batteries, étant donné qu'ils ne peuvent

10. ENGIE estime généralement les frais de distribution, liés au stockage, comme suit : environ 35 % des coûts seront dédiés à l'achat de la puissance (€/kW) et 65 % à la capacité de stockage (€/kWh) (Didden, 2019)

pas profiter des rendements d'échelle sur les différents composants. Une fois les données rassemblées dans un document Excel unique, il était possible de comparer les coûts associés à l'expansion de la centrale avec le coût d'installation de plusieurs batteries, pour chacune des valeurs données de puissance et de capacité.

Capacité (MWh)	€/KWh	Puissance (MW)	€/KW
10	350	10	250
40	300	100	200
400	300	600	200

Tableau 3.3 – Hypothèses de calcul

La figure 3.18 en page 79, ci-dessous, est composée, en abscisse (exprimée en mégawatt), de différentes valeurs de puissance et, en ordonnée, de capacité (exprimée en mégawattheure). Le but de cette matrice est de pouvoir comparer, le coût de Coo III avec le coût d'installation de plusieurs batteries Li-ion (en millions d'euros) et, par conséquent, de déterminer, à chaque fois, la technologie la plus abordable pour une même valeur de puissance et de capacité. Ainsi, lorsque le stockage par pompage est moins coûteux que le stockage électrochimique, la valeur correspondant au pompage est en rouge dans la matrice. Une fois cette consigne appliquée à l'ensemble des données, il est possible de départager les valeurs pour lesquelles le stockage par pompage est plus abordable, des valeurs correspondant au stockage électrochimique. La courbe rouge, sur la figure 3.18, représente la délimitation, à partir de laquelle investir dans le stockage par pompage cesse d'être plus abordable que d'investir dans plusieurs batteries. Cette courbe permet de détailler pour quelles associations de puissance et de capacité, les batteries seraient plus intéressantes (à droite de la ligne) que la création d'un troisième basse (à gauche).

On peut ainsi constater plusieurs choses. Tout d'abord, il apparaît que les batteries sont plus intéressantes, d'un point de vue économique, lorsqu'elles possèdent une puissance supérieure à 80 MW et une capacité moyenne comprise entre 10 et 450 MWh. Tandis qu'entre 10 et 80 MW de puissance installée, remplacer les machines existantes serait suffisant. Ensuite, Coo III est particulièrement favorable en termes de large capacité de stockage. En effet, la 3.18 montre que le stockage par pompage est le plus approprié si l'on recherche des capacités de stockage importantes (supérieures à 900 MWh), quelle que soit la puissance associée. En d'autres mots, dans le cas du projet Coo III, d'une puissance de 600 MW et une capacité de 3.000 MWh, le stockage par pompage serait à préférer.

3.4 Discussion finale

Cette partie a pour but de discuter les résultats obtenus au cours de cette gestion de projet et d'apporter plusieurs éléments de réponse à la question suivante : quels sont les facteurs pouvant influencer le grand stockage en Belgique ?

Le premier point de ce troisième chapitre portait sur le calcul de la valeur économique

de la centrale de Coo, entre 2013 et 2018. On a ainsi, tout d'abord, pu constater que la centrale de Coo a été opérée chaque jour au cours des dix dernières années. En réalité, la centrale a, pendant 75 % du temps, utilisé 85 % de la capacité de stockage disponible dans ses bassins supérieurs. Sachant qu'il s'agit, en majorité, de cycles de turbinage complets, on peut en déduire que la centrale arrive, à l'heure actuelle, presque au maximum de ce que les infrastructures existantes peuvent fournir. Par conséquent, une première recommandation à l'entreprise viserait à conseiller une expansion de la centrale dans les années à venir.

Ensuite, on a cherché à déterminer quel était l'indicateur de performance le plus opportun pour calculer la valeur économique du grand stockage sur le marché belge. Après comparaison, le *perfect foresight* est apparu comme étant le concept mathématique à préférer, dans le cadre d'une analyse basée sur des données historiques. Une fois ce fait acquis, il était possible de calculer la valeur économique de la centrale de Coo, entre 2013 et 2018. L'analyse a permis de constater que le revenu optimisé était resté relativement stable au cours des six dernières années, tant du point de vue annuel que mensuel. Cependant, on a pu noter que la contribution au revenu annuel moyen variait d'un mois à l'autre. Ainsi, les mois de janvier (10 %), octobre (12 %), novembre (15 %) et décembre (9 %) contribuent pour 46 % du revenu annuel de la centrale, à comparer aux mois de février (6 %), juillet (5 %) et août (5 %) .

Enfin, on est passé à l'étude de sensibilité de différents paramètres sur la valeur économique sur la centrale de stockage par pompage de Coo, entre 2014 et 2018. Pour rappel, le choix des différents paramètres était basé sur le contexte actuel de la production d'électricité en Belgique. Cette analyse nous a permis de conclure qu'il n'existait actuellement pas de corrélation parfaite entre le *perfect foresight* de Coo et les facteurs suivants :

- la production nucléaire belge (-0,13) et française (0,14) ;
- la production éolienne belge (0,27) et allemande (0,28) ;
- la production solaire belge (0,01) ;
- les flux physiques nets entre la Belgique, la France, les Pays-Bas et l'Allemagne (-0,22).

On peut déduire de ces résultats que, à l'heure actuelle, la centrale de pompage de Coo-Trois-Ponts ne dépend pas de manière intrinsèque du marché à court terme (*Day-Ahead*) belge. Cela nous permet de répondre à la question de recherche. Ainsi, le grand stockage, en Belgique, n'est pas fortement influencé par un facteur en particulier. On peut cependant relever la corrélation positive de la production éolienne, aussi bien belge qu'allemande, ainsi que la corrélation négative des importations que font augmenter la valeur du *perfect foresight*.

Le deuxième point de ce chapitre cherchait à déterminer l'influence de différents projets d'expansion sur la valeur économique de Coo. On a ainsi pu déterminer qu'une augmentation de la puissance de groupes turboalternateurs de 7,5 % résulte en un accroissement de la valeur du *perfect foresight* de 10 %. Tandis, qu'une augmentation similaire de la capacité de stockage (+ 7,5 %) n'équivaut qu'à un accroissement de 3 % du *perfect foresight*. Ainsi, on peut en déduire, qu'un ajout de puissance supplémentaire est à préférer à un agrandissement des bassins supérieurs.

Le troisième point visait à comparer le coût de Coo III avec le coût d'installation de plusieurs grandes batteries Li-ion. On a ainsi pu constater que les batteries sont plus intéressantes, économiquement, lorsqu'elles possèdent une puissance supérieure à 80 MW et une capacité de stockage comprise entre 10 et 450 MWh. A contrario, Coo III est à préférer si l'on recherche une forme de stockage additionnel ayant une puissance faible, comprise entre 10 et 80 MW. Enfin, le stockage par pompage est particulièrement adapté dans le cas où de larges capacités de stockage sont nécessaires (supérieures à 900 MWh). En d'autres mots, pour un projet d'une puissance supérieure à 600 MW et d'une capacité de plus de 3.000 MWh, le stockage par pompage serait à préférer au stockage électrochimique, d'un point de vue économique.

MWh/MW (M€)	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160	170	180	190	200	250	300	350	400	450	500	550	600
10	11,86	12,90	66,17	131,00	140,20	148,72	155,90	163,68	169,38	175,87	180,10	184,42	188,06	191,00	194,60	199,24	214,33	247,68	268,88	287,42	318,95	351,00
20	21,00	23,50	26,00	23,00	27,00	27,00	31,00	31,00	33,00	35,00	37,00	39,00	41,00	43,00	51,00	63,00	73,00	83,00	93,00	103,00	113,00	123,00
30	12,22	13,26	66,13	131,36	140,56	149,08	156,26	164,04	169,74	176,23	180,46	184,78	188,42	191,36	194,96	199,60	214,69	248,04	269,24	287,78	319,31	351,36
40	24,50	27,00	29,50	26,00	28,00	30,00	32,00	34,00	36,00	38,00	40,00	42,00	44,00	46,00	56,00	66,00	76,00	86,00	96,00	106,00	116,00	126,00
50	12,40	13,44	66,71	131,54	140,74	149,26	156,44	164,22	169,92	176,41	180,64	184,96	188,60	191,54	195,14	199,78	214,87	248,22	269,42	287,96	319,49	351,54
60	28,00	30,50	33,00	29,00	31,00	33,00	35,00	37,00	39,00	41,00	43,00	45,00	47,00	49,00	59,00	69,00	79,00	89,00	99,00	109,00	119,00	129,00
70	12,58	13,62	66,89	131,72	140,92	149,44	156,62	164,40	170,10	176,59	180,82	185,14	188,78	191,72	195,32	199,96	215,05	248,40	269,60	288,14	319,67	351,72
80	31,50	34,00	36,50	32,00	34,00	36,00	38,00	40,00	42,00	44,00	46,00	48,00	50,00	52,00	62,00	72,00	82,00	92,00	102,00	112,00	122,00	132,00
90	12,76	13,80	67,07	131,90	141,10	149,62	156,80	164,58	170,28	176,77	181,00	185,32	188,96	191,90	195,50	200,14	215,23	248,58	269,78	288,32	319,85	351,90
100	35,00	37,50	40,00	35,00	37,00	39,00	41,00	43,00	45,00	47,00	49,00	51,00	53,00	55,00	65,00	75,00	85,00	95,00	105,00	115,00	125,00	135,00
110	12,94	13,98	67,25	132,08	141,28	149,80	156,98	164,76	170,46	176,95	181,18	185,50	189,14	192,08	195,68	200,32	215,41	248,76	269,96	288,50	319,03	352,08
120	38,00	40,50	43,00	38,00	40,00	42,00	44,00	46,00	48,00	50,00	52,00	54,00	56,00	58,00	68,00	78,00	88,00	98,00	108,00	118,00	128,00	138,00
130	13,12	14,16	67,43	132,26	141,46	149,98	157,16	164,94	170,64	177,13	181,36	185,68	189,32	192,26	195,86	200,50	215,59	248,94	270,14	288,68	319,21	352,26
140	42,00	44,50	47,00	41,00	43,00	45,00	47,00	49,00	51,00	53,00	55,00	57,00	59,00	61,00	71,00	81,00	91,00	101,00	111,00	121,00	131,00	141,00
150	13,30	14,34	67,61	132,44	141,64	150,16	157,34	165,12	170,82	177,31	181,54	185,86	189,50	192,44	196,04	200,68	215,77	249,12	270,32	288,86	319,39	352,44
160	45,00	48,00	50,50	44,00	46,00	48,00	50,00	52,00	54,00	56,00	58,00	60,00	62,00	64,00	74,00	84,00	94,00	104,00	114,00	124,00	134,00	144,00
170	13,48	14,52	67,79	132,62	141,82	150,34	157,52	165,30	171,00	177,49	181,72	186,04	189,68	192,62	196,22	200,86	215,95	249,30	270,50	289,04	319,57	352,62
180	48,00	51,50	54,00	47,00	49,00	51,00	53,00	55,00	57,00	59,00	61,00	63,00	65,00	67,00	77,00	87,00	97,00	107,00	117,00	127,00	137,00	147,00
190	13,66	14,70	67,97	132,80	142,00	150,52	157,70	165,48	171,18	177,67	181,90	186,22	189,86	192,80	196,40	201,04	216,13	249,48	270,68	289,22	319,75	352,80
200	52,00	55,00	57,50	50,00	52,00	54,00	56,00	58,00	60,00	62,00	64,00	66,00	68,00	70,00	80,00	90,00	100,00	110,00	120,00	130,00	140,00	150,00
210	14,56	15,60	68,87	133,70	142,90	151,42	158,60	166,38	172,08	178,57	182,80	187,12	190,76	193,70	197,30	201,94	217,03	250,38	271,58	290,12	321,65	353,70
220	70,00	72,50	75,00	65,00	67,00	69,00	71,00	73,00	75,00	77,00	79,00	81,00	83,00	85,00	95,00	105,00	115,00	125,00	135,00	145,00	155,00	165,00
230	15,26	16,30	69,57	134,40	143,60	152,12	159,30	167,08	172,78	179,27	183,50	187,82	191,46	194,40	198,00	202,64	217,73	251,08	272,28	290,82	322,35	354,40
240	87,50	90,00	92,50	80,00	82,00	84,00	86,00	88,00	90,00	92,00	94,00	96,00	98,00	100,00	110,00	120,00	130,00	140,00	150,00	160,00	170,00	180,00
250	15,46	16,50	69,75	134,50	143,70	152,22	159,40	167,18	172,88	179,37	183,60	187,92	191,56	194,50	198,10	202,74	217,83	251,18	272,38	290,92	322,45	354,50
260	105,00	107,50	110,00	95,00	97,00	99,00	101,00	103,00	105,00	107,00	109,00	111,00	113,00	115,00	125,00	135,00	145,00	155,00	165,00	175,00	185,00	195,00
270	28,11	29,15	82,11	147,25	156,45	164,97	172,15	179,93	185,63	192,12	196,35	200,67	204,31	207,25	210,85	215,49	240,58	261,78	282,98	304,18	325,40	346,60
280	122,50	125,00	127,50	110,00	112,00	114,00	116,00	118,00	120,00	122,00	124,00	126,00	128,00	130,00	140,00	150,00	160,00	170,00	180,00	190,00	200,00	210,00
290	28,36	29,40	82,65	147,50	156,70	165,22	172,40	180,18	185,88	192,37	196,60	200,92	204,56	207,50	211,10	215,74	240,83	262,03	283,23	304,43	325,65	346,85
300	140,00	142,50	145,00	125,00	127,00	129,00	131,00	133,00	135,00	137,00	139,00	141,00	143,00	145,00	155,00	165,00	175,00	185,00	195,00	205,00	215,00	225,00
310	30,36	31,40	84,67	149,50	158,70	167,22	174,40	182,18	187,88	194,37	198,60	202,92	206,56	209,50	213,10	217,74	242,83	264,03	285,23	306,43	327,65	348,85
320	157,50	160,00	162,50	140,00	142,00	144,00	146,00	148,00	150,00	152,00	154,00	156,00	158,00	160,00	170,00	180,00	190,00	200,00	210,00	220,00	230,00	240,00
330	28,86	29,90	83,17	148,00	157,20	165,72	172,90	180,68	186,38	192,87	197,10	201,42	205,06	208,00	211,60	216,24	241,33	262,53	283,73	304,93	326,15	347,35
340	149,00	151,00	153,00	135,00	137,00	139,00	141,00	143,00	145,00	147,00	149,00	151,00	153,00	155,00	165,00	175,00	185,00	195,00	205,00	215,00	225,00	235,00
350	31,01	32,05	85,32	150,70	159,90	168,42	175,60	183,38	189,08	195,57	199,80	204,12	207,76	210,70	214,30	218,94	244,03	265,23	286,43	307,63	328,85	350,05
360	164,00	166,00	168,00	170,00	172,00	174,00	176,00	178,00	180,00	182,00	184,00	186,00	188,00	190,00	200,00	210,00	220,00	230,00	240,00	250,00	260,00	270,00
370	46,86	47,90	101,17	166,00	175,20	183,72	190,90	197,60	204,38	210,87	215,10	219,42	223,06	226,00	229,60	234,24	259,33	280,53	301,73	322,93	344,13	365,33
380	194,00	196,00	198,00	200,00	202,00	204,00	206,00	208,00	210,00	212,00	214,00	216,00	218,00	220,00	230,00	240,00	250,00	260,00	270,00	280,00	290,00	300,00
390	52,47	53,51	106,78	171,62	180,82	189,34	196,52	204,29	210,99	216,48	220,72	225,04	228,68	232,22	236,86	241,50	266,59	287,79	308,99	330,19	351,39	372,59
400	224,00	226,00	228,00	230,00	232,00	234,00	236,00	238,00	240,00	242,00	244,00	246,00	248,00	250,00	260,00	270,00	280,00	290,00	300,00	310,00	320,00	330,00
410	57,98	59,02	112,29	177,13	186,33	194,84	202,03	209,80	215,51	222,00	226,23	230,55	234,18	237,13	240,73	245,37	270,46	291,66	312,86	334,06	355,26	376,46
420	254,00	256,00	258,00	260,00	262,00	264,00	266,00	268,00	270,00	272,00	274,00	276,00	278,00	280,00	290,00	300,00	310,00	320,00	330,00	340,00	350,00	360,00
430	63,25	64,29	117,56	182,40	191,60	200,11	207,30	215,07	220,78	227,27	231,50	235,82	239,45	242,40	246,00	250,63	275,73	296,93	318,13	339,33	360,53	381,73
440	284,00	286,00	288,00	290,00	292,00	294,00	296,00	298,00	300,00	302,00	304,00	306,00	308,00	310,00	320,00	330,00	340,00	350,00	360,00	370,00	380,00	390,00
450	81,36	82,40	135,67	200,51	209,71	218,22	225,41	233,18	238,89	245,38	249,61	253,93	257,56	260,51	264,11	268,74	293,84	314,04	335,24	356,44	377,64	398,84
460	389,00	391,00	393,00	395,00	397,00	399,00	401,00	403,00	405,00	407,00	409,00	411,00	413,00	415,00	425,00	435,00	445,00	455,00	465,00	475,00	485,00	495,00
470	93,36	94,40	147,67	212,50	221,70	230,22	237,40	245,18	250,88	257,37	261,60	265,92	269,56	272,50	276,10	280,74	305,83	326,03	347,23	368,43	389,63	410,83
480	464,00	466,00	468,00	470,00	472,00	474,00	476,00	478,00	480,00	482,00	484,00	486,00	488,00	490,00	500,00	510,00	520,00	530,00	540,00	550,00	560,00	570,00
490	104,48	105,52	158,79	223,63	232,83	240,34	248,53	256,30	262,01	268,50	272											

Chapitre 4

Bilan et perspectives

4.1 Analyse critique et mise en perspective

Dans cette partie, je vais commencer par évaluer le résultat obtenu et estimer le degré de satisfaction des différents objectifs qui jalonnaient la gestion de projet. Cette analyse critique comprend également le détail des difficultés rencontrées au cours de cette gestion de projet, autant sur le plan méthodologique, qu’humain et technique. De plus, pour chaque problème rencontré, je proposerai une ou plusieurs pistes d’amélioration qui auraient pu permettre de les éviter ou de réduire leur impact.

Mon premier objectif consistait à analyser l’environnement du projet, afin de mieux cerner les attentes de la société. Le résultat qui était attendu comprenait deux éléments : la première partie du cahier des charges ainsi que le rapport de l’interview. Afin d’atteindre ce résultat, la méthodologie choisie consistait, tout d’abord, à consulter les différents rapports internes portant sur la centrale de Coö. Pour terminer, un *face-to-face* (étude de terrain) était prévu avec le personnel, afin de valider les données obtenues et les observations faites, ainsi que d’appréhender, au mieux, le fonctionnement d’ENGIE Electrabel et du portefeuille du groupe. Cela m’a permis de comprendre comment l’entreprise gère au quotidien ses secteurs d’activité et d’intégrer son vocabulaire propre. Je n’ai pas rencontré de difficultés particulières pour ce premier objectif et j’estime avoir obtenu le résultat souhaité sur base de la méthodologie retenue. De ce fait, le degré de satisfaction associé à cet objectif est de 100 %.

Le deuxième objectif était dédié à l’analyse du fonctionnement de la centrale d’accumulation par pompage de Coö et de ses différentes caractéristiques. Le résultat pour cet objectif nécessitait la création d’un dossier synthétisant l’ensemble des observations faites. Pour ce faire, la méthodologie recommandait d’utiliser les rapports internes et la documentation disponible sur internet, ainsi que sur un dans un groupe de discussion, de manière à valider les observations faites. Pour ce faire, j’ai donc sollicité mon maître de stage, mais aussi le personnel du département maintenance électrique et mécanique, afin de profiter de leur expérience professionnelle. Je n’ai pas rencontré de difficultés particulières pour ce deuxième objectif. Par conséquent, il a pu être atteint en suivant la méthodologie choisie

et le degré de satisfaction qui lui est associé est égal à 100 %.

Le troisième objectif portait sur l'analyse des principaux mécanismes des marchés de l'électricité. Le résultat qui était attendu visait à constituer un dossier résumant l'analyse critique réalisée et les observations faites. La méthodologie, afin d'atteindre ce résultat, consistait, dans un premier temps, à faire des recherches et à se documenter sur les différents paramètres qui impactent les marchés et, par conséquent, la valeur économique de Co_o. Une fois la collecte d'informations terminée, je me suis rendue au siège d'ENGIE Benelux à Bruxelles, afin de rencontrer les économistes du département GEM et de leur poser plusieurs questions. Cette première rencontre constituait le deuxième temps de la méthodologie choisie pour cet objectif. Auprès de ces spécialistes, j'ai pu vérifier mes observations et ai obtenu certaines précisions concernant le fonctionnement des différents marchés, mais aussi l'explication du concept de déséquilibre. C'est au travers de cette entrevue que j'ai réalisé que l'étude de la valeur économique de Co_o, à partir des courbes de prix du marché à très court terme (*Intraday*), était bien trop complexe. Il s'agissait là de la première réelle difficulté rencontrée. En effet, le marché *Intraday* dépend de trop nombreux facteurs, ce qui rend son influence sur la centrale de Co_o difficile à appréhender et à étudier. Cette réflexion s'applique également au marché du déséquilibre. Mon maître de stage et moi-même avons décidé, d'un commun accord, de réduire le champ initial de cette étude, afin de me permettre de me concentrer pleinement sur le marché à court terme (*Day-Ahead*). Cet objectif s'est révélé être plus compliqué que je ne l'avais initialement imaginé car j'avais sous-estimé la complexité du marché de l'électricité. Celui-ci nécessiterait une analyse de fond afin d'en comprendre pleinement tous les mécanismes. Bien que la méthodologie retenue pour cette partie ait été respectée, je pense que cette partie aurait pu être menée d'une manière plus efficace. Une piste d'amélioration serait d'augmenter la synergie avec le département GEM. En effet, si j'avais commencé cette gestion de projet par un entretien avec le département, afin de discuter les hypothèses de départ de cette étude, j'aurais ainsi pu identifier dès le départ la complexité du marché à très court terme et ainsi mieux optimiser le temps imparti. Par conséquent, le degré de satisfaction de cet objectif est de 80 %.

Le quatrième objectif avait pour but d'analyser les courbes de prix issues du marché d'électricité belge à court terme pour en extraire la valeur économique d'une centrale d'accumulation par pompage. La méthodologie retenue consistait tout d'abord à collecter les prix des six dernières années, afin de calculer le revenu optimisé pour chaque heure comprise entre 2013 et 2018, pour ensuite étudier l'évolution du perfect foresight au cours de cette période. Le résultat attendu était un fichier Excel afin de résumer et d'illustrer le résultat de cette étude. Le problème rencontré ici fut principalement d'ordre technique. En effet, bien que le programme d'optimisation fourni par ENGIE Electrabel soit assez intuitif, les différentes macros qui le composent le rendaient difficile à utiliser par Excel. Il n'était donc pas rare que celui-ci cesse tout simplement de fonctionner, lorsque le programme avait « trop » de données à analyser. La seule solution consistait alors à redémarrer l'ordinateur

et à recommencer. Au fur et à mesure, j'ai fini par comprendre quelle quantité de données pouvait être analysée facilement en une fois et par interpréter les messages d'erreur. Une piste d'amélioration pourrait consister à écrire un guide d'utilisation du programme, destiné aux futurs stagiaires et employés, qui rassemblerait des explications portant sur l'installation, le format (police de caractères, format de cellule, utilisation de la virgule comme séparateur entre les nombres et les décimales, etc.) et la signification des différents messages d'erreur. En effet, à l'heure actuelle, seuls mon maître de stage et moi-même avons utilisé ce programme. Par conséquent, pour cet objectif, la difficulté principale fut donc d'ordre technique. Bien que cette problématique ait retardé la progression de l'analyse, cela ne m'a cependant pas empêché d'atteindre le résultat souhaité sur base de la méthodologie choisie. Le degré de satisfaction est donc de 90 % pour ce quatrième objectif.

Le cinquième objectif était dédié à l'étude du potentiel de surcroît de rentabilité d'une centrale d'accumulation par pompage en fonction des évolutions possibles de différentes caractéristiques. La méthodologie requérait, dans un premier temps, une analyse factorielle à partir des paramètres suivants : la production nucléaire, éolienne et solaire en Belgique, ainsi qu'aux importations et exportations d'électricité, entre 2014 et 2018. Le but était de pouvoir remettre un fichier Excel unique centralisant les corrélations entre ces paramètres et le *perfect foresight*. Le problème qui s'est rapidement posé était d'ordre méthodologique. En effet, bien que la justification du choix de ces paramètres était relativement simple, déterminer la corrélation entre ces facteurs et le *perfect foresight* de Coo s'est cependant avérée plus difficile que je ne le pensais. Dans un premier temps, j'avais cherché à déterminer la corrélation entre les données historiques mensuelles et le *perfect foresight* de Coo. Cependant, les résultats obtenus semblaient indiquer que la valeur économique n'était pas influencée par un des facteurs retenus. Pourtant, tout semblait indiquer, sur base des résultats obtenus au cours de l'objectif précédent, qu'un ou plusieurs paramètres devaient avoir une certaine influence sur la centrale. Cela a fait naître un doute en moi vis-à-vis de la justesse de mes calculs. J'ai alors contacté les économistes de GEM. Ceux-ci m'ont conseillé de préférer une base hebdomadaire dans un premier temps, et journalière par la suite. Ils m'ont expliqué que l'influence des événements prenant place sur le marché pouvait être trop réduite lorsqu'une moyenne mensuelle des données était utilisée. J'ai donc recommencé l'ensemble de mes calculs à la suite de cet entretien. Dans le cas présent, la méthodologie que j'avais définie n'était pas la plus adéquate. Une piste d'amélioration serait d'encore augmenter la synergie avec GEM. En effet, comme pour un des objectifs précédents, il aurait été plus intéressant de discuter l'ensemble de mes objectifs et la méthode que je comptais utiliser avec les économistes de ENGIE. J'aurais ainsi pu profiter plus de leur expérience et être plus efficace dans mon travail. Dans un deuxième temps, et, toujours selon la méthodologie choisie, j'ai considéré l'évolution de plusieurs paramètres propres à la centrale en fonction de trois projets d'expansion possibles et la manière dont chacun impacterait la valeur économique de Coo. Cette partie de l'objectif fut la plus intéressante d'un point de vue personnel. Suite au problème de méthodologie de cet objectif, il aura requis plus de temps que prévu pour être terminé. Cependant le résultat souhaité

a été obtenu et je reste globalement satisfaite du déroulement de cette partie de la gestion de projet. Le degré de satisfaction est de 90 %.

Le sixième objectif portait sur la comparaison entre les coûts liés à la création d'un troisième bassin (Coo III) et le coût d'installation de plusieurs batteries lithium-ion, pour une capacité et puissance équivalente. La méthodologie associée à cet objectif requérait de rassembler les données relatives aux coûts des batteries Li-ion, ayant des capacités et puissances différentes, de même que les données relatives au coût de l'extension de Coo (coût de construction). Le résultat consistait à réaliser une matrice qui permettrait de déterminer à quel moment le stockage par pompage (ex. : Coo III) est plus intéressant économiquement que le stockage électrochimique (ex. : installer des batteries). Cet objectif a comporté, lui aussi, un problème de méthodologie. En effet, il m'a été difficile de commencer cette comparaison, car je ne savais pas sur quelles hypothèses me baser pour ce qui est du coût de distribution associé aux unités de puissance et capacité d'une batterie. J'avais bien reçu l'ensemble des données relatives à Coo III, cependant ça ne m'était d'aucune aide quant à la forme à donner à la matrice. J'ai fini par me tourner vers mon maître de stage pour requérir son aide et il m'a guidée tout au long de cette partie. Une piste d'amélioration serait de mieux définir, et ce dès le début, les sous-résultats à atteindre. Si ma méthodologie avait été plus détaillée et précise dans le résultat à obtenir, j'aurais pu gagner en efficacité. Je reste cependant satisfaite de cet objectif dans son ensemble. Si ma méthodologie avait été plus détaillée et précise quant au résultat à obtenir, j'aurais pu gagner en efficacité. Le degré de satisfaction est de 95 %.

Le septième et dernier objectif consistait à élaborer un plan de communication autour de l'étude et des résultats obtenus, une fois le projet terminée. La méthodologie associée à cet objectif consistait à concevoir la présentation (forme et contenu) pour la faire valider par les différents niveaux hiérarchiques avec lesquels j'avais été en contact dans le cadre de cette étude. Le résultat attendu comportait deux éléments : la remise d'une présentation PowerPoint, en français et en anglais, présentant les résultats de l'étude et le plan de communication comportant les différentes étapes et les délais à respecter. En effet, afin de respecter la contrainte temporelle liée à cette gestion, il était nécessaire de fixer, avec l'ensemble des différents acteurs (maître de stage, les cadres de Coo, les cadres de l'entité Awirs-Coo, GEM, le management de ENGIE Generation Europe), un calendrier de réunions suffisamment espacées pour permettre d'assimiler les remarques et apporter les modifications nécessaires. Je n'ai pas rencontré de réels problèmes techniques ou humains pour cet objectif. Le degré de satisfaction est donc égal à 100 %.

4.2 Perspectives du projet

Le troisième chapitre de ce mémoire a permis de déterminer qu'il existe, sur base des données historiques, peu de corrélation entre les sources d'énergie renouvelables et le perfect foresight de la centrale de Coo. On peut cependant se demander si les années à venir vont maintenir le statu quo ou si on finira par constater une évolution des corrélations

entre ces paramètres et la valeur économique du stockage par pompage.

En premier lieu, on peut raisonnablement estimer que la production d'électricité issue de l'énergie solaire ou éolienne ne fera qu'augmenter. En effet, si la Belgique souhaite respecter, à la fois, la directive européenne qui vise à renforcer la part du renouvelable dans les différents secteurs d'activité (ex. : les objectifs 20-20-20)¹, mais aussi l'ensemble des engagements conclus à la COP21² en 2015 (Climate Action, s. d.), il serait par conséquent nécessaire de continuer d'investir dans ce secteur (Elia System Operator, 2017).

Dans cette partie, je vais donc, dans un premier temps, m'intéresser aux évolutions possibles de l'impact des sources d'énergie renouvelables, afin de déterminer comment cela pourrait affecter la valeur économique d'une centrale d'accumulation par pompage. Pour ce qui est de la production nucléaire, je vais partir de l'hypothèse que les sept réacteurs nucléaires des centrales belges ne seront pas mis à l'arrêt d'ici 2025 et que le prochain gouvernement fédéral belge, après les élections fédérales du 26 mai 2019, va préférer une prolongation totale (ou partielle) des structures existantes. En conséquent, la corrélation entre ce paramètre et la valeur de C_{oo} n'évoluerait pas fortement. Selon cette hypothèse, la corrélation entre les flux physiques nets et le perfect foresight ne devrait pas augmenter. Dans un deuxième temps, je vais considérer la suite éventuelle que l'on pourrait donner à ce projet.

Enfin, il est important de noter que l'augmentation de la part du renouvelable dans le mix de production, engendre principalement deux problèmes au niveau de la planification de cette production. Tout d'abord, la production solaire et éolienne peut varier fortement sur une période donnée. En effet, il s'agit de sources intermittentes. En cas d'absence de soleil ou de vent, il y a alors une baisse ou aucune production d'électricité. Ensuite, on se trouve dans l'impossibilité de déterminer à l'avance les niveaux d'énergie qui pourront être produits à une heure spécifique, en raison de certains événements météorologiques comme, entre autres, la couverture nuageuse à un moment donné.

4.2.1 Évolution de la production éolienne

À l'heure actuelle, la Belgique possède une puissance installée égale à 3.157 MW (en mer et sur terre) (Elia, s. d.-c), tandis que la part de l'éolien du mix énergétique belge, en mars 2019, était égale à environ 9 % (Forum Nucléaire, 2019). Cependant, l'éolien devrait voir sa capacité installée augmenter dans les années à venir.

En effet, à partir de 2020, les neuf parcs éoliens³ situés en mer du Nord devraient pro-

1. Il s'agit de réduire, aussi bien au niveau européen que national, les émissions de gaz à effet de serre de 20 % (par rapport à 1990), avoir 20 % de la consommation de l'Union européenne issue de sources d'énergie renouvelables et améliorer l'efficacité énergétique de 20 %.

2. La COP21 a eu lieu à Paris, en présence des dirigeants de 195 pays, afin d'essayer de parvenir à un accord universel et juridiquement contraignant sur le climat, dans le but de maintenir le réchauffement planétaire en dessous de 2 °C.

3. La Belgique compte actuellement cinq parcs éoliens : C-Power (325 MW), Belwind (171 MW),

duire 8 TWh annuellement, pour une puissance installée équivalente à 2.200 MW (Belgian Offshore Platform, s. d.-b). Ce qui permettrait de répondre à environ 10 % de la demande totale d'électricité du pays (ou 50 % de la consommation électrique des ménages belges) (RTBF Info, 2019).

Sachant cela, il serait intéressant de déterminer comment cette augmentation de la production éolienne pourrait impacter la valeur économique d'une centrale de stockage par pompage. Afin de déterminer l'influence ce facteur sur le *perfect foresight* dans les années à venir, je me suis intéressée à un pays européen qui possède actuellement le plus large parc éolien. En Europe, l'Allemagne possède la plus grande capacité installée⁴ (Unwin, 2019). Au premier trimestre de 2019, l'Allemagne avait une puissance installée, en mer et sur terre, équivalente à 59,71 GW (soit presque vingt fois la puissance installée belge). Cette production éolienne a une influence importante sur la volatilité des prix du marché allemand à court terme (*Day-Ahead*)⁵. En effet, il n'est pas rare que les prix soient nuls ou négatifs à cause de l'excès d'offre d'électricité, particulièrement en hiver. Mon hypothèse de départ était donc la suivante : la production éolienne belge continuera d'augmenter pour se rapprocher, peu à peu, de la production éolienne allemande actuelle et finira par impacter les courbes de prix du marché belge à court terme de façon similaire.

C'est pourquoi, j'ai décidé d'extraire les courbes de prix issues du *Day-Ahead* allemand pour l'année 2018. Une fois ces données rassemblées, j'ai utilisé de nouveau le programme d'optimisation (présenté précédemment), afin de générer un nouveau *perfect foresight* annuel. Le but étant de déterminer comment le marché, devenu plus volatil, pourrait impacter une centrale de stockage par pompage comme celle de Coo. Une fois le programme lancé et les revenus horaires optimisés générés, la valeur économique annuelle obtenue était égale à 35.277.904,68 euros. À titre de comparaison, pour l'année 2018, le *perfect foresight* de Coo, calculé à partir des courbes de prix du marché *Day-Ahead* belge, équivalait à 33.314.357,45 euros. La différence entre les deux résultats correspond à une augmentation de 6 prix de l'électricité plus volatils pourraient ainsi constituer une opportunité pour ce type de stockage.

Afin de confirmer cette impression, j'ai calculé la corrélation entre le *perfect foresight* de la centrale de Coo à partir des courbes de prix du marché allemand et la production éolienne allemande en 2018 (hypothèse de la production éolienne belge future). La figure 4.1 illustre cette potentielle corrélation entre ces deux paramètres avec en abscisse, la production éolienne hebdomadaire allemande et en ordonnée, le *perfect foresight* hebdomadaire de Coo, à partir du *Day-Ahead* allemand. On peut ainsi constater que la corrélation entre la production éolienne et le *perfect foresight* augmenterait de plus en plus dans les années

Northwind (216 MW), Nobelwind (165 MW) et Rentel (309 MW). D'ici 2020, trois parcs supplémentaires seront mis en service : Norther (370 MW), Northwester 2 (219 MW), Seamade Mermaid et Seamade Seastar (487 MW).

4. L'Allemagne possède la troisième puissance installée (59,3 GW) la plus importante au niveau mondial, après la Chine (221 GW) et les Etats-Unis (96,4 GW).

5. Cette volatilité peut également s'expliquer par le fait que le mix renouvelable occupe une place importante en Allemagne. En effet, celui-ci correspondait à 40,6 % de la production totale allemande en 2018 (Fraunhofer ISE, s. d.-a)(Fraunhofer ISE, 2019b).

à venir. Il s'agirait alors d'une corrélation positive, ce qui signifie qu'au plus la production éolienne augmente, au plus la valeur économique devrait également s'accroître. En d'autres mots, l'accroissement du parc éolien belge en mer du Nord devrait avoir un impact positif sur la centrale de Coo.

Je me suis ensuite demandée quand est-ce que cette corrélation finirait par être suffisamment conséquente pour commencer à réellement influencer la valeur économique de Coo. Pour ce faire, je me suis à nouveau tournée vers la production éolienne allemande actuelle et, plus particulièrement, la part de l'éolien dans le mix énergétique allemand. Ainsi, en 2015, cette part était égale à 14,7 %, pour augmenter graduellement afin d'atteindre 27,2 % au cours des premiers mois de 2019 (Fraunhofer ISE, s. d.-c). Une fois ces données connues, je me suis demandé si cette augmentation pourrait avoir un impact sur le *perfect foresight* et s'il pouvait exister un seuil à partir duquel je pourrais obtenir une réelle corrélation.

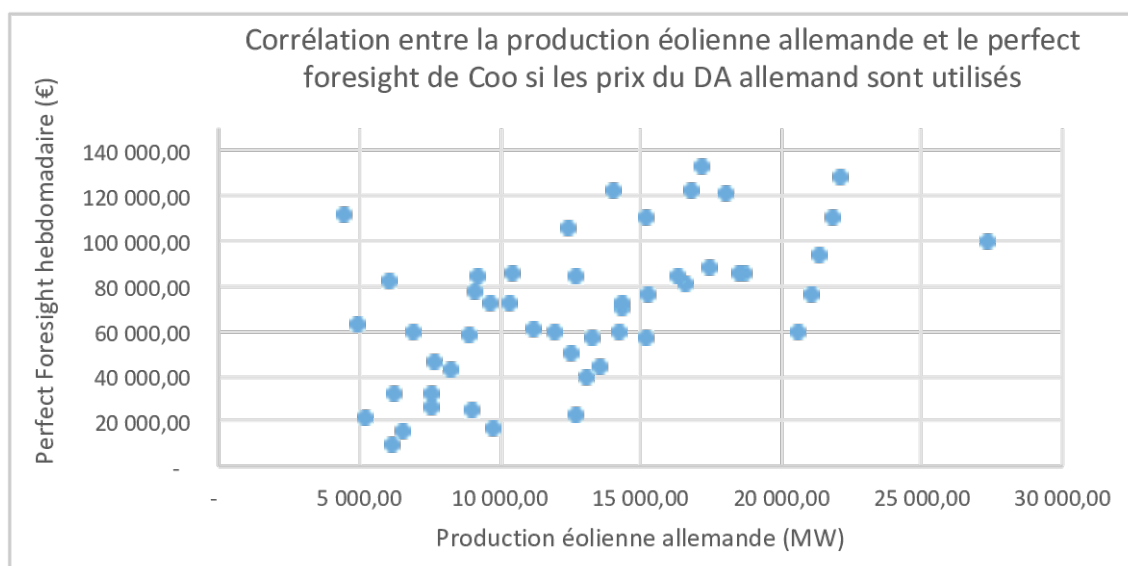


FIGURE 4.1 – Corrélation entre la production éolienne allemande et le perfect foresight de Coo si les prix du marché à court terme allemand sont utilisés

J'ai donc décidé de calculer le *perfect foresight* annuel de Coo entre 2015 et 2019 (de janvier à mars) à partir du marché allemand à court terme. La figure 4.2 illustre ainsi la comparaison entre le *perfect foresight* de Coo basé sur les prix du marché belge et celui basé sur le marché allemand. On peut tout d'abord constater que le marché belge semble plus favorable au stockage par pompage entre 2015 et 2017. Cependant, cette tendance s'inverse en 2018 et 2019. En effet, en 2018, le *perfect foresight* allemand est supérieur, pour la première fois, au *perfect foresight* belge et cela se vérifie à nouveau début 2019. Maintenant, si l'on regarde l'évolution, au cours de la même période, de la part de la production éolienne dans le mix énergétique allemand, on peut noter que celle-ci atteint, pour la première fois, environ 20 % en 2018 et ensuite, 27,2 % en 2019. Il faut noter que pour 2019, seul les mois de janvier, février et mars ont été pris en compte. La production

éolienne tend à être importante en hiver, ce qui peut expliquer la part importante qu'elle occupe dans le mix énergétique. De plus, entre 2016 et 2017, alors que le pourcentage d'éolien a augmenté de 4,6 %, on s'aperçoit que la différence entre le *perfect foresight* belge et allemand est passée de 10 millions à 1,2 millions d'euros respectivement.

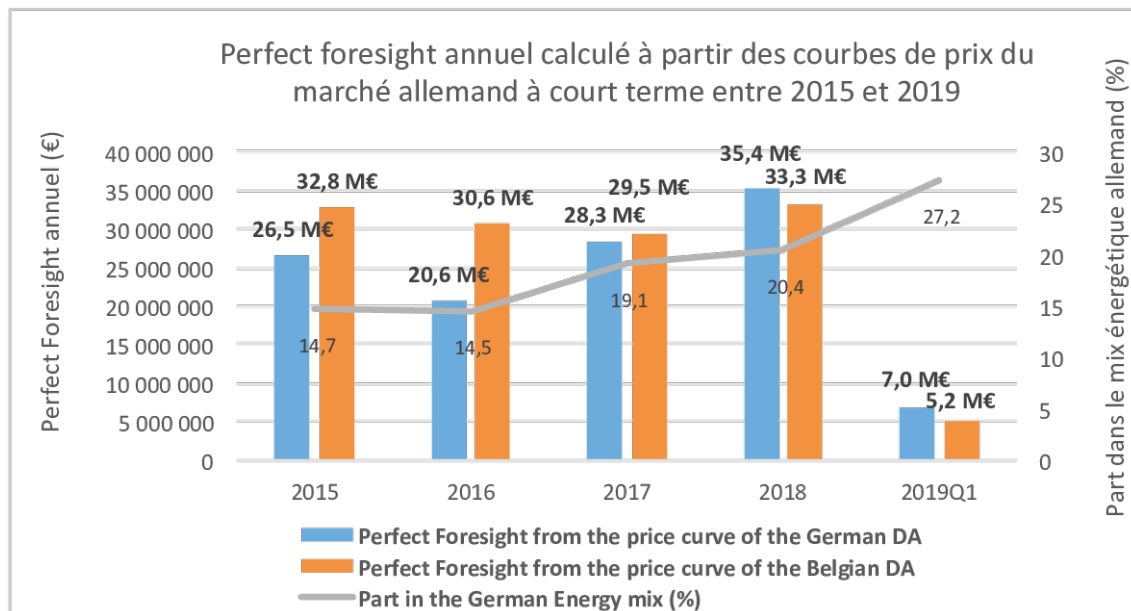


FIGURE 4.2 – Perfect Foresight annuel calculé entre 2015 et 2019 à partir des courbes de prix du marché à court terme allemand

On peut donc raisonnablement penser que l'énergie éolienne commencera à réellement influencer la valeur économique d'une centrale de stockage par pompage lorsque la part de l'éolien dans le mix énergétique belge dépassera les 20 %. En Belgique, on peut estimer qu'on atteindra cette proportion d'ici 2023-2024. En effet, en 2024, les éoliennes en mer auront une puissance installée égale à 4.000 MW, soit le double de la puissance existante (Belgian Offshore Platform, s. d.-a) et tout porte à croire que la puissance des éoliennes sur terre s'accroîtra également dans les mêmes proportions. De plus, cela peut également s'expliquer d'un point de vue économique : au plus l'électricité générée au travers de sources d'énergie renouvelable augmentera (ex. : surplus d'électricité en hiver grâce à l'éolien), au plus cela aura un impact sur les prix de l'électricité (ex. : prix bas ou négatifs) et la valeur économique des centrales présentes sur le marché.

Enfin, on peut raisonnablement estimer que les centrales d'accumulation par pompage, grâce à leur flexibilité, pourraient absorber les surplus issus de la production éolienne et combler le manque d'offre trop importante les jours où la production différerait des prévisions. Par conséquent, de par cette caractéristique, l'accroissement de la corrélation entre l'éolien et le *perfect foresight* de Coo, dans les années à venir, semble plausible.

Cependant, l'hypothèse, selon laquelle le coefficient de corrélation entre la valeur de Coo et la production éolienne continuera à augmenter dans le futur, sera uniquement vé-

rifiée si la production éolienne continue d'être subsidiée dans les années à venir. En effet, il est possible que le nombre d'éoliennes installées pourrait diminuer lorsque celles-ci ne seront plus supportées par le gouvernement ou qu'on les arrêterait lorsque les prix seraient négatifs.

Le résultat ainsi obtenu suit une certaine logique vue au cours de ce travail. Au plus l'électricité générée au travers de sources d'énergie renouvelable augmentera, au plus cela aura un impact sur les prix de l'électricité mais surtout sur la valeur des autres centrales présentes sur le marché. Ce phénomène est déjà constaté en Allemagne, où la part du mix renouvelable correspondait à 40,6 % de la production totale en 2018 (Fraunhofer ISE, s. d.-c).

Cependant, l'hypothèse, selon laquelle le coefficient de corrélation entre la valeur de *Coo* et la production éolienne continuera à augmenter dans le futur, sera uniquement vérifiée si la production éolienne continue d'être subsidiée dans les années à venir. En effet, il est possible que le nombre d'éoliennes installées puisse diminuer lorsque celles-ci ne seront plus supportées par le gouvernement.

Les centrales d'accumulation par pompage, grâce à leur flexibilité, pourront absorber une offre trop importante pour le réseau et générer les quantités d'électricité manquantes les jours où la production éolienne différera des prévisions. Par conséquent, l'accroissement de la corrélation entre l'éolien et le *perfect foresight* de *Coo* paraît raisonnablement possible.

4.2.2 Évolution de la production solaire

Au cours de l'année 2018, la puissance totale des panneaux photovoltaïques installés en Belgique était égale à 4.255 MWc et ils ont produit 3,5 TWh d'électricité à partir de l'énergie solaire (APERe asbl, s. d.). Bien qu'à l'heure actuelle, l'électricité générée par des panneaux photovoltaïques n'est pas suffisante pour présenter une corrélation forte avec le *perfect foresight* de la centrale de *Coo*, l'accroissement de la production devrait finir par impacter cette valeur.

En effet, au plus la production solaire va augmenter, au plus cela va impacter les prix du marché à court terme. L'énergie issue du rayonnement solaire étant particulièrement importante et gratuite, cela devrait comme conséquence principale de diminuer le prix de l'électricité, jusqu'à le rendre nul ou négatif durant les journées d'été (plus d'offre que de demande).

Cependant, comme toute source d'énergie renouvelable intermittente, le solaire est associé à une grande variabilité et une incertitude de la production. La variabilité fait ici référence aux changements de position du soleil tout au long de la journée et des saisons. Cela peut engendrer une variation de la production solaire d'une installation, de plus de 10

d'une période de quinze minutes (Siemens Industry, s. d.). À titre d'exemple, les rayons solaires pourraient être en partie bloqués par un bâtiment avant ou après une certaine heure, ce qui engendrait des variations de la production. L'incertitude, quant à elle, correspond à une variation de l'énergie produite, à cause de différents facteurs, le plus important étant sous doute la couverture nuageuse. Cela peut ainsi entraîner des modifications au niveau du rendement solaire pouvant atteindre 50 % ou plus, en quelques secondes (Siemens Industry, s. d.).

La figure 4.3, ci-après, illustre la manière dont la production solaire pourrait affecter la courbe des prix de l'électricité au cours d'une journée type, au Royaume-Uni, dans les années à venir. Il est important de noter qu'à l'heure actuelle, la puissance des panneaux photovoltaïques anglais est égale à 13 GW environ. Dans les années à venir, elle devrait augmenter pour d'abord atteindre 16 GW en 2021 et, ensuite, s'approcher des 18 GW d'ici 2023 (Morison & Warren, 2018). Ainsi, au cours des cinq prochaines années, la puissance installée du parc photovoltaïque du Royaume-Uni devrait croître de 38 % approximativement.

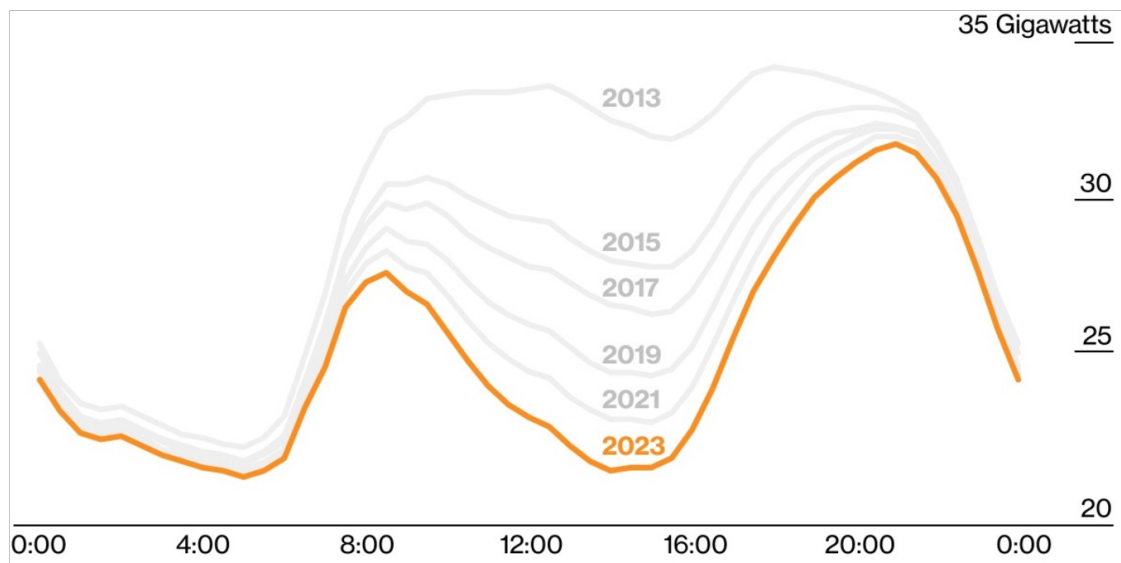


FIGURE 4.3 – Évolution de la demande en électricité au Royaume-Uni entre 2013 et 2023
Source : Morison et Warren, 2018

Le graphique montre qu'en ce moment (2019), la demande d'électricité présente deux pics : un le matin et un le soir. Le niveau de ces pics reste, cependant, bien moindre à ceux relevés en 2013. En outre, la courbe de demande qui correspond à 2023 (en orange)⁶ serait encore inférieure à celle de 2019. Or, entre 2019 et 2023, la capacité du parc photovoltaïque devrait augmenter (Morison & Warren, 2018). Il est ainsi raisonnablement possible d'avancer l'implication suivante : au fur et à mesure de l'augmentation de la production solaire, la demande de l'électricité provenant d'autres sources de production devrait diminuer. En

6. La courbe contrastée correspondant à 2023 est également connue sous le terme *duck curve* ou courbe du canard en français. En effet, le premier pic correspond à la queue du canard et le pic en fin de journée, à la tête.

effet, les besoins en gaz, charbon ou biomasse seront moindres, lorsque l'offre excèdera la demande.

Cette chute des prix aux alentours de midi est due aux rendements importants des panneaux⁷ qui sont, à ce moment là, à leur maximum. En effet, le mouvement du soleil dans le ciel, dû à la rotation de la Terre, a une grande influence sur la quantité d'énergie qu'une cellule photovoltaïque peut capter. Lorsque les rayons du soleil sont perpendiculaires à la surface des panneaux, l'intensité lumineuse sur cette surface est alors maximale. Cependant, à partir du moment où l'angle entre les rayonnements solaires et la surface absorbante change, l'intensité s'en retrouve réduite. Enfin, si les rayons sont parallèles aux panneaux, l'intensité de la lumière est nulle (Neyer, 2018).

Cela confirme donc que le rendement est à son maximum lorsque le soleil est à son zénith et, à son minimum, à l'aube et au crépuscule. De plus, la production solaire peut également générer des surtensions sur le réseau à 9 et à 21 heures. En effet, en soirée, au moment où le rayonnement solaire, tout comme la production photovoltaïque, diminue, la demande tend pourtant à être forte. Le réseau a alors besoin d'approvisionnements provenant des centrales au gaz naturel et/ou au charbon (Siemens Industry, s. d.), d'où l'importance de conserver des centrales d'appoint afin d'assurer la production en cas d'intermittence et en début de journée/soirée.

L'impact du solaire sur l'offre d'électricité et donc sur les prix aura une influence certaine sur les revenus des centrales de stockage par pompage. On peut ainsi estimer que la corrélation entre le *perfect foresight* et la production solaire va augmenter dans les années à venir et devrait atteindre un réel niveau d'influence sur la valeur économique vers 2023. En effet, l'aplatissement des courbes de prix en journée devrait être positif pour la centrale de Coö. Cela lui permettrait de pomper en journée pour remplir les bassins supérieurs, afin de répondre aux besoins générés par la diminution de la production photovoltaïque en soirée.

4.2.3 Suite éventuelle de la gestion de projet

ENGIE Electrabel a annoncé son intention de poursuivre les analyses menées au cours de cette étude. On peut considérer que ce travail avait deux aspects principaux : temporel et factoriel. Pour ce qui est de l'aspect temporel, il s'agit de l'ensemble des calculs portant sur l'évolution du *perfect foresight*, selon une base annuelle ou mensuelle. Alors que l'analyse actuelle s'arrête au premier trimestre de 2019, ENGIE a déjà exprimé le souhait de continuer cette réflexion dans les années à venir, afin de déterminer si les tendances relevées jusqu'à présent (ex. : stabilité de la valeur de la centrale) vont continuer à l'avenir.

7. Le rendement d'un panneau solaire dépend du flux de rayonnement incident (qui est fonction de la position géographique et de l'inclinaison du panneau) et de la surface du panneau (mesurée en mètres carrés).

Ensuite, on entend par aspect factoriel, l'influence de différents facteurs, externes ou internes à la centrale, sur la valeur économique de Co_o. Une suite éventuelle à la gestion de projet consisterait à reprendre l'analyse actuelle et à rentrer encore plus dans les détails. Elle viserait à étudier le comportement des marchés de stockage des pays voisins où les facteurs (solaire, éolien, etc.) sont différents. Ce point a été abordé dans la partie sur le marché allemand et l'influence de la production l'éolienne. Or, il serait également possible de s'intéresser au Portugal, où production des énergies renouvelables, en mars 2018, était égale à 103,6 % en moyenne⁸ (Morgan, 2018) ou au Royaume-Uni, où la production éolienne ne fait qu'augmenter⁹.

En effet, il existe de plus en plus d'interconnexions entre les pays européens. À titre d'exemple, deux nouvelles connections vont être mise en place entre la Belgique, le Royaume-Uni (Nemo Link) et l'Allemagne (ALEGrO), en 2019 et 2020 respectivement. Cette tendance va accélérer la convergence des prix de l'électricité entre les partenaires européens et donc, par la même occasion, influencer le prix du stockage par pompage. En étudiant l'influence de certains facteurs (ex. : sources renouvelables) sur le marché du stockage des pays voisins, on pourrait estimer l'évolution de l'impact de ces mêmes paramètres sur la valeur économique d'une centrale d'accumulation par pompage dans les années à venir.

8. Au Portugal, au cours du mois de mars 2018, la production d'électricité issue des sources d'énergie renouvelables était égale à 4 812 GWh. Cependant, au courant de la même période, la consommation n'a été que de 4 647 GWh.

9. Le Royaume-Uni est le deuxième plus gros producteur éolien (55.802 TWh) après l'Allemagne (111.590 MWh), en 2018, en Europe mais reste le leader européen en termes de la production d'électricité à partir d'éoliennes en mer (offshore) (25.503 TWh), devant l'Allemagne (19.341 TWh) (Observ'ER, s. d.)

Chapitre 5

Conclusions

Ce mémoire avait pour but de répondre à la question de recherche suivante : « quels sont les principaux facteurs influençant le grand stockage d'électricité en Belgique ? ». Pour ce faire, le cas de la centrale d'accumulation par pompage de Coo-Trois-Ponts, en province de Liège, avait été retenu. Cependant, il faut tout d'abord noter que ce travail était limité au contexte de la production d'électricité et du marché belge à court terme (*Day-Ahead market*). Bien que les marchés de l'*Intraday* et des services auxiliaires (R3, *black start*, etc.) représentent également une source de revenu pour la centrale de Coo, ils n'ont pas été pris en compte dans ce travail, car ils sont influencés par de nombreux facteurs complexes. Enfin, le calcul de la valeur économique de la centrale de Coo, sur base de données historiques, a été effectué, tout au long de ce travail, à l'aide du *perfect foresight*.

Une fois ces hypothèses définies, on a commencé par analyser le positionnement de la centrale de stockage de pompage-turbinage belge. Il s'agit, actuellement, d'une des technologies les plus matures (avec le stockage mécanique à air comprimé) sur le marché, qui permette d'injecter sur le réseau une puissance instantanée, encore inégalée, pendant plusieurs heures. De plus, les stations de transfert d'énergie par pompage (Step) possèdent une très longue durée de vie, conjuguée à une grande flexibilité. Un atout qui est de plus en plus précieux sur un marché en pleine évolution, depuis l'arrivée des énergies intermittentes (éolien, solaire) et qui recherche, en outre, des sources de production d'énergie avec peu ou pas d'émission de CO₂.

Cependant, le développement de ce type de stockage souffre, principalement, des coûts d'investissement et des frais d'amortissement particulièrement élevés qui lui sont associés. En effet, la construction d'une centrale de stockage par pompage induit de longs délais de réalisation, dus à des travaux de génie civil importants. De plus, ce type de stockage, en Belgique, est actuellement dans une situation peu favorable à cause des coûts de fonctionnement importants. Ainsi, par exemple, lorsque la centrale de Coo prélève (pompage) ou injecte de l'énergie sur le réseau, elle doit payer une somme à Elia, le gestionnaire du réseau, pour chaque mégawattheure utilisé.

Ensuite, on a également pu constater que le revenu optimisé de la centrale de Coo, sur

le marché *Day-Ahead*, était resté relativement stable entre 2013 et 2018, bien que la contribution au revenu annuel moyen aie varié d'un mois à l'autre. Ainsi, un tiers de l'année (de octobre à janvier) a contribué pour 46 % au revenu annuel de la centrale, a contrario, des mois de février (6 %), juillet (5 %) et août (5 %). À cette stabilité, il faut aussi associer une utilisation importante de la centrale. En effet, pendant 75 % du temps, entre 2009 et 2018, Coö a utilisé au moins 85 % de la capacité de stockage disponible dans ses bassins supérieurs, au cours de cycles presque complets.

Une fois la valeur économique connue, il était possible d'étudier la sensibilité de différents paramètres affectant le revenu optimisé de Coö, sur le marché à court terme. Pour rappel, le choix des différents facteurs avait été basé sur le contexte actuel de la production d'électricité, en Belgique. Cette étude a permis de conclure qu'il n'existait, actuellement, pas de corrélation parfaite entre le *perfect foresight* de Coö et la production nucléaire, éolienne, solaire et les flux physiques nets entre la Belgique et les pays limitrophes. On peut en déduire que la centrale de pompage de Coö-Trois-Ponts ne dépend pas, de manière intrinsèque, du marché belge à court terme (*Day-Ahead*). En d'autres mots, le grand stockage, en Belgique, n'est pas fortement influencé par un facteur en particulier. Cependant, le coefficient entre le *perfect foresight* de Coö et la production éolienne et solaire belge, qui est faible à l'heure actuelle, devrait augmenter dans les années à venir. En effet, lorsque la production issue des sources d'énergie renouvelable sera suffisamment importante dans notre pays, potentiellement à l'horizon 2022-2023, son influence sur la valeur de Coö deviendra plus conséquente. Cependant, cette hypothèse sera uniquement rendue possible si le gouvernement belge continue de subsidier l'éolien et le solaire.

Par la suite, on s'est focalisé sur l'aspect technique et le surcroît de revenu qui pourrait être engendré par un changement de la capacité de stockage, de la puissance ou du rendement de la centrale de Coö. Ainsi, une augmentation de la puissance des groupes turboalternateurs entraînerait un accroissement trois fois plus conséquent de la valeur du *perfect foresight*, qu'une augmentation équivalente de la capacité de stockage. Par conséquent, on a pu en déduire qu'un ajout de puissance supplémentaire est à préférer à un agrandissement des bassins supérieurs. Sachant cela, on a ensuite cherché à déterminer dans quelles circonstances, le stockage par pompage serait à préférer à une autre technologie de stockage. Pour ce faire, on a retenu le stockage électrochimique (batteries Lithium-ion), qui en plus d'être la nouvelle technologie montante, possède un délai de réalisation très court et une mise en service rapide. Ainsi, bien que les batteries soient plus abordables lorsqu'elles possèdent une puissance supérieure à 80 MW et une capacité de stockage comprise entre 10 et 450 MWh, le stockage par pompage reste l'option la plus adaptée si l'on recherche de larges capacités de stockage, quelle que soit la puissance requise. Il faut cependant noter qu'un remplacement des machines existantes peut s'avérer suffisant si l'on recherche seulement à ajouter entre 10 et 80 MW.

Pour terminer, si les objectifs de départ ont été atteints, des difficultés d'ordre technique

et méthodologique ont été rencontrées au cours de ce projet. Une piste d'amélioration consisterait à rencontrer des spécialistes du milieu étudié, après avoir défini les objectifs. En effet, fort de leurs expériences, ceux-ci peuvent facilement corriger la direction que pourrait prendre le travail, s'il s'avère que le champ de l'analyse est trop vaste ou trop complexe. De plus, maintenir une bonne synergie avec le(s) département(s) considéré(s), tout au long de l'étude, est également à recommander.

Bibliographie

Bibliographie

- admin, (2014, mai 7), Solar in the Taos Area : PV 101 : what does “behind the meter” mean ?, Récupéré le 18 avril 2019, à partir de <http://www.ppcsolar.com/behind-meter-mean/>
- Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire, (2017a, mars 24), Centrales nucléaires en Belgique. Récupéré le 10 février 2019, à partir de <https://afcn.fgov.be/fr/dossiers-dinformation/centrales-nucleaires-en-belgique>
- Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire, (2017b, juillet 13), Gestion du vieillissement et l’exploitation à long terme [AFCN - Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire]. Récupéré le 10 mai 2019, à partir de <https://afcn.fgov.be/fr/dossiers-dinformation/centrales-nucleaires-en-belgique/gestion-du-vieillissement-et-lexploitation>
- APERe asbl, (s. d.), Observatoire photovoltaïque Puissance installée : Fin 2018, la puissance photovoltaïque a atteint 4 255 MWc, soit 374 Wc par habitant. Récupéré le 12 avril 2019, à partir de <https://www.apere.org/fr/observatoire-photovoltaïque>
- APERe asbl, (2010, décembre 21), Production d’énergie renouvelable : Observatoire belge des énergies renouvelables. Récupéré le 23 mars 2019, à partir de <https://www.apere.org/fr/observatoire-energies-renouvelables>
- Audi AG, (s. d.), G-tron. Récupéré le 12 mars 2019, à partir de <https://www.audi.com/en/experience-audi/models-and-technology/alternative-drive-systems/g-tron.html>
- Bain & Company, (2018, avril 2), Mission and Vision Statements. Récupéré le 30 janvier 2019, à partir de <https://www.bain.com/insights/management-tools-mission-and-vision-statements/>
- Barbour, E., (2014a, juin 12), Supercapacitors. Récupéré le 10 mars 2019, à partir de <http://energystoragesense.com/supercapacitors/>
- Barbour, E., (2014b, juin 12), Superconducting magnetic energy storage (SMES). Récupéré le 10 mars 2019, à partir de <http://energystoragesense.com/superconducting-magnetic-energy-storage-smes/>
- Belgian Offshore Platform, (s. d.-a), Énergie éolienne en mer du Nord belge : 4000 MW d’ici 2024 [Belgian Offshore Platform]. Récupéré le 22 avril 2019, à partir de <http://www.belgianoffshoreplatform.be/fr/news/energie-eolienne-en-mer-du-nord-belge-4000-mw-dici-2024/>
- Belgian Offshore Platform, (s. d.-b), Projets [Belgian Offshore Platform]. Récupéré le 20 avril 2019, à partir de <https://www.belgianoffshoreplatform.be/fr/projets/>

- Böhm, V. & Wenzelburger, J., (1999), Expectations, Forecasting, and Perfect Foresight : A Dynamical Systems Approach., *Macroeconomic Dynamics*, **3**, 170, doi :10.1017/S1365100599011025
- Boucher, J., (2018), Gestion de l'énergie, Notes de cours, ICHEC, Bruxelles.
- Bucher, D. R., (2018, octobre 11), Inaugurating the future of energy storage. Récupéré le 25 avril 2019, à partir de <http://blog-tractebel.lahmeyer.de/2018/10/11/inaugurating-the-future-of-energy-storage/>
- Climate Action, (s. d.), 2015 Paris Climate Conference : Find out more about COP21. Récupéré le 20 avril 2019, à partir de <http://www.cop21paris.org/about/cop21/>
- Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz, (s. d.-a), Parts de marché des fournisseurs d'énergie. Récupéré le 3 février 2019, à partir de <https://www.creg.be/fr/consommateurs/le-marche-de-lenergie/parts-de-marche-des-fournisseurs-denergie>
- Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz, (s. d.-b), Study : Study on the functioning and price evolution of the Belgian wholesale electricity market – monitoring report 2016. Récupéré le 3 avril 2019, à partir de <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F1609EN.pdf>
- Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz, (2015, avril 23), la rentabilité du stockage d'électricité en Belgique. Récupéré le 3 avril 2019, à partir de <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F1412FR.pdf>
- Commission européenne, (s. d.), Quarterly Report : on European Electricity Markets. Récupéré le 22 avril 2019, à partir de https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quarterly-electricity_q3_2014_final_0.pdf
- Connaissance des Énergies, (2013a, décembre 1), CAES, stockage par air comprimé. Récupéré le 10 février 2019, à partir de <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/caes-stockage-par-air-comprime>
- Connaissance des Énergies, (2013b, janvier 2), Hydroélectricité : stations de transfert d'énergie par pompage (STEP). Récupéré le 10 février 2019, à partir de <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/hydroelectricite-stations-de-transfert-d-energie-par-pompage-step>
- Connaissance des Énergies, (2016, avril 12), Stockage d'électricité : qu'appelle-t-on le « Power to Gas » ?, Récupéré le 30 mars 2019, à partir de <https://www.connaissancedesenergies.org/stockage-delectricite-quappelle-t-le-power-gas-170908>
- Corporate Finance Institute, (s. d.), What are capital expenditures ?, Récupéré le 10 mars 2019, à partir de <https://corporatefinanceinstitute.com/resources/knowledge/accounting/capital-expenditures/>
- Counasse, X., (s. d.), En 2018, les centrales nucléaires ont tourné un jour sur deux. Récupéré le 28 mars 2019, à partir de <https://plus.lesoir.be/198452/article/2019-01-03/en-2018-les-centrales-nucleaires-ont-tourne-un-jour-sur-deux>
- Cunha, Á., Martins, J., Rodrigues, N. & Brito, F., (2014), Vanadium redox flow batteries : A technology review, *International Journal of Energy Research*, **39**, 4-12, doi :10.1002/er.3260

- Delong, V., (2013, août 7), Grosse chaleur : pourquoi le rendement des panneaux solaires baisse ? [L'EnerGeek]. Récupéré le 9 mai 2019, à partir de <https://lenergeek.com/2013/08/07/grosse-chaaleur-pourquoi-le-rendement-des-panneaux-solaires-baisse/>
- Demaret, F., (s. d.), Energy-Trading : ULG- March 2018. Récupéré le 3 avril 2019, à partir de http://blogs.ulg.ac.be/damien-ernst/wp-content/uploads/sites/9/2018/03/ULG_20180223_Energy-Trading.pdf
- Didden, M., (2019, avril 12), *Entretien avec Marcel Didden (Energy Solutions Architect) par Beuven's Élise*.
- e-RSE.Net, (s. d.), RSE (Responsabilité Sociale des Entreprises) : définition : Qu'est-ce que la RSE ?, Récupéré le 24 mars 2019, à partir de <https://e-rse.net/definitions/rse-definition/>
- economie.gouv.fr, (s. d.), Les participations publiques. Récupéré le 1 février 2019, à partir de <https://www.economie.gouv.fr/agence-participations-etat/Les-participations-publiques>
- EDF, (s. d.), RAPPORT DE GESTION 2012. Récupéré le 3 avril 2019, à partir de https://www.edf.fr/sites/default/files/uploads/2012edfgroupprdgvdef_vf.pdf
- EDF, (2015, juillet 20), Le nucléaire en chiffres. Récupéré le 12 avril 2019, à partir de <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/l-energie-de-a-a-z/tout-sur-l-energie/produire-de-l-electricite/le-nucleaire-en-chiffres>
- Electricity storage and renewables : costs and markets to 2030, (2017, octobre), 132.
- Electronics Notes, (s. d.), Super Capacitor, Supercap. Récupéré le 13 février 2019, à partir de https://www.electronics-notes.com/articles/electronic_components/capacitors/super-capacitor-supercap.php
- Elia, (s. d.-a), Ancillary Services : Volumes & Prices - Elia. Récupéré le 15 mai 2019, à partir de <http://www.elia.be/en/suppliers/purchasing-categories/energy-purchases/Ancillary-services/Ancillary-Services-Volumes-Prices>
- Elia, (s. d.-b), Black Start : des unités de production dédiées au redémarrage du réseau. Récupéré le 3 avril 2019, à partir de http://www.elia.be/fr/produits-et-services/services-auxiliaires/~media/files/Elia/Products-and-services/ProductSheets/S-Ondersteuning-net/S7_F_BLACK_START.pdf
- Elia, (s. d.-c), Données de production éolienne. Récupéré le 10 avril 2019, à partir de <https://www.elia.be/fr/grid-data/production/production-eolienne>
- Elia, (s. d.-d), Electricity scenario for Belgium towards 2050 : Elia's quantified study on the energy transition in 2030 and 2040. Récupéré le 10 mai 2019, à partir de https://www.elia.be/~media/files/Elia/About-Elia/Studies/20171114_ELIA_4584_AdequacyScenario.pdf
- Elia, (s. d.-e), La réserve primaire : une solution pour stabiliser la fréquence au niveau du réseau européen interconnecté. Récupéré le 3 avril 2019, à partir de http://www.elia.be/fr/produits-et-services/services-auxiliaires/~media/files/Elia/Products-and-services/ProductSheets/S-Ondersteuning-net/S1_F_RES_PRIMAIRE.pdf
- Elia, (s. d.-f), La réserve secondaire : une solution pour rétablir l'équilibre et la fréquence. Récupéré le 3 avril 2019, à partir de <http://www.elia.be/fr/produits-et-services/>

- services-auxiliaires/~ /media/files/Elia/Products-and-services/ProductSheets/S-Ondersteuning-net/S2_F_RES_SECOND.pdf
- Elia, (s. d.-g), La réserve tertiaire de production : une réponse aux déséquilibres et problèmes de congestion importants. Récupéré le 3 avril 2019, à partir de http://www.elia.be/fr/produits-et-services/services-auxiliaires/~ /media/files/Elia/Products-and-services/ProductSheets/S-Ondersteuning-net/S3_F_RES_TERT_PROD.pdf
- Elia, (s. d.-h), Pertes électriques sur le réseau de transport fédéral. Récupéré le 15 février 2019, à partir de <http://www.elia.be/fr/grid-data/pertes-electriques-reseau-fed>
- Elia, (s. d.-i), Prix de déséquilibre. Récupéré le 3 mars 2019, à partir de <https://www.elia.be/fr/grid-data/balancing/prix-de-desequilibre>
- Elia, (s. d.-j), Qui sommes-nous ?, Récupéré le 24 mars 2019, à partir de <http://www.elia.be/fr/a-propos-elia/qui-sommes-nous>
- Elia, (s. d.-k), Services auxiliaires. Récupéré le 15 février 2019, à partir de <http://www.elia.be/fr/produits-et-services/services-auxiliaires/>
- Elia, (2018, février 19), Projet ALEGrO : trois chantiers ont débuté à la mi-janvier 2018. Récupéré le 15 février 2019, à partir de http://www.elia.be/fr/a-propos-elia/newsroom/news/2018/20180219_ALEGrO-project-three-projects-launched-in-mid-January-2018
- Elia, (2019, janvier 18), Elia présente ses chiffres concernant le mix énergétique belge en 2018. Récupéré le 25 avril 2019, à partir de http://www.elia.be/~ /media/files/Elia/PressReleases/2019/20190118_Press-Release-Chiffres-2018_FR.pdf
- Elia System Operator, (2017, juin), L’avis d’Elia sur la vision énergétique de la Belgique pour 2050. Récupéré le 14 avril 2019, à partir de <https://www.elia.be/~ /media/files/Elia/publications-2/Rapports/Elia-view-on-Belgium-Energy-Vision-for-2050-FR.pdf>
- Energiespeicher, (2016, octobre 6), World’s first industrial power-to-gas plant. Récupéré le 22 mars 2019, à partir de https://forschung-energiespeicher.info/en/projektschau/gesamtliste/projekt-einzelansicht/95/Weltweit__erste__industrielle__Power__to__Gas__Anlage/
- Energy Storage Association, (s. d.), Frequency Regulation Services and a Firm Wind Product : AES Energy Storage Laurel Mountain Battery Energy Storage (BESS) | Energy Storage Association. Récupéré le 8 février 2019, à partir de <http://energystorage.org/energy-storage/case-studies/frequency-regulation-services-and-firm-wind-product-aes-energy-storage>
- Engie, (s. d.-a), ENGIE En bref. Récupéré le 26 mars 2019, à partir de <https://www.engie.com/groupe/en-bref/>
- Engie, (s. d.-b), ENGIE Politique RSE. Récupéré le 14 mars 2019, à partir de <https://www.engie.com/analystes-rse/politique-rse/>
- Engie, (s. d.-c), Engie Rapport d’activité et états financiers consolidés annuels 2018. Récupéré le 3 avril 2019, à partir de <https://www.engie.com/wp-content/uploads/>

- 2019/02/engie__rapport-dactivite-et-etats-financiers-consolides-annuels-2018__27.02.2019__bat.pdf
- Engie, (s. d.-d), ENGIE Stratégie. Récupéré le 10 février 2019, à partir de <https://www.engie.com/groupe/strategie/>
- Engie, (s. d.-e), Hydrogen [ENGIE innovation]. Récupéré le 4 mai 2019, à partir de <http://innovation.engie.com/en/engie-tomorrow/hydrogen>
- Engie, (s. d.-f), La centrale d'accumulation par pompage de Coo : L'eau pour produire l'électricité. Récupéré le 3 avril 2019, à partir de http://corporate.engie-electrabel.be/wp-content/uploads/2016/04/160420_engie_centrales_coo_fr_web.pdf
- Engie, (s. d.-g), Services à l'énergie. Récupéré le 26 mars 2019, à partir de <https://www.engie.com/activites/services-a-lenergie/>
- Engie - Storengy, (s. d.), Europe - Storengy. Récupéré le 4 mai 2019, à partir de <https://www.storengy.com/fr/storengy/notre-presence/france-3.html>
- Engie Electrabel, (s. d.), Histoire : De 1905 à aujourd'hui. Récupéré le 10 février 2019, à partir de <http://corporate.engie-electrabel.be/fr/100-ans-expertise/histoire-de-1905-a-aujourd'hui/>
- Engie NextFlex, (2017, octobre 18), This is the fourth day in less than a week with period of high imbalance market prices in belgium. Récupéré le 22 mars 2019, à partir de <https://www.engie-nextflex.com/high-imbalance-prices-in-belgium/>
- Epex Spot, (s. d.-a), Day-Ahead Auction in the Netherlands & Belgium. Récupéré le 17 mars 2019, à partir de <http://www.epexspot.com/en/product-info/auction/belgium>
- Epex Spot, (s. d.-b), Intraday in Belgium. Récupéré le 17 mars 2019, à partir de <http://www.epexspot.com/en/product-info/intradaycontinuous/belgium>
- Epex Spot, (2018, décembre), Euphemia : Description and functioning. Récupéré le 3 avril 2019, à partir de <https://www.epexspot.com/document/40114/Euphemia%20Public%20Documentation>
- Ernst, D., (2016, novembre 7), Analyse temps réel des situations de crise sur le réseau électrique européen [Damien Ernst]. Récupéré le 11 mai 2019, à partir de <http://blogs.ulg.ac.be/damien-ernst/07112016-analyse-temps-reel-de-situation-de-crise-marches-electriques-euro/>
- Experten, Energie, (s. d.), Superkondensator. Récupéré le 17 février 2019, à partir de <https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/oekostrom/energiespeicher/superkondensator.html>
- Fédération Belge des Entreprises Électriques et Gazières, (s. d.-a), Marché de l'électricité. Récupéré le 13 mars 2019, à partir de <https://www.febeg.be/fr/marche-de-lelectricite>
- Fédération Belge des Entreprises Électriques et Gazières, (s. d.-b), Merit Order : Une production efficiente via le 'Merit Order'. Récupéré le 13 mars 2019, à partir de <https://www.febeg.be/fr/merit-order>
- Fédération Belge des Entreprises Électriques et Gazières, (s. d.-c), Statistiques électricité. Récupéré le 12 mars 2019, à partir de <https://www.febeg.be/fr/statistiques-electricite>

- Finance, D., (2019, janvier 30), Etude de benchmark des tarifs d'injection. Récupéré le 3 avril 2019, à partir de http://www.elia.be/~media/files/Elia/About-Elia/Publication/20190213_Benchmark-injection-tariffs-FR.pdf
- Fluxsys, (s. d.), Fluxys Belgium. Récupéré le 22 mars 2019, à partir de <https://www.fluxys.com/fr/company/fluxys-belgium>
- Forum Nucléaire, (s. d.), Actu - Mix électrique belge : aperçu 2018 : L'énergie nucléaire était la principale source d'électricité en Belgique en 2018. Récupéré le 22 avril 2019, à partir de <https://www.forumnucleaire.be/actus/nouvelle/lenergie-nucleaire-etait-la-principale-source-deelectricite-en-belgique-en-2018>
- Forum Nucléaire, (2019, avril 8), Le mix électrique belge en mars 2019 [Forum Nucléaire]. Récupéré le 12 mai 2019, à partir de <https://www.forumnucleaire.be/actus/nouvelle/le-mix-electrique-belge-en-mars-2019>
- Fraunhofer ISE, (s. d.-a), Annual renewable shares of electricity production in Germany : Renewable Shares | Energy Charts. Récupéré le 12 mai 2019, à partir de https://www.energy-charts.de/ren_share.htm?source=ren-share&period=annual&year=all
- Fraunhofer ISE, (s. d.-b), Net installed electricity generation capacity in Germany. Récupéré le 9 mai 2019, à partir de https://www.energy-charts.de/power_inst.htm
- Fraunhofer ISE, (s. d.-c), Net public electricity generation in Germany in 2018 : Electricity generation | Energy Charts. Récupéré le 12 mai 2019, à partir de https://www.energy-charts.de/energy_pie.htm?year=2018
- Ganti, A., (s. d.), Correlation coefficient definition. Récupéré le 10 avril 2019, à partir de <https://www.investopedia.com/terms/c/correlationcoefficient.asp>
- Garcia, M., (2015), Comptabilité financière avancée, Syllabus, ICHEC, Bruxelles.
- Gaz d'aujourd'hui, (2017), Isabelle Kocher, *gaz d'aujourd'hui*, janvier-mars, Récupéré le 6 avril 2019, à partir de <https://www.calameo.com/read/005566148e5e83823acea>
- GEM, (2019), Les marchés, Présentation Power Point interne, ENGIE.
- Hauet, J., (2016, mai 26), Le stockage de l'énergie. Récupéré le 3 avril 2019, à partir de http://www.kbintelligence.com/Medias/PDF/Stockage_electricite_26_05_16.pdf
- Huart, M. & Cech, J., (2015, septembre 9), L'électrolyse de l'eau pour valoriser l'électricité renouvelable excédentaire. Récupéré le 15 mars 2019, à partir de <https://www.renouvelle.be/fr/technologies/lelectrolyse-de-leau-pour-valoriser-leelectricite-renouvelable-excedentaire>
- Hydrogenics, (s. d.), Power-to-gas : Bridging the power grid and natural gas system. Récupéré le 13 février 2019, à partir de <https://www.hydrogenics.com/hydrogen-products-solutions/energy-storage-fueling-solutions/power-to-gas/>
- IFP Energies Nouvelles, (s. d.), Le stockage d'énergie : accompagner le déploiement des énergies renouvelables |. Récupéré le 13 février 2019, à partir de <https://www.ifpenergiesnouvelles.fr/enjeux-et-prospective/decryptages/climat-environnement/stockage-denergie-accompagner-deploiement-des-energies-renouvelables>
- International Energy Agency, (s. d.), Electricity. Récupéré le 25 avril 2019, à partir de <https://www.iea.org/geco/electricity/>

- International Energy Agency, (2019, janvier 25), Energy storage. Récupéré le 12 février 2019, à partir de <https://www.iea.org/tcep/energyintegration/energystorage/>
- International Hydropower Association, (2019, mai 24), 2018 Hydropower Status Report. Récupéré le 2 février 2019, à partir de <https://www.hydropower.org/publications/2018-hydropower-status-report>
- Joris, G., (2017), Présentation Méthode Intraday, 5 septembre 2017, Présentation interne, ENGIE.
- Krieger, N., (2018, octobre 1), After one year of operation, tesla's australian mega battery is doing just fine. Récupéré le 2 mai 2019, à partir de <https://www.engineering.com/ElectronicsDesign/ElectronicsDesignArticles/ArticleID/17746/After-One-Year-of-Operation-Teslas-Australian-Mega-Battery-Is-Doing-Just-Fine.aspx>
- Küpper, D., Kristian, K., Sebastian, W., Pieper, C., Xu, G. & Ahmad, J., (2018, septembre), The Future of Battery Production for Electric Vehicles. Récupéré le 20 avril 2019, à partir de https://eu-smartcities.eu/sites/default/files/2018-10/BCG-The-Future-of-Battery-Production-for-Electric-Vehicles-Sep-2018%20%281%29_tcm81-202396.pdf
- L'Echo, (2019, avril 5), Le mix électrique belge en mars 2019. Récupéré le 10 avril 2019, à partir de <https://www.lecho.be/partner/forum-nucleaire/et-apres-2025-/le-mix-electrique-belge-en-mars-2019/10114607.html>
- Lampiris, (2016, mai 17), A propos de Lampiris. Récupéré le 12 février 2019, à partir de <https://www.lampiris.be/fr/propos-de-lampiris>
- Maverick, J. B., (2019, mars 4), Capital expenditures vs. operating expenses : what's the difference ?, Récupéré le 22 février 2019, à partir de <https://www.investopedia.com/ask/answers/020915/what-difference-between-capex-and-opex.asp>
- Microeconomix, (s. d.), RA1718-Annex2.7.pdf. Récupéré le 3 avril 2019, à partir de <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Consult/2018/1718/RA1718-Annex2.7.pdf>
- Morgan, S., (2018, avril 4), Portugal breaks 100% renewables mark but remains isolated [Euractiv.com]. Récupéré le 30 avril 2019, à partir de <https://www.euractiv.com/section/energy/news/portugal-breaks-100-renewables-mark-but-remains-isolated/>
- Morison, R. & Warren, H., (2018, mai 8), British sun beats natural gas to provide most electricity, Récupéré le 24 avril 2019, à partir de <https://www.bloomberg.com/news/articles/2018-05-08/british-sun-beats-natural-gas-to-provide-most-electricity>
- Morozumi, S., (2009), The results of applications of energy storage systems for new energy by the demonstration projects of NEDO. In *ECS transactions* (page(s): 1-16), 214th ECS meeting, Honolulu, HI : ECS, doi :10.1149/1.3110078
- Nemo Link[®], (s. d.), Aperçu. Récupéré le 16 février 2019, à partir de <http://www.nemo-link.com/fr/le-projet/aperçu/>
- Next Kraftwerke Belgium, (s. d.), Courbe de préséance économique. Récupéré le 27 mars 2019, à partir de <https://www.next-kraftwerke.be/fr/plateforme-de-connaissances/courbe-de-preseance-economique/>

- Neyer, D., (2018), Renewable Energy Systems : Solar Thermal Energy. Global irradiation, Notes de cours.
- NGK Insulators, Ltd., (s. d.), Rokkasho village, Aomori, Japan NAS used for wind power stabilization : The largest NAS station stabilizes 51MW wind power. Récupéré le 16 février 2019, à partir de https://www.ngk.co.jp/nas/case_studies/rokkasho/
- Observ'ER, (s. d.), Wind energy barometer 2019. Récupéré le 12 mai 2019, à partir de <https://www.eurobserv-er.org/wind-energy-barometer-2019/>
- Office des publications de l'Union européenne (Éd.). (2013, juin 15), Règlement (UE) no 543/2013 de la Commission du 14 juin 2013 concernant la soumission et la publication de données sur les marchés de l'électricité et modifiant l'annexe I du règlement (CE) no 714/2009 du Parlement européen et du Conseil Texte présentant de l'intérêt pour l'EEE, 12, Récupéré le 22 mars 2019, à partir de <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2013:163:0001:0012:FR:PDF>
- Power To Gas, (2015, février 24), Principe. Récupéré le 20 mars 2019, à partir de <http://www.power-to-gas.be/principe>
- Robbins, S., DeCenzo, D., Coulter, M. & Rüling, C., (2014), *Management : L'essentiel des concepts et pratiques*, Pearson, Récupéré le à partir de <https://books.google.be/books?id=FkvBoQEACAAJ>
- RTBF Info, (2018, mai 17), Jusqu'à un cinquième de l'énergie belge d'origine verte à l'horizon 2030. Récupéré le 10 mars 2019, à partir de https://www.rtbf.be/info/economie/detail__jusqu-a-un-cinquieme-de-l-energie-belge-d-origine-verte-a-l-horizon-2030?id=9920840
- RTBF Info, (2019, janvier 4), L'éolien belge a plus que jamais le vent en poupe en mer du Nord [RTBF Info]. Récupéré le 14 avril 2019, à partir de https://www.rtbf.be/info/economie/detail__l-eolien-belge-a-plus-que-jamais-le-vent-en-poupe-en-mer-du-nord?id=10110799
- Schwab, P.-N., (2016, mai 19), Focus groups vs. entretiens : avantages et inconvénients. Récupéré le 18 février 2019, à partir de <https://www.intotheminds.com/blog/focus-groups-vs-entretiens-avantages-et-inconvenients/>
- Siemens Industry, (s. d.), Duck-Curve-And-More : New Challenges in Utility Planning and Operations. Récupéré le 14 avril 2019, à partir de <http://www.paceglobal.com/wp-content/uploads/2014/08/Duck-Curve-And-More-Whitepaper-MARCH-2017.pdf>
- Superpower Inc, (s. d.), Superconducting magnetic energy storage (SMES). Récupéré le 16 février 2019, à partir de <http://www.superpower-inc.com/content/superconducting-magnetic-energy-storage-smes>
- Techopedia Inc., (s. d.), What is lithium-ion battery (LIB). Récupéré le 16 février 2019, à partir de <https://www.techopedia.com/definition/2653/lithium-ion-battery-lib>
- Tsiropoulos, I., Tarvydas, D. & Lebedeva, N., (2018), Li-ion batteries for mobility and stationary storage applications : Scenarios for costs and market growth. doi :10.2760/87175
- U.S. Department of Energy, (s. d.), STEPHENTOWN SPINDLE. Récupéré le 16 février 2019, à partir de <https://www.energy.gov/lpo/stephentown-spindle>

- Unwin, J., (2019, mars 14), Wind energy by country :top 10 in the world ranked by capacity [Power technology | energy news and market analysis]. Récupéré le 15 avril 2019, à partir de <https://www.power-technology.com/features/wind-energy-by-country/>
- World Nuclear Association, (s. d.), Nuclear Power in the USA. Récupéré le 10 avril 2019, à partir de <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-t-z/usa-nuclear-power.aspx>
- Zaffagni, M., (2017, novembre 24), Tesla a construit la plus grande batterie du monde en Australie. Récupéré le 25 avril 2019, à partir de <https://www.futura-sciences.com/planete/actualites/energie-renouvelable-tesla-construit-plus-grande-batterie-monde-australie-67892/>