

Conception d'un stockage d'énergie éolienne
pour une entreprise minière isolée du réseau :
faisabilité du stockage d'hydrogène

par

Hugo AZIN

MÉMOIRE PRÉSENTÉ À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE
COMME EXIGENCE PARTIELLE L'OBTENTION DE LA MAITRISE EN
GENIE ÉNERGIES RENOUVELABLES ET EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE
M. SC. A.

MONTRÉAL, LE 26 OCTOBRE 2022

ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE
UNIVERSITÉ DU QUÉBEC

© Tous droits réservés, Hugo Azin, 2022

© Tous droits réservés

Cette licence signifie qu'il est interdit de reproduire, d'enregistrer ou de diffuser en tout ou en partie, le présent document. Le lecteur qui désire imprimer ou conserver sur un autre média une partie importante de ce document, doit obligatoirement en demander l'autorisation à l'auteur.

PRÉSENTATION DU JURY

CE MÉMOIRE A ÉTÉ ÉVALUÉ

PAR UN JURY COMPOSÉ DE :

M. Daniel Rousse, directeur de mémoire
Département de génie mécanique à l'École de technologie supérieure

Mme Claudiane Ouellet-Plamondon, présidente du jury
Département de génie de la construction à l'École de technologie supérieure

M. Adrian Ilinca, membre du jury
Département de génie mécanique à l'École de technologie supérieure

IL A FAIT L'OBJET D'UNE SOUTENANCE DEVANT JURY ET PUBLIC

LE 26 OCTOBRE 2022

À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE

REMERCIEMENTS

Je tiens à remercier mon directeur de recherche, Daniel Rousse, ING, M. SC. A, Ph.D, pour m'avoir donné l'opportunité de travailler sur ce projet au sein de sa chaire de recherche industrielle en technologies de l'énergie et en efficacité énergétique (t3e).

Je remercie également Marc-Antoine Dufour, ingénieur en électricité à Mine Raglan, pour son accompagnement et sa disponibilité durant toute la réalisation de ce rapport.

Merci à Guillaume Jeanmonod, chercheur à l'IREQ, et Pierre Bernard, directeur de l'institut de recherche sur l'hydrogène, de m'avoir accordé de leur temps pour échanger sur mes travaux de recherche.

Je remercie aussi, Clémence Tissot, Clara Sapoval, Adrien Tardy et Armel Robert quatre personnes qui auront été d'un grand soutien tout au long de cette dernière année.

Enfin, je remercie mes parents ainsi que Driss Riad de m'avoir accompagné tout au long de mon parcours académique et permis de réaliser tout ce que je peux faire aujourd'hui.

Conception d'un stockage d'énergie éolienne pour une entreprise minière isolée du réseau : faisabilité du stockage d'hydrogène

Hugo AZIN

RÉSUMÉ

Les métaux sont des ressources de plus en plus convoitées et stratégiques, ils seront nécessaires pour la transition énergétique. Cependant pour être extrait, les entreprises minières ont besoin de beaucoup d'énergie. C'est le cas de Mine Raglan, une mine de Nickel au nord du Québec, isolée du réseau électrique, qui consomme chaque année plus 55 millions de litres de diesel. Ce mémoire est une étude technico-économique qui a pour objectif d'étudier la possibilité de substituer le diesel par une source d'énergie renouvelable. Le potentiel éolien à Raglan est fort et deux éoliennes ont déjà été installées avec succès. Cependant pour implanter en grande quantité des éoliennes il est nécessaire d'installer un système de stockage afin de continuer de répondre à la demande en énergie. Dans cette étude, c'est le stockage à hydrogène qui est étudié. Les technologies d'électrolyseur PEM, de réservoir sous forme comprimé et les piles à combustibles PEM et solides ont été retenues dans cette étude. À l'aide de simulations réalisées sur le logiciel HOMER, les résultats ont montré qu'il était techniquement possible de répondre à la demande de la mine à partir d'un système renouvelable composé d'éoliennes et de technologies d'hydrogène. Les résultats ont montré que les piles à combustible solide, malgré leur de temps réponse lent, étaient plus efficaces, car en plus d'un meilleur rendement électrique, la chaleur peut aussi être récupérée. Les coûts restent cependant élevés et les perspectives économiques d'un tel projet dépendant aussi en grande partie des coûts futurs du diesel ainsi que de l'évolution des coûts des technologies d'hydrogène qui sont en plein essor. Afin de réduire davantage ses coûts plusieurs pistes sont aussi possibles comme la revalorisation de l'oxygène, le stockage de l'hydrogène dans le pergélisol, ou encore l'étude du potentiel d'effacement de la mine.

Mots-clés : décarbonation, hydrogène, stockage d'énergie, éoliennes, micro-réseau

Design of a wind energy storage for an off-grid mining company: feasibility of hydrogen storage

Hugo AZIN

ABSTRACT

Metals are more and more coveted and strategic resources; they will be necessary for the energy transition. However, to extract them, mining companies need a lot of energy. This is the case of Raglan Mine, a nickel mine in northern Quebec, isolated from the electrical grid, which consumes more than 55 million liters of diesel each year. The objective of this brief is to study the possibility of substituting diesel with a renewable energy source. The wind potential in Raglan is considerable and two wind turbines have already been successfully installed. However, in order to install large quantities of wind turbines, it is necessary to install a storage system to continue to meet the energy demand. In this study, hydrogen storage is studied. The technologies of electrolyzer PEM, compressed tank and PEM and solid fuel cells have been selected in this study. Using simulations performed on HOMER software, the results showed that it was technically feasible to meet the mine's demand from a renewable system of wind turbines and hydrogen technologies. The results showed that solid fuel cells, despite their slow response time, were more efficient because in addition to better electrical performance, heat can also be recovered. However, the costs remain high and the economic prospects of such a project also depend largely on the future costs of diesel as well as the evolution of the costs of hydrogen technologies which are in full expansion. In order to further reduce costs, several avenues are also possible, such as the revalorization of oxygen, the storage of hydrogen in permafrost, or the study of the mine's potential for erasure.

Keywords: decarbonation, hydrogen, energy storage, wind turbines, microgrid

TABLE DES MATIÈRES

	Page
INTRODUCTION	1
CHAPITRE 1 REVUE DE LITTÉRATURE.....	5
1.1 Décarboner les réseaux autonomes du Québec.....	5
1.1.1 La transition énergétique une priorité du XXI ^e siècle	6
1.1.1.1 Changements climatiques et émissions de CO ₂	6
1.1.1.2 Accélérer la transition énergétique	8
1.1.2 Les objectifs et la stratégie du gouvernement québécois.....	9
1.1.2.1 Le réseau électrique du Québec	9
1.1.2.2 Les objectifs énergétiques du gouvernement du Québec.....	10
1.1.2.3 La stratégie du gouvernement du Québec.....	11
1.1.2.4 L'objectif du plan d'économie vert du Québec	12
1.1.2.5 Les réseaux autonomes pour le secteur minier	12
1.1.3 Les énergies renouvelables	13
1.1.3.1 Le principe de l'énergie renouvelable.....	13
1.1.3.2 Les technologies renouvelables	14
1.1.3.3 Les biocarburants	15
1.1.4 Faire face à de nombreux défis	16
1.1.4.1 Les défis climatiques.....	16
1.1.4.2 Les défis géographiques.....	17
1.1.4.3 Les défis techniques liés aux ENR.....	17
1.1.4.4 Le défi de stockage	18
1.2 L'hydrogène comme stockage d'énergie longue durée	24
1.2.1 Introduction sur l'hydrogène et son développement.....	24
1.2.1.1 Histoire et réactions chimiques.....	24
1.2.1.2 Ses caractéristiques	25
1.2.1.3 Le potentiel de l'hydrogène dans la transition énergétique	27
1.2.1.4 Des technologies en plein essor	28
1.2.2 Produire de l'hydrogène.....	29
1.2.2.1 Les sources de production de l'hydrogène.....	29
1.2.2.2 Les procédés de production	31
1.2.2.3 Les technologies d'électrolyseurs	34
1.2.2.4 Les axes de recherche	38
1.2.2.5 Les perspectives de réduction des coûts	39
1.2.2.6 Bilan.....	41
1.2.3 Stocker l'hydrogène	42
1.2.3.1 Le stockage sous forme de gaz comprimé	43
1.2.3.2 Le stockage de l'hydrogène sous forme liquide	43
1.2.3.3 Le stockage solide de l'hydrogène.....	44
1.2.3.4 Comparaisons et projections des différents stockages.....	45
1.2.3.5 Le stockage géologique.....	45

1.2.4	Utiliser l'hydrogène	47
1.2.4.1	État des lieux et projection de l'utilisation de l'hydrogène	47
1.2.4.2	Les piles à combustible.....	48
1.2.4.3	Les technologies de piles à combustible.....	49
1.2.4.4	Bilan.....	53
1.3	Conclusion	54
CHAPITRE 2	MÉTHODOLOGIE.....	55
2.1	Cadre de l'étude	55
2.1.1	Introduction aux activités de Mine Raglan et de sa répartition d'énergie	56
2.1.2	Répartition de l'énergie.....	58
2.1.3	Délimitations de l'étude.....	60
2.1.4	Les différents scénarios technico-économiques de décarbonation	63
2.1.5	HOMER comme logiciel de simulations	65
2.2	Appel de puissance de Mine Raglan et potentiel d'électrification	66
2.2.1	Analyse de la consommation de Mine Raglan par poste	66
2.2.1.1	Consommation d'électricité	66
2.2.1.2	Séchage du minerai	69
2.2.1.3	Chauffage glycol.....	70
2.2.1.4	Chauffage.....	71
2.2.1.5	Équipements miniers.....	72
2.2.1.6	Véhicules de surface	73
2.2.1.7	Camionnettes Toyota	74
2.2.1.8	Camions miniers	74
2.2.2	Bilan des besoins.....	76
2.2.3	Modélisation de la consommation	78
2.3	Analyse du potentiel énergétique de la mine Raglan.....	78
2.3.1	Modélisation de l'énergie éolienne	78
2.3.1.1	Analyse du potentiel éolien.....	78
2.3.1.2	Choix des données utilisées	80
2.4	Modélisation technique et économique des technologies.....	80
2.4.1	Les génératrices diesel	80
2.4.2	Les éoliennes.....	85
2.4.3	L'électrolyseur	94
2.4.4	Le système de stockage.....	99
2.4.5	La pile à combustible.....	100
2.4.6	Les systèmes secondaires.....	104
2.5	Modélisation des paramètres économiques	106
2.5.1	Le diesel	106
2.5.2	La taxe carbone	108
2.5.3	L'inflation	110
2.5.4	Le taux d'emprunt.....	111
2.5.5	Les subventions.....	111
2.6	Méthodologie	111
2.6.1	Pour le dimensionnement.....	111

2.6.2	Pour les résultats économiques	114
2.6.3	Synthèse	116
CHAPITRE 3 MODÈLES ET RÉSULTATS		117
3.1	Scénario de référence : La mine actuelle	117
3.1.1	Validation du modèle	117
3.1.2	Détermination du budget nécessaire	119
3.2	Scénario 1 : Décarbonation du réseau 25 kV sans le réseau de chaleur	122
3.2.1	Analyse du scénario	122
3.2.2	Modélisation du système énergétique	124
3.2.3	Cas 1 : Utilisation constante des EMD tout au long de l'année	124
3.2.4	Cas 2 : Intégration maximale des énergies renouvelables	127
3.3	Scénario 2 : Décarbonation du réseau 25 kV sans le séchage	130
3.3.1	Analyse du scénario	131
3.3.2	Modélisation du système énergétique	132
3.3.3	Cas 1 : Utilisation de piles à combustible PEM	133
3.3.4	Cas 2 : Utilisation de piles à Combustible SOFC avec cogénération	136
3.4	Scénario 3 : Décarbonation du réseau 25 kV électricité et chaleur	140
3.4.1	Analyse du scénario	140
3.4.2	Modélisation du système énergétique	141
3.4.3	Cas 1 : Utilisation de piles à combustible PEM	142
3.4.4	Cas 2 : Utilisation de piles à combustible SOFC	144
3.5	Scénario 4 : Décarbonation des transports lourds	148
3.5.1	Analyse du scénario	148
3.5.2	Modélisation énergétique	149
3.5.3	Résultats	149
3.6	Scénario 5 : Décarbonation des véhicules et des équipements miniers	152
3.6.1	Analyse du scénario	152
3.6.2	Modélisation énergétique	152
3.6.3	Résultats	153
3.7	Scénario 6 : Décarbonation totale de Mine Raglan	156
3.7.1	Analyse du scénario	156
3.7.2	Modélisation énergétique	157
3.7.3	Résultats cas 1 : Utilisation de PEM	157
3.7.4	Résultats cas 2 : Utilisation de SOFC	160
3.8	Conclusion	163
CHAPITRE 4 DISCUSSION		165
4.1	Analyse des résultats	165
4.1.1	Comparaison énergétique des différents scénarios	165
4.1.2	Comparaisons économiques	169
4.2	Critiques sur les hypothèses de simulations	174
4.2.1	Modélisation des différentes charges et technologies de chauffage	174
4.2.2	Modélisation des générateurs	174
4.2.3	Temps de réponse des piles à combustible	175

4.3	Analyse de sensibilités	175
4.3.1	L'électrolyseur	175
4.3.2	Le stockage de l'hydrogène	176
4.3.3	Les piles à combustible	178
4.3.4	Bilan des technologies d'hydrogène	178
4.4	Les améliorations pour Mine Raglan :	179
4.4.1	Étude des périodes sans vent	180
4.4.2	Étude du potentiel solaire	180
4.4.3	Optimisation des flux	181
4.4.4	Le stockage géologique	182
4.4.5	Le stockage de l'eau	183
4.4.6	L'utilisation d'éoliennes différentes	183
4.4.7	Le potentiel d'effacement	184
4.5	Les améliorations pour le système éolien-hydrogène	184
4.5.1	Le couplage électrolyseur PEM et SO	184
4.5.2	Le défi de la charge thermique de Mine Raglan	184
4.5.3	Tester les configurations avec plusieurs données	185
4.6	Plan d'installation possible	185
4.6.1	Analyse du scénario	186
4.6.2	Dimensionnement	186
4.6.3	Résultats énergétiques	187
4.6.4	Résultats économiques	189
4.6.5	L'hypothèse du stockage géologique	190
CONCLUSION		193
ANNEXE I	RAPPORT DE SIMULATIONS DU SCÉNARIO DANS LE CHAPITRE 4 « DISCUSSION »	195
ANNEXE II	GISEMENT ÉOLIEN	209
ANNEXE III	AFFICHE DU PROJET POUR LE CONCOURS ÉTUDIANT DE VULGARISATION DE L'ÉTS	211
ANNEXE IV	AFFICHE DE VULGARISATION DU PROJET POUR LE CONCOURS ÉTUDIANT DE L'AQPER	213
ANNEXE V	AFFICHE DE PRÉSENTATION POUR MA THÈSE EN 180 SECONDES	215
LISTE DE RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES		217

LISTE DES TABLEAUX

	Page
Tableau 1.1	Caractéristiques des différentes technologies d'énergie renouvelable14
Tableau 1.2	Facteurs d'émissions tirés de (ADEME, 2014)15
Tableau 1.3	Les formes de stockages pour différentes technologies de stockage20
Tableau 1.4	Comparaison économique des différentes technologies de stockage, tiré de (Korsaga et al., 2018)22
Tableau 1.5	Bilan des caractéristiques de 3 différents électrolyseurs42
Tableau 1.6	Classement des piles à combustible en fonction de leurs températures.....49
Tableau 1.7	Objectifs fixés par le laboratoire national des énergies fossiles tirés de (National Energy Technology Laboratory, 2022).....51
Tableau 1.8	Bilan des différentes piles à combustible ainsi que leurs propriétés53
Tableau 2.1	Présentation des sites et de leurs connexions au réseau.....60
Tableau 2.2	Caractéristiques des différentes génératrices (Mine Raglan, 2021).....61
Tableau 2.3	Caractéristiques des éoliennes62
Tableau 2.4	Description des différents scénarios65
Tableau 2.5	Consommation électrique de la mine en 2019, 2020 et 202168
Tableau 2.6	Caractéristiques du chauffage glycol de Mine Raglan71
Tableau 2.7	Bilan des besoins énergétiques de la mine.....76
Tableau 2.8	Bilan de puissance de Mine Raglan77
Tableau 2.9	Vitesses moyennes du vent entre 2019 et 202179
Tableau 2.10	Caractéristiques des génératrices80
Tableau 2.1	OPEX et CAPEX des génératrices83
Tableau 2.12	Caractéristiques des génératrices84

Tableau 2.13	Caractéristiques des génératrices modélisées	85
Tableau 2.14	Caractéristiques de l'éolienne ENRCON E-82 E4	87
Tableau 2.15	Analyse des coûts d'une éolienne	89
Tableau 2.16	Analyse des coûts d'une éolienne à Mine Raglan	90
Tableau 2.17	Répartition des coûts du CAPEX pour une éolienne à Raglan.....	92
Tableau 2.18	Répartition des coûts de l'OPEX d'une éolienne	93
Tableau 2.19	Récapitulatif des paramètres de l'électrolyseur d'après (Emanuele Taibi, 2020).....	95
Tableau 2.20	Coût d'investissement du stockage haute pression (700 bars).....	99
Tableau 2.21	Choix des paramètres technique des technologies.....	101
Tableau 2.22	Paramètres du convertisseur Leonics MTP-413F 25 kW	104
Tableau 2.23	Prix du diesel entre 2023 et 2037.....	108
Tableau 2.24	Évolution du prix de la taxe carbone	109
Tableau 2.25	Estimations hautes de l'évolution de la taxe carbone	110
Tableau 2.26	Différentes conversions pour un litre de diesel tiré de (Transition énergétique Québec)	114
Tableau 2.27	Tableau bilan des technologies utilisées avec leurs caractéristiques	116
Tableau 3.1	Réseau 25kV, scénario de référence	118
Tableau 3.2	Étude des coûts du modèle de référence	119
Tableau 3.3	Budget du projet si la mine continue de fonctionner au diesel	120
Tableau 3.4	Budget total nécessaire si la mine continue de fonctionner au diesel.....	120
Tableau 3.5	Prix retenus pour le calcul du litre de diesel	121
Tableau 3.6	Résultats du dimensionnement des systèmes pour le cas 1 du scénario 1	125
Tableau 3.7	Résultats énergétiques.....	125

Tableau 3.8	Résultats économiques du dimensionnement pour le cas 1 du scénario 1126
Tableau 3.9	Étude de la VAN du scénario 1, cas 1127
Tableau 3.10	Résultats du dimensionnement des systèmes pour le cas 2 du scénario 1128
Tableau 3.11	Résultats énergétiques pour le cas 2 du scénario 1128
Tableau 3.12	Résultats économiques du dimensionnement pour le cas 2 du scénario 1129
Tableau 3.13	Étude de la VAN pour le scénario 1 cas 2130
Tableau 3.14	Dimensionnement des systèmes133
Tableau 3.15	Répartition de la production d'électricité pour le cas 1 du scénario 2.....134
Tableau 3.16	Résultats économiques du cas 1 du scénario 2135
Tableau 3.17	Étude de la Valeur actuelle nette pour le cas 1, scénario 2.....135
Tableau 3.18	Résultat du dimensionnement du cas 2 pour le scénario 2136
Tableau 3.19	Résultats de la production électrique sur le réseau pour le cas 2 du scénario 2137
Tableau 3.20	Résultats de la production de chaleur sur le réseau pour le cas 2 du scénario 2137
Tableau 3.21	Résultats économiques du cas 2 du scénario 2138
Tableau 3.22	Étude de la valeur actuelle nette du cas 2, scénario 2.....139
Tableau 3.23	Modélisation du cas 2 scénario 3141
Tableau 3.24	Modélisation du cas 1 scénario 3141
Tableau 3.25	Résultat du dimensionnement du cas 1 du scénario 3.....142
Tableau 3.26	Résultats énergétiques du cas 1 du scénario 3143
Tableau 3.27	Résultats économiques du cas 1 du scénario 3143
Tableau 3.28	Étude de la Valeur actuelle nette pour le cas 1, scénario 3.....144
Tableau 3.29	Dimensionnement pour le cas 2 du scénario 3.....145

Tableau 3.30	Répartition de la production électrique sur le réseau pour le cas 2, scénario 3145
Tableau 3.31	Répartition de la production de chaleur sur le réseau pour le cas 2, scénario 3146
Tableau 3.32	Résultats économiques du cas 2 du scénario 3147
Tableau 3.33	Étude de la Valeur actuelle nette du cas 2, scénario 3148
Tableau 3.34	Dimensionnement pour le scénario 4.....150
Tableau 3.35	Résultats énergétiques.....150
Tableau 3.36	Résultats économiques.....151
Tableau 3.37	Étude de la VAN pour le scénario 4151
Tableau 3.38	Poste de consommation d'énergie152
Tableau 3.39	Résultats du dimensionnement des systèmes.....153
Tableau 3.40	Résultats énergétiques du scénario 5154
Tableau 3.41	Résultats économiques du scénario 5155
Tableau 3.42	Étude de la VAN pour le scénario 5155
Tableau 3.43	Modélisation du cas 2 scénario 6157
Tableau 3.44	Modélisation du cas 1 scénario 6157
Tableau 3.45	Dimensionnement des systèmes pour le scénario 6, cas 1157
Tableau 3.46	Résultats énergétiques pour le scénario 6, cas 1158
Tableau 3.47	Résultats économiques du scénario 6, cas 1159
Tableau 3.48	Étude de la VAN pour le scénario 6, cas 1159
Tableau 3.49	Dimensionnement du scénario 6, cas 2.....160
Tableau 3.50	Répartition de la production électrique pour le cas 2 du scénario 6160
Tableau 3.51	Répartition de la production de chaleur pour le cas 2 du scénario 6161
Tableau 3.52	Résultats économiques pour le cas 2 du scénario 6162

Tableau 3.53	Étude de la VAN pour le scénario 6, cas 2	163
Tableau 4.1	Bilan des résultats	166
Tableau 4.2	Comparaisons de trois indicateurs économiques	169
Tableau 4.3	VAN en fonction des scénarios.....	173
Tableau 4.4	Dimensionnement des systèmes	187
Tableau 4.5	Résultats de la production électrique sur le réseau	187
Tableau 4.6	Résultats de la production de chaleur sur le réseau	188
Tableau 4.7	Résultats économiques.....	189
Tableau 4.8	Valeurs actuelles nettes.....	190
Tableau 4.9	Résultats économiques avec le nouveau coût de stockage	190
Tableau 4.10	Valeurs actuelles nettes avec du stockage géologique.....	191

LISTE DES FIGURES

	Page
Figure 1.1	Carte du Canada avec l'ensemble des communautés et industries isolées, tiré de (Gouvernement du Canada, 2016)6
Figure 1.2	Taux de particules de CO ₂ dans l'atmosphère7
Figure 1.3	Consommation mondiale de l'énergie primaire, tiré de (BP, 2022)8
Figure 1.4	Le réseau de transport électrique du Québec, tiré de10
Figure 1.5	Les objectifs du rapport « trajectoires de réduction d'émission du GES du Québec », tiré de (Dunsky, 2021)11
Figure 1.6	Effet du givre sur la puissance d'une éolienne tiré de (Serra, 2011)17
Figure 1.7	Probabilités des LCOS les plus faibles pour 9 technologies de stockage..23
Figure 1.8	Caractéristique de différents combustibles25
Figure 1.9	Volume nécessaire pour stocker 1 kg d'hydrogène26
Figure 1.10	Caractéristiques de l'hydrogène tirées de (le gouvernement du Canada, 2020)27
Figure 1.11	La production d'hydrogène issue de plusieurs sources d'énergie29
Figure 1.12	Principe des électrolyseurs alcalins35
Figure 1.13	Illustration schématique de l'électrolyse PEM tiré de (Shiva Kumar 2019)36
Figure 1.14	Principe de fonctionnement de l'électrolyse solide37
Figure 1.15	Coût d'investissement des électrolyseurs en fonction de sa taille40
Figure 1.16	Coût de l'électrolyseur en fonction du temps40
Figure 1.17	Projection du capex des électrolyseurs en fonction du temps.....41
Figure 1.18	Comparaison de la densité énergétique de l'hydrogène sous plusieurs formes45

Figure 1.19	Prévision d'utilisation de l'hydrogène selon deux scénarios de l'AIE	47
Figure 2.1	Localisation de la mine de nickel Raglan, tiré de (Harbour-Marsan & Lasserre, 2021).....	56
Figure 2.2	Plan de Mine Raglan adapté d'un document interne, tiré de (Mine Raglan, 2022).....	58
Figure 2.3	Les flux d'énergie de Mine Raglan adaptés d'un document interne, tiré de (Mine Raglan, 2021).....	59
Figure 2.4	Diagramme de Sankey de l'étude comprenant l'ensemble du réseau 25 kV ainsi que les véhicules et les équipements	62
Figure 2.5	Consommations d'énergie de la mine durant l'année 2019.....	67
Figure 2.6	Consommations d'énergie de la mine durant l'année 2020.....	67
Figure 2.7	Consommations d'énergie de la mine durant l'année 2021	68
Figure 2.8	Courbe d'énergie nécessaire pour le chauffage sur une année	70
Figure 2.9	Exemple de camion minier présents à Mine Raglan.....	75
Figure 2.10	Puissances consommées des différents procédés.....	77
Figure 2.11	Ensemble des consommations modélisées de Mine Raglan sur le réseau 25 kV.....	78
Figure 2.12	Potentiel éolien dans la région du nord du Québec tiré du	79
Figure 2.13	Courbe d'efficacité des EMD modélisées sur le logiciel HOMER	82
Figure 2.14	courbe d'efficacité de la génératrice MAN modélisée	82
Figure 2.15	courbe d'efficacité des génératrices CAT modélisées	82
Figure 2.16	Courbe caractéristique de production d'énergie annuelle tirée de (ENERCON, 2022).....	86
Figure 2.17	Production électrique des éoliennes sur l'année 2021	87
Figure 2.18	Répartition mensuelle de la puissance d'une éolienne pour la Mine.....	88
Figure 2.19	Projection du CAPEX des éoliennes en 2050.....	91
Figure 2.20	Évolution du CAPEX d'une éolienne (projection)	91

Figure 2.21	Coûts d'opération et de maintenance depuis 1998 et projection jusqu'en 2040.....	94
Figure 2.22	Coût d'un électrolyseur en fonction de la taille de la technologie.....	96
Figure 2.23	Coûts de réduction de l'électrolyseur entre 2030 et 2050.....	97
Figure 2.24	Évolutions du prix d'un électrolyseur jusqu'en 2050	98
Figure 2.25	courbe d'efficacité de la pile à combustible PEM	102
Figure 2.26	Projections du CAPEX pour les piles à combustible.....	102
Figure 2.27	Courbe de réduction des coûts adaptée aux piles à combustible	103
Figure 2.28	Évolutions du prix du diesel tiré de (Energy Information Administration, 2022).....	107
Figure 2.29	Évolution de la taxe carbone.....	108
Figure 2.30	Indice mensuel du taux d'inflation tiré de (Institut de la statistique du Québec., 2022).....	110
Figure 2.31	Méthodes retenues pour la modélisation des différents systèmes	113
Figure 3.1	Courbe de la consommation électrique de la mine dans le cas 1	122
Figure 3.2	Courbe de consommation d'électricité restante pour le cas 2.....	123
Figure 3.3	Modélisation des composants du système énergétique.....	124
Figure 3.4	Consommation électrique à pallier par le système renouvelable.....	131
Figure 3.5	Consommation électrique et thermique à pallier par le système renouvelable.....	132
Figure 3.6	Modélisation scénario 2 cas 1	132
Figure 3.7	Modélisation scénario 2 cas 2	132
Figure 3.8	Profil de consommation énergétique de la mine pour le cas 1 du scénario 3	140
Figure 3.9	Profil de consommation de la mine pour le cas 2 du scénario 3.....	141
Figure 3.10	Modélisation du cas 1, scénario 4	149
Figure 3.11	Modélisation pour le scénario 5	153

Figure 3.12	Courbe de consommation du scénario 6	156
Figure 4.1	Diesel économisé en fonction de la quantité de stockage d'hydrogène...	167
Figure 4.2	Diesel économisé en fonction du nombre d'éoliennes et des technologies utilisées	168
Figure 4.3	PRI en fonction du CAPEX des projets	170
Figure 4.4	PRI en fonction du diesel substitué.....	171
Figure 4.5	Évolution du CAPEX en fonction des litres économisé et des technologies	172
Figure 4.6	Variation des coûts de CAPEX et d'OPEX du projet en fonction des coûts de l'électrolyseur	176
Figure 4.7	Variation du coût total du projet en fonction du coût du réservoir de stockage d'hydrogène	177
Figure 4.8	Variation du coût total du projet en fonction du coût de la pile à combustible	178
Figure 4.9	Variation du coût total du projet en fonction du coût des technologies à hydrogène.....	179
Figure 4.10	Potentiel solaire du Québec tiré de (Québec Solar, s. d.)	180
Figure 4.11	Coût en fonction des technologies et des volumes de stockage.....	182
Figure 4.12	Courbe de consommation d'électricité et de chaleur	186

LISTE DES ABRÉVIATIONS, SIGLES ET ACRONYMES

AEM	Membrane échangeuse d'anions
AFC	Pile à combustible Alcaline
AIE	Agence internationale de l'énergie, de l'anglais <i>International Energy Agency</i> (IAE)
ATR	Production d'hydrogène par reformage autothermique
BNFE	Bureau de l'éducation non formelle
CAPEX	Dépenses d'investissement
CAT	Génératrice Caterpillar
CCT	Contrôleur de charge de thermique
CEA	Commissariat de l'énergie atomique et aux énergies alternatives
CG	Gazéification du charbon
CO	Monoxyde de Carbone
CO2	Dioxyde de carbone
COP	Grande conférence des Nations Unies sur le climat
DME	Diméthyle Éther
EMD	Génératrice (3,6MW)
ENR	Énergies renouvelables
GES	Gazes à effet de serre, comprenant le dioxyde de carbone, de méthane, le protoxyde d'azote et d'ozone.
GIEC	Groupe d'expert intergouvernemental sur l'évolution du climat
GPL	Gaz de pétrole liquéfié
H2	Dihydrogène

IRENA	Agence internationale pour les énergies renouvelables, de l'anglais <i>International Renewable Energy Agency</i>
LCOS	De l'anglais, <i>levelized cost of storage</i>
MAN	Génératrice (4,3MW)
MCEC	Cellule d'électrolyse carbonate fondue
MCFC	Pile à combustible à carbonate fondu
MERN	Ministère de l'énergie et des ressources naturelles du Québec
NaN	De l'anglais, <i>Not A Number</i> , ne produit pas de résultat
NERL	Laboratoire national des énergies renouvelables
O&M	Opération et maintenance
O ₂	Dioxygène
OPEX	Dépenses d'exploitation
PEM	Électrolyseurs à membranes échangeurs de protons
PEMFC	Pile à combustible échangeuse de protons
PFAC	Pile à combustible à l'acide phosphorique
POM	Production d'hydrogène par oxydation partielle du méthane
PRI	Période de retour sur Investissement
Pt	Platine
PV	Panneaux photovoltaïques
Ru	Ruthénium
S1 C1	Scénario 1, cas 1
SMR	Production d'hydrogène par reformage à la vapeur du méthane

SOE	Électrolyse solide
SOFC	Pile à combustible solide oxide
VAN	Valeur actualisée nette
VSG	Générateur à vitesse variable
WCI	<i>Western Climate Initiative</i>

LISTE DES SYMBOLES ET UNITÉS DE MESURE

P	Puissance	[W]
R_{PAC}	Rendement de la pile à combustible	Ø
R_E	Rendement de l'électrolyseur	Ø
P	Puissance	[W]
i	Taux d'inflation	[%]
t	Taux d'actualisation	[%]
N	Nombre d'années	Ø
A	Économies réalisées	[\$]

INTRODUCTION

0.1 Le contexte de recherche

La nécessité de changer de modèle

En prenant de la hauteur sur la civilisation humaine, il est possible de la comparer à une machine thermodynamique qui transforme l'environnement en prenant des ressources pour les utiliser avant de les rejeter sous forme de déchets dans l'environnement. Cette métaphore est régulièrement utilisée par Arthur Keller lors de ses interventions. Il va plus loin en comparant notre rapport à la nature à un cancer, dont le réchauffement climatique, le recul de la biodiversité ou encore l'acidité des océans, ne seraient que des symptômes de la maladie. Une transition juste et écologique est nécessaire si la civilisation humaine ne veut pas subir l'essoufflement de notre planète. Cette transition passe aussi par notre rapport à l'énergie qui aujourd'hui est responsable, par les émissions de CO₂, du réchauffement climatique.

La transition énergétique

Lutter contre le changement climatique est possible, dans son dernier rapport, le GIEC explique que les solutions existent déjà. C'est avant tout une volonté politique et collective que de porter et d'accélérer ce changement. Afin de limiter le réchauffement climatique, il faut laisser les énergies fossiles, très émettrices de dioxyde de carbone (CO₂), dans le sol et les substituer au plus vite. Les énergies renouvelables présentent l'avantage de ne pas émettre de CO₂ pendant leur utilisation et les moyens de production sont de plus en plus recyclables. Ces énergies sont aussi de plus en plus compétitives d'un point de vue économique, d'autant plus avec la montée des prix du pétrole et du gaz. De plus en plus d'industriels souhaitent changer leur source d'énergie primaire afin de pouvoir mieux maîtriser leurs coûts liés à l'énergie. C'est le cas du groupe Glencore qui souhaiterait alimenter la Mine de Raglan au Québec à partir d'énergie éolienne.

Le groupe Glencore et Mine Raglan

Glencore est une entreprise de courtage et d'extraction de matières premières résultant de la fusion en 2013 entre Glencore, société fondée par le courtier Marc Rich et de Xstrata, entreprise d'extraction minière. Le siège social est situé en Suisse et son chiffre d'affaires est de 220 milliards d'euros en 2019. Le groupe Glencore bien qu'il participe au développement de la transition énergétique en rendant disponible pour les industries des matériaux et minéraux indispensables à la fabrication de batteries, d'éoliennes ou encore de panneaux photovoltaïques émet par année une grande quantité de CO₂ à travers ses activités. Le groupe s'est fixé pour objectif de réduire de 15 % son empreinte carbone d'ici 2026, de 50 % d'ici 2035 et d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050 (Glencore, 2021). Afin de réussir l'objectif son objectif, le groupe doit décarboner ses différentes activités. Dans cette stratégie de décarbonation, Glencore, propriétaire de Mine Raglan, souhaite trouver des solutions pour substituer le diesel aujourd'hui utilisé par de l'énergie renouvelable éolienne.

Développement d'un système hybride d'éoliennes et de stockage à hydrogène

L'énergie éolienne est dépendante du vent, elle est donc non pilotable, fluctuante, non assurée, et difficilement prévisible. Afin de pouvoir alimenter Mine Raglan à l'aide d'énergies éoliennes il faut donc installer une puissance globale d'éoliennes suffisamment grande pour pouvoir capter le surplus d'énergie lorsqu'il y a du vent, le stocker et le redistribuer lorsque le vent n'est pas assez puissant ou absent. L'hydrogène peut être utilisé comme moyen de stocker cette énergie. De plus, l'hydrogène peut faire plus que servir uniquement de stockage, il peut substituer le diesel avec lequel fonctionne les véhicules lourds. Il paraît donc pertinent de vérifier la faisabilité technico-économique d'un tel dispositif et de quantifier les coûts qu'il engendrerait.

0.2 Objectifs du mémoire

Les travaux de recherche effectués ont pour objectif d'étudier le potentiel technique et économique d'un couplage d'éoliennes avec un système de stockage à hydrogène pour permettre à Mine Raglan de se décarboner. Pour cela, le mémoire répondra à différents sous-objectifs :

1. Analyser les besoins énergétiques de la mine;
2. Déterminer les technologies d'hydrogène qui seront utilisées;
3. Réaliser une analyse technico-économique pour électrifier Mine Raglan à l'aide du système hybride éoliennes-stockage à hydrogène.

0.3 Démarche

Pour atteindre l'ensemble de ces sous-objectifs, la première étape consiste à lire et à analyser l'ensemble des rapports énergétiques concernant la mine et réaliser une revue de littérature sur les notions en lien avec ce projet. La démarche ensuite employée consiste à modéliser le système énergétique de la mine afin de pouvoir dimensionner un système répondant au besoin énergétique puis de l'optimiser pour que les coûts soient minimisés.

0.4 Structure du mémoire

Ce rapport présente dans le chapitre 1, une revue de littérature sur la décarbonation des micros-réseaux au Québec ainsi que les avancées technologiques de l'hydrogène et plus particulièrement du stockage à hydrogène. Le chapitre 2 pose le cadre de l'étude, les différents scénarios étudiés, analyse le fonctionnement de la Mine et ses différents appels de puissance et pose l'ensemble des paramètres permettant de réaliser les modélisations. Les résultats des simulations sont présentés dans le chapitre 3. Leur analyse permet de mettre en évidence dans quelles conditions implanter des éoliennes couplées à un système de stockage à hydrogène est le plus avantageux pour la mine. Enfin, une discussion est réalisée dans le chapitre 4 afin de

comparer l'ensemble des résultats ; de critiquer les hypothèses et de proposer des améliorations ainsi qu'un possible plan d'installation pour la Mine.

CHAPITRE 1

REVUE DE LITTÉRATURE

Ce premier chapitre consiste à réaliser une revue de littérature sur les réseaux isolés du Québec et les solutions possibles pour décarboner ces réseaux grâce à l'hydrogène. Tout d'abord, un état des lieux de la situation énergétique mondiale, du Canada et des réseaux isolés du Québec sera étudié. Par la suite, une étude plus précise de l'hydrogène et de ses applications notamment dans les technologies de stockage d'électricité sera effectuée.

1.1 Décarboner les réseaux autonomes du Québec

Le Québec est un très vaste territoire où la distribution et le transport de l'électricité sont des problèmes majeurs. Dans le nord du Québec, les territoires sont peu peuplés et les villages et industries sont très éloignés les uns des autres. L'accès à l'électricité pour les communautés et industries éloignées dans ces territoires est très limité. En effet, ces communautés et industries ne sont souvent pas connectées au réseau électrique provincial (Arriaga et al., 2013). On les appelle des micro-réseaux. Le principe d'un micro-réseau est de générer et de distribuer de l'électricité. Il s'agit d'un réseau à petite échelle composé de sources de production d'une capacité totale allant de quelques kilowatts à une dizaine de mégawatts. De plus, ce réseau fonctionne indépendamment du réseau territorial (Hossain et al., 2014). Tous ces réseaux isolés fonctionnent dans leur grande majorité au diesel, parfois au gaz naturel ou au fioul et dans de rares cas aux énergies renouvelables.

La Figure 1.1 indique l'ensemble des communautés isolées au Canada. Concernant le Québec, on peut voir que de nombreuses communautés restent isolées du réseau électrique. (Weis & Ilinca, 2008)

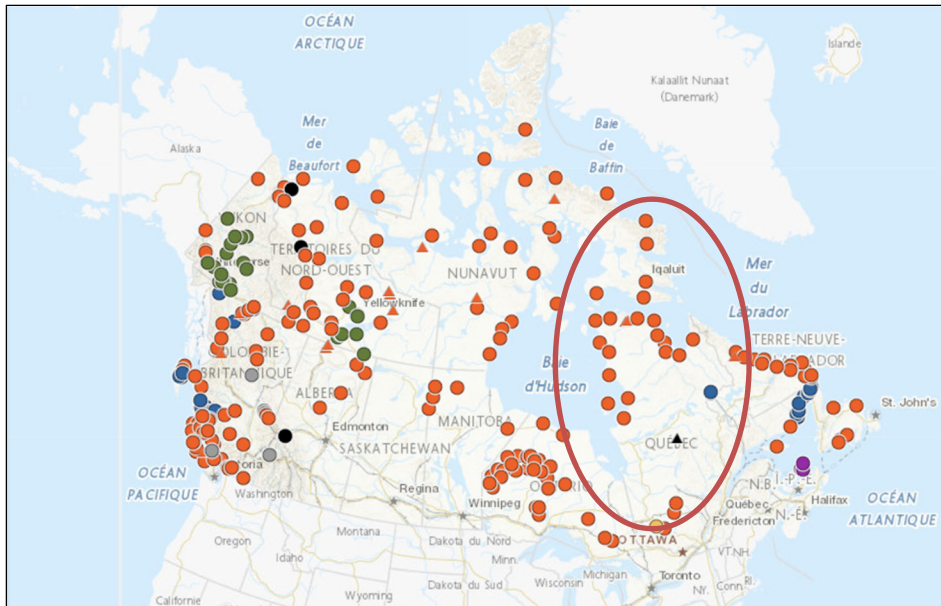


Figure 1.1 Carte du Canada avec l'ensemble des communautés et industries isolées.
Tirée du Gouvernement du Canada (2016)

Aujourd'hui, dans un contexte de transition énergétique, les enjeux pour ces communautés et industries isolées sont multiples. Ces communautés doivent trouver des solutions technologiques pour être moins dépendantes au diesel, en raison du coût très volatile de celui-ci, tout en ayant un impact environnemental minime. Les énergies renouvelables sont vues comme une des meilleures solutions (Serra, 2011). Pour bien comprendre le contexte actuel de transition énergétique, en voici une brève présentation.

1.1.1 La transition énergétique une priorité du XXI^e siècle

Pour limiter le réchauffement climatique, il faut laisser plus de la moitié des ressources fossiles connues dans le sol afin de limiter les émissions de CO₂ à environ 1100 gigatonnes entre 2011 et 2050 (McGlade & Ekins, 2015). Une transition énergétique est urgente et nécessaire.

1.1.1.1 Changements climatiques et émissions de CO₂

Limiter les changements climatiques est le défi d'une génération, celui, sans doute du XXI^e siècle. Les émissions de CO₂ émises par les activités humaines sont responsables des

changements climatiques, et ont augmenté drastiquement depuis les années cinquante. Les énergies fossiles ont permis à l'homme de devenir un véritable « superhéros ». Cette métaphore est régulièrement utilisée par Jean-Marc Jancovici dans son livre Le monde sans fin (Jancovici, Jean-Marc, 2021), pour montrer à quel point leur utilisation massive a bouleversé la vie des hommes, augmentant par exemple leur espérance de vie, ou en réduisant la main-d'œuvre avec le développement des machines. Mais depuis quelques années, leur utilisation massive a conduit à une hausse du taux de CO₂ de façon inédite dans l'atmosphère, provoquant le franchissement d'une des limites planétaires élaborées par la communauté mondiale scientifique. Comme indiqué sur la Figure 1.2, le taux de CO₂ dans l'atmosphère est passé de 300 ppm en 1950 à plus de 400 ppm en 2020.

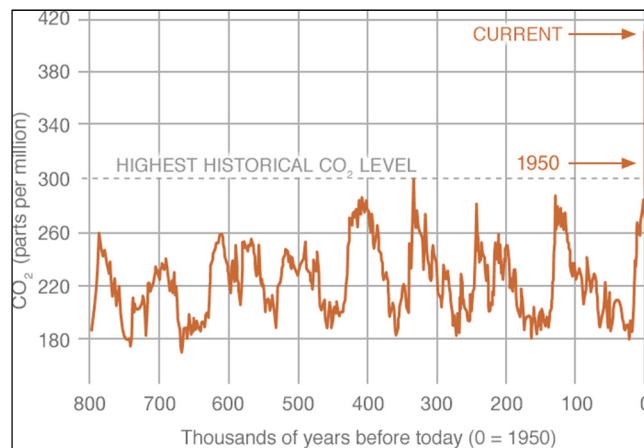


Figure 1.2 Taux de particules de CO₂ dans l'atmosphère en fonction du temps
Tirée de NASA (s. d.)

Les scientifiques alertent sur le franchissement de cette limite qui pourrait conduire à une hausse de plus de cinq degrés sur la planète dans quelques années. Les conséquences seraient multiples et surtout d'une ampleur inédite. Le groupe intergouvernemental d'expert sur l'évolution du climat (GIEC) annonce que si rien ne change d'ici là, 3,5 milliards de personnes pourraient se retrouver dans des zones invivables d'ici 2050 (Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'évolution du Climat, 2021). Pour le moment, les différentes conférences des Nations unies sur le changement climatique (COP) ou congrès politiques mis

en place ne parviennent pas à inverser la courbe des émissions de CO₂. La nécessité d'accélérer la transition énergétique mondiale est donc, plus que jamais, d'actualité.

1.1.1.2 Accélérer la transition énergétique

Pour réussir le défi de la transition énergétique, il faut réduire drastiquement les émissions de gaz à effet de serre (GES) et donc substituer les énergies fossiles par des moyens de production d'énergie bas carbone. Cependant, il est difficile de bouleverser tout un modèle de société fonctionnant en grande partie grâce à ces énergies. Le charbon, pourtant la source d'énergie la plus émettrice de GES, reste une source d'énergie majeure dans le monde comme pour la Chine (51,7 % de la consommation mondiale), l'Inde (11,8 %) ou les États-Unis (7,8 %) (BP, 2022). La Figure 1.3 montre que le charbon et le pétrole représentent plus de la moitié de la consommation mondiale d'énergie primaire. Ainsi, réaliser un tel changement nécessitera un consensus mondial accompagné de mesures politiques fortes et justes.

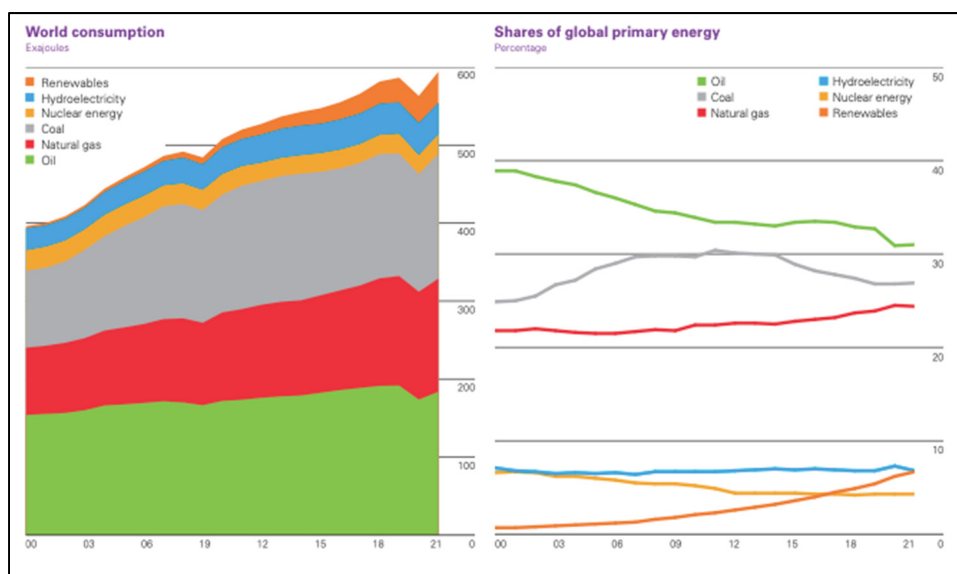


Figure 1.3 Consommation mondiale de l'énergie primaire
Tirée de BP (2022)

Afin de réussir cette transition, trois leviers d'action sont à notre disposition. Le GIEC recommande la sobriété, l'efficacité et l'innovation. La meilleure énergie est en effet celle que

l'on ne consomme pas, mais il faut tout de même être en mesure de modifier notre rapport à l'énergie. Les énergies renouvelables font partie de la solution, puisqu'elles permettent de produire de l'électricité décarbonée. L'Agence internationale de l'énergie (AIE) souligne que le développement de l'énergie hydroélectrique, éolienne et solaire est essentiel pour atteindre l'objectif mondial d'émissions de gaz à effet de serre « zéro net » en 2050 (Newell, G, 2021). Le plan consiste donc à développer ces énergies renouvelables, afin de pouvoir électrifier tous les usages possibles. Lorsque l'électrification n'est pas possible, il est nécessaire de substituer les usages non électrifiables par des biogaz ou des biocarburants comme l'hydrogène.

1.1.2 Les objectifs et la stratégie du gouvernement québécois

1.1.2.1 Le réseau électrique du Québec

L'une des richesses du Québec est la puissance hydraulique disponible sur son territoire. En effet, presque 100 % de l'électricité du Québec est produite via des barrages hydrauliques au nord du Québec et qui permettent d'alimenter les grandes villes plus au Sud, grâce aux lignes de transport d'électricité. Sur la Figure 1.4 ci-dessous, de nombreux barrages hydrauliques sont indiqués au niveau de la baie James ou encore au Nord Est du Québec.

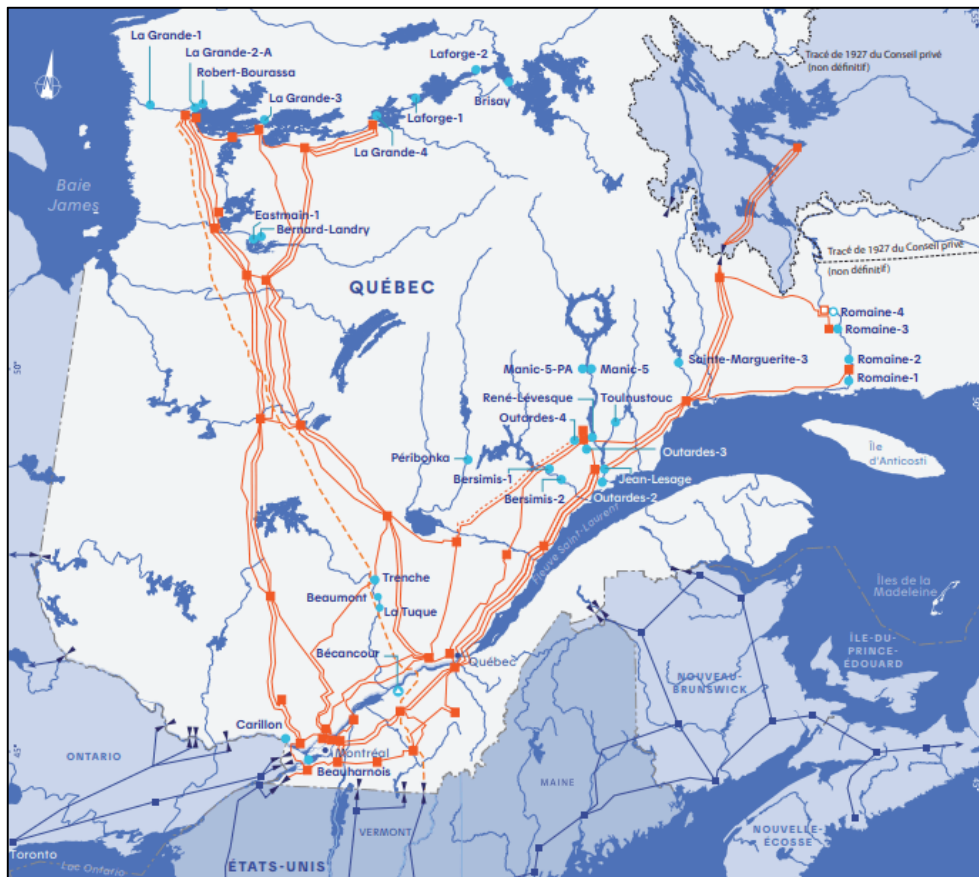


Figure 1.4 Le réseau de transport électrique du Québec
Tirée de HydroQuébec (2022)

1.1.2.2 Les objectifs énergétiques du gouvernement du Québec

Au Québec, la transition énergétique prend également une grande part dans les débats publics. Afin de réussir sa transition énergétique, le Québec s'est fixé plusieurs grands objectifs :

- baisser les émissions de GES de 37,5 % d'ici 2030;
- atteindre la carboneutralité d'ici 2050.

Pour cela, une feuille de route à l'horizon 2030 a été établie pour le Québec et mise à jour le 10 juin 2022 pour mieux arrimer ses mesures avec le Plan pour une économie verte 2030, et de tenir compte de l'évolution de la situation énergétique du Québec qui a évolué depuis

l'élaboration en 2018. Ce plan a pour objectif de réduire l'utilisation des énergies fossiles qui représente près de 70 % des émissions de GES du Québec.

1.1.2.3 La stratégie du gouvernement du Québec

Comme l'indique le rapport « Trajectoires de réduction d'émissions de GES du Québec » (Dunsky, 2021), la transition énergétique du Québec consiste à :

- réduire grandement la part des énergies fossiles;
- réduire sa consommation énergétique avec des efforts de sobriété et d'efficacité;
- développer les énergies renouvelables et électrifier l'ensemble des usages possibles;
- développer les biocarburants et l'hydrogène.

En représentant cela sur un schéma les objectifs de ce rapport consistent à diminuer la demande d'électricité en réduisant la consommation d'énergie, d'augmenter les énergies renouvelables et réduire drastiquement l'utilisation des énergies fossiles. La Figure 1.5 illustre ces objectifs.

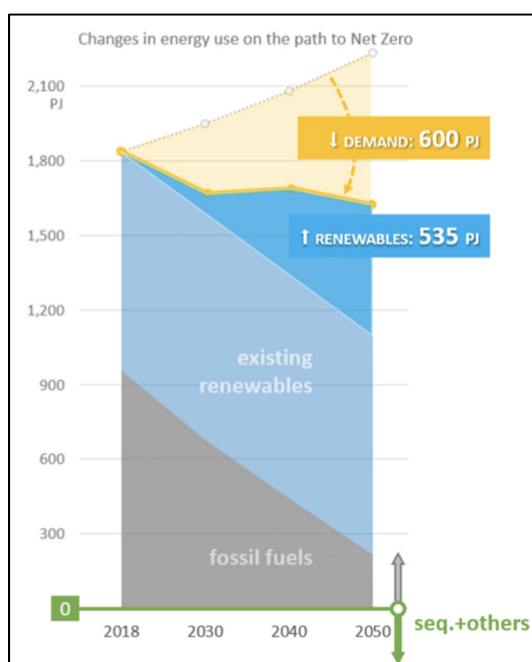


Figure 1.5 Les objectifs du rapport « réduction d'émission de GES du Québec »
Tirée de Dunsky (2021)

Cependant, l'augmentation de la charge électrique sur le réseau oblige le Québec à revoir son organisation de distribution en développant des lieux de productions décentralisés visant à soulager les lignes de distribution qui risquent de saturer le réseau. Hydro-Québec veut développer une production et une consommation d'énergie décentralisée avec le développement massif de l'énergie éolienne, on parle de 1000 MW à installer par an pendant 10 ans, mais aussi l'installation de l'énergie solaire, de la biomasse ou de la « petite hydro ». Comme tous les usages ne seront pas électrifiables, le Québec a élaboré une stratégie de biocarburant et d'hydrogène qui permettra de substituer les énergies fossiles. D'après le gouvernement, moins de 200 PJ d'énergie fossile seront utilisées en 2050 contre 1000 PJ actuellement (cf. Figure 1.5).

1.1.2.4 L'objectif du plan d'économie vert du Québec

Malgré qu'ils ne représentent à eux seuls que 0.3 % des émissions totales du Québec en 2017, les réseaux autonomes québécois sont en grande partie alimentés grâce à des groupes électrogènes fonctionnant au diesel ou des génératrices diesel. Selon le plan stratégique 2020-2024 d'Hydro-Québec (HydroQuébec, 2020), l'objectif est que, d'ici 2025, 70 % des approvisionnements énergétiques des réseaux autonomes soient d'origine renouvelable. Pour réussir cet objectif, l'hydrogène est plébiscité puisque, toujours dans le même plan pour une économie verte, il est indiqué que le l'hydrogène pourra servir de stockage massif d'énergie dans les réseaux autonomes afin de couvrir les périodes pointes.

1.1.2.5 Les réseaux autonomes pour le secteur minier

Le Québec possède dans ses sols divers minéraux d'avenir, indispensables à la transition énergétique comme le cuivre, le graphite, le niobium, le zinc, le cobalt, le nickel, le titane et le lithium. Ces minéraux critiques et stratégiques sont exploités par des industries minières à travers le Québec. Ces industries ont un impact environnemental fort. Elles exploitent le sol, mais libèrent aussi beaucoup de substances polluantes comme les émissions de CO₂ à la suite de l'utilisation d'énergie fossile. C'est d'autant plus le cas lorsque ces industries sont hors

réseau et qu'elles ne peuvent utiliser l'électricité décarbonée d'Hydro-Québec. Elles s'approvisionnent ainsi en diesel. Les génératrices diesel fournissent ensuite la quasi-intégralité de leur énergie. Pour réussir ses objectifs, le Québec à travers le ministère de l'Énergie et des Ressources Naturelles (MERN) travaille à la décarbonation de ces industries.

1.1.3 Les énergies renouvelables

Pour décarboner les moyens de production d'électricité, les micro-réseaux implantés dans les zones isolées du nord du Québec peuvent intégrer des énergies renouvelables à leur réseau. L'intégration d'énergie renouvelable nécessite des ressources en vent, soleil ou eau suffisante.

1.1.3.1 Le principe de l'énergie renouvelable

Par définition, on appelle une énergie renouvelable de l'énergie qui se régénère au rythme où nous la consommons (Sorensen, 2000) ou plus rapidement (Rousse, 2005). Les énergies renouvelables (hormis la géothermie) puisent leur énergie du soleil. En effet, le soleil est responsable de l'ensemble des processus permettant la transformation de l'environnement et donc la captation de l'énergie :

- le cycle hydrologique ou le cycle naturel de l'eau permet la circulation de l'eau entre l'atmosphère et la Terre en changeant successivement la phase de l'eau en gaz, liquide ou solide. Cela représente un potentiel estimé à 1,26 million d'exajoules par an;
- les courants sont à l'origine créés par une différence de température créée par les rayons du soleil qui chauffent davantage les tropiques que les pôles créant ainsi des courants d'air, le vent, ou des courants d'eau, les courants marins. Cela représente un potentiel énergétique de 11 700 exajoules par an;
- la photosynthèse, processus qui consiste à synthétiser de la matière sous l'effet des rayons du soleil. Cela représente un potentiel énergétique de 1260 exajoules par an;
- la géothermie, c'est l'énergie présente dans la Terre sous forme de chaleur. On estime le potentiel à 9,36 exajoules par an.

1.1.3.2 Les technologies renouvelables

Plusieurs technologies se sont développées pour exploiter le potentiel de ces sources énergétiques. Ces technologies sont ce qu'on appelle usuellement les énergies renouvelables. Certaines sont intermittentes, c'est-à-dire qu'elles n'ont pas la capacité de produire de l'énergie de façon constante. Les énergies renouvelables sont (Bridier et al., 2016) :

- non assurée : ces énergies dépendent des conditions climatiques, en l'absence de conditions favorables, la production d'énergie est impossible;
- difficilement prévisibles : il est impossible de prévoir à long terme la production d'énergie, elle peut être estimée du jour au lendemain grâce aux prévisions météorologiques;
- fluctuantes : pendant un moment donné de production, la production ne reste pas constante, elle fluctue. Cela impacte l'équilibre du réseau, rendant l'intégration des énergies renouvelables intermittentes complexes;
- non pilotable : il n'est pas possible d'utiliser à la demande ces énergies afin d'adapter la production à la consommation (hormis l'énergie hydroélectrique).

Le Tableau 1.1 présente les principales technologies de productions d'énergie renouvelables existantes.

Tableau 1.1 Caractéristiques des différentes technologies d'énergie renouvelable

Technologies	Caractéristiques
Panneaux photovoltaïques	Intermittent
Collecteurs thermodynamiques	
Barrages	Pilotable
Hydroliennes fluviales	
Éoliennes	Intermittent
Hydroliennes marines	Pilotable
La biomasse	Pilotable
La géothermie	Pilotable

Les énergies renouvelables représentent une réelle opportunité pour substituer les énergies fossiles pour la production électrique. En effet, en comparant le facteur d'émission des énergies renouvelables avec les énergies fossiles dans le Tableau 1.2, le bilan carbone est divisé par un facteur compris entre 15 et 100.

Tableau 1.2 Facteurs d'émissions
Tiré de l'ADEME (2014)

Technologie de production	Facteur d'émission (gCO ₂ /kWh)
Éolien	9
Solaire	10
Hydraulique	30
Nucléaire	66
Gaz naturel	443
Diesel	778
Charbon	1050

Cependant, les énergies renouvelables étant intermittentes, par leurs caractéristiques, elles peuvent être complexes à intégrer sur le réseau. Pour les déployer de façon massive, il faut prendre en compte plusieurs paramètres :

- l'équilibre du réseau,
- la qualité de l'énergie électrique,
- les contraintes financières,
- l'évolution des ressources disponibles avec le changement climatique (Y. Zhang et al., 2022).

1.1.3.3 Les biocarburants

Malheureusement, il n'est parfois pas toujours possible d'électrifier certains usages. Il est donc nécessaire de substituer par des gaz renouvelables ou des biocarburants. Ils peuvent être faits à partir de biomasse ou parfois d'électricité comme l'hydrogène. C'est pour cette raison qu'il

est nécessaire de développer suffisamment les énergies renouvelables afin de pouvoir produire de l'hydrogène qui permettra, lui, d'assurer en électricité les usages non électrifiables.

1.1.4 Faire face à de nombreux défis

Les projets d'installation de technologie d'énergie renouvelable dans les réseaux autonomes en énergie dans le nord du Québec font face à de nombreux défis : des défis climatiques, des défis géographiques, des défis techniques liés aux énergies renouvelables (ENR) et des défis de stockage.

1.1.4.1 Les défis climatiques

Dans ces régions du Nord, les conditions climatiques sont qualifiées d'extrêmes. Avec leur proximité avec le cercle polaire, le climat hivernal est très froid, et long, tandis que les étés sont courts et frais (Serra, 2011). Ainsi, les besoins en chauffage de ces communautés l'hiver sont plus importants, en comparaison avec d'autres régions du Québec. De plus, les technologies des énergies renouvelables doivent résister aux températures glaciales de ces régions. En prenant l'exemple des éoliennes, la présence de givre sur les pales en période hivernale peut entraîner une forte réduction de la rotation des pâles, jusqu'à leur arrêt total, malgré la présence de vent. La figure suivante (Figure 1.6) indique la réduction de la puissance qu'entraîne le givre sur les pâles d'une éolienne.

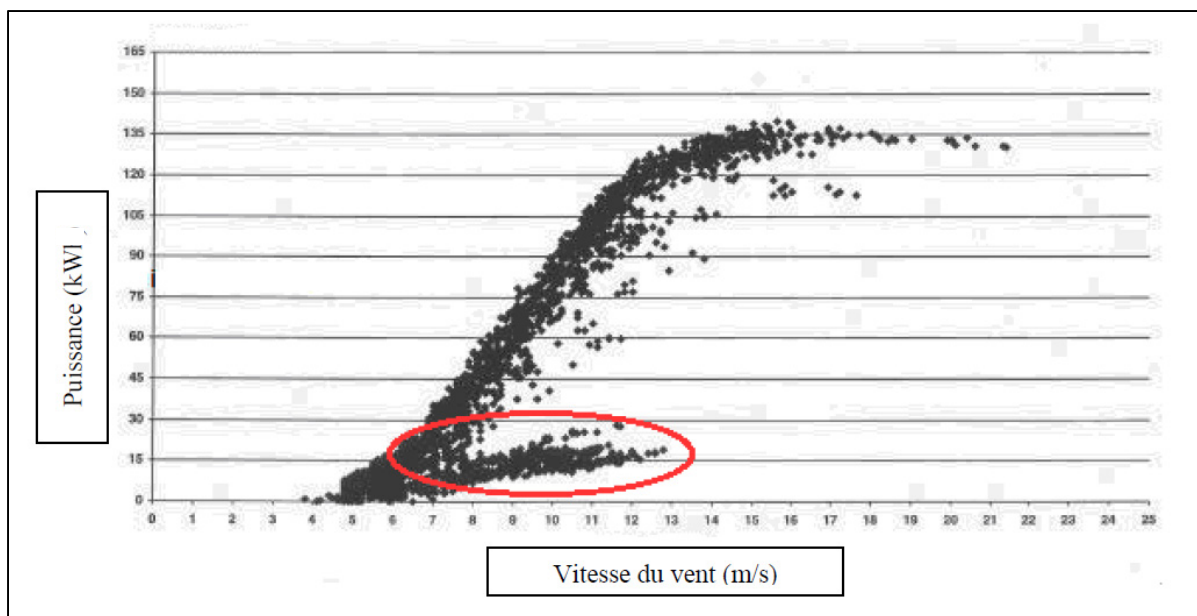


Figure 1.6 Effet du givre sur la puissance d'une éolienne
Tirée de Serra (2011)

1.1.4.2 Les défis géographiques

Les communautés et industries des régions du nord sont très petites et peu peuplées. Les grands projets de développement d'ENR ne peuvent donc pas être déployés à grande échelle, seulement à l'échelle locale des micro réseaux. De plus, ces zones peuvent être isolées du réseau routier régional, nécessitant un transport maritime ou aérien, et limitant ainsi les périodes d'échange (le transport maritime est impossible l'hiver). Cela entraîne la hausse des prix de matières premières comme le diesel (Arriaga et al., 2013) (Arriaga et al., 2014). L'installation d'énergie renouvelable dans ces régions nécessite donc une logistique de transport plus importante, impliquant ainsi des coûts plus élevés.

1.1.4.3 Les défis techniques liés aux ENR

Décarboner en intégrant les énergies renouvelables

Intégrer des énergies renouvelables peut être une tâche complexe, notamment lorsque ce sont les seules ressources pour produire de l'énergie. En effet, avec un climat rude au nord du

Québec, l'intégration d'énergie renouvelable peut être un réel défi technique : les technologies doivent supporter les températures hivernales très basses et un vent qui peut parfois être très violent. De plus, lorsque le taux d'énergie renouvelable dans le micro réseau dépasse 15 à 20 %, l'exploitant du réseau fait face à des difficultés (Bridier et al., 2016). En effet, les énergies renouvelables ayant un caractère fluctuant et intermittent, des problèmes apparaissent au niveau de la stabilité du réseau et de l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité (MERN, 2020).

Les énergies renouvelables peuvent entraîner des problèmes relatifs à :

- l'équilibre du réseau : l'intégration d'énergie renouvelable entraîne la diminution du niveau de courant de court-circuit disponible sur le réseau et la diminution de la capacité de production d'énergie réactive (BBA, 2019);
- la qualité de l'énergie électrique présente dans le réseau;
- l'évolution des ressources disponibles avec le changement climatique.

1.1.4.4 Le défi de stockage

Avec le caractère intermittent et fluctuant des énergies renouvelables, maintenir l'équilibre du réseau électrique est un des plus grands défis techniques. Il est donc nécessaire d'augmenter la coopération entre les territoires et d'ajouter des systèmes de stockages d'énergies pour avoir des systèmes énergétiques performants. Les systèmes de stockage permettent de stocker une certaine quantité d'énergie pour l'utiliser plus tard, lorsque les moyens de production n'ont plus la capacité de fournir assez d'énergie au réseau, que ce soit sur des périodes horaires, journalières et saisonnières (Colbertaldo et al., 2019). Stocker l'énergie peut permettre de surmonter le défi d'intégration massive d'énergies renouvelables dans un réseau. C'est pour cette raison que la recherche est très active dans ce domaine (McIlwaine et al., 2021) : le stockage d'énergie peut être une clé pour accélérer la transition énergétique.

Les caractéristiques des moyens de stockage

Pour l'étude des diverses technologies de stockages, l'étude des caractéristiques fondamentales de ces technologies est indispensable (Multon et al., 2004). Voici la liste des principales caractéristiques :

- la puissance maximale de la charge et de la décharge (P_{max}), utilisée pour caractériser une technologie de stockage via le rapport entre la puissance utile et la puissance maximale;
- la capacité énergétique en wattheures (W_{utile}), représentant l'énergie exploitable de la technologie de stockage, moyennant le rendement de charge ou de décharge;
- le rendement de la technologie de stockage (η), défini sur un ou plusieurs cycles de charge et de décharge;
- le nombre maximal de cycles de charge et de décharge (N_{cycl}). Ce nombre est limité par le vieillissement de la technologie. En effet, chaque cycle entraîne une usure du dispositif. Cette caractéristique est souvent donnée sous forme d'ordre de grandeur ;
- la constante de temps, déterminée par la relation suivante : $\tau = \frac{W_{utile}}{P_{max}}$.

L'ensemble de ces caractéristiques est étudié pour les technologies de stockage, et permet de les différencier et de les utiliser pour des applications différentes.

Les différents systèmes de stockage

Pour le stockage de l'électricité, on s'intéresse uniquement aux systèmes stationnaires, c'est-à-dire des systèmes fixes qui viennent en appui aux sites de production d'électricité (à la différence des systèmes embarqués qui sont de plus petites capacités et utilisés à échelle d'énergie plus réduite, comme les batteries de voitures ou de téléphone). (Korsaga et al., 2018)

On peut distinguer deux types de stockage :

- le stockage direct, permettant de stocker directement l'énergie sous forme électrique, comme avec les supercondensateurs, les condensateurs;
- le stockage indirect : lorsqu'il n'est pas possible de stocker directement l'électricité, car les électrons constituant le courant électrique ne peuvent pas rester en mouvement dans pratiquement toutes les technologies de stockage d'électricité actuelles, il est

nécessaire de stocker l'électricité sous une autre forme d'énergie pour ensuite être récupérée et transformée en électricité (Korsaga et al., 2018).

Les différentes formes de stockages ainsi que leurs technologies associées sont exposées dans le Tableau 1.3.

Tableau 1.3 Les formes de stockages pour différentes technologies de stockage

Forme de stockage	Technologies
Mécanique	Station par pompage (STEP)
	Volant d'inertie
Électrochimique	Batteries électrochimiques
	Batteries à flux
Chimique	Hydrogène
Thermodynamique	Air comprimé
Électrostatique et électromagnétique	Supercondensateurs et supercondensateurs magnétiques
Thermique	Chaleur sensible et latente

Ces systèmes de stockages ont tous leurs avantages et leurs inconvénients (McIlwaine et al., 2021).

La technologie par pompage, un des plus matures, est celle qui a été la plus installée jusqu'à présent. La capacité dans le monde en 2018 était de 153 GW dans le monde. Cette technologie au rendement important et à la durée de vie élevée permet d'assurer la gestion de l'énergie sur des périodes longues. Mais la possibilité de telles installations est géographiquement limitée, très coûteuse et nécessite une longue période d'installation, en raison des études et permis environnementaux.

Concernant le stockage par air comprimé est aussi géographiquement limité, il existe peu de grandes installations dans le monde, mais ces systèmes permettent tout de même d'assurer des services flexibles.

Pour le volant d'inertie a comme principal avantage une charge et une décharge rapide, permettant ainsi de réguler la fluctuation des moyens de productions renouvelables. Il nécessite peu d'entretien, a un faible impact environnemental, mais il faut cependant créer une enceinte sous vide pour faire fonctionner le système.

Concernant le stockage d'énergie par batterie est un procédé possédant diverses technologies. Celle qui s'est imposée ces dernières années est la batterie Lithium-ion, qui possède une densité énergétique élevée et un faible taux d'autodécharge. Comme le volant d'inertie, cette technologie a un temps de réponse rapide, mais doit être surveillée afin d'éviter des surchauffes et dans certains cas doit être refroidie. Le coût ainsi que la disponibilité des ressources en terre rare sont les principaux obstacles de son déploiement à grande échelle,

Les supercondensateurs et les supraconducteurs magnétiques sont deux technologies qui permettent d'avoir des temps de réponse très rapide (Olabi 2021).

Pour finir, l'énergie sous forme de chaleur, bien qu'elle soit sous sa phase la plus dégradée, peut être utile dans de nombreuses applications résidentielles ou industrielles. Il existe des systèmes de chaleur sensible, les systèmes de chaleur latente et les systèmes d'absorption et d'adsorption (Olabi 2021).

Comparaison économique

Les technologies peuvent être également comparées sur le plan financier. Le Tableau 1.4 compare le prix du kilowattheure en fonction de la technologie de stockage. Afin de faciliter la lecture, les données proposées dans Tableau 1.4 ont été converties de FCFA/kWh en CAD/kWh avec le taux de change suivant : 1 CAD = 493.38 FCFA.

Tableau 1.4 Comparaison économique des différentes technologies de stockage.
Tiré de Korsaga et al. (2018)

Technologie	Coût (FCFA/kWh)	Coût (CAD/kWh)
Station par pompage (STEP)	47500-97500	97 — 198
Volant d'inertie	98250-1310000	200 - 2 670
Batteries électrochimiques	32750-655000	70 – 1 330
Batteries à flux	65500-196500	133 — 400
Hydrogène	325000-975000	660 – 1 980
Air comprimé	32500-52000	66 — 106
Supercondensateurs et supercondensateurs magnétiques	10480000	21 241
Chaleur sensible et latente	Nan	Nan

Le coût au kWh permet de montrer que pour stocker des grandes quantités d'énergies, les STEP, les batteries ainsi que l'air comprimé sont aujourd'hui les technologies les plus intéressantes financièrement. Ces données datent cependant de 2018. Aujourd'hui ces données ont évolué et les coûts de l'hydrogène et des batteries à flux ont diminué.

Des applications différentes

La finalité des différentes technologies de stockage est très variée : la récupération de la production excédentaire d'électricité, l'apport énergétique en cas de défaillance d'un système de production, ou encore lorsque l'équilibre entre la production et la consommation n'est plus présent. En prenant l'exemple de l'hydrogène, il peut être utilisé comme source d'électricité pour les milieux isolés où il n'est pas possible ou trop coûteux d'installer des lignes électriques. (Korsaga et al., 2018). Olivier Schmidt, compare selon différentes applications les différents moyens de stockages et réalise des projections des coûts (Schmidt et al., 2019). Les douze catégories sont les suivantes :

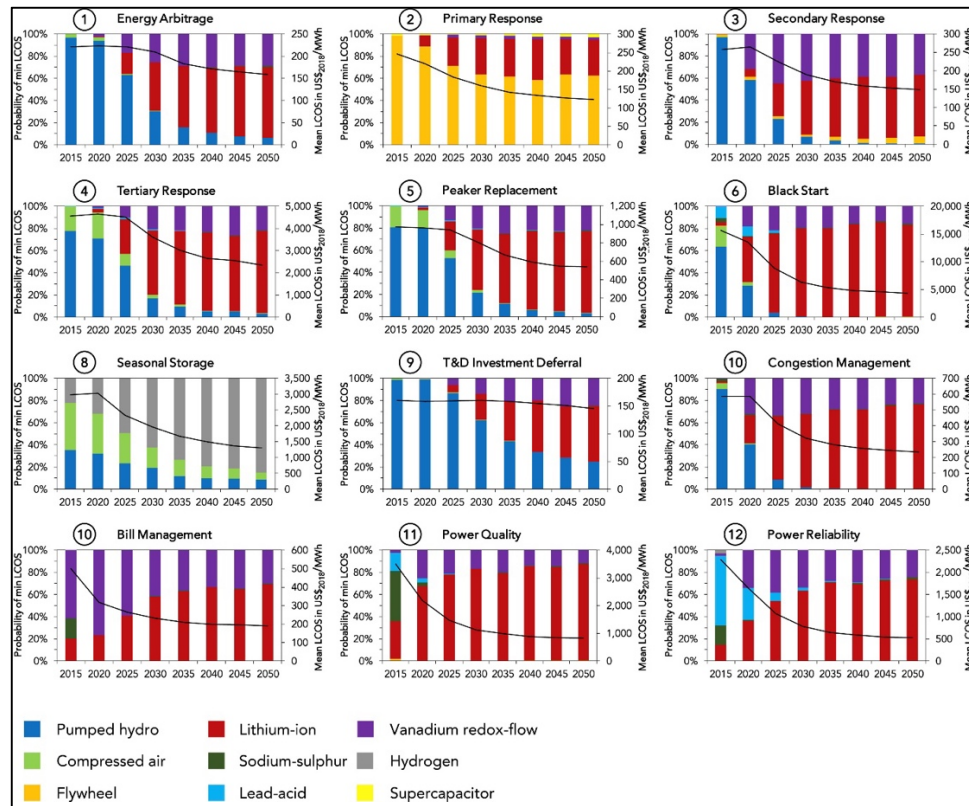


Figure 1.7 Probabilités des LCOS les plus faibles pour 9 technologies de stockage

Sur la Figure 1.7, l'axe de gauche affiche la probabilité qu'une technologie présente le LCOS (*Levelized cost of storage* en anglais) le plus bas dans une application spécifique. L'axe de droite affiche le LCOS moyen de la technologie avec la probabilité la plus élevée pour le LCOS le plus bas. D'ici 2030, le lithium-ion semble être le plus rentable dans la plupart des applications, en particulier avec une décharge inférieure à 4 h et inférieure à 300 cycles annuels tels que la qualité de l'alimentation et le démarrage au noir. Pour les applications avec des exigences de durée et de cycle plus importantes, le flux redox de vanadium reste compétitif, bien qu'il ne soit jamais le plus susceptible d'offrir un LCOS minimum. Ces applications sont la fiabilité de l'alimentation (supérieure à 4 h) ou la réponse secondaire et la gestion des factures (inférieure à 300 cycles). Pour un stockage saisonnier avec plus de 700 h de décharge, stockage d'hydrogène est susceptible de devenir le plus rentable.

Pour conclure, le choix de la technologie de stockage dépend des avantages et désavantages techniques et économiques de la technologie, et de son application. Dans le cadre de l'étude, le stockage préconisé pour un réseau isolé dans le cadre d'un stockage saisonnier est la technologie du stockage à hydrogène (Schmidt et al., 2019). Cette technologie semble la plus adaptée.

1.2 L'hydrogène comme stockage d'énergie longue durée

Cette partie consiste à réaliser un état de l'art des différentes technologies à hydrogène qui se sont développées ces dernières années, et de mettre l'accent plus particulièrement sur les technologies de stockage à hydrogène.

1.2.1 Introduction sur l'hydrogène et son développement

1.2.1.1 Histoire et réactions chimiques

L'hydrogène est l'atome chimique le plus petit et le plus léger du tableau des éléments. Constitué d'un seul proton et d'un électron périphérique, il peut se lier à presque tous les éléments, dont lui-même, pour former la molécule de dihydrogène. Cette molécule possède alors deux électrons, procurant la stabilité du premier niveau d'équilibre quantique. Cependant, bien que l'atome d'hydrogène soit le plus répandu dans l'univers et représente 75 % de sa masse (le gouvernement du Canada, 2020), cette molécule est trop légère pour être présente sous la forme de dihydrogène (H_2), que ce soit dans la croûte terrestre ou bien même dans l'atmosphère. À l'état naturel et gazeux, l'hydrogène est un gaz invisible, inodore, insipide et non toxique, ce qui le rend difficile à détecter.

C'est en 1766, par le scientifique Cavendish, que ce gaz est mis en évidence en reprenant les travaux de l'alchimiste suisse Paracelse. Le dihydrogène explose en présence d'oxygène et il forme de la vapeur d'eau. Son nom est désigné par le scientifique Lavoisier avec le préfixe grec « hydro » pour eau et du suffixe « gène » pour engendrer. Le nom scientifique complet est

aujourd'hui le dihydrogène. Le dihydrogène n'étant pas une source d'énergie, mais un vecteur énergétique, il faut être en mesure de le produire et de le stocker pour pouvoir l'utiliser. La première électrolyse de l'eau est réalisée en 1800, l'hydrogène est par la suite de plus en plus utilisé, pour l'industrie ou dans le domaine énergétique. À partir de 1970, le dihydrogène a commencé à être abandonné au profit du gaz naturel. Cependant, depuis le changement de stratégie énergétique mondial, le dihydrogène se retrouve au premier plan des investissements et des développements pour tenter de réduire le réchauffement climatique.

Pour la suite de cette étude, le terme hydrogène sera employé pour parler de la molécule de dihydrogène.

1.2.1.2 Ses caractéristiques

L'hydrogène possède de nombreux avantages, il a la densité d'énergie par unité de masse la plus élevée parmi tous les carburants et vecteurs énergétiques. L'énergie contenue dans 1 kg d'hydrogène est la même que celle d'environ 2,8 kg d'essence (Felseghi et al., 2019). Cependant l'hydrogène a une faible densité d'énergie par volume, comme l'indique la Figure 1.8.

Combustible	Densité volumique énergétique (kWh/L)	Densité massique énergétique (kWh/kg)
Hydrogène	2 (à 700 bar)	33
Gaz naturel	3 (à 200 bar)	14
Gazole	8	12

Figure 1.8 Caractéristique de différents combustibles

L'hydrogène par l'intermédiaire de piles à combustible, peut produire de l'électricité avec des sous-produits limités, de l'eau et de l'oxygène. L'hydrogène peut aussi être brûlé tout en restant un carburant propre. Les principaux défis de l'hydrogène pour s'imposer dans la transition

énergétique sont les défis liés aux technologies. Les rendements des technologies sont encore faibles et coûteux et son stockage occupe un grand volume.

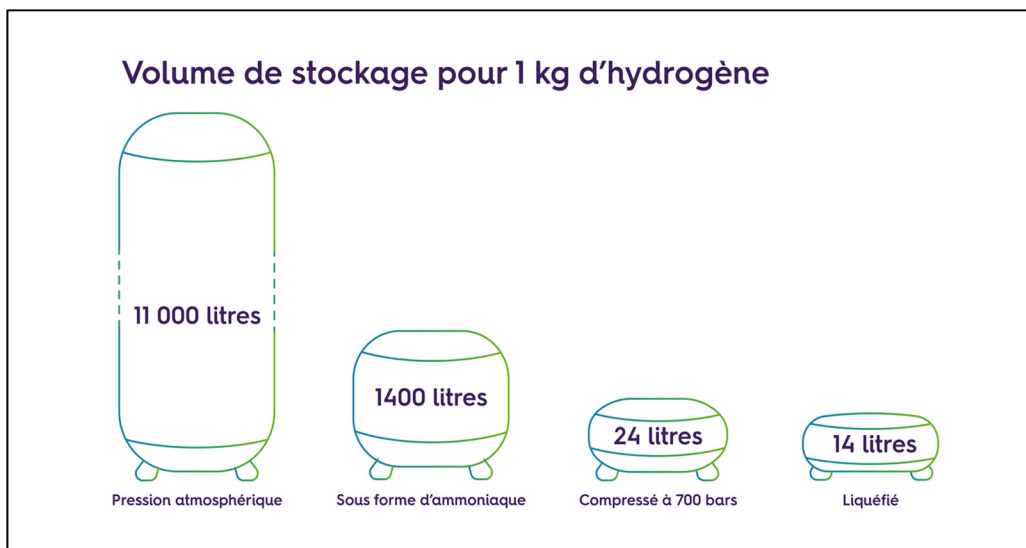


Figure 1.9 Volume nécessaire pour stocker 1 kg d'hydrogène

L'hydrogène, à pression atmosphérique, est très volumineux. Comme l'illustre la Figure 1.9. En effet, à pression atmosphérique 1 kilogramme d'H₂ occupe près de 11 000 litres. Sous sa forme liquide, condensé à -252,77 °C, le poids de l'hydrogène est de 71 g/L, cela représente 14 litres pour un kilogramme. Cependant, plus l'hydrogène est comprimé et plus il y a de pertes énergétiques (Felseghi et al., 2019). Pour faire un bilan des caractéristiques de l'hydrogène, la Figure 1.10 expose les différentes particularités de cet élément.

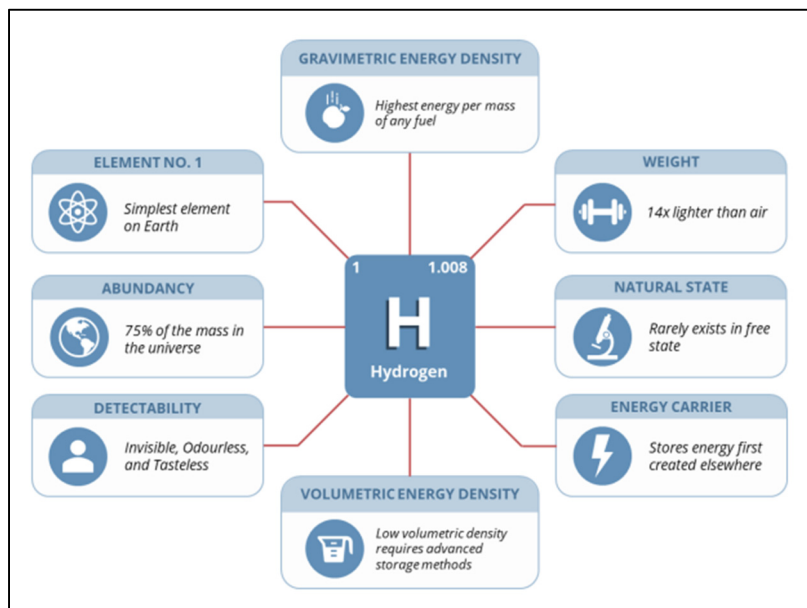


Figure 1.10 Caractéristiques de l'hydrogène
Tirée du gouvernement du Canada (2020)

L'atome d'hydrogène est le plus simple et le plus répandu des éléments dans l'univers. Lorsque deux atomes s'assemblent et forment le dihydrogène, cela donne le dihydrogène. Cette molécule possède une énergie massique très élevée mais à condition atmosphérique, son énergie volumique est faible.

1.2.1.3 Le potentiel de l'hydrogène dans la transition énergétique

Aujourd'hui, l'hydrogène est utilisé principalement comme une matière première dans l'industrie, mais ce gaz a le potentiel pour devenir un nouveau vecteur énergétique suffisamment propre et assurer un approvisionnement stable, continue, avec une sécurité suffisante et peu de difficulté pour la production et le stockage (Ji & Wang, 2021a). On voit apparaître dans la littérature, de nombreux articles développant l'idée d'une économie reposant sur l'hydrogène afin de devenir 100 % renouvelable (Oliveira et al., 2021). C'est une vision novatrice dans laquelle l'hydrogène serait la nouvelle ressource pour la décarbonation lorsqu'aucune autre solution n'existe. Ainsi l'hydrogène pourrait être utilisé dans les transports, les bâtiments ou l'industrie. Sa capacité à être stocké permettrait d'utiliser pleinement le potentiel des énergies renouvelables indépendamment de la demande sur le

réseau, mais aussi de pouvoir être encore plus compétitif sur le marché de l'énergie. Pour les réseaux décentralisés, l'hydrogène est déjà utilisé pour accompagner les productions d'électricité.

1.2.1.4 Des technologies en plein essor

Compte tenu des programmes de recherche et de développement soutenus dans ce domaine, les problèmes techniques liés à la production, au stockage et à la distribution d'hydrogène, ainsi que la réduction des coûts et l'augmentation de la durée de vie des équipements utilisés dans la génération d'énergie à base d'hydrogène, seront résolus sous peu, et l'hydrogène deviendra une solution possible pour fournir des carburants, tout en étant une ressource énergétique alternative aux ressources traditionnelles.

L'hydrogène vert est encore aujourd'hui plus coûteux que l'hydrogène gris. Mais une réduction forte des prix est attendue pour plusieurs raisons (Chatenet et al., 2022) :

- l'augmentation en taille des projets,
- l'industrialisation de la fabrication,
- l'amélioration des technologies,
- le déplacement des centres de production vers la Chine.

Cette quatrième raison est sans doute la plus impactante puisque lorsque les centres de fabrication des panneaux solaires (PV) se sont déplacés vers la Chine, une chute des prix a été observée. La BNEF (Bloomberg NEF) explique cela par trois facteurs ; une main-d'œuvre et des matières premières moins chères, un facteur d'utilisation des usines plus grand et des dépenses plus faibles en Recherche et Développement, et en Marketing. En 2019 la Chine a annoncé fabriquer des électrolyseurs alcalins 83 % moins chers que ceux fabriqués dans les pays occidentaux (Chatenet et al., 2022).

1.2.2 Produire de l'hydrogène

Cette partie consiste à étudier l'ensemble des moyens de production de l'hydrogène.

1.2.2.1 Les sources de production de l'hydrogène

L'hydrogène peut être produit à partir de trois sources d'énergies différentes : les énergies fossiles, la biomasse ou l'électricité issue des énergies renouvelables et du nucléaire. Chaque source d'énergie, associée à un procédé chimique, permet la production d'hydrogène. La Figure 1.11 décrit les différentes méthodes disponibles pour produire de l'hydrogène.

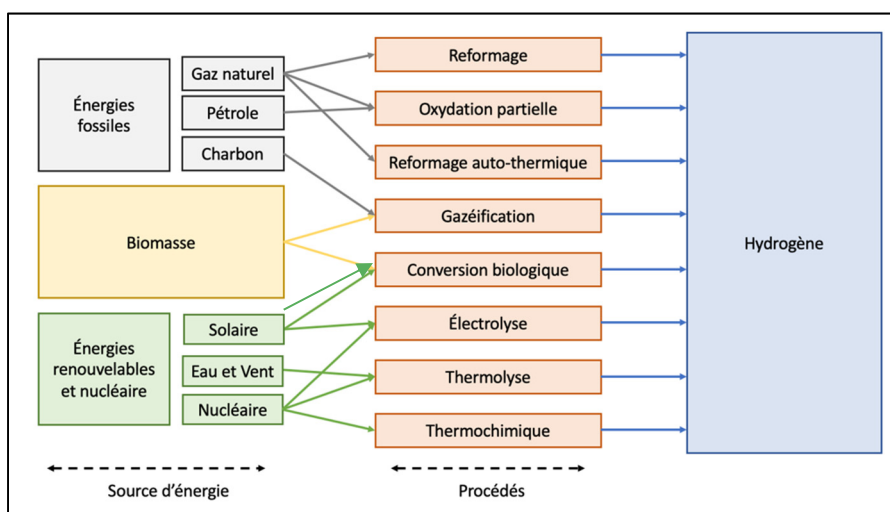


Figure 1.11 La production d'hydrogène issue de plusieurs sources d'énergie

Même si l'hydrogène est considéré par de plus en plus de spécialistes comme un véritable carburant d'avenir, il est important de rappeler qu'aujourd'hui, 95 % de la production d'hydrogène est réalisée à partir de combustibles fossiles et consomment près de 6 % du gaz naturel et de 2 % du charbon mondial, soit environ 830 millions de tonnes de dioxyde de carbone par an (Agence Internationale de l'Énergie, 2019). Ces procédés posent deux problèmes ; en premier, la libération d'une grande quantité de CO₂ et le deuxième est un problème de dépendance énergétique envers les pays producteurs ou envers des ressources

dont le pic de production comme le pétrole est prévu en 2025 par l'AIE dans son rapport en 2018.

La biomasse correspond aux matières animales et végétales composées de carbone et d'hydrogène, issues de la photosynthèse. Ces composants peuvent être utilisés pour la production d'hydrogène. On considère cette source d'énergie primaire comme étant renouvelable à condition que celle-ci préserve la ressource agricole et forestière dont elle est issue (Balat & Kirtay, 2010). Produire de l'hydrogène de cette façon permet de ne plus être dépendant des importations des énergies fossiles, de valoriser la biomasse des territoires et d'avoir un niveau d'hydrogène stable.

Les énergies renouvelables et le nucléaire sont les dernières sources d'énergies capables de produire de l'hydrogène. On peut les distinguer en deux catégories, les sources pilotables comme le nucléaire et l'hydraulique ou les sources intermittentes comme l'éolien ou le solaire. Ces sources d'énergie utilisent le principe de l'électrolyse qui sera développée plus tard. Le coût plus élevé de l'hydrogène vert par rapport aux autres procédés de production est la barrière la plus importante. Les défis sont multiples, le coût de production de l'électricité issue des énergies renouvelables, mais aussi l'ensemble des défis associés aux technologies d'hydrogène comme les électrolyseurs, les moyens de stockage ou encore les piles à combustibles (Chatenet et al., 2022).

Une autre approche à l'étude aujourd'hui est vise à exploiter l'hydrogène naturel des gisements sous-marins. L'existence de gisements le long des chaînes volcaniques sous-marines est connue, mais ceux-ci sont inatteignables. Aujourd'hui, les chercheurs du commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA) s'intéressent aussi à la géologie de certaines couches « terrestres » qui dégazeraient et accumuleraient en leur sein de l'hydrogène (CEA, 2022).

1.2.2.2 Les procédés de production

Il existe un grand nombre de procédés de production d'hydrogène. Voici une description de chacun de ces procédés de production :

Production par reformage à la vapeur du méthane (SMR)

C'est la méthode la plus utilisée aujourd'hui pour la production d'hydrogène avec près de la moitié de la production mondiale. Cette méthode utilise généralement des catalyseurs formés de métaux rares ou de Nickel à haute température, à 800 °C (Ji & Wang, 2021a). Les formules chimiques de ces procédés sont les suivantes :



Ce procédé est mature, mais il reste affecté par différents facteurs : la qualité des matières premières, les choix du combustible et du catalyseur, ou encore le type de réacteur.

Les axes de recherche pour ce procédé concernent le choix des matériaux précieux dans les catalyseurs et la combinaison de captage et de stockage du carbone. L'augmentation du CO₂ est à la fois bénéfique pour la pureté de l'H₂ produit, mais aussi pour la réduction des émissions de GES. Aussi, de récentes études ont montré que d'autres gaz comme le biogaz permettent de réaliser ce processus (Ji & Wang, 2021a). Le rendement de ce procédé se situe entre 70 et 85 %.

Production par oxydation partielle du méthane (POM) et reformage autothermique (ATR)

Le besoin d'un apport thermique dans le procédé SMR a conduit à l'émergence de nouvelles technologies. Ce procédé utilise aussi le gaz naturel comme ressource pour former de l'hydrogène. Il consiste à oxyder partiellement le méthane pour obtenir un mélange d'hydrogène et monoxyde de carbone (CO) et ne nécessite pas de catalyseurs :



Cette réaction est exothermique et ne dépend donc plus d'apport extérieur de chaleur. Il faut cependant alimenter la réaction en oxygène pur, car l'utilisation d'air augmente les coûts en nécessitant la séparation de l'azote. Actuellement, cette technologie n'est pas encore disponible à grande échelle et le rendement de cette méthode n'est pas encore comparable au procédé SMR. Le rendement de ce procédé est autour de 60 à 75 % (Ji & Wang, 2021b).

La gazéification du charbon (CG)

Ce procédé se déroule en deux étapes. La première consiste à chauffer et broyer le charbon puis l'introduire dans un gazéificateur où il réagit successivement avec l'oxygène et la vapeur dans des conditions à haute température. Cette réaction conduit à la formation d'un mélange contenant de l'hydrogène, du monoxyde de carbone (CO) et du dioxyde de carbone (CO₂). La formule chimique est la suivante :



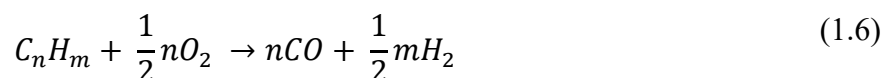
Ce processus est intermittent, les réactions se passent successivement. On réalise des entrées d'air et de vapeur successive. Le gaz formé dans la première réaction sert à chauffer l'eau en entrée puis dès que la température diminue on stoppe l'entrée de vapeur pour réinjecter de l'air.

Cette méthode fournit près de 18 % d'hydrogène dans le monde. Avec la montée de prix du gaz et la disponibilité du charbon dans de nombreuses régions du monde comme la Chine, ce procédé devient de plus en plus intéressant au niveau économique (Sharma & Ghoshal, 2015). Cependant ce procédé a un impact environnemental élevé. Sur un cycle de vie complet, ce procédé émet deux fois plus de GES que le procédé SMR déjà considéré comme polluant. Ce procédé a le plus élevé potentiel de réchauffement climatique de toutes les méthodes de production d'hydrogène existante. Des études ont montré que de capter et stocker le carbone

pouvait permettre de réduire de 81,72 % les émissions de GES de cette technologie (Ji & Wang, 2021a).

Oxydation partielle de produits pétroliers (POM)

Ce procédé est semblable au procédé POM. Il nécessite une entrée d'oxygène pur pour se poursuivre. L'oxygène réagit avec les matières premières pour produire un mélange de monoxyde de carbone et hydrogène à une température de 1200 à 1350 °C. La formule chimique est la suivante :



De nouvelles recherches réalisées ont montré qu'on pouvait injecter directement l'oxygène dans le sol contenant du pétrole lourd qui subira une oxydation. L'hydrogène produit est ramené à la surface alors que les autres produits restent séquestrés directement dans le sol, évitant ainsi toute pollution dans l'atmosphère (Proton technologies, s. d.).

Bien que la recherche continue de développer des technologies permettant de produire de l'hydrogène à partir des énergies fossiles tout en émettant moins de GES, ces procédés restent polluants. Si l'hydrogène veut se déployer comme étant un vecteur énergétique d'avenir il faut que celui-ci soit produit à partir d'énergies non polluantes comme les énergies renouvelables. La biomasse est une solution pour produire de l'hydrogène, on distingue aujourd'hui des technologies différentes. Une utilisant le procédé de gazéification et les autres encore au niveau de laboratoire, qui utilise des procédés biochimiques (Ji & Wang, 2021a).

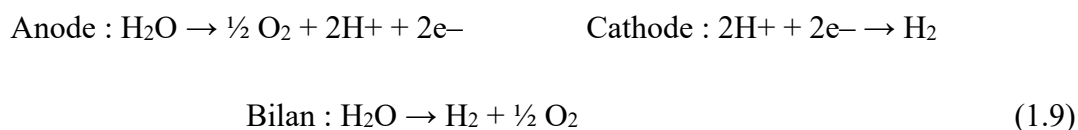
La gazéification de la biomasse

Ce procédé est considéré comme une méthode économique de production d'hydrogène renouvelable. Le rendement de ce procédé est de l'ordre de 50 %, mais possède encore un potentiel de développement important.

L'électrolyse de l'eau

C'est une méthode connue depuis le début du XX^e siècle c'était celle utilisé avant qu'on sache produire de l'hydrogène par des processus moins couteux à partir des énergies fossiles. En 2018 d'après le rapport de l'AIE sur l'hydrogène moins de 0,1 % de l'hydrogène est produit par électrolyse.

L'électrolyse de l'eau est un procédé qui nécessite de l'électricité. Le courant électrique décompose la molécule d'eau en hydrogène et en dioxygène (O₂) (Chi & Yu, 2018) :



Aujourd'hui, il faut 52 kWh d'électricité pour produire 1 kg d'hydrogène par électrolyse. Ce procédé se réalise à l'aide d'un électrolyseur. Il permet de produire un hydrogène décarboné, si l'électricité est produite en utilisant des sources d'énergies renouvelables. La séparation électrique de l'eau comprend deux réactions, la réaction de dégagement d'hydrogène et la réaction de dégagement d'oxygène (Chatenet et al., 2022).

1.2.2.3 Les technologies d'électrolyseurs

Aujourd'hui, il existe six grandes catégories de technologies d'électrolyseurs : alcalin, acide, acide/alcalin, oxyde solide, microbien et photoélectrochimique. Les caractéristiques des électrolyseurs résultent d'un ensemble de compromis entre le coût, la qualité des métaux nobles utilisés, la maturité des technologies et leur fonctionnement flexible compatible avec des modes de productions d'électricité renouvelable intermittents. Cette partie vise à expliciter les caractéristiques de l'ensemble des technologies d'électrolyse en mettant en avant les avantages et les lacunes de chacune.

Les électrolyseurs alcalins

Parmi l'ensemble des technologies d'électrolyseur, la technologie alcaline est la plus mature de toutes. Elle fonctionne à des températures basses entre 30 et 80 °C (Shiva Kumar &

Himabindu, 2019). La Figure 1.12 modélise le principe de fonctionnement de ces électrolyseurs.

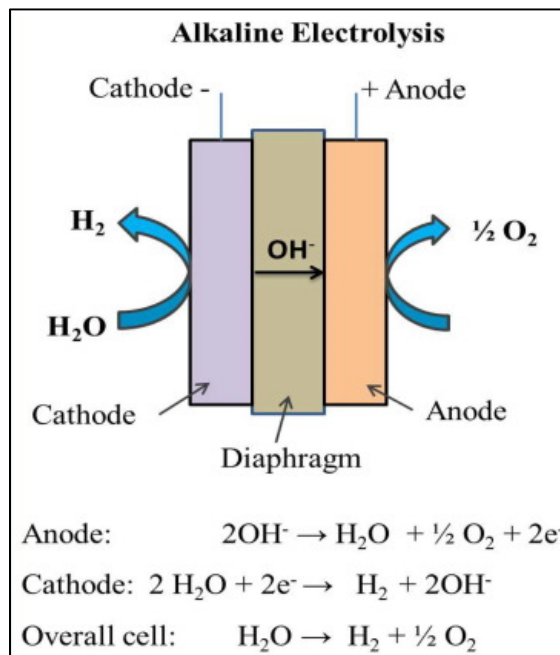


Figure 1.12 Principe des électrolyseurs alcalins

Les métaux qui peuvent servir pour cette technologie sont des métaux à faible coût pour les électrodes ou la couche de transport poreuse (Saba et al., 2018). Les catalyseurs peuvent être fait de platine (Pt) et ruthénium (Ru), mais ils peuvent aussi être faits de métaux non nobles et donc moins chers tels que le manganèse (Mittelsteadt et al., 2015). Cela permet de réduire les coûts et de se distinguer des autres technologies d'électrolyse.

Cependant, cette technologie possède deux inconvénients majeurs pour produire de l'hydrogène vert à partir d'une source d'électricité renouvelable intermittente. En effet, le premier inconvénient est la limite inférieure élevée de la charge minimale de fonctionnement, ils sont conçus pour produire de l'hydrogène dans des conditions fixes et même s'ils peuvent être couplés à des batteries pour assurer le fonctionnement cela n'est pas être la meilleure solution à plus long terme lorsqu'on compare avec d'autres technologies d'électrolyse (Brauns & Turek, 2020). De plus, cette technologie étant composée d'un diaphragme poreux épais, les

électrolyseurs fonctionnent à faible densité de courant. Pour avoir une grande puissance, il faut donc un système qui est imposant (Chatenet et al., 2022).

Les électrolyseurs à membranes échangeuse de protons (PEM)

Le principe de fonctionnement des électrolyseurs à membranes échangeuse de proton est décrit dans la Figure 1.13.

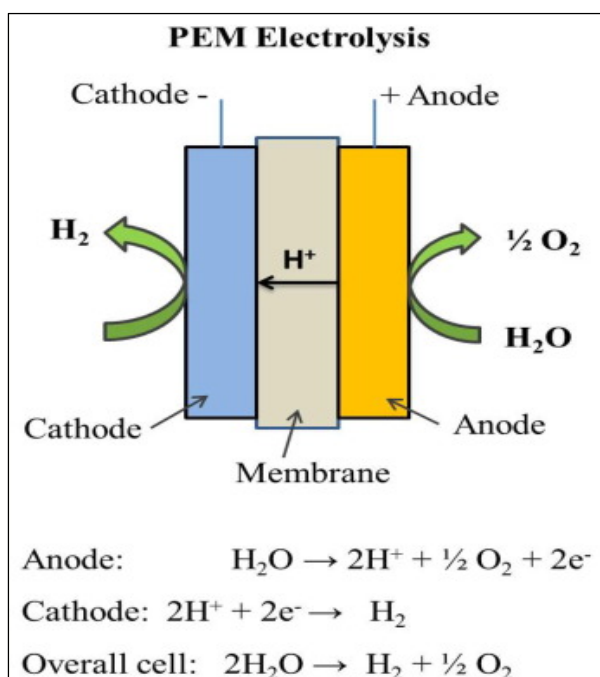


Figure 1.13 Illustration schématique de l'électrolyse PEM
Tirée de Shiva Kumar (2019)

Contrairement à la technologie alcaline, ceux ne sont pas les molécules OH^- mais l'ion H^+ qui se déplace entre l'anode et la cathode. Cette technologie est présentée dans la littérature comme la technologie la plus efficace (Chatenet et al., 2022). Elles permettent de fonctionner à de hautes puissances avec une efficacité énergétique élevée. L'hydrogène produit est très pur et la charge minimale de fonctionnement basse ce qui en fait une technologie adaptée aux énergies renouvelables intermittentes. Les principaux inconvénients sont les coûts de cette technologie. Ils utilisent des métaux coûteux et rares comme l'iridium, le platine ou le titane (Chatenet et al., 2022). Remplacer ces métaux est actuellement le moyen le plus efficace de réduire les coûts d'investissement. Dans le rapport « *Making the breakthrough* » (International

Renewable Energy Agency, 2021), il est prévu que les rendements des électrolyseurs surpassent 80 %. La plupart des experts estiment que d'ici 2030, la PEM sera la technologie la plus dominante (Schmidt et al., 2017).

L'électrolyse solide (SOE)

Cette technologie a vu le jour en 1980. Depuis, elle attire beaucoup l'attention puisqu'elle permet la production d'hydrogène pur avec une grande efficacité. L'électrolyse fonctionne à haute température, de 500 à 850 °C et utilise donc l'eau sous forme de vapeur. Cela permet d'avoir une efficacité haute sans avoir besoin de métaux nobles. Cette technologie fait tout de même part de problèmes de stabilité qui doivent être résolus avant le passage à la commercialisation à grande échelle (Shiva Kumar & Himabindu, 2019). La Figure 1.14 illustre le principe de fonctionnement de l'électrolyse solide.

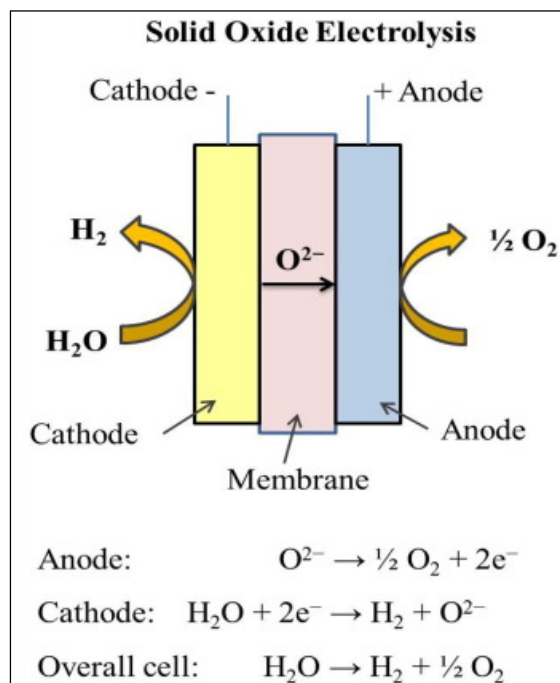


Figure 1.14 Principe de fonctionnement de l'électrolyse solide

Cette technologie est encore au stade de développement mais elle pourrait être prometteuse dans des applications nécessitant aussi de la chaleur à haute température, d'autant plus que des tensions apparaissent à la suite de la demande croissante des métaux nobles.

1.2.2.4 Les axes de recherche

Le développement de nouvelles technologies :

Plusieurs nouvelles technologies sont en cours de développement. En voici plusieurs exemples :

- **Anion exchange membrane (AEM)**

Cette technologie change plusieurs points. Premièrement, elle utilise de l'hydroxyde de potassium à plus faible concentration. Ainsi, elles sont moins sujettes à la corrosion. Deuxièmement, cette technologie améliore la pureté de l' H_2 produit ainsi que l'efficacité énergétique de sa production. Cependant cette technologie possède encore pour le moment des inconvénients majeurs. Tout comme la technologie alcaline de base, cette technologie possède un fonctionnement minimal assez élevé. Ce qui les rend encore peu adaptés à une source de production d'énergie renouvelable fluctuante. Aussi, sa performance diminue avec le temps.

- **MCEC**

Cette technologie est en cours de développement pour pallier les inconvénients présents dans la technologie AEM. La pureté de l' H_2 produit est toujours supérieure à celle de l'alcaline de base. La durée de vie est plus longue et les températures de fonctionnement plus hautes. Mais cela ne reste pas adapté à une production d'énergie renouvelable intermittente.

- **Les électrolyseurs alcalins avec polymère**

Les technologies alcalines polymères sont des technologies en cours de développement. L'idée est d'obtenir une technologie qui résulte à la fois des avantages de la technologie alcaline, mais aussi de la technologie acide, permettant ainsi un meilleur couplage avec des sources d'énergies renouvelables variables. Ainsi on distingue deux technologies alcalines polymères :

la technologie membrane échangeuse d'anions (AEM) et la cellule d'électrolyse carbonate fondu (MCEC).

Le remplacement des matières critiques

Certains électrolyseurs utilisent des métaux critiques. C'est le cas par exemple des électrolyseurs PEM. Mais, en raison d'une demande croissante en iridium et de la disponibilité de ce matériau, il sera de plus en plus compliqué et coûteux de s'approvisionner en ce métal. L'objectif des recherches est donc de réussir à diviser par 40 le facteur de charge et à terme de le remplacer totalement (Chatenet et al., 2022). C'est le cas et le même problème pour l'ensemble des métaux critiques utilisés dans les électrolyseurs.

L'allongement de la durée de vie

Le développement de nouvelle technologie permet par exemple d'augmenter la durée de vie des électrolyseurs. C'est le cas notamment pour les électrolyses à haute température qui usent plus rapidement le système.

1.2.2.5 Les perspectives de réduction des coûts

Réduction des coûts grâce au volume

L'IRENA a sorti un rapport « Green Hydrogen Cost Reduction » (International Renewable Energy Agency, 2020), dans lequel il est possible de visualiser la diminution des coûts des électrolyseurs en fonction du volume commandé. Cette diminution est significative puisqu'on observe une réduction de plus de 40 % entre 1 MW et 10 MW et une réduction de plus de 60 % entre 1 MW et 50 MW. Cette réduction des coûts est illustrée dans la Figure 1.15.

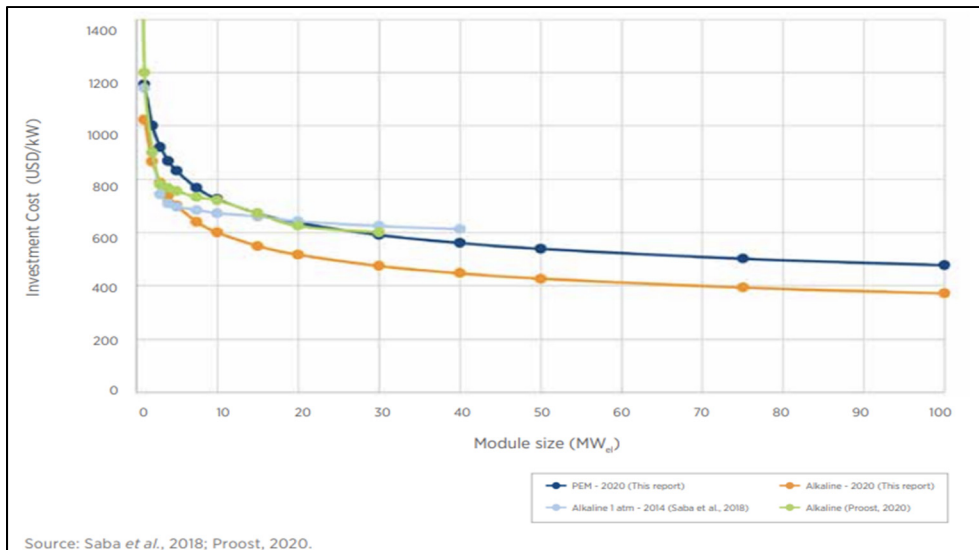


Figure 1.15 Coût d'investissement des électrolyseurs en fonction de sa taille

Réduction des coûts dans le temps

La réduction des coûts des technologies d'hydrogène ne va pas seulement venir des volumes, il va aussi venir des avancées technologiques et des politiques mises en place qui au cours du temps vont permettre cette réduction. L'IRENA dans son rapport « *Making the breakthrough* » (International Renewable Energy Agency, 2021) illustre la réduction des coûts dans la Figure 1.16.

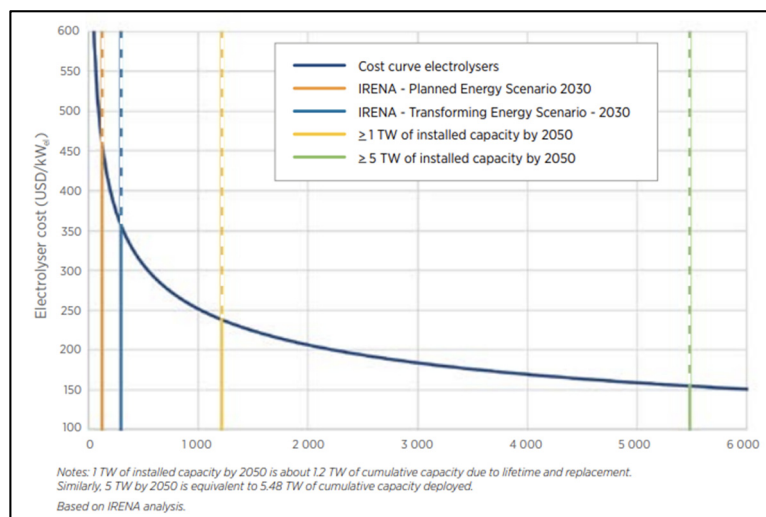


Figure 1.16 Coût de l'électrolyseur en fonction du temps

Ces conclusions sont aussi appuyées dans un article (Schmidt et al., 2017), où l’auteur réalise une prévision des coûts d’électrolyseurs en compilant pour chaque technologie dix experts qui projettent les coûts et les performances des technologies alcalines, PEM et à oxyde solide. La Figure 1.17 illustre leurs résultats.

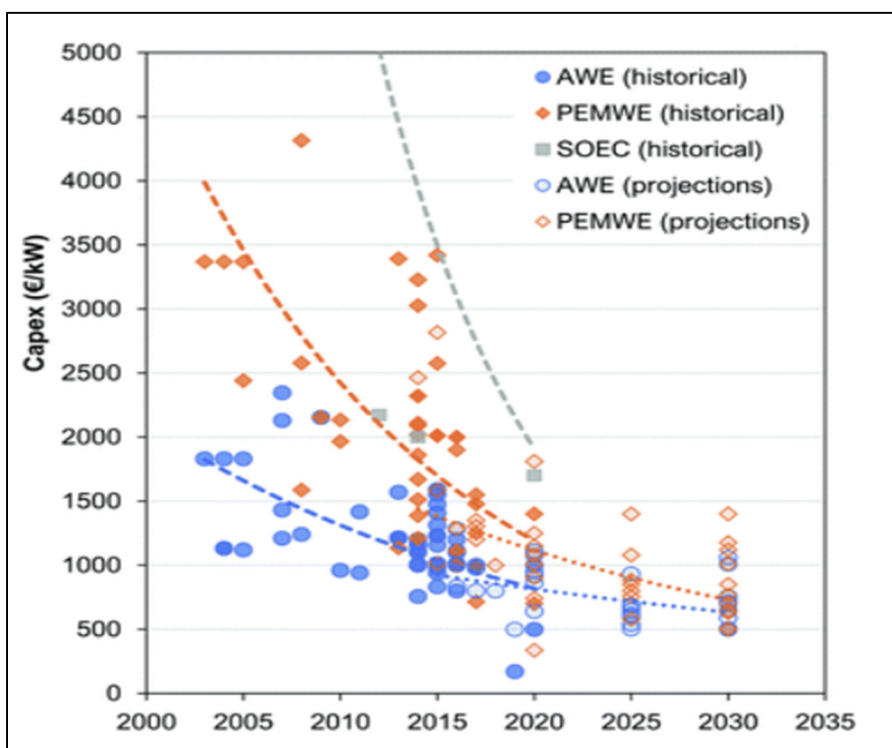


Figure 1.17 Projection du capex des électrolyseurs en fonction du temps

1.2.2.6 Bilan

Ce bilan présenté sous forme de tableau (cf. Tableau 1.5), indique les différentes caractéristiques des électrolyses alcalines et PEM. Seules ces deux technologies apparaissent dans ce tableau, car ceux sont, pour le moment, des technologies qui sont commercialisées. Il est adapté des informations des précédents articles, mais aussi du rapport « *Making the breakthrough* » (International Renewable Energy Agency, 2021).

Tableau 1.5 Bilan des caractéristiques de 3 différents électrolyseurs

Technologie	Alkaline	PEM	Solide oxide
Stade de développement	Mature	Mature	En cours de commercialisation
Rendement	50 — 70 %	50 — 70 %	75 — 85 %
Adaptation aux ENR intermittentes	Moyenne	Très bonne	Faible
Durée de vie	60 000	50 000 – 80 000	50 000
Température de fonctionnement	70 – 90 °C	50 – 80 °C	650 – 850 °C
Co-génération	Non	Non	Oui
CAPEX du système en 2020	500 – 1000 \$/kW	700 – 1400 \$/kW	2000 – 2500 \$/kW
CAPEX du système en 2050	< 200 \$/kW	<200 \$/kW	<300 \$/kW

1.2.3 Stocker l'hydrogène

L'hydrogène possède une masse volumique très faible aux conditions atmosphériques. Dans ces conditions, il faudrait alors des volumes de réservoirs démesurés pour stocker de l'hydrogène. Par exemple pour 5 kg d'hydrogène (ce qui équivaut à 30 kg d'essence), il faudrait l'équivalent de 55 m³ de stockage, soit une piscine de particulier. Il apparait alors intéressant d'augmenter la densité de l'hydrogène afin de pouvoir le stocker dans des volumes de réservoirs convenables. Mais les défis du stockage de l'hydrogène sont nombreux, le stockage doit être sécuritaire, durable et de haute efficacité (Fan et al., 2021).

L'hydrogène peut être stocké sous trois formes différentes :

- le stockage sous forme de gaz comprimé,
- le stockage sous forme liquide cryogénique,

- le stockage à l'état solide.

Selon la littérature les trois critères importants pour les systèmes de stockage de l'hydrogène, ils doivent être économiquement abordables, avoir une température de fonctionnement modérée et une capacité de stockage suffisante (Zarezadeh Mehrizi et al., 2020).

1.2.3.1 Le stockage sous forme de gaz comprimé

Le stockage d'hydrogène sous forme de gaz comprimé est la technique de stockage la plus mature aujourd'hui. Cette technique consiste à comprimer l'hydrogène à haute pression. L'hydrogène peut être pressurisé dans des structures appropriées jusqu'à 700 bars et stocké sous forme de gaz dans des cylindres, des bouteilles ou des cavités souterraines (F. Zhang et al., 2016). Les conteneurs de stockage de gaz comprimé sont fabriqués d'acier, d'aluminium et de matériaux composites plastiques renforcés de fibres de carbone (Abe et al., 2019). La limite de ce stockage réside dans sa faible densité volumique énergétique. Cependant ce système de stockage possède l'avantage de pouvoir être réalisé à température ambiante. Pour du stockage à plus grandes échelles, des réservoirs sphériques ou des installations de canalisations souterraines sont plus adaptés. (Papadias & Ahluwalia, 2021)

1.2.3.2 Le stockage de l'hydrogène sous forme liquide

Une autre technique pour stocker l'hydrogène est le stockage sous forme liquide. La densité de l'hydrogène stocké sous forme liquide est supérieure à celle de l'hydrogène stocké sous forme de gaz comprimé et il stocke plus d'énergie par unité de volume (F. Zhang et al., 2016). Cependant, comme le montre le diagramme de phase de l'hydrogène, passer de l'hydrogène gazeux à l'hydrogène liquide nécessite des conditions extrêmes de température, -253 °C sous 1 bar de pression. Alors que l'hydrogène comprimé à 700 bars présente une masse volumique de 42 kg.m⁻³, l'hydrogène liquide a une masse volumique de 70 kg.m⁻³. Dans la méthode de stockage de l'hydrogène liquide, le point d'ébullition de l'hydrogène est bas. Par conséquent,

des conteneurs spéciaux, coûteux, avec des systèmes d'isolation sont nécessaires pour protéger l'hydrogène efficacement (Abe et al., 2019).

Cependant le stockage sous forme liquide de l'hydrogène nécessite un réservoir ayant une parfaite isolation thermique ce qui est très difficile et coûteux à mettre en œuvre. Ainsi, une faible quantité d'hydrogène s'évapore constamment augmentant la pression au sein du réservoir. Pour éviter tout risque d'explosion, l'hydrogène doit alors être ventilé par une soupape, induisant une perte non négligeable au cours du temps (Denis, s. d.). Cette méthode est préférable si l'hydrogène doit être stocké pendant une courte période, car il existe un risque d'ébullition continue. De plus, l'énergie requise pour liquéfier l'hydrogène consomme environ 30 % de l'énergie contenue dans le gaz. (Y. Zhang et al., 2015) Cette forme de stockage, comme le dit le rapport « l'hydrogène un vecteur d'énergie » de 2013 du CEA, est utilisée pour des applications particulières comme la propulsion spatiale.

1.2.3.3 Le stockage solide de l'hydrogène

Le stockage solide de l'hydrogène ne signifie pas que l'hydrogène est stocké sous sa forme solide, mais dans un « hôte » solide. Avec cette technique, de grandes quantités d'hydrogène peuvent être stockées dans un petit volume. Elle est meilleure que d'autres méthodes, car elle procure à l'hydrogène une plus grande densité (Denis, s. d.). Cependant cette technologie est encore en développement et n'est pas disponible commercialement.

Récemment, une équipe de chercheur de l'université de Deakin en Australie a réussi à stocker de l'hydrogène sous forme poudreuse. Il est possible de rapidement transformer l'hydrogène sous forme de gaz à l'aide de chaleur. Cette forme permettrait de stocker et transporter plus facilement l'hydrogène (Mateti et al., 2022). La réaction chimique pour transformer l'hydrogène sous forme de poudre, ne nécessite aucun produit dangereux et ne crée aucun sous-produit. Cette méthode a uniquement été réalisée en laboratoire, mais si elle s'avérait faisable facilement à grande échelle alors elle permettrait de surmonter de nombreux défis.

1.2.3.4 Comparaisons et projections des différents stockages

Aujourd'hui la technologie de stockage sous pression est la plus répandue. Cependant ce n'est pas la technologie la plus performante, notamment en termes de sécurité. En effet, l'hydrogène est un gaz extrêmement léger et inflammable, les réglementations de sécurité mises en place par les différents pays sont de plus en plus nombreuses et donc plus strictes. La littérature semble s'accorder sur le fait que le stockage solide de l'hydrogène est le plus performant. Cependant les coûts étant encore très élevés des compromis sont à faire et le développement de cette technologie n'est pas encore pour tout de suite. La comparaison de la densité énergétique de l'hydrogène sous la forme liquide, gazeuse, et solide est présentée dans la Figure 1.18.

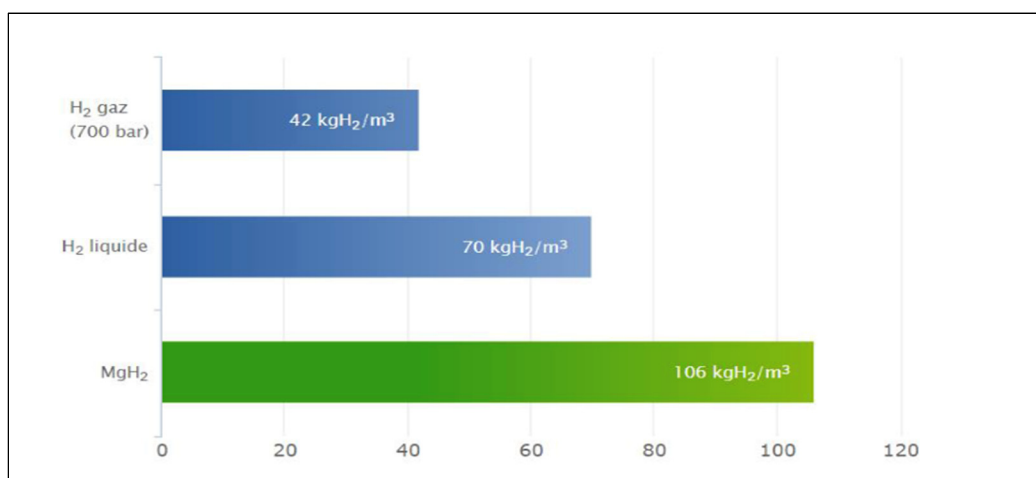


Figure 1.18 Comparaison de la densité énergétique de l'hydrogène sous plusieurs formes

De plus, stocker l'hydrogène sous forme solide pourrait permettre de prendre de nouvelles applications comme le transport maritime par exemple.

1.2.3.5 Le stockage géologique

Au lieu de construire des réservoirs adaptés pour stocker l'hydrogène, des études ont travaillé sur la possibilité de stocker l'hydrogène dans des cavités naturelles comme les cavernes de sel, les aquifères, les gisements de pétrole et les gaz épuisés (Zivar et al., 2021), les cavernes de

roches dures (Lemieux et al., 2019) et plus récemment les filons de charbons (Keshavarz et al., 2022). L'objectif est de pouvoir réaliser des stockages de grande envergure à l'échelle du GWh au TWh. Une telle quantité peut être stockée dans le sol, car il offre un volume suffisant pour stocker l'hydrogène, mais aussi des pressions plus élevées et donc des densités plus grandes. Ce stockage à grande échelle est réalisé par des mécanismes d'immobilisation du gaz tels que le piégeage structurel/stratigraphique, résiduel/capillaire, minéral et par dissolution ou le piégeage par adsorption dans le cas des veines de charbon. Les principaux avantages de cette méthode sont la simplicité de la technologie et la rapidité du remplissage et du déchargement. Cependant la densité volumique de l'hydrogène n'augmente pas proportionnellement à la pression (Iordache et al., 2014).

En effet, en fonction des différentes propriétés géologiques, les propriétés de stockage ne seront pas les mêmes. Les cavernes de sel sont par exemple plus adaptées à des stockages à court terme étant donné la facilité des cyclicités (injection/retrait) pendant les pics de demande de H₂, alors que les milieux asportifs (aquifères et réservoirs épuisés) sont utilisés pour une période de stockage intensive et plus longue. Beaucoup d'études ont été réalisées sur le stockage physique de l'hydrogène, mais il en existe peu d'études récentes sur le concept de stockage souterrain. Il existe encore de nombreux défis scientifiques à relever comme l'interaction de l'hydrogène avec les différents milieux ou les effets secondaires microbiens (Muhammed et al., 2022). Il n'existe que quatre installations de stockage actif dans le sel gemme pour l'industrie pétrochimique : une à Teesside au Royaume-Uni et trois aux États-Unis, exploitées par Praxair, Conoco Philips et Air Liquide (Lankof et al., 2022). À ce jour, le stockage de l'hydrogène a été démontré dans des cavernes de sel, mais pas dans des champs appauvris ou des aquifères. La diffusivité élevée de l'hydrogène peut entraîner des pertes dans des formations souterraines poreuses. (Papadias & Ahluwalia, 2021)

1.2.4 Utiliser l'hydrogène

1.2.4.1 État des lieux et projection de l'utilisation de l'hydrogène

L'hydrogène est aujourd'hui principalement utilisé dans l'industrie pour la production d'acier ou d'engrais ou pour le raffinage. L'AIE (International Energy Agency, 2021) a réalisé deux scénarios sur l'utilisation de l'hydrogène dans le futur, présentés dans la Figure 1.19.

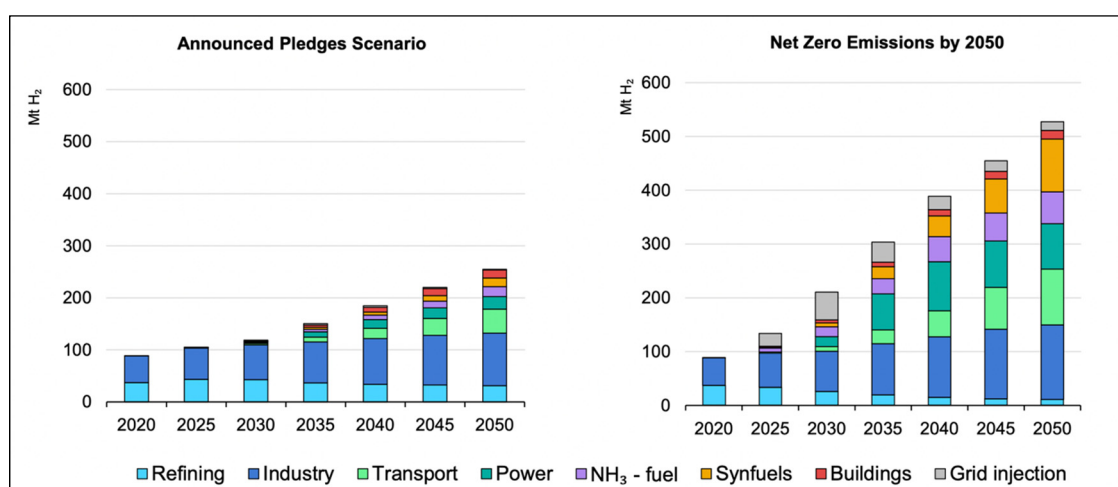


Figure 1.19 Prévision d'utilisation de l'hydrogène selon deux scénarios de l'AIE

Dans le scénario « émissions nettes nulles » de l'AIE, la demande d'hydrogène est presque multipliée par six pour atteindre 530 Mt H₂ en 2050, la moitié de cette demande étant destinée à l'industrie et aux transports. En fait, la demande de l'industrie triple presque, passant d'environ 50 Mt H₂ en 2020 à quelque 140 Mt H₂ en 2050. La demande du secteur des transports passe de moins de 20 kt H₂ à plus de 100 Mt H₂ en 2050, en raison des volumes que de petites parts d'hydrogène peuvent atteindre dans certains segments.

La pénétration du secteur de l'électricité augmente également de manière significative, car l'utilisation de l'hydrogène dans les centrales électriques au gaz et les piles à combustible stationnaires permet d'équilibrer la production croissante des énergies renouvelables variables,

d'intégrer des parts plus importantes de solaire photovoltaïque et d'éolien, et de fournir un stockage saisonnier de l'énergie.

D'ici 2050, environ un tiers de la demande d'hydrogène dans le scénario « émissions nettes nulles » est utilisé pour produire des carburants à base d'hydrogène tels que l'ammoniac, le kérosène synthétique et le méthane synthétique. L'utilisation de l'ammoniac s'étend au-delà des applications existantes (principalement les engrais azotés) pour être adoptée en tant que carburant. Comme l'ammoniac présente des avantages par rapport à l'utilisation directe de l'hydrogène pour le transport maritime à longue distance, il répond, dans le scénario « émissions nettes nulles », à environ 45 % de la demande mondiale de carburant pour le transport maritime.

Afin d'utiliser pleinement le potentiel de l'hydrogène, il est préférable d'utiliser des piles à combustible dont les rendements électriques varient entre 60 et 80 % plutôt que des moteurs à combustion classiques.

1.2.4.2 Les piles à combustible

Les piles à combustible sont utilisées pour produire de l'électricité à partir de l'hydrogène. Ce processus électrochimique n'implique aucun processus mécanique ou thermique et ne nécessite que de l'oxygène pour initier la réaction. Elles sont similaires à des batteries, mais contrairement à elles, elles sont alimentées en continu en carburant, de sorte que la puissance électrique issue de la sortie de cette pile électrique puisse être maintenue indéfiniment (Felseghi et al., 2019).

Elles font de plus en plus l'objet de recherches. Elles sont considérées comme pouvant révolutionner les modes d'approvisionnement en énergies. L'hydrogène est alors utilisé comme carburant qui assure de l'énergie propre. En effet leurs applications peuvent être mobiles comme pour les véhicules ou bien stationnaires. On les classe en plusieurs catégories en fonction de leurs températures, selon le Tableau 1.6.

Tableau 1.6 Classement des piles à combustible en fonction de leurs températures

Basse température			Haute température	
Inférieur à 250 °C			Supérieur à 600 °C	
Alcaline	Acide phosphorique	Membrane échangeuse de protons	Carbonate fondu	Oxyde solide

Les technologies hautes températures ont pour avantages de pouvoir utiliser d'autres carburants que l'hydrogène sans avoir besoin nécessairement de catalyseur.

1.2.4.3 Les technologies de piles à combustible

Cette partie consiste à réaliser un état de l'art des différentes piles à combustible existantes ou en développant. La littérature n'est pas exhaustive sur les avancées concernant les piles à combustible.

Les piles à combustible alcalines (AFC)

Les piles à combustible alcalines (AFC) ont été l'une des premières technologies de piles à combustible développées, et elles ont été le premier type largement utilisé dans le programme spatial américain pour produire de l'énergie électrique et de l'eau à bord des engins spatiaux. Ces piles à combustible utilisent une solution d'hydroxyde de potassium dans l'eau comme électrolyte et peuvent utiliser une variété de métaux non précieux comme catalyseur à l'anode et à la cathode. Au cours des dernières années, de nouvelles technologies AFC utilisant une membrane polymère comme électrolyte ont été développées. Ces piles à combustible sont étroitement liées aux piles à combustible PEM conventionnelles, mais elles utilisent une membrane alcaline au lieu d'une membrane acide. La haute performance des AFC est due à la vitesse à laquelle les réactions électrochimiques ont lieu dans la cellule. Ils ont également démontré des rendements supérieurs à 60 % dans les applications spatiales.

Un défi clé pour ce type de pile à combustible est qu'elle est sensible à l'empoisonnement par le dioxyde de carbone (CO₂). En fait, même la petite quantité de CO₂ dans l'air peut affecter considérablement les performances et la durabilité des cellules en raison de la formation de carbonate (Energy Efficiency & Renewable Energy, 2021).

Les piles à combustible échangeuse de protons (PEMFC)

Les piles à combustible à membrane échangeuse de protons ont pour avantage particulier d'avoir un temps de réponse rapide, elles offrent une densité de puissance élevée et offrent les avantages d'un faible poids et d'un faible volume par rapport aux autres piles à combustible. Elles fonctionnent à des températures relativement basses, autour de 80 °C (176 °F). Le fonctionnement à basse température leur permet de démarrer rapidement (moins de temps de préchauffage) et entraîne moins d'usure sur les composants du système, ce qui se traduit par une meilleure durabilité. Cependant, il nécessite qu'un catalyseur de métal noble (généralement du platine) soit utilisé pour séparer les électrons et les protons de l'hydrogène, ce qui augmente le coût du système. Le catalyseur de platine est également extrêmement sensible à l'intoxication au monoxyde de carbone (Energy Efficiency & Renewable Energy).

Les piles à combustible solide oxyde (SOFC)

Les piles à combustible à oxyde solide (SOFC) sont des piles qui ont la particularité de fonctionner à haute température, généralement à plus de 600 °C. Par l'intermédiaire d'une réaction électrochimique, elles convertissent les combustibles hydrocarbures ou hydrogène en électricité et en énergie thermique. En raison de leur évolutivité, de leur rendement élevé, de leurs émissions propres et de leur fonctionnement silencieux, les systèmes SOFC sont des sources alternatives d'énergie thermique et d'alimentation continue, distribuée et ininterrompue pour les applications résidentielles, commerciales et éloignées sans aucune émission de polluants atmosphériques y compris les particules NO_x et les SO_x. Au cours du temps elles sont devenues une technologie mature, capable d'atteindre des rendements électriques supérieurs à 60 %. (Whiston et al., 2019) Elles sont particulièrement adaptées aux applications nécessitant à la fois électricité et chaleur. De plus, le fonctionnement à haute température offre une plus grande flexibilité de carburant comme le méthane, l'éthanol, le méthanol, le propane, le GPL, le diesel, le DME, l'ammoniac... et une plus grande tolérance

du CO qui peut même agir comme carburant (Baldi et al., 2019). Même pour une alimentation la pile SOFC obtient un meilleur rendement, soit 4 %, qu'un moteur diesel. Cela a été démontré lors d'un essai d'une pile SOFC de 1 kW alimentait au diesel (Whiston et al., 2019). Le fonctionnement au biogaz est aussi un réel intérêt puisque pour un réseau isolé, la production de biogaz permettrait d'être valorisée localement. Aujourd'hui, les systèmes restent cependant coûteux en investissement, mais aussi en dépenses d'exploitation en raison de la dégradation de la pile au cours du temps. (Baldi 2019) En effet, la SOFC doit surmonter les effets néfastes des dépôts de carbones et des hautes températures qui réduisent sa durée de vie (Ma et al., 2021). C'est pour cette raison que cette technologie dépend encore des subventions gouvernementales. Afin de surmonter ces défis, le département américain de l'énergie a donné des objectifs afin d'orienter la recherche et permettre de développer des systèmes en 2025-2030 ou le coût serait de 900 \$/kW pour un système compris entre 100 kW et 1 MW (National Energy Technology Laboratory, 2022). Cette réduction des coûts serait aussi en grande partie possible grâce à une augmentation de la durée de vie du système. Le Tableau 1.7 illustre les différents objectifs fixés par le laboratoire national des énergies fossiles pour les piles à combustible SOFC. D'un point de vue des performances dynamiques, il est possible de combiner les SOFC à des batteries ou des volants d'inertie.

Tableau 1.7 Objectifs fixés par le laboratoire national des énergies fossiles
Tiré de National Energy Technology Laboratory (2022)

Metric	Current	2020 Target	2025/2030 Target
System Cost (100 kW- 1MW)	>\$12,000/kWe	\$6,000/kWe	\$900/kWe
Single Cell Degradation	0.2 - 0.5% per 1,000 hrs		
Cell Manufacturing Approach	Batch	Semi- Continuous	Continuous
System Degradation	1 – 1.5% per 1,000 hrs	0.5 - 1.0% per 1,000 hrs	<0.2% per 1,000 hrs
Fuel Reformation	Primarily external natural gas conditioning/reforming	100% integrated natural gas reformation inside cell stack	
Durability	<2,000 hrs	5,000 hrs	5 years
Platform	Proof-of-Concept	Prototype/Pilot	DG: Commercial Utility-scale: Pilot
Configuration	Breadboard/Integrated systems	Fully packaged	Fully packaged
Fuel	Natural gas	Natural gas Simulated syngas	Natural gas Coal-derived syngas
Demonstration Scale	50 kWe – 200 kWe	200 kWe – 1 MWe	DG: MWe-class Utility-scale: 10 – 50 MWe

D'autres technologies sont en cours de développement

Les piles à combustible à carbonate fondu (MCFC) sont en cours de développement. Ce sont des piles à combustible à haute température qui utilisent un électrolyte composé d'un mélange de sels de carbonate fondus en suspension dans une matrice d'oxyde de lithium aluminium en céramique poreuse et chimiquement inerte. Parce qu'ils fonctionnent à des températures élevées de 650 °C (environ 1 200 °F), les métaux non précieux peuvent être utilisés comme catalyseurs à l'anode et à la cathode, réduisant ainsi les coûts. L'amélioration de l'efficacité est une autre raison pour laquelle les MCFC offrent des réductions de coûts significatives par rapport aux piles à combustible à l'acide phosphorique. Les piles à combustible à carbonate fondu, lorsqu'elles sont couplées à une turbine, peuvent atteindre des rendements proches de 65 %, ce qui est considérablement plus élevé que les rendements de 37 % à 42 % d'une usine de piles à combustible à l'acide phosphorique. Lorsque la chaleur résiduelle est captée et utilisée, l'efficacité globale du combustible peut être supérieure à 85 %. Le principal inconvénient de la technologie MCFC actuelle est la durabilité. Les températures élevées auxquelles ces cellules fonctionnent et l'électrolyte corrosif utilisé accélèrent la dégradation des composants et la corrosion, diminuant ainsi la durée de vie des cellules. Les scientifiques explorent actuellement des matériaux résistants à la corrosion pour les composants ainsi que des conceptions de piles à combustible qui doublent la durée de vie des cellules à partir des 40 000 heures actuelles (~ 5 ans) sans diminuer les performances.

Les piles à combustible à l'acide phosphorique (PFAC) sont également en cours de développement. Cette technologie est considérée comme la « première génération » de piles à combustible modernes. C'est l'un des types de cellules les plus matures et le premier à être utilisé commercialement. Ce type de pile à combustible est généralement utilisé pour la production d'énergie stationnaire, mais certains PAFC ont été utilisés pour alimenter de gros véhicules tels que les autobus urbains. Les PAFC sont plus tolérants aux impuretés contenues dans les combustibles fossiles qui ont été reformés en hydrogène que les cellules PEM, qui sont facilement « empoisonnées » par le monoxyde de carbone. Les PAFCC sont efficaces à plus de 85 % lorsqu'ils sont utilisés pour la cogénération d'électricité et de chaleur, mais ils sont moins efficaces pour produire de l'électricité seule (37 % à 42 %). L'efficacité PAFC

n'est que légèrement supérieure à celle des centrales à combustion, qui fonctionnent généralement à environ 33 % d'efficacité. Les PAFC sont également moins puissants que les autres piles à combustible, avec le même poids et le même volume. En conséquence, ces piles à combustible sont généralement grandes et lourdes. Les PFAC sont également coûteux. Ils nécessitent des charges beaucoup plus élevées de catalyseur de platine coûteux que d'autres types de piles à combustible, ce qui augmente le coût.

1.2.4.4 Bilan

La revue de littérature permet de construire le Tableau 1.8. Il récapitule l'ensemble des propriétés des piles à combustible.

Tableau 1.8 Bilan des différentes piles à combustible ainsi que leurs propriétés

Technologie	PAC Alcaline	PAC PEM	Molten Carbon	Phosphorique	Solide Oxide
Rendement	60	60	50	40	60
Développement	Mature	Mature	R&D	R&D	Commercial
Rapidité de la réponse	Moyenne	Très rapide	Lente	Lente	Lente
Température de fonctionnement (en °C)	60-80 °C	60-80 °C	650 °C	X	650-850 °C
Durée de vie (en heures)	80 000 – 130 000	60 000 – 80 000	20 000	X	20 000 – 90 000
PRI (\$/kW)	600-1100	700-1200	X	X	3000- 1000 \$/kW

1.3 Conclusion

Cette revue de littérature avait pour objectif de mettre en avant tous les enjeux de l'hydrogène. Tout d'abord en mettant en avant l'utilité de l'hydrogène dans la transition énergétique et les différentes mesures prises au Québec pour utiliser l'hydrogène afin de décarboner les micro-réseaux qui fonctionnent encore pour la plupart entièrement au diesel. Dans une deuxième partie, la revue s'est concentrée sur l'hydrogène et ses différentes technologies. Un état des lieux de l'ensemble des modes de production a été réalisé avant de se focaliser sur la technologie d'électrolyse de l'eau. Un moyen de production décarboné qui utilise seulement de l'eau et de l'électricité pour produire de l'hydrogène. Plusieurs technologies permettent de réaliser ce procédé de production, mais la technologie PEM paraît être aujourd'hui la plus performante d'un point de vue du niveau de performance et de maturité. À l'avenir la technologie d'électrolyse solide devrait aussi pouvoir se distinguer avec la possibilité de faire de la cogénération. Ensuite les moyens de stockage ont été étudiés, stocker l'hydrogène sous forme gazeuse devrait être la meilleure option. Enfin, les technologies pour convertir l'hydrogène en électricité ont été étudiées. Deux technologies se distinguent, la technologie PEM avec son temps de réponse rapide, et la technologie solide qui permet de faire de la cogénération. Les deux seront étudiés dans la suite de cette étude.

CHAPITRE 2

MÉTHODOLOGIE

L'objectif de cette étude est de dimensionner un système énergétique hybride composé d'éoliennes et d'un stockage à hydrogène qui sera capable de répondre aux besoins énergétiques de la mine dans le temps. Pour réaliser ce dimensionnement les simulations numériques seront le meilleur outil pour réaliser des scénarios et déterminer quel dimensionnement conviendrait le mieux à Mine Raglan. Plusieurs scénarios seront étudiés afin de nuancer le potentiel du stockage à hydrogène en fonction de son utilisation. Les technologies à hydrogène étant en plein développement, des scénarios avec des évolutions des coûts seront proposés. Les simulations seront réalisées d'un point de vue macroscopique. L'ensemble des contraintes comme la stabilité du réseau, la qualité de l'énergie électrique ou encore la fréquence ne seront pas étudiées ici. Concernant les données, elles seront issues du dernier rapport « l'état de l'énergie de Mine Raglan 2022 » portant sur l'année 2021 (Mine Raglan, 2021).

Cette partie aura pour objectif de délimiter le cadre et les scénarios de l'étude, d'analyser les besoins énergétiques, d'étudier les sources d'énergies renouvelables disponibles, de modéliser techniquement et économiquement les différentes technologies et pour terminer d'expliquer la méthode de raisonnement. Dans la suite de ce mémoire l'unité \$CAD sera écrit \$. La notation US\$ sera utilisée pour les dollars américains.

2.1 Cadre de l'étude

Cette partie consiste à décrire le cadre de l'étude c'est-à-dire Mine Raglan et l'ensemble de ses activités, mais aussi de poser les limites de l'étude.

2.1.1 Introduction aux activités de Mine Raglan et de sa répartition d'énergie

Mine Raglan est une mine de nickel qui se situe tout au nord du Québec (Figure 2.1) appartenant au groupe Glencore. Le groupe Glencore est spécialisé dans l'industrie minière et, bien qu'il participe à la transition énergétique mondiale en rendant disponibles des métaux indispensables à celle-ci, le groupe est un grand émetteur de CO₂. Le groupe s'est fixé pour objectif de réduire de 15 % son empreinte carbone d'ici 2026, de 50 % d'ici 2035 et d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050. C'est dans cette dynamique que Mine Raglan s'inscrit en cherchant des solutions de décarbonation. Elle est isolée du réseau électrique et doit faire face à des conditions climatiques extrêmes où les températures peuvent atteindre jusqu'à moins 60 °C l'hiver.

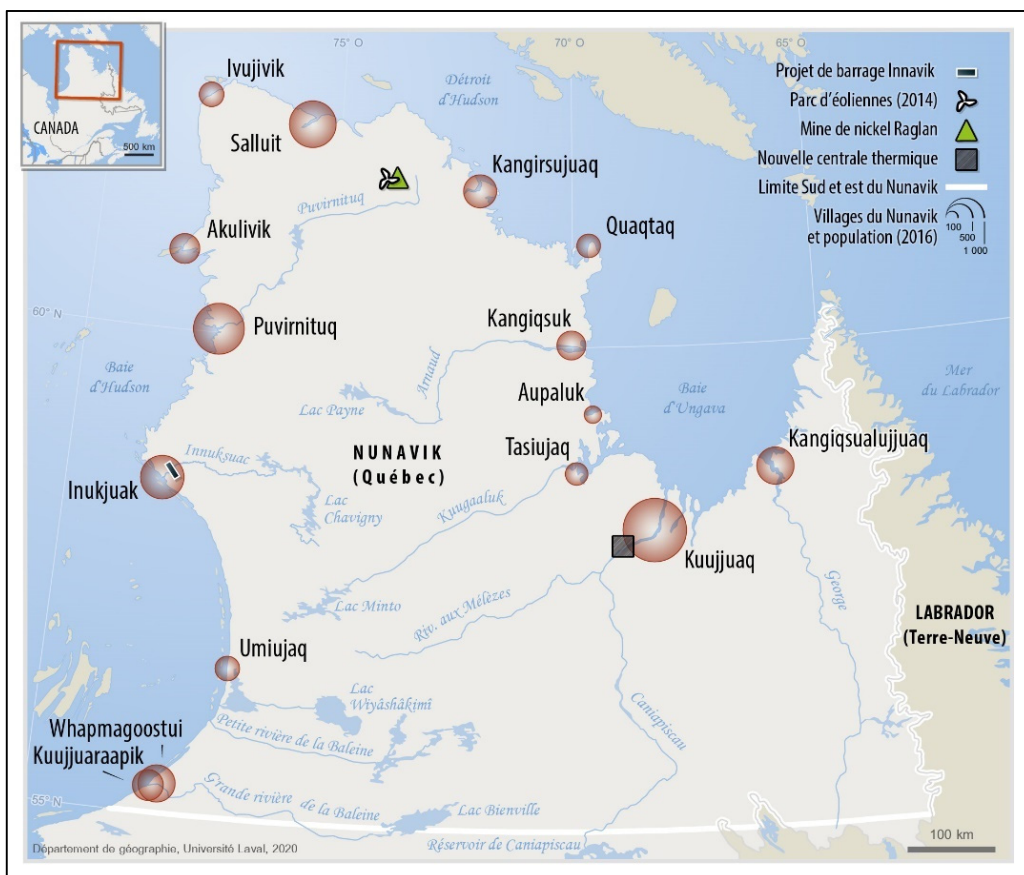


Figure 2.1 Localisation de la mine de nickel Raglan
Tirée de Harbour-Marsan & Lasserre (2021)

Mine Raglan échange avec le monde grâce au port de la Baie Déception, situé à près de 100 km. C'est par ce port qu'elle reçoit annuellement près de 60 millions de litres de diesel pour subvenir à ses besoins énergétiques et qu'elle envoie près de 51 000 tonnes de minerais. En 2020, Mine Raglan a exporté 30 230 tonnes de nickel, 8 988 tonnes de cuivre et 827 tonnes de cobalt. Le concentré de minerai parcourt 100 km en camion afin d'être transporté du port de Baie Déception au port de Québec par brise-glace afin d'être fondu et coulé. Le nickel est ensuite acheminé jusqu'en Norvège dans l'affinerie de Nikkelverk où il est transformé en métaux de haute qualité (Glencore, 2021).

Mine Raglan est divisée en plusieurs sites comme indiqués sur Figure 2.2. Comme on peut le voir sur la carte ci-dessous, il y a plusieurs sites miniers (Mine Katinniq, Mine 2, Mine Qakimajurq, Mine Kikialik), une station d'épuration (Spoon), ainsi que l'aéroport Donaldson. Les sites de Mine Katinniq, Mine 2, Mine Qakimajurk et bientôt Mine 14 forment un réseau électrique de 25 kV. L'ensemble des autres sites sont isolés et autonomes. Mine 2 est en fin d'exploitation, et il est prévu qu'elle ferme durant l'été 2022. Pour autant la consommation énergétique restera sensiblement la même puisque Mine Raglan prévoit d'ouvrir Mine 14 durant le même été. Cette mine sera elle aussi connectée au réseau.

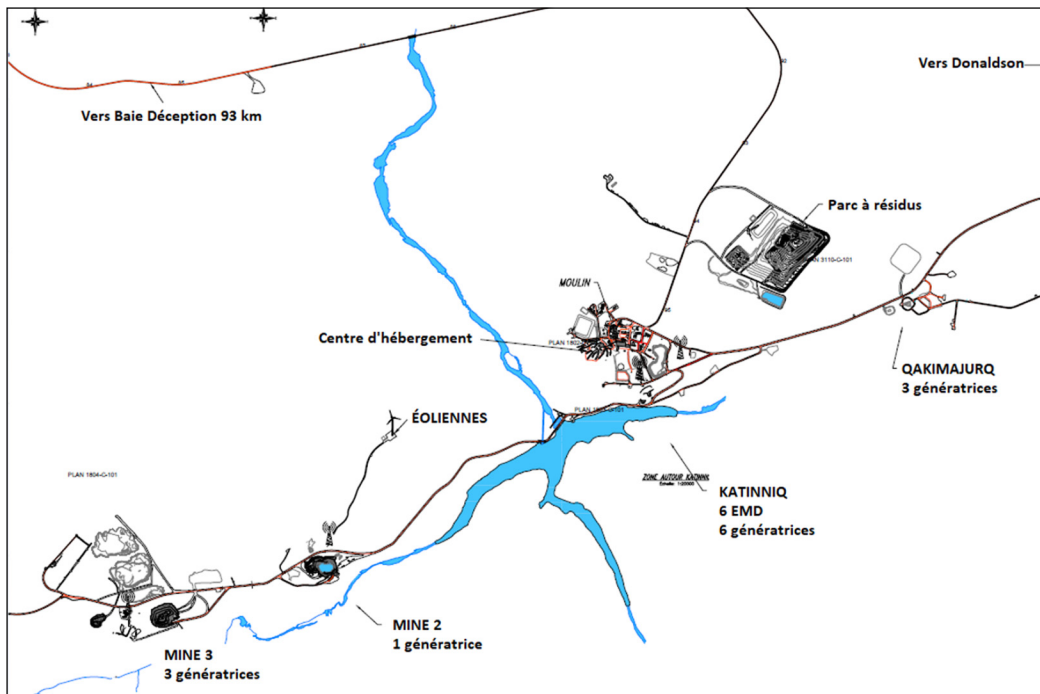


Figure 2.2 Plan de Mine Raglan adapté d'un document interne
Tirée de Mine Raglan (2022)

Kattiniq est le site central de Mine Raglan. De nombreuses activités se font à cet endroit ; le broyage et l'enrichissement du minerai au sein du concentrateur, les activités administratives, les logements et la cafétéria, les activités de traitement des eaux usées et d'eau potable, les charges de l'ensemble des équipements auxiliaires pour les activités industrielles, le chauffage ou la ventilation. Les sites Mine 2, Qakimajurq et Mine 14, sont des sites miniers. Ces sites ont besoin d'être ventilés et d'être alimentés en énergie pour le bon fonctionnement de l'ensemble de leurs équipements. Mine Kikialik, le site portuaire de Déception et l'aéroport Donaldson sont hors du réseau et possèdent plusieurs génératrices afin de pouvoir alterner leurs fonctionnements lors des maintenances.

2.1.2 Répartition de l'énergie

Chaque année, Mine Raglan consomme plus de 55 millions de litres de diesel. En 2021, 59,8 millions de litres ont été décomptés. L'énergie produite permet de subvenir aux besoins ; des employés, des activités d'exploration, d'extraction et de traitement primaire du minerai.

Depuis 2015 et l'installation de la première éolienne, le site minier se repose sur deux sources d'énergie primaires ; le diesel (autour de 98 %) et le vent (environ 2 %). L'énergie est produite à partir de plusieurs génératrices placées sur les différents sites qui assurent l'apport en électricité et chaleur à la mine. Le diagramme de Sankey de la Figure 2.3 montre l'ensemble des flux d'énergie de Mine Raglan

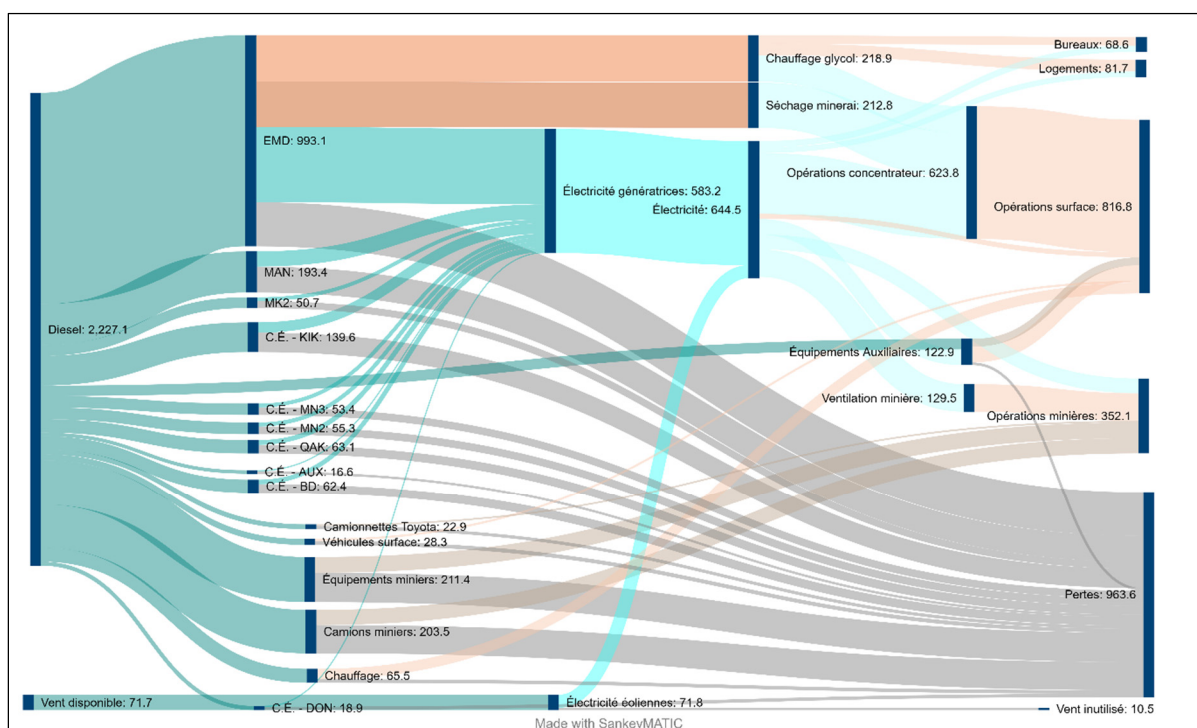


Figure 2.3 Les flux d'énergie de Mine Raglan adaptés d'un document interne
Tirée de Mine Raglan (2021)

Le système énergétique global présente une efficacité de 58,2 % avec près de 41,8 % de l'énergie produite dissipée sous forme de chaleur. Cette chaleur est toutefois récupérée pour répondre à certains besoins de la mine.

D'après les informations partagées, Mine Raglan prévoit de continuer ses activités jusqu'à la fin de son contrat avec les populations locales en 2036. Le contrat pourra par la suite être renouvelé. D'un point de vue de la consommation énergétique, la mine prévoit une consommation qui restera constante dans les prochaines années.

2.1.3 Délimitations de l'étude

Délimitations temporelles

Les différentes modélisations de décarbonation de Mine Raglan seront réalisées sur un délai de temps de 15 ans, entre 2023 et 2037, étant donné que Mine Raglan n'est pas encore certaine de prolonger ses activités au-delà de 2037.

Délimitations géographiques

Comme expliqué précédemment, Mine Raglan est un ensemble de sites reliés ou non, au réseau 25 kV. L'étude présentée, ne consiste pas à décarboner tout Mine Raglan, mais plutôt le réseau 25 kV. Le réseau 25 kV est le réseau de transport d'électricité qui relie tous les sites miniers autour de Katinniq. Cela concerne toutes les génératrices et les postes de production de Kattiniq, Mine 2, Mine 3 et Qakimajurq qui sont connectés au réseau. À l'inverse, les sites Kiklialik, le port de la baie Déception et l'aéroport Donaldson, sont tous excentrés et non reliés au réseau. Ils fonctionnent au diesel de façon autonome. Le Tableau 2.1 résume les connexions au réseau pour les différents sites.

Tableau 2.1 Présentation des sites et de leurs connexions au réseau

Site	Connexion au réseau	Répartition de la production	
Katinniq	Connecté	68,9 %	
Mine 2	Connecté	Éoliennes 9,5 %	Total 12,3
		Génératrices 3 %	
Mine 3	Connecté	2,8 %	
Qakimajurq	Connecté	3,5 %	
Baie Déception (port)	Hors réseau	3,3 %	
Kikialik	Hors réseau	7,5 %	
Donaldson (aéroport)	Hors réseau	0,5 %	

Le réseau représente à lui seul 155 186 267 MWh, soit 75 % de la consommation de diesel, soit 41,6 ML/an, pour une émission de 113000 tCO²eq. La liste des génératrices du réseau 25 kV par site est présentée dans le Tableau 2.2 et les éoliennes sont présentées dans le Tableau 2.3.

Tableau 2.2 Caractéristiques des différentes génératrices (Mine Raglan, 2021)

Site	Génératrices	Puissance nominale (MW)	Puissance moyenne (MW)	Énergie produite (MWh)	Pourcentage sur le réseau 25 kV
Kattiniq	EMD GE 01	3,6	2,828	8 252,165	5,26
	EMD GE 02	3,6	2,838	18 216,314	11,60
	EMD GE 03	3,6	2,919	18 606,819	11,85
	EMD GE 04	3,6	2,863	20 160,524	12,84
	EMD GE 05	3,6	2,863	21 165,044	13,48
	EMD GE 06	3,6	2,851	12 133,131	7,73
Site	Génératrices	Puissance nominale (MW)	Puissance moyenne (MW)	Énergie produite (MWh)	Pourcentage sur le réseau 25 kV
Kattiniq	MAN	4,3	3,574	19 823,743	12,63
	CAT GE 859	1,825	943	3 305,830	2,11
	CAT GE 889	1,825	639	460,412	0,29
	CAT GE 885	1,825	783	1 172,892	0,75
	CAT GE 872	1,135	0	0	0
	CAT GE 873	1,135	0	0	0
Mine 2	CAT GE 876	1,825	1,028	5 374,839	3,42
Mine 3	CAT GE 826	1,6	0,877	611,884	0,39
	CAT GE 831	0	0	0	0
	CAT GE 856	1,825	1,036	1,036	1,93
	CAT GE 860	1,25	0,659	0,659	0,86
Qakimajurq	CAT GE 915	1,825	0,937	0,937	2,80
	CAT GE 888	0,910	0,402	0,402	0,63
	CAT GE 903	0,910	0,413	0,413	0,59

Tableau 2.3 Caractéristiques des éoliennes

Site	Génératrices	Puissance nominale (MW)	Puissance moyenne (MW)	Énergie produite (MWh)	Pourcentage sur le réseau 25 kV
Éoliennes	Enercon E82 E4	3,020	1077	8 508,626	5,42
	Enercon 82 E E4	3,020	1077	8 508,626	5,42

Kattiniq est un site important puisque, en plus d’avoir la plus grande capacité de production électrique installée, les EMD présentes sur ce site sont des génératrices qui permettent à la mine de se chauffer. La chaleur est en effet récupérée.

Finalement, en limitant l’étude au réseau 25 kV, le diagramme Sankey à étudier est présenté dans la Figure 2.4.

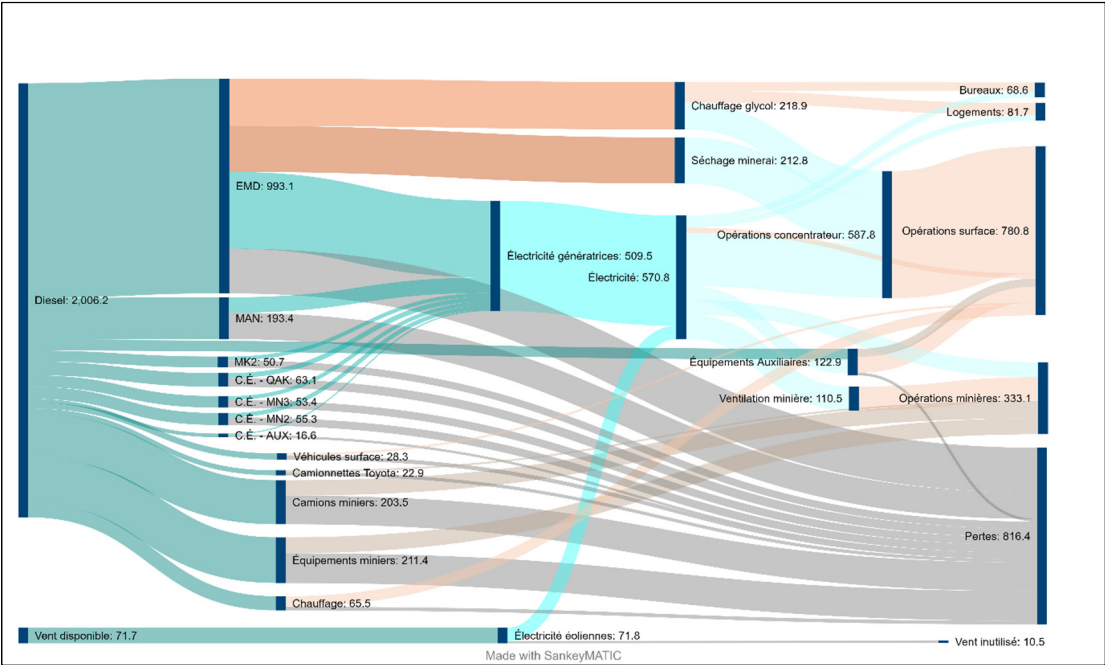


Figure 2.4 Diagramme de Sankey de l’étude comprenant l’ensemble du réseau 25 kV

D'après le rapport état de l'énergie 2021 (Mine Raglan, 2021), le rendement global de production d'électricité par les génératrices est de 3,77 kWh/L, conduisant donc à une efficacité de production électrique de 35,4 %, le reste de l'énergie étant dissipé principalement sous forme de chaleur. Seule la chaleur issue des EMD est récupérée, celle-ci est estimée à environ 39 % de l'énergie de départ. Concernant les chauffages à diesel, un rendement de 75 % est estimé. De plus, le rendement moyen des véhicules et des équipements est considéré de 35 %.

Afin de dimensionner un système capable de subvenir aux besoins énergétiques de la mine, les besoins de la mine seront divisés selon trois secteurs :

- l'électricité,
- la chaleur,
- le carburant.

2.1.4 Les différents scénarios technico-économiques de décarbonation

Pour chaque scénario une analyse technico-économique sera réalisée afin de dimensionner le système énergétique correspondant au scénario et ainsi, de déterminer :

- le nombre d'éoliennes,
- la puissance de l'électrolyseur,
- le volume total nécessaire pour stocker l'énergie sous forme d'hydrogène,
- la puissance de la pile à combustible,
- la viabilité économique du projet.

Après avoir réalisé une étude du scénario de référence de Mine Raglan, les différents scénarios étudiés seront les suivants :

1. Décarbonation du réseau sans décarboner la chaleur : ce scénario consiste à utiliser suffisamment d'EMD en fonctionnement afin que celles-ci cogénèrent l'ensemble de la chaleur requise à Mine Raglan;

2. Décarbonation du réseau sans décarboner le procédé de séchage : ce scénario consiste à décarboner le maximum du réseau 25 kV tout en laissant suffisamment d'EMD afin qu'elles continuent d'assurer l'apport en chaleur pour le procédé de séchage du minerai;
3. Décarbonation du réseau 25 kW : il consiste à décarboner l'électricité et la chaleur utilisée par Mine Raglan sur le réseau 25 kV;
4. La décarbonation des transports lourds : ce scénario fait une mise au point sur la décarbonation des transports lourds de Mine Raglan, soit l'ensemble de ses camions miniers;
5. La décarbonation des véhicules et des équipements : ce scénario met en avant la décarbonation des véhicules et des équipements;
6. La décarbonation totale de Mine Raglan : ce scénario consiste à étudier la décarbonation de l'ensemble de Mine Raglan;
7. La décarbonation optimisée de Mine Raglan : ce scénario consiste à élaborer un scénario de décarbonation optimisée de Mine Raglan.

Bilan

Pour résumé, l'ensemble des scénarios est présenté dans le Tableau 2.4.

Tableau 2.4 Description des différents scénarios

Scénarios de décarbonation		Électricité	Chaleur		Véhicules et équipements	Transports lourds
			Chauffage	Séchage		
1	Réseau 25 kV sans chaleur	Oui	Non	Non	Non	Non
2	Réseau 25 kV sans le séchage	Oui	Oui	Non	Non	Non
3	Réseau 25 kV électricité et chaleur	Oui	Oui	Oui	Non	Non
4	Véhicules et équipements	Non	Non	Non	Oui	Non
5	Transports lourds	Non	Non	Non	Non	Oui
6	Décarbonation totale	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui

Séparer en plusieurs scénarios permet d’avoir une meilleure vision sur les couts et les dimensions des systèmes en fonction des postes de consommation à décarboner.

2.1.5 HOMER comme logiciel de simulations

HOMER est un logiciel de modélisation élaboré par le laboratoire national de l’énergie renouvelable des États-Unis dont l’objectif est d’aider à la conception des micro-réseaux. Il permet de faciliter les différentes modélisations afin de comparer les technologies et leurs différentes applications. HOMER permet à la fois de dimensionner les systèmes afin de permettre une faisabilité technique, mais également d’optimiser économiquement le

dimensionnement. Dans cette étude ce logiciel sera utilisé afin de dimensionner nos systèmes, mais aussi d'optimiser économiquement le projet.

Remarque : Homer réalise des simulations durant une année, et pour cette raison, l'année 2021 sera étudiée et les résultats trouvés seront ensuite vérifiés avec les consommations d'énergie des années 2019 et 2020.

2.2 Appel de puissance de Mine Raglan et potentiel d'électrification

À partir des données fournies par la mine ou du digramme de Sankey du réseau 25 kV présenté précédemment (cf. Figure 2.4), les différents procédés vont être étudiés afin de déterminer l'appel de puissance tout au long de l'année.

2.2.1 Analyse de la consommation de Mine Raglan par poste

Cette partie consiste à analyser l'ensemble des postes de consommations de Mine Raglan afin de pouvoir modéliser la consommation en énergie de Mine Raglan.

2.2.1.1 Consommation d'électricité

Description

L'électricité est produite par l'intermédiaire des génératrices. Elle permet d'assurer l'apport en électricité dans les bureaux, les logements, les lumières extérieures ou encore la ventilation dans les galeries souterraines. Dans la réalité, toutes les 11 heures, la ventilation est ralentie durant deux heures lors des changements d'équipe : nous ferons l'hypothèse que la consommation reste la même pendant ces périodes.

Analyse énergétique

Mine Raglan est une industrie et son profil de consommation est donc plus ou moins constant. L'ensemble des données utilisées par la suite proviennent directement de la mine. Lorsqu'on

trace la courbe de production électrique, on obtient la Figure 2.5, la Figure 2.6, et la Figure 2.7 pour les années 2019, 2020 et 2021 :

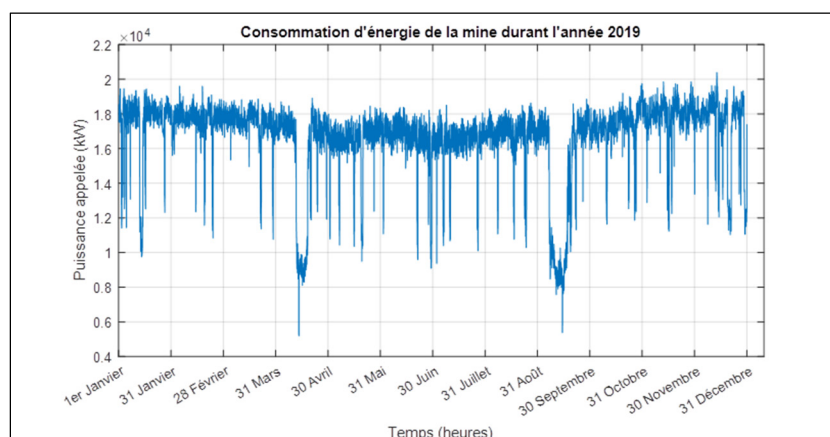


Figure 2.5 Consommations d'énergie de la mine durant l'année 2019

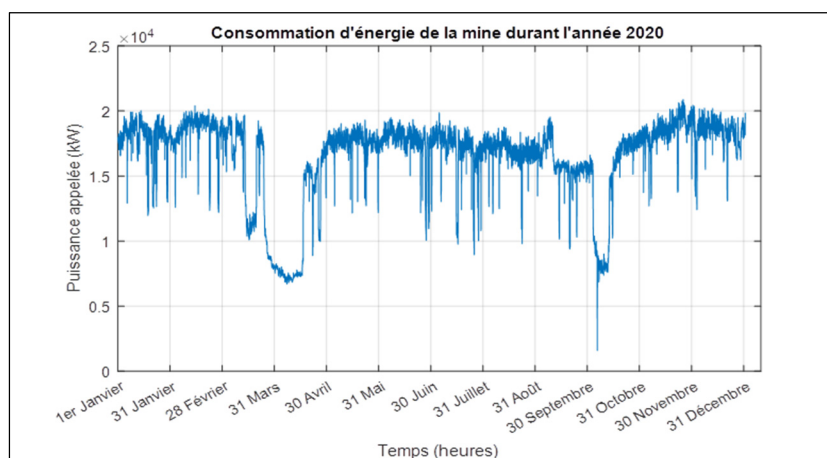


Figure 2.6 Consommations d'énergie de la mine durant l'année 2020

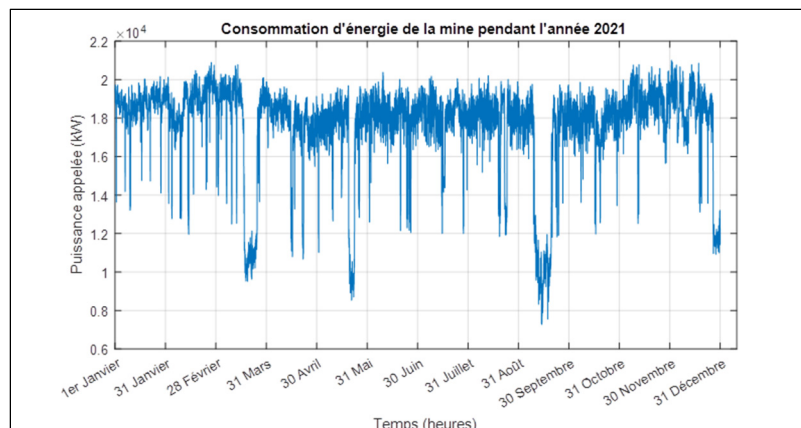


Figure 2.7 Consommations d'énergie de la mine durant l'année 2021

On remarque que chaque année deux baisses de consommations sont observées. Cela est dû à l'arrêt du concentrateur. Globalement les profils électriques correspondent et restent similaires au fil des ans. Le Tableau 2.5 présente un récapitulatif de la quantité d'énergie produite chaque année ainsi que de la puissance maximale atteinte.

Tableau 2.5 Consommation électrique de la mine en 2019, 2020 et 2021

Consommation électrique			
	2019	2020	2021
Puissance maximale (kW)	20 390,85	20 886,96	21 007,42
Électricité consommée (kWh)	146 370 984,86	144 836 291,48	154 959 758,4

La puissance appelée maximum entre 2019 et 2021 est de 21 MW. Pour la suite des simulations, les données de 2021 seront gardées.

Modélisation

Les données horaires de production électrique fournies par la mine seront utilisées pour modéliser la consommation électrique.

2.2.1.2 Séchage du minerai

Description du procédé

Le séchage du minerai est un procédé industriel important. Il est réalisé grâce à la récupération des gaz d'échappement des EMD à une température de 350 degrés Celsius.

Analyse énergétique du procédé de séchage

D'après le diagramme de Sankey de Mine Raglan, le procédé de séchage a consommé en 2018 214 Térajoules. Ce processus utilise l'énergie sous forme de chaleur tout au long de l'année et de façon constante. La consommation horaire sera donc sensiblement la même d'une heure à l'autre. La courbe de consommation de ce processus peut donc être approximée comme constante et aura pour valeur, la puissance moyenne. Le calcul qui suit permet d'obtenir cette puissance moyenne en MW :

$$\begin{aligned} \text{Conversion des joules en Watt-Heure : } & 212,8 \text{ Tj} = 59\,000 \text{ MWh} \\ P = & \frac{59\,000}{8760} \left(\frac{\text{Energie consommée par an}}{\text{Nombre d'heures par an}} \right) = 6,75 \text{ MW} \end{aligned} \quad (2.1)$$

La puissance nécessaire pour réaliser le séchage du minerai en 2021 est de 6,75 MW.

Modélisation

La puissance moyenne calculée ici sera utilisée pour modéliser la courbe de consommation d'énergie pour la chaleur.

Limites

Dans la réalité, ce procédé est réalisé grâce à la chaleur récupérée des gaz d'échappement des EMD. Afin de rendre l'analyse de cette étude plus poussée, il faudrait regarder d'un point de vue thermique quels système ou technologie permettraient de récupérer la chaleur produite par la pile à combustible, d'en stocker une partie pour maximiser la chaleur récupérée et de l'utiliser pour le séchage et le chauffage. Pour les périodes où la pile à combustible n'est pas

utilisée, il sera nécessaire d'étudier un système de chauffage ou de stockage de la chaleur pour permettre de continuer le séchage du minerai.

2.2.1.3 Chauffage glycol

Description du procédé du chauffage glycol

Le chauffage glycol permet de chauffer l'ensemble des lieux où le personnel vit et opère. Ainsi, il permet de chauffer les bureaux, les lieux de vie, mais aussi les lieux des opérations minières. Aujourd'hui, le chauffage Glycol est assuré par les EMD ainsi que deux chauffages au diesel.

Analyse énergétique du procédé de chauffage glycol

Pour déterminer la puissance nécessaire pour le réseau de chaleur Glycol, il n'est pas possible d'utiliser la même méthode que pour le procédé de séchage. En effet, la chaleur délivrée par le réseau glycol n'est pas uniforme au cours de l'année. La demande d'énergie pour chauffer en hiver sera plus importante. Les données transmises par la mine permettent de tracer la courbe de l'énergie nécessaire pour le chauffage (Figure 2.8).

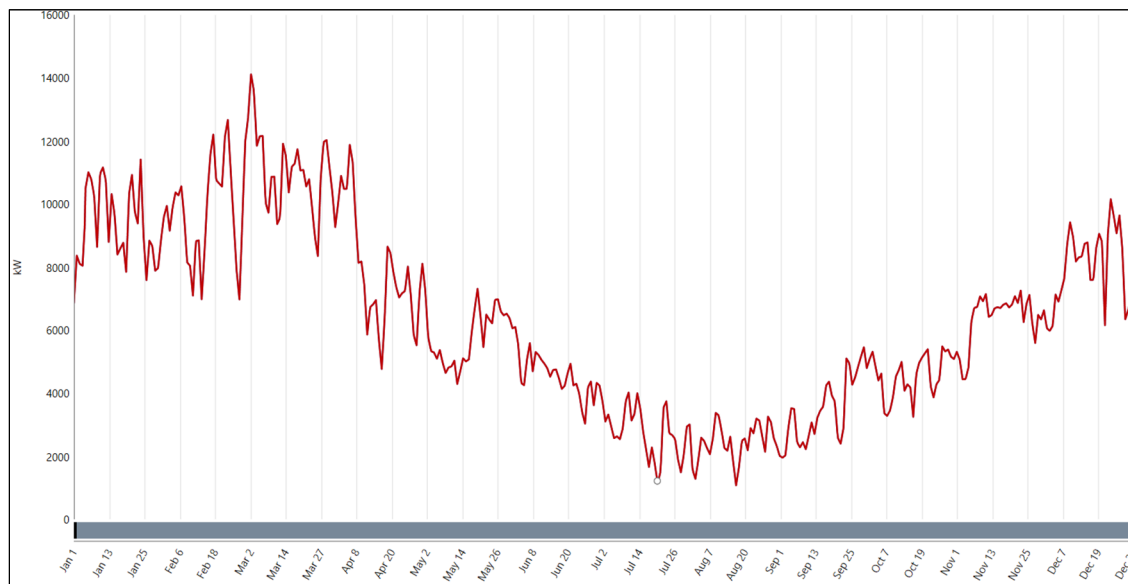


Figure 2.8 Courbe d'énergie nécessaire pour le chauffage sur une année

Pour faire un bilan, le système énergétique modélisé devra prendre en compte le chauffage glycol de Mine Raglan, dont les caractéristiques sont présentées dans le Tableau 2.6.

Tableau 2.6 Caractéristiques du chauffage glycol de Mine Raglan

	Puissance maximum (MW)	Énergie consommée en 2021 (GWh)
Chauffage glycol	14,1	55,3

Vérification des ordres de grandeur à l'aide du diagramme de Sankey :

1. Énergie consommée en 2019 en Mégawattheure : $218,9 \text{ TJ} = 60\,800 \text{ MWh}$

$$P = \frac{60\,800}{8760} \left(\frac{\text{Énergie consommée par an}}{\text{Nombre d'heures par an}} \right) = 6,95 \text{ MW} \quad (2.2)$$

La puissance moyenne obtenue à l'aide des données horaires est de 6,32 MW. On observe une légère différence les données utilisées sont valides.

Modélisation du procédé

Les données horaires du chauffage seront utilisées pour modéliser la courbe de consommation d'énergie en termes de chaleur.

2.2.1.4 Chauffage

Description du procédé du chauffage

Ce chauffage sert à chauffer les lieux de travail pour les opérations minières.

Analyse énergétique du chauffage

D'après le diagramme de Sankey de Mine Raglan, le procédé de séchage a consommé en 2022, 65,5 Térajoules. Ce processus utilise l'énergie sous forme de chaleur tout au long de l'année de façon constante. La consommation horaire sera donc sensiblement la même d'une heure à

l'autre. La courbe de consommation de ce processus peut donc être approximée comme constante et aura pour valeur la puissance moyenne :

Conversion des joules en Watt-Heure : $65,5 \text{ TJ} = 18\,200 \text{ MWh}$

$$P = \frac{18\,200}{8760} \left(\frac{\text{Energie consommée par an}}{\text{Nombre d'heures par an}} \right) = 2,08 \text{ MW} \quad (2.3)$$

La puissance nécessaire pour réaliser le séchage du minerai en 2021 est de 2,08 MW.

2.2.1.5 Équipements miniers

Description

Les équipements miniers sont l'ensemble des équipements utilisés par les miniers indispensable à leur travail (éclairage, compresseurs, souffleurs...).

Analyse énergétique

Mine Raglan a consommé, par l'intermédiaire de ses équipements miniers 4,76 millions de litres de diesel, soit 182 TJ par an. La courbe de consommation de cet équipement peut donc être approximée comme constante et aura pour valeur la puissance moyenne :

Conversion des joules en Watt-Heure : $211,4 \text{ TJ} = 58\,700 \text{ MWh}$

$$P = \frac{58\,700}{8760} \left(\frac{\text{Energie consommée par an}}{\text{Nombre d'heures par an}} \right) = 6,7 \text{ MW} \quad (2.4)$$

L'énergie consommée par les équipements miniers est 58,7 GWh par an, soit 6,7 MW par heure.

Modélisation

On considère que l'ensemble de ces équipements sont électrifiables. Les rendements des moteurs électriques sont autour de 98 %. Dans le rapport état de l'énergie 2021 (Mine Raglan, 2021) les équipements miniers au diesel ont un rendement estimé à 35 %. Pour assurer la même

fonction de ces équipements en version électrique il faut donc 2,8 fois moins d'énergie. Pour les équipements miniers, il faudra donc 2,4 MW de puissance moyenne.

Limites

L'ensemble de ces équipements ne sont peut-être pas être électrifiables, il faudrait faire un état des lieux pour vérifier que cela est possible. Si ce n'est pas possible, il sera nécessaire de regarder s'il existe des technologies décarbonées pour substituer l'utilisation du diesel et prendre en compte l'achat de ce nouveau matériel.

2.2.1.6 Véhicules de surface

Description

Les véhicules de surface permettent le déplacement du personnel de la mine entre les différents lieux du site.

Analyse énergétique

Mine Raglan a consommé par l'intermédiaire de ses équipements miniers 28,3 TJ par an. La courbe de consommation de cet équipement peut donc être approximée comme constante et aura pour valeur la puissance moyenne :

Conversion des joules en Watt-Heure :

$$28,3 \text{ TJ} = 7860 \text{ MWh}$$

$$P = \frac{7860}{8760} \left(\frac{\text{Energie consommée par an}}{\text{Nombre d'heures par an}} \right) = 0,9 \text{ MW} \quad (2.5)$$

L'énergie consommée par les équipements miniers est 7,8 GWh par an, soit un appel de puissance de 0,9 MW par heure.

Modélisation

Ces véhicules seront électrifiés dans les modélisations de Mine Raglan décarbonée. En électrifiant les véhicules, les rendements des moteurs passent d'environ 35 % à plus de 98 %.

La quantité d'énergie nécessaire est donc 2,8 fois inférieure à celle utilisée avec du diésel. Il faut donc un appel de puissance électrique moyen de 0,32 MW.

2.2.1.7 Camionnettes Toyota

Description

Les camionnettes Toyota permettent le déplacement du personnel de la mine entre les différents lieux du site.

Analyse énergétique

Mine Raglan a consommé par l'intermédiaire de ses camionnettes 22,9 TJ par an.

Conversion des joules en Watt-Heure : $22,9 \text{ TJ} = 6360 \text{ MWh}$

$$P = \frac{6360}{8760} \left(\frac{\text{Energie consommée par an}}{\text{Nombre d'heures par an}} \right) = 0,72 \text{ MW} \quad (2.6)$$

L'énergie consommée par les équipements miniers est 6,36 GWh par an, soit un appel de puissance de 0,72 MW par heure.

Modélisation

Ces véhicules seront électrifiés dans les modélisations de Mine Raglan décarbonée. En électrifiant les véhicules, les rendements des moteurs passent d'environ 35 % à plus de 98 %. La quantité d'énergie nécessaire est donc 2,8 fois inférieure à celle utilisée avec du diésel. Il faut donc un appel de puissance électrique moyen de 0,26 MW.

2.2.1.8 Camions miniers

Description

Les camions miniers permettent d'assurer le transport des minerais. La Figure 2.9 montre le type de camion minier présent à Mine Raglan. Raglan possède 35 camions de type TH550 Sandvick de 50 tonnes. Le coût d'un tel camion revient à 1,85 M\$.



Figure 2.9 Exemple de camion minier présents à Mine Raglan

Analyse énergétique

Mine Raglan consomme par l'intermédiaire des camions miniers, représentant environ une quinzaine de camions, 4 millions de litres de diesel par an. Ils fonctionnent 24h sur 24.

Pour déterminer la puissance nécessaire pour faire fonctionner ces camions, on utilise une règle de trois :

$$\begin{cases} \text{litre de diesel} \leftrightarrow 10,74 \text{ kWh} \\ 4,26 \text{ millions de litres} \leftrightarrow 45,75 \text{ GWh} \end{cases}$$

$$P = \frac{42\,960}{8760} \left(\frac{\text{Energie consommée par an}}{\text{Heures d'utilisation par an}} \right) = 4,9 \text{ MW} \quad (2.7)$$

L'énergie consommée par les transports lourds est de 45,75 GWh par an et la puissance moyenne consommée lors de leur utilisation est de 4,9 MW.

Modélisation

On considère que les camions miniers vont être équipés de piles à combustible dont le rendement vaut 65 %. Comme les moteurs thermiques des camions miniers ont un rendement

de 35 %, cela signifie que ce poste de consommation aura besoin de 1,86 fois moins d'énergie si les camions passent à l'hydrogène.

Il faut donc, en moyenne 2,63 MW de puissance moyenne pour décarboner les camions miniers. Pour trouver la valeur en kilogramme, les équations suivantes sont utilisées, sachant que $141\,000 \text{ kJ/kg} = 39,1 \text{ kWh/kg}$, la quantité de H_2 est donc de :

$$\text{Nombre de kilogramme d}'H_2 = \frac{2\,630}{39,1} * R_{PAC} \quad (2.8)$$

Avec R_{PAC} : Rendement d'une pile à hydrogène

En prenant un rendement de pile à combustible PEM pour camion à 60 %, on trouve une estimation du nombre de kilogrammes par heure d'hydrogène nécessaire pour les camions miniers : 40,35 kg/h.

2.2.2 Bilan des besoins

En résumé, l'ensemble des besoins énergétiques de la mine sont présentés dans le Tableau 2.7.

Tableau 2.7 Bilan des besoins énergétiques de la mine

Poste	Énergie consommée	Données	Puissance moyenne en MW	Pourcentage
Électricité	Électricité	Horaires	17,8	41,2 %
Séchage du minerai	Chaleur	Moyennes	6,75	15,6 %
Chauffage glycol	Chaleur	Horaires	6,59	15,2 %
Chauffage	Chaleur	Moyennes	2,08	4,8 %
Équipements miniers	Électricité	Moyennes	6,77	15,7 %
Véhicules de surface	Électricité	Moyennes	0,32	0,7 %
Camionnettes Toyota	Électricité	Moyennes	0,26	0,6 %
Camions miniers	Carburant	Moyennes	2,63	6,2 %
Total	X	X	43,2	100 %

En considérant les besoins énergétiques de la mine, la puissance consommée des différents procédés se découpe selon la Figure 2.10.

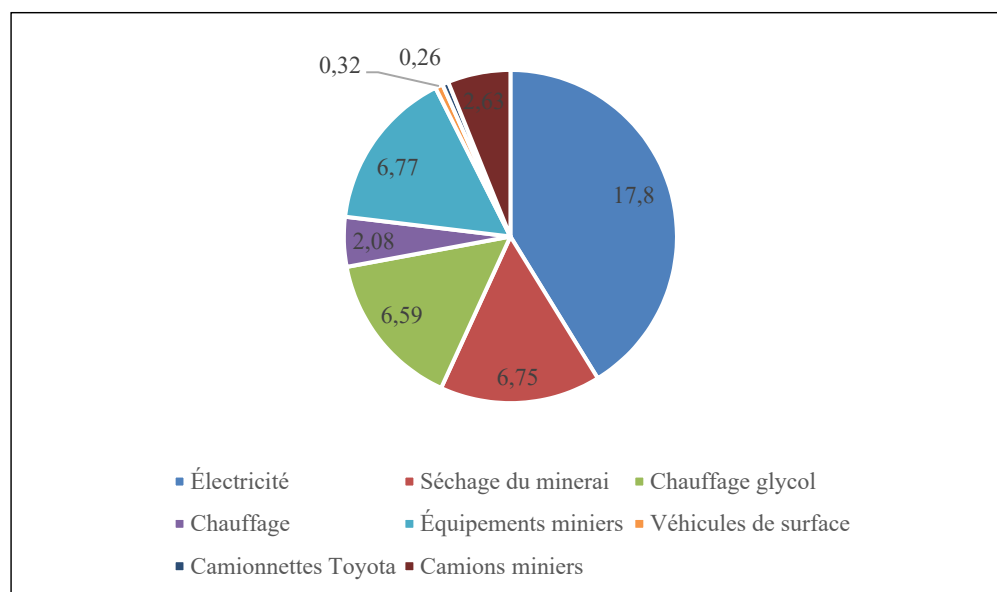


Figure 2.10 Puissances consommées en MW des différents procédés

En ne considérant que la puissance maximale pour les 3 secteurs étudiés, l'électricité, la chaleur et le carburant, on obtient le Tableau 2.8.

Tableau 2.8 Bilan de puissance de Mine Raglan

	Puissance moyenne (MW)	Puissance maximale réelle (MW)
Électricité	26,2	28,4
Chaleur	15,4	22,8
Carburant	2,6	2,6
Total	45,7	34,8

Ce tableau montre la puissance moyenne et la puissance maximale de chaque poste de consommation. La puissance moyenne de l'électricité est proche de la puissance maximale, ce

qui est normal puisque la consommation électrique de la mine reste environ constante durant l'année. La chaleur elle, à une puissance moyenne de 15,42 alors que la puissance maximale elle, est de 22,7 MW.

2.2.3 Modélisation de la consommation

La consommation du réseau 25 kV de mine Raglan pour l'année 2021 est présentée dans la Figure 2.11, avec une répartition en électricité, chaleur et carburant :

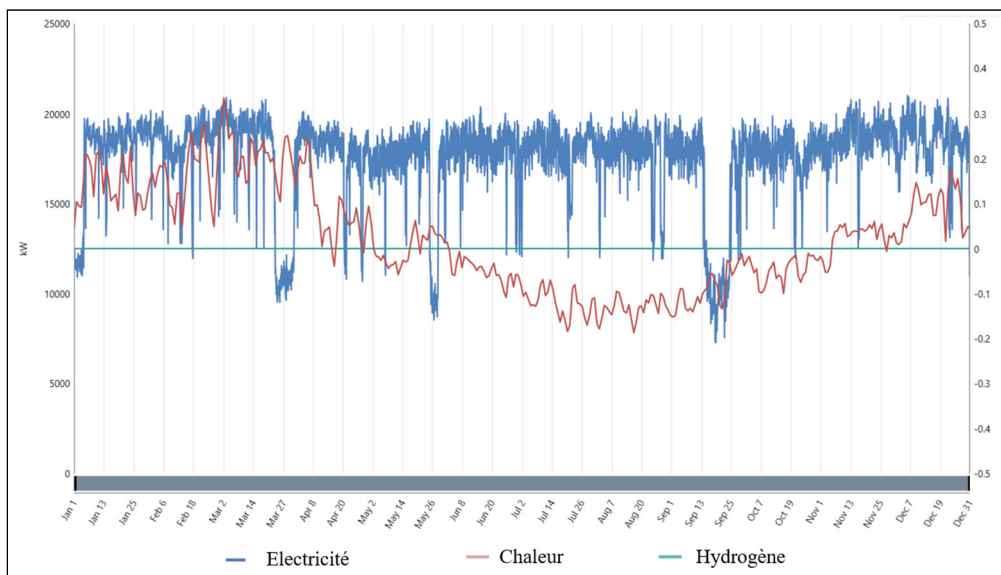


Figure 2.11 Ensemble des consommations modélisées de Mine Raglan sur le réseau 25 kV

2.3 Analyse du potentiel énergétique de la mine Raglan

2.3.1 Modélisation de l'énergie éolienne

2.3.1.1 Analyse du potentiel éolien

Pour analyser le potentiel énergétique de Mine Raglan, le potentiel éolien est tout d'abord étudié. La Figure 2.12 indique les différentes localisations dans le nord du Québec, où le potentiel éolien est significatif ou non.

en distribution temporelle on remarque que les vitesses ne sont pas tout le temps réparti de la même façon.

2.3.1.2 Choix des données utilisées

Les données mises à disposition par la Mine sont les données de vitesse du vent obtenues à la station météo la plus proche ainsi que les données de production électrique des éoliennes. Étant donné que les éoliennes sont exploitées de manière à produire le plus d'énergie possible, les données de production électrique seront gardées pour les modélisations.

2.4 Modélisation technique et économique des technologies

2.4.1 Les génératrices diesel

Modélisation technique

Le réseau 25 kV est alimenté par plusieurs génératrices réparties sur les lieux de Kattiniq, Mine 2, Mine 3 et Quakimajurk. Elles sont listées dans le Tableau 2.10.

Tableau 2.10 Caractéristiques des génératrices

Lieux	Génératrices	Puissance nominale (MW)	Cogénération
Kattiniq	6 EMD	6 x 3,6	Oui à 39 %
	MAN	4,3	Non
	3 Caterpillar (dont 2 d'urgence)	3 x 1,825	Non
	2 Caterpillar	2 x 1,135	Non
Mine 2	1 Caterpillar	1,825	Non
Mine 3	4 Caterpillar	4,65	Non
Qakimajurq	3 Caterpillar	3.645	Non

Afin de modéliser l'ensemble des génératrices sur le logiciel Homer, des génératrices équivalentes seront modélisées. Ainsi, on distinguera une génératrice équivalente qui représentera les EMD et une autre génératrice équivalente pour l'ensemble des autres génératrices. Les EMD sont séparées des autres, car la chaleur dégagée par ces génératrices est récupérée à hauteur de 39 % de l'énergie initiale. Ainsi l'énergie récupérée en une heure sous forme de chaleur est la suivante :

$$\text{Energie récupérée sous forme de chaleur} = 0,39 * \text{Energie initiale} \quad (2.8)$$

$$\text{Energie initiale} = \frac{1}{\text{rendement électrique EMD}} * \text{Puissance électrique récupérée} \quad (2.9)$$

$$\text{Energie initiale} = \frac{1}{0,35} * 12 * 1 = 34 \text{ MWh} \quad (2.10)$$

$$\text{Energie récupérée sous forme de chaleur} = 13,4 \text{ MWh} \quad (2.11)$$

Ainsi, la puissance dégagée sous forme de chaleur et récupérée par les génératrices est de 13,4 MW. Le fonctionnement minimum d'une EMD est de 75 %, soit 2,25 MW. Le fonctionnement minimum de la génératrice équivalente aux EMD sera donc de 2,25 MW soit 18,75 %. La plus petite des charges minimums des génératrices Caterpillars est de 1,35 MW. La charge minimale de la génératrice équivalente à l'ensemble des génératrices autre que EMD sera donc de 8 %.

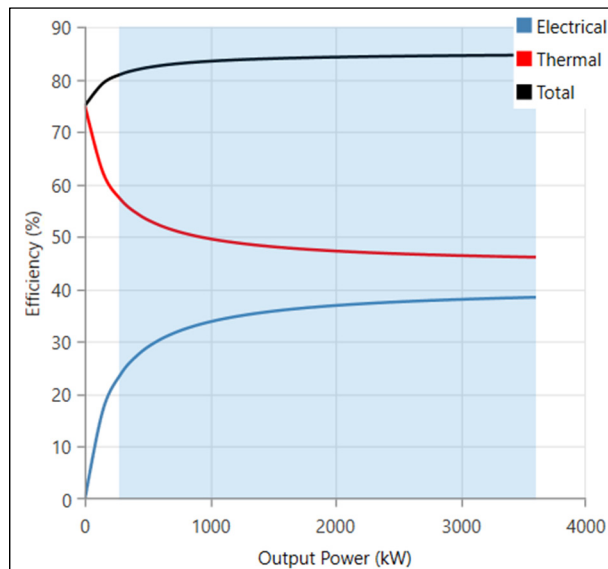


Figure 2.13 Courbe d'efficacité des EMD modélisées sur le logiciel HOMER

Les EMD sont de grandes génératrices qui permettent de produire une grande quantité d'énergie, mais aussi d'assurer la demande en chaleur. Leur rendement électrique est de l'ordre de 35 à 40 %. Cette modélisation a été choisie afin de se rapprocher le plus possible des données réelles de la mine.

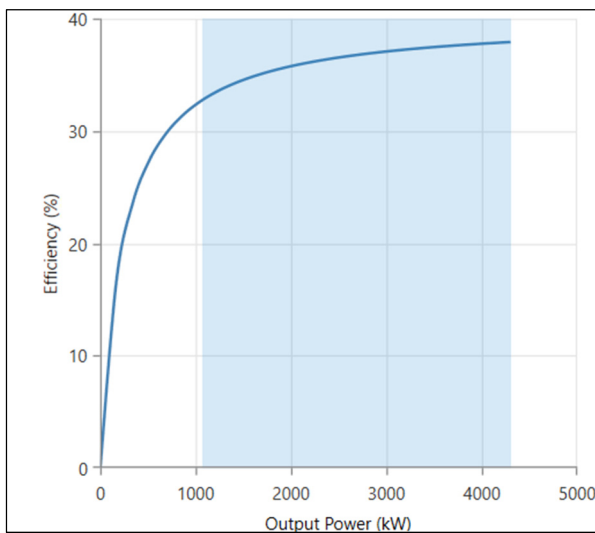


Figure 2.14 courbe d'efficacité de la génératrice MAN modélisée

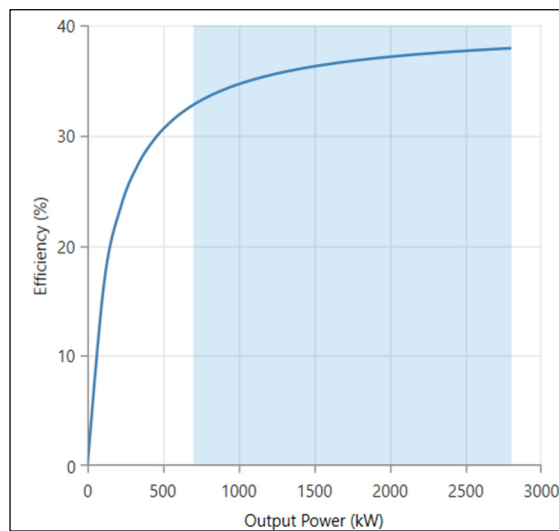


Figure 2.15 courbe d'efficacité des génératrices CAT modélisées

Les génératrices CAT et MAN ont été modélisées avec ces courbes d'efficacité (cf. Figure 2.14 et Figure 2.15). Ces génératrices ne font pas de cogénération, elles fournissent uniquement de l'électricité.

Modélisation économique

Les données économiques des génératrices sont fournies par Mine Raglan. Il est estimé que l'OPEX des EMD est de 10,25 \$/MWh, celui de la MAN de 23,78 \$/MWh et des CAT de 31,48 \$/MWh. Concernant le CAPEX, pour les EMD et la MAN, il est estimé à 2,6 M\$/MW et pour les CAT de 2 M\$/MW, comme présenté dans le Tableau 2.11.

Tableau 2.11 OPEX et CAPEX des génératrices

	OPEX (\$/MWh)	CAPEX (M\$/MW)
EMD	10,25	2,6
MAN	23,78	
CAT	31,48	1,5

En fonction des scénarios, la puissance de la génératrice équivalente aux EMD pourra varier afin de plus ou moins décarboner la mine. Les prix concernant les technologies diesel sont issus de données internes à Mine Raglan et il est considéré que ces prix resteront fixes dans les années à venir. En 2021, les EMD ont produit 98 534 MWh, la MAN a produit 19 823 MWh et les génératrices CAT ont produit 21 627 MWh. En appliquant l'OPEX de chaque génératrice, on trouve des coûts d'opérations et de maintenance de 1 000 000 \$ pour les EMD, 471 000 \$ pour la MAN et 681 000 \$ pour les CAT soit au total, 2 152 000 \$ pour l'année 2021.

Le logiciel Homer utilisé pour les simulations a besoin de données concernant les OPEX de génératrices en coûts d'opération horaires. Pour retrouver le coût d'opération horaire, on prend l'énergie totale produite, qu'on divise par la puissance moyenne de fonctionnement. On

retrouve ainsi le nombre d'heures de fonctionnement et le coût d'opération par heure, indiquée dans le Tableau 2.12.

Tableau 2.12 Caractéristiques des génératrices

	EMD	MAN	CAT
Énergie produite (en MWh)	98 534	19 823	21 627
Puissance moyenne	2 850	3 575	684
Nombre de génératrices	4 en fonctionnement simultané (6 au total)	1	10
Heures de fonctionnement	8 643	5 547	3 161
OPEX par an	1 000 000	471 000	681 000
Coût d'opération par heure par kW par génératrice	115,7	84,91	215,43
Coût d'opération par heure et par génératrices rapporté au kW	10,15	23,75	31,55

D'un point de vue énergétique, ceux sont les EMD qui sont les plus utilisées pour produire de l'électricité et de la chaleur pour la mine. Les coûts d'investissements de ces génératrices sont plus élevés que les autres mais les coûts d'opérations sont plus faibles.

Bilan

Le tableau 2.13 résume les caractéristiques des générateurs utilisés :

Tableau 2.13 Caractéristiques des génératrices modélisées

Modélisation			
Génératrices équivalentes	À l'ensemble des EMD (GEMD)	À la MAN (MAN)	À l'ensemble des Caterpillar (GCAT)
Puissance électrique	21,6 MW	4,3 MW	17,865 MW
Puissance récupérée sous forme de chaleur	13,4 MW	/	/
Charge minimum	18,75 %	25 %	25 %
Durée de vie	10 ans		
CAPEX	2,6 M\$/MW		1,5 M\$/MW
OPEX	10,25 \$ CAD/MWh	23,78 \$ CAD/MWh	31,48 \$ CAD/MWh
Prix du diesel	0,885 \$ CAD/L		

2.4.2 Les éoliennes

Modélisation technique

Le modèle d'éolienne E84 E4

Pour la suite de l'étude, le modèle d'éolienne E84 E4 sera retenu. Il aurait pu être intéressant d'installer des éoliennes de plus grandes tailles, mais cela impliquerait des recherches supplémentaires sur la faisabilité du projet. En effet, implanter des éoliennes dans les conditions de Mine Raglan est à la fois un défi logistique et technique. Aujourd'hui avec les données récoltées, on sait que ces éoliennes fonctionnent et permettent de produire de l'électricité dans de bonnes conditions.

Les paramètres techniques

Les éoliennes installées à mine Raglan sont les modèles E-82 E4 de l'entreprise ENERCON. Elles ont une puissance de 3 MW, le diamètre du rotor est de 82 mètres et elles culminent à une hauteur de 84 mètres. Leur courbe caractéristique de production d'énergie annuelle en fonction du vent est présentée dans la Figure 2.16.

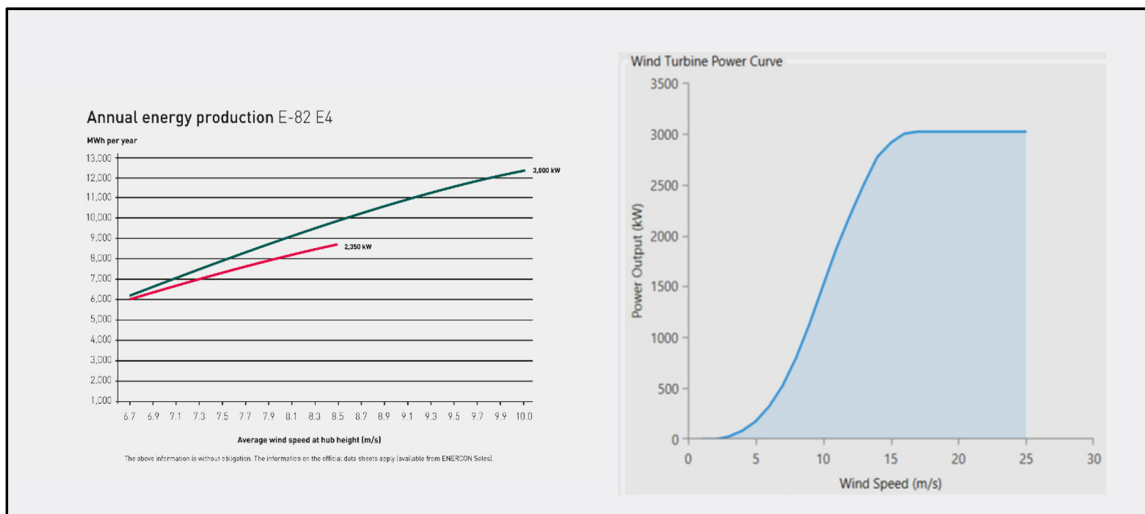


Figure 2.16 Courbes caractéristiques de production d'énergie annuelle
Tirée de ENERCON (2022)

D'après le potentiel éolien étudié précédemment et la vitesse moyenne du vent à l'année, une éolienne devrait produire environ 11 000 MWh d'énergie par an.

Ce modèle sera gardé pour la modélisation, étant donné que les deux éoliennes installées fonctionnent correctement et ont déjà toutes leurs performances que ce soit pour produire de l'électricité, résister au froid ou la capacité de les implanter dans cette région hostile. Les caractéristiques de ces éoliennes sont présentées dans le Tableau 2.14.

Tableau 2.14 Caractéristiques de l'éolienne ENRCON E-82 E4

Éolienne ENRCON E-82 E4	
Puissance électrique	3 MW
Durée de vie	20 ans

La puissance électrique de ce modèle d'éolienne est de 3MW et la durée de vie est estimée à 20 ans.

Analyse des données

Les données de production de l'année 2021 sont présentées dans la Figure 2.17.

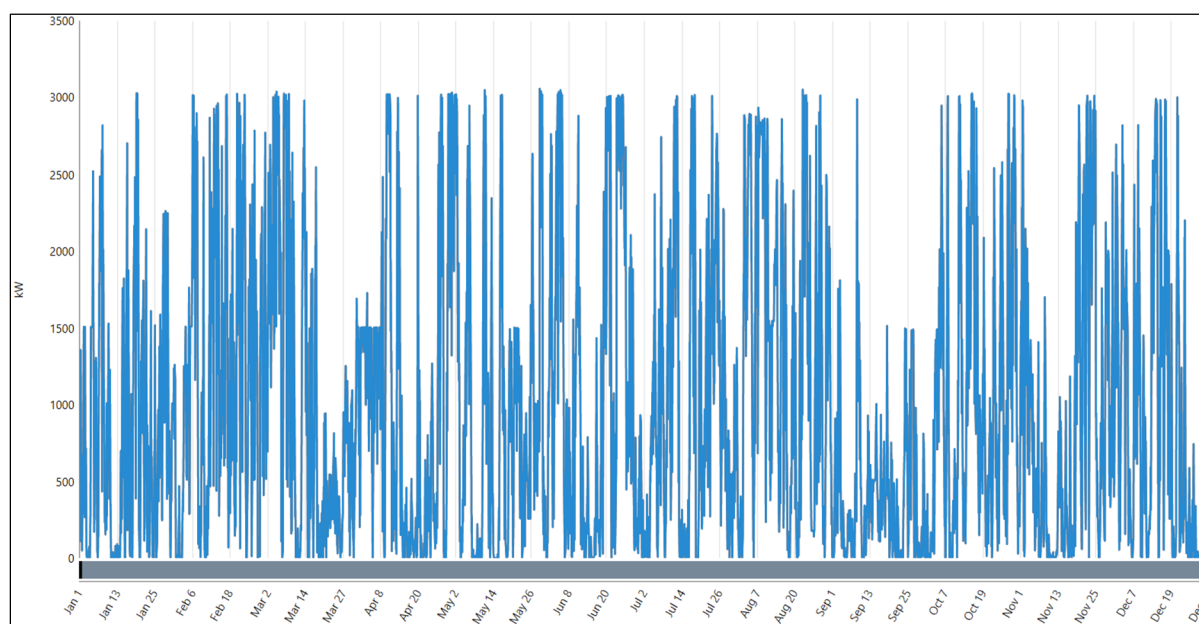


Figure 2.17 Production électrique des éoliennes sur l'année 2021

D'après le rapport 2021 ; les kWh théoriques de vent pour 2021 sont 19 921 648 kWh. En réalité, le vent consommé par les éoliennes représente 17 017 252 kWh. Cette différence s'explique avec les périodes de maintenance et d'arrêt. En 2021, les éoliennes ont été en opération 85,4 % du temps.

La Figure 2.18 illustre la répartition de la puissance produite par les éoliennes sur une année.

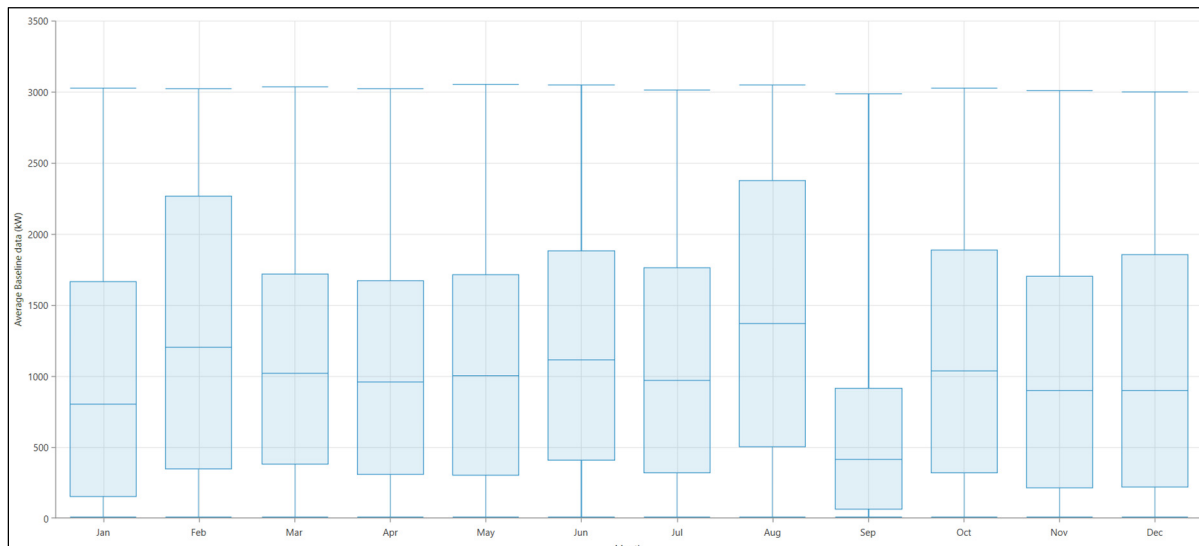


Figure 2.18 Répartition mensuelle de la puissance d'une éolienne pour la Mine

On observe que la production électrique issue des éoliennes est plus ou moins constante lorsqu'on fait une moyenne par mois. Cependant, le mois de septembre 2021 a été celui où l'énergie éolienne a été la plus faible. Les périodes sans vent vont nécessiter un système de stockage de plus grandes dimensions.

Modélisation économique

Pour modéliser économiquement les éoliennes, il est nécessaire de déterminer plusieurs paramètres :

LE CAPEX

Le rapport « 2017 cost of wind energy review » du NERL (Tyler Stehly, 2018) explicite la répartition des coûts pour un projet éolien. À partir de ces coûts et ces hypothèses, le coût pour installer des éoliennes à Raglan est estimé, et présenté dans le Tableau 2.15.

Tableau 2.15 Analyse des coûts d'une éolienne

	Étude NERL 2017	
	En \$US/kW	En \$ CAD/kW
Les coûts directs	1363	1771
Le rotor	317	412
La nacelle	539	700
La tour	237	308
Infrastructure électrique	160	208
Les fondations	65	85
Assemblage et installation	45	58,5
Les coûts indirects	242	314
Accès au site	48	62
Gestion de l'ingénierie	20	26
Frais financiers	157	204
Coûts de développement	17	22
Total	1605	2085

Le taux de change moyen de 2018 a été appliqué pour la conversion des devises soit ; 1US \$ est égal à 1,30 \$ CAD.

Pour appliquer ces coûts à Mine Raglan, l'ensemble des contraintes supplémentaires, notamment le contexte nordique de Raglan doit être pris en compte (installation plus chère...). Ainsi les coûts pour les fondations, l'assemblage et l'installation, l'accès au site et les coûts de développement seront augmentés par deux. Les coûts concernant le matériel de l'éolienne resteront inchangés tandis que les coûts de l'infrastructure électrique et de la gestion de l'ingénierie seront divisés par deux étant donné que l'implantation d'éoliennes sera répétée. On obtient donc le Tableau 2.16.

Tableau 2.16 Analyse des coûts d'une éolienne à Mine Raglan

	Étude NERL 2017		À Raglan		
	En \$ CAD/kW	Pourcentage	Facteur multiplicateur	En \$ CAD/kW	Pourcentage
Les coûts directs	1771	84,9 %	1,028	1821	82,1 %
Le rotor	412	19,8 %	1	415	18,7 %
La nacelle	700	33,6 %	1	705	31,8 %
La tour	308	14,8 %	1	310	14,0 %
Infrastructure électrique	208	10,0 %	0.5	104 (/2)	4,7 %
Les fondations	85	4,1 %	2	170 (x2)	7,7 %
Assemblage et installation	58,5	2,8 %	2	117 (x2)	5,3 %
Les coûts indirects	314	15,1 %	1,26	398	17,9 %
Accès au site	62	3,0 %	2	124 (x2)	5,6 %
Gestion de l'ingénierie	26	1,2 %	1	26	1,2 %
Frais financiers	204	9,8 %	1	204	9,2 %
Coûts de développement	22	1,1 %	2	44 (x2)	2,0 %
Total	2085	84,9 %	1,064	2219	1

Les éoliennes E82 E4 étant de 3 MW, on obtient un CAPEX par éolienne de 6,65 M\$ CAD.

Projection du CAPEX

Le CAPEX des éoliennes pourrait baisser de près de 40 % d'ici 2050 (Sens et al., 2022). Il dresse la Figure 2.19.

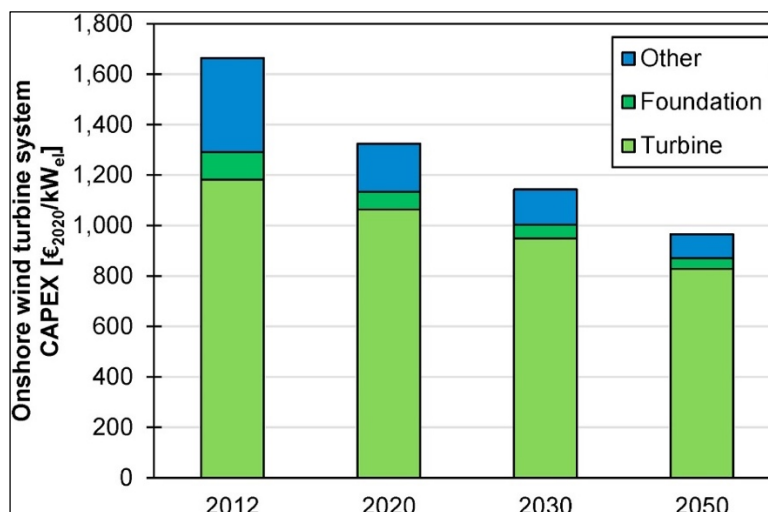


Figure 2.19 Projection du CAPEX des éoliennes en 2050

Ce graphique permet de connaître les diminutions du coût du CAPEX des éoliennes et de l'appliquer directement au coût de l'éolienne trouvé précédemment à Raglan. Cela permet de tracer la courbe présentée dans la Figure 2.20.

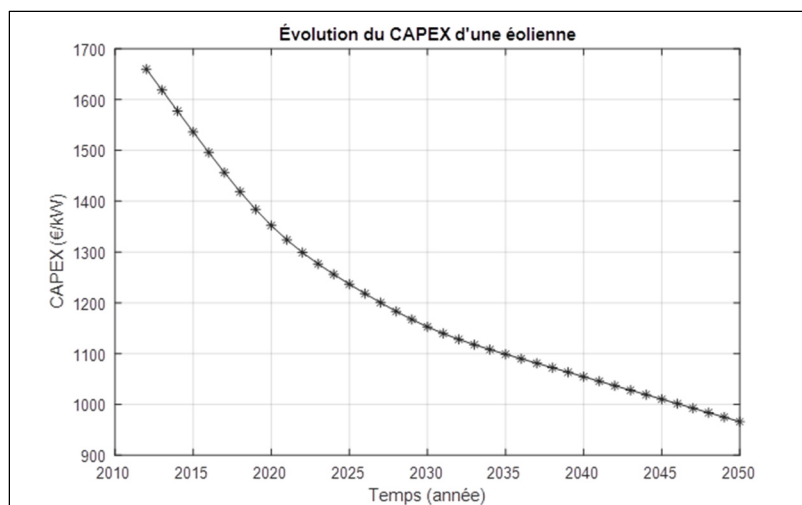


Figure 2.20 Évolution du CAPEX d'une éolienne (projection)

En appliquant les mêmes variations du CAPEX au coût de l'éolienne déterminé précédemment on obtient la projection du coût d'une éolienne à Raglan. En analysant les données et à l'aide d'une régression linéaire, on se rend compte d'une réduction du CAPEX des éoliennes de 23 % entre 2018 et 2023. Le CAPEX en 2023 d'une éolienne E82 E4 peut donc être estimé à 5,25 M\$ CAD. En gardant les pourcentages précédents, on peut considérer la répartition des coûts d'une éolienne de la façon suivante à Raglan, indiquée dans le Tableau 2.17.

Tableau 2.17 Répartition des coûts du CAPEX pour une éolienne à Raglan

	En M\$ CAD	Pourcentage
Les coûts directs	4,31	82,1 %
Le rotor	0,98	18,7 %
La nacelle	1,67	31,8 %
La tour	0,73	14,0 %
Infrastructure électrique	0,25	4,7 %
Les fondations	0,40	7,7 %
Assemblage et installation	0,28	5,3 %
Les coûts indirects	0,94	17,9 %
Accès au site	0,29	5,6 %
Gestion de l'ingénierie	0,06	1,2 %
Frais financiers	0,48	9,2 %
Coûts de développement	0,10	2,0 %
Total	5,25	1

Si les durées de vie des éoliennes sont bien de 20 ans, le coût de remplacement reviendra à 3,15 M\$ CAD.

L'OPEX

Les couts analysés ici proviennent de l'étude du NERL (National Renewable ENergy Laboratory., s. d.). Les coûts étaient donnés en US \$ et ont été convertis avec la valeur moyenne de 1,30 en 2018. Le Tableau 2.18 présente l'étude du coût de l'OPEX.

Tableau 2.18 Répartition des coûts de l'OPEX d'une éolienne

	Étude NERL 2017		À Raglan		
	En \$ CAD/kW	Pourcentage	Facteur multiplicateur	En \$ CAD/kW	Pourcentage
Turbine	18,6	43,8 %	2	37,2	65,3 %
Taxe de propriété	6,5	15,3 %	0	0	0,0 %
Location du terrain	5,5	12,9 %	0	0	0,0 %
Management	3,4	8,0 %	2	6,8	11,9 %
Assurances	3,4	8,0 %	2	6,8	11,9 %
Opérations et Maintenance de l'équipement	2,6	6,1 %	2	5,2	9,1 %
Contrat de sécurité	0,9	2,1 %	0	0	0,0 %
Achat d'électricité	0,7	1,6 %	0	0	0,0 %
O&M du réseau	0,52	1,2 %	1	0,5	0,9 %
Contingences	0,52	1,2 %	1	0,5	0,9 %
Total	42,51	100,0 %	X	57	100,0 %

Après avoir appliqué les facteurs multiplicateurs liés au site de Raglan, l'OPEX pour une éolienne revient à 57 \$/kW/an en 2017. Afin de déterminer les coûts pour les années à venir,

une projection de l'OPEX sera étudiée puis appliquée à l'OPEX des éoliennes de Mine Raglan. Pour des éoliennes de 3 MW, cela revient à 171 000 \$ par éolienne.

Projection de l'OPEX

Les coûts d'opérations et de maintenance pour les éoliennes s'élèvent à 40 \$/kW/an soit 50 \$ CAD/kW/an. Ces coûts diminuent avec le temps. (Wiser et al., 2019) Cette diminution est modélisée sur la Figure 2.21.

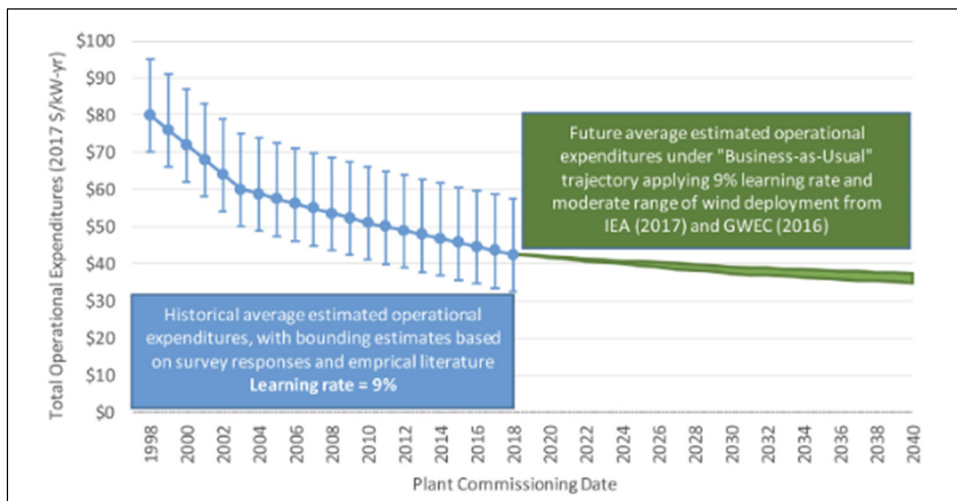


Figure 2.21 Coûts d'opération et de maintenance depuis 1998 et projection jusqu'en 2040

2.4.3 L'électrolyseur

Modélisation technique

Justification du choix du procédé d'électrolyse

L'objectif de ce projet est de décarboner Mine Raglan, le procédé qui va donc être retenu pour produire de l'hydrogène est un procédé qui n'émettra pas de GES et qui pourra utiliser comme source d'énergie, l'électricité qui sera produite depuis le parc d'éoliennes. Ainsi le procédé retenu sera le procédé d'électrolyse.

Justification du choix de la technologie

Dans le cadre de ce projet, l'hydrogène sera produit à partir du surplus d'électricité produit par le parc d'éoliennes. L'énergie issue des éoliennes est intermittente et fluctuante. D'après la revue de littérature réalisée dans le chapitre 1, la technologie la plus adaptée pour produire de l'hydrogène dans ces conditions est donc l'électrolyse PEM.

Choix des paramètres pour la modélisation

La technologie d'électrolyseur PEM sera retenue pour sa flexibilité qui lui permet de s'associer aux énergies renouvelables. De plus, pour répondre encore plus rapidement, l'électrolyseur pourra être maintenu en température grâce à la boucle de chaleur de la mine et ainsi démarrer très rapidement. Pour cette étude, on fera donc l'hypothèse que l'électrolyseur est capable de capter le surplus d'énergie dès que possible. Concernant les coûts, la courbe de l'IRENA explicitée dans la revue de littérature sera utilisée pour déterminer le prix du kW installé en fonction du volume total. On obtient alors le Tableau 2.19, permettant de récapituler les paramètres de l'électrolyseur.

Tableau 2.19 Récapitulatif des paramètres de l'électrolyseur d'après Taibi (2020)

Technologie	PEM (Protons Membrane Exchange)
Rendement	70 %
Température d'opération	50-80 °C
Démarrage à froid	Instantané
Pureté d'H ₂	Supérieur à 99,9 %
Charge minimum de fonctionnement	0 %
Durée de vie	10 ans

De plus, dans l'étude, l'hypothèse suivante sera faite : l'électrolyseur est capable de capter le surplus d'énergie dès que c'est possible, car l'électrolyseur sera maintenu en température.

Modélisation économique

Le CAPEX

Les coûts de l'électrolyseur vont être influencés par plusieurs facteurs :

- la technologie utilisée,
- l'année d'installation,
- le volume de puissance installée.

Dans notre étude, un électrolyseur PEM sera utilisé, car c'est le plus adapté à l'intermittence des énergies renouvelables. Les technologies d'hydrogène sont en pleines effervescences, il est complexe de prédire les coûts. La Figure 2.22 présente les données fournies par l'IRENA dans son rapport « *cost reduction for electrolisis* » (International Renewable Energy Agency, 2021), les coûts au kW dépendent fortement de la taille du module.

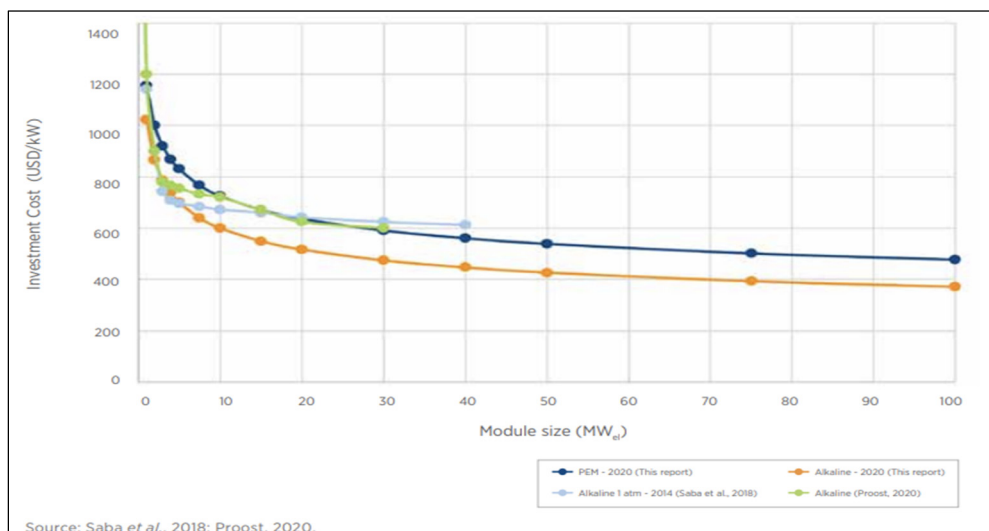


Figure 2.22 Coût d'un électrolyseur en fonction de la taille de la technologie

Le graphique précédent, montre que le coût d'investissement au kW peut réduire drastiquement en fonction de la puissance à installer. En fonction du dimensionnement, dans les différents scénarios, le prix d'investissement des électrolyseurs sera établi à l'aide de ce graphique qui est encore récent.

Au cours du temps, une réduction des prix est prévue dans l'étude, mais la demande croissante des matériaux critiques fait que la baisse des prix n'est pas aussi forte qu'attendu. D'après le rapport de l'IRENA « *Green Hydrogen breakthrough* » (International Renewable Energy Agency, 2021), le coût de réduction de l'électrolyseur entre 2030 et 2050 est indiqué sur la Figure 2.23.

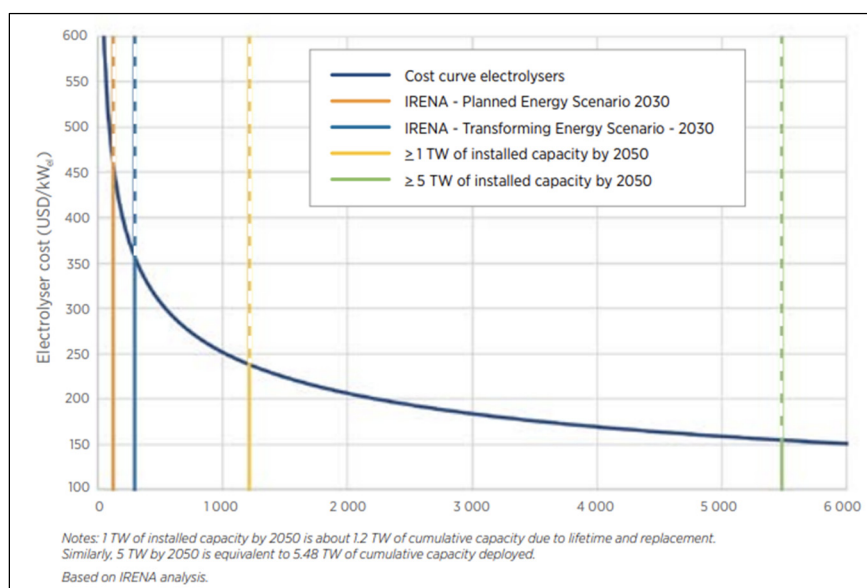


Figure 2.23 Coûts de réduction de l'électrolyseur entre 2030 et 2050

D'après l'IRENA, on constate donc une décroissance des prix, puisqu'en 2030 on estime le prix d'un KW d'électrolyseur entre 450 et 350 \$/kW. En reprenant le scénario « Planning Energy Scenario 2030 ». On peut donc tracer la Figure 2.24.

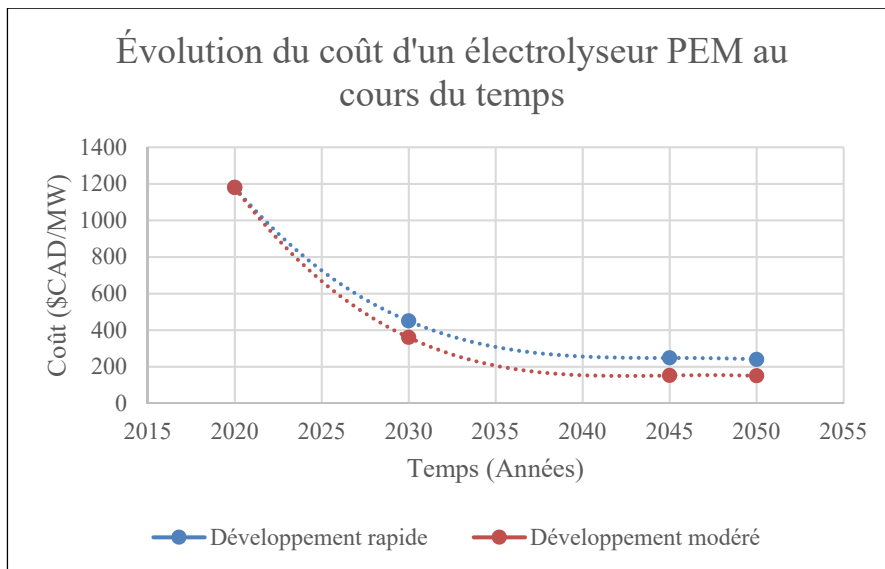


Figure 2.24 Évolutions du prix d'un électrolyseur jusqu'en 2050

Pour un remplacement en 2033, on estime donc la réduction des coûts des électrolyseurs de 60 %.

L'OPEX

La littérature s'accorde pour estimer l'OPEX d'un électrolyseur à environ 2 % du CAPEX :

- IRENA: hydrogen from renewable power 2%,
- IEA G20 Hydrogen report : Assumptions 1,5%,
- Assessment of Hydrogen Production Costs from Electrolysis: United States and Europe (2%).

Pour cette étude, on retiendra que le prix des opérations et maintenances pour l'électrolyseur est de 3 % le coût de son CAPEX. On retient un pourcentage plus élevé étant donné que les conditions de Raglan font que les prix y sont plus élevés.

Remarque :

Le montant de L'OPEX pour les électrolyseurs va baisser au cours des années. Ici, comme il est fixé à partir d'un pourcentage, on considère que le coût de l'OPEX de l'électrolyseur va baisser avec le coût du CAPEX.

2.4.4 Le système de stockage

Justification de la méthode de stockage

Afin d'optimiser le rapport entre la densité de l'hydrogène et les pertes énergétiques associées pour la compression, on utilisera un stockage haute pression de 700 bars. Un stockage à pression atmosphérique demanderait un volume trop important de stockage. Un stockage sous forme liquide demanderait un supplément d'énergie non négligeable et des mesures de sécurité plus contraignantes.

Choix des paramètres pour la modélisation

La littérature n'est pas exhaustive concernant les coûts de stockage de l'hydrogène. Afin de déterminer les paramètres, le rapport « *the future of hydrogen* » de l'AIE indique des coûts de stockage de l'hydrogène (Agence Internationale de l'Énergie, 2019). Il y a la catégorie « grande échelle et long terme », mais celle-ci considère que le stockage est effectué sous terre dans des cavernes de sel. Il y a une catégorie transport traitant de réservoir d'hydrogène pour voiture, camion et navire.

Les navires nécessitant de grands réservoirs, ces coûts seront utilisés, ils sont estimés entre 9 et 18 US \$/kWh. Comme 33 kWh d'énergie est compris dans 1 kg d'hydrogène on obtient le coût de stockage d'hydrogène compris entre 297 US \$/kg et 594 US \$/kWh. En appliquant le taux de change de 1 US \$ égal à 1,2 \$ CAD, on obtient un coût compris entre 382 \$ CAD/kWh et 764 \$ CAD/kWh. Le coût d'investissement détaillé est présenté dans le Tableau 2.20.

Tableau 2.20 Coût d'investissement du stockage haute pression (700 bars)

Technologie de stockage	Haute pression (700 bars)
Densité kg/m ³	42 kg/m ³
Durée de vie en années d'opération	25
Coût d'investissement \$/kg	382 – 764 \$/kg
Coût d'opération	3 \$/kg

Remarques :

- Peu de données précises sont disponibles quant au coût du stockage d'hydrogène sous haute pression. Dans le cas du projet de Raglan, les coûts au kilogramme d'H₂ stocké devraient être dans la moyenne puisque le grand volume compensera l'augmentation des coûts engendrés par la localisation de Raglan;
- Une étude de sensibilité sera réalisée sur le coût de stockage afin de voir si ce paramètre influe grandement ou non sur le projet final;
- Pour des questions de sécurité, lors de l'installation d'un tel système, il sera nécessaire de porter une attention particulière à la technologie de stockage et à sa résistance afin d'éviter tout risque de fuites et de tester sa résistance à de possibles chocs.

2.4.5 La pile à combustible

Justification de la technologie de la pile à combustible

Dans nos scénarios, deux technologies seront utilisées et confrontées. La technologie PEM pour la production d'électricité stationnaire et comme moyen de propulsion pour les camions miniers, ainsi que la pile à combustible solide SOFC. La pile SOFC a un temps de démarrage à froid très long, mais laisser la pile à haute température permettrait de la faire démarrer plus rapidement. Dans cette étude le temps de démarrage sera fixé à une heure. Ce temps de démarrage sera compensé par une pile à combustible PEM ou une batterie en fonction des scénarios.

Choix des paramètres techniques pour la modélisation

Pour réaliser les simulations, les piles à combustible seront modélisées de la façon suivante, indiquées dans le Tableau 2.21.

Tableau 2.21 Choix des paramètres technique des technologies

Technologie	PEMFC	SOFC
Rendement	60	65
Température d'opération	100 °C	650 °C
Cogénération	Non	Oui
Démarrage à froid	Rapide	Jusqu'à 8h
Carburant	H2	H2, méthanol, propane...
Temps de démarrage fixé	Instantané	1h
Durée de vie (en heures)	100 000	80 000

Remarques :

- Afin d'avoir un temps de réponse rapide, les piles à combustible seront maintenues à température. La pile PEM a un temps de réponse très rapide, on considèrera qu'elle produit de l'énergie instantanément. La pile SOFC, elle, a un temps de réponse plus long. Pour la pile SOFC, dans la réalité, le temps de démarrage peut être compensé par des batteries. Ici, on considèrera que la pile SOFC a un démarrage immédiat.
- Une pile à combustible produit du courant continu, la pile se trouvera donc sur le bus d'alimentation CC. La Figure 2.25 présente la courbe d'efficacité de la PEM, paramètre important pour le choix de la pile à combustible utilisée pour les modélisations.

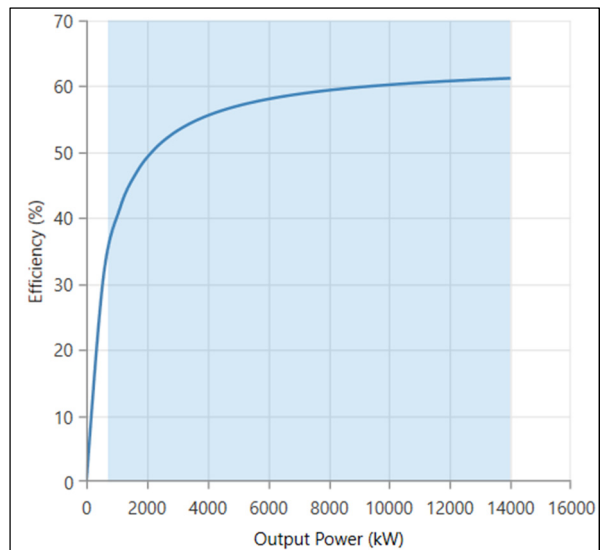


Figure 2.25 courbe d'efficacité de la pile à combustible PEM

Choix des paramètres économiques

Le CAPEX

Peu de données sont disponibles concernant les piles à combustible. La courbe de réduction des coûts en volume des électrolyseurs sera appliquée. Pour la réduction des coûts dans le temps, la même courbe que celle utilisée pour les électrolyseurs sera utilisée. On trouve donc les coûts en fonction du temps et du volume indiqués sur la Figure 2.26.

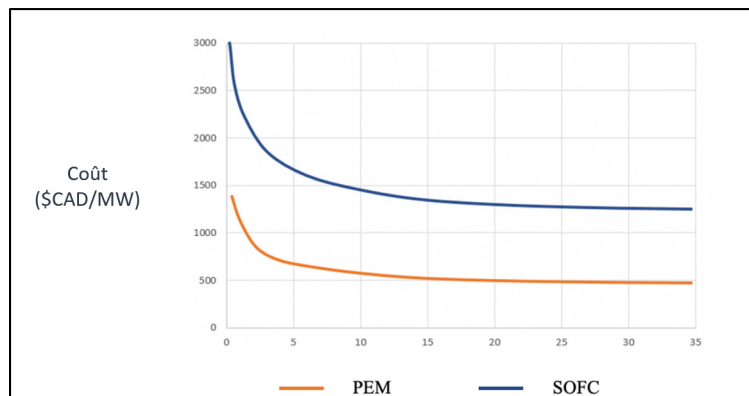


Figure 2.26 Projections du CAPEX pour les piles à combustible

Cette courbe a été réalisée sur une hypothèse, celle d'appliquer une réduction des coûts équivalente aux piles à combustible identique à celle qui s'applique aux électrolyseurs. Une étude de sensibilité sera donc réalisée sur le CAPEX des piles à combustible.

Projection du CAPEX

Peu de données sont disponibles à cause de la complexité de prédiction des coûts des piles à combustible. Dans notre simulation, la courbe de réduction des coûts des électrolyseurs sera appliquée aux piles à combustible. D'après le rapport de l'IRENA (International Renewable Energy Agency, 2021), les coûts pour les électrolyseurs en 2050 sont prévus inférieurs à 400 \$/kW pour des PEM, et inférieurs à 500 \$/kW pour la technologie oxyde solide. En appliquant les pourcentages de réductions aux piles à combustible, on trouve la Figure 2.27.

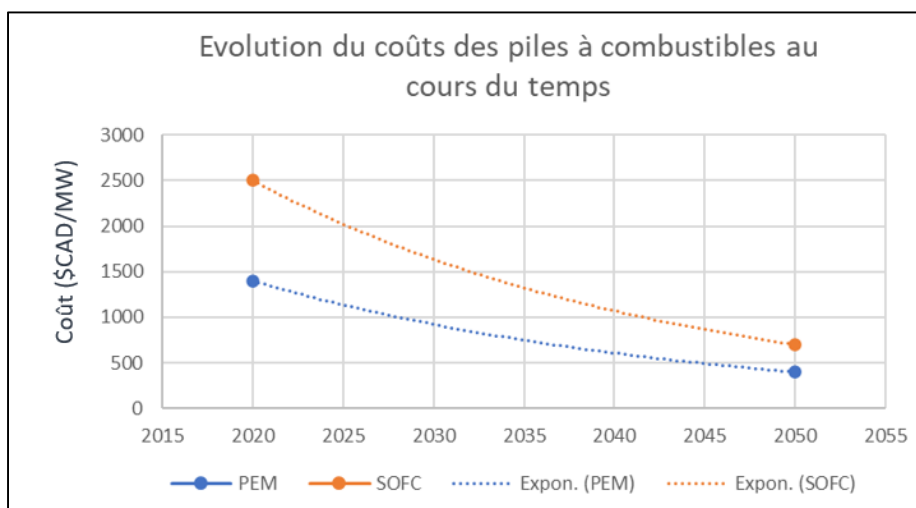


Figure 2.27 Courbe de réduction des coûts adaptée aux piles à combustible

Ainsi, si les piles à combustible sont remplacées en 2033, elles coûteront environ 40 % moins cher. Les piles à combustible PEM devraient rester les moins chères.

Analyse de l'OPEX

Peu de données sont disponibles concernant l'OPEX des différentes piles à combustible. Les électrolyseurs et les piles à combustible étant des technologies relativement similaires, on considère que l'OPEX des piles à combustible sera fixé à 4 %. Dans la réalité, les coûts d'opérations et de maintenance pour la technologie SOFC seront plus élevés, mais le manque de données sur cette technologie en voie d'être commercialisée fait que les coûts d'opérations et de maintenances de la PEM seront appliqués à la SOFC.

Remarque :

Pour pallier cette incertitude, une étude de sensibilité sera réalisée sur ce paramètre.

2.4.6 Les systèmes secondaires

Le convertisseur

Le réseau 25 kV est déjà équipé d'un ensemble d'appareils électriques (transformateurs, transport d'électricité...) permettant le bon fonctionnement du réseau. Cependant, avec l'arrivée de technologie hydrogène fonctionnant à courant continu, il est nécessaire d'introduire dans le réseau des convertisseurs, afin de convertir le courant électrique continu en courant alternatif ou inversement. Pour nos modélisations, le convertisseur utilisé sera le modèle Leonics MTP-413F 25 kW présents dans le catalogue HOMER. Les paramètres de ce convertisseur sont indiqués dans le Tableau 2.22.

Tableau 2.22 Paramètres du convertisseur Leonics MTP-413F 25 kW

CAPEX	600 \$/kW
OPEX	5 \$/an/kW
Durée de vie	15 ans
Rendement	0,98

La fonction Homer « optimiser » sera utilisée afin que le logiciel optimise la capacité du convertisseur automatiquement dans les différents scénarios. Le CAPEX des convertisseurs n'est pas pris en compte, ils ne sont pas un coût de surplus par rapport aux installations existantes puisqu'ils sont déjà installés.

Le compresseur

Cette technologie n'est pas étudiée, on considère que son rendement ainsi que son prix sont compris dans celui de l'électrolyseur.

Le volant d'inertie

Le volant d'inertie présent à Mine Raglan sera modélisé, il permettra de répondre aux transitions rapides d'énergie produite depuis les éoliennes. Le modèle utilisé à Mine Raglan est un volant d'inertie KTSI GTR-200 de 200 kW et de 1,5 kWh de stockage (Tugliq, 2016). Il sera modélisé pour aider le réseau à se stabiliser dans les phases dynamiques, mais son coût ne sera pas pris en compte puisque celui-ci est négligeable et qu'il est déjà installé.

La batterie

Comme le volant d'inertie, une batterie est utilisée à Raglan pour les transitions en cas de secours. C'est une batterie lithium-ion SuperPolymer 2.0 du fabricant Electrovaya, de 200 kW et de 250 kWh de stockage. Elle sera modélisée pour aider le réseau à se stabiliser et dans les phases dynamiques, mais son coût ne sera pas pris en compte puisque celui-ci est négligeable et qu'il est déjà installé.

Le système à hydrogène

Un système à hydrogène a aussi été installé à Raglan, mais les réservoirs ont gelé très rapidement, ne permettant plus au système d'être opérationnel. Le système permettait de produire de l'hydrogène pouvant stocker 1 MWh d'énergie et délivrer une puissance de 200 kW grâce à une pile à combustible HyPM-XR à membrane échangeuse de protons,

Les chaudières diesel

Dans la réalité, la mine possède des chaudières de secours. Le faible pourcentage d'utilisation fait que ces chaudières ne seront pas considérées dans cette étude.

2.5 Modélisation des paramètres économiques

2.5.1 Le diesel

Fonctionnement de l'approvisionnement de Mine Raglan en diesel

Le prix du diesel à Raglan est compétitif. En effet, Glencore négocie directement un achat de grandes quantités de diesel, que le groupe revend ensuite. Ainsi, Mine Raglan signe des contrats de 6 mois à un an. Le dernier signé, lui permet d'acheter son diesel à 0,885 \$/L. Ce contrat devra donc être renouvelé dans 6 mois, mais le prix du diesel va devoir être renégocié.

Projection du cout du diesel

Il est nécessaire de regarder plus en détail les prévisions des coûts du pétrole. D'après l'Administration de l'Information de l'Énergie américaine, les niveaux actuels des stocks de pétrole sont bas, ce qui amplifie le potentiel de volatilité des prix. L'Administration de l'Information de l'Énergie américaine a élaboré plusieurs scénarios d'évolution du prix du diesel. Au vu de la variation importante des prix (cf. Figure 2.28), et de la grande consommation de Mine Raglan, le diesel est une variable critique de l'étude. Plusieurs scénarios sont donc étudiés afin de pouvoir analyser l'ensemble des possibilités.

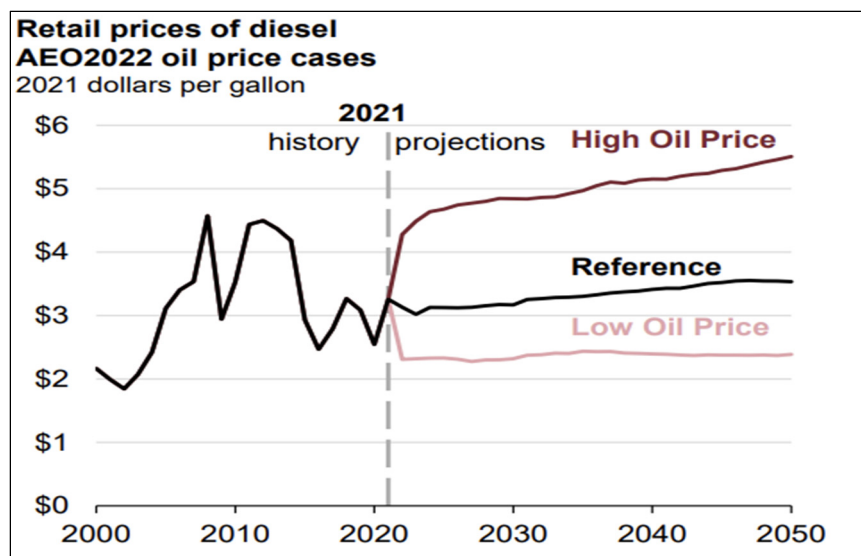


Figure 2.28 Évolutions du prix du diesel
 Tirée de Energy Information Administration (2022)

La Figure 2.28 réalisée en 2021 ne prend pas en compte les récents évènements de 2022. Depuis février 2022, la guerre opposant la Russie et l'Ukraine a poussé les pays occidentaux à prendre des mesures économiques fortes contre la Russie, provoquant ainsi la montée des prix de l'énergie. Le prix du gallon de diesel est autour de 5,6 \$/Gallon en juillet 2022. Un prix plus haut que celui projeté dans le scénario « *high oil price* ». Cela montre que prédire le prix du diesel qui est très volatile donne un résultat très incertain.

Le prix du diesel à l'avenir est certainement un des paramètres critiques de notre étude. En effet, comme la mine en consomme beaucoup, le prix des opérations peut en être lourdement impacté. Ainsi trois scénarios seront envisagés pour l'évolution du prix du diesel :

- le premier suivra le prix de « *low price* »;
- le deuxième suivra le prix de référence;
- le troisième scénario suivra le prix de « *high oil price* ».

Le prix du diesel entre 2023 et 2037 suit cette projection, indiquée dans le Tableau 2.23.

Tableau 2.23 Prix du diesel entre 2023 et 2037

Entre 2023 et 2037	Borne inférieure	Borne supérieure
Prix moyen au litre	0,651 \$ CAD/L	1,368 \$ CAD/L
Nombre de litre de diesel en moyenne par an	37 millions	37,5 millions
Budget du diesel total	361 millions de \$CAD	769 millions de \$CAD

2.5.2 La taxe carbone

La taxe carbone est un mécanisme économique dont l’objectif est de permettre aux différents pays d’atteindre leurs objectifs nationaux de réduction de GES. Elle permet de rendre visibles les impacts environnementaux et ainsi, inciter à la réduction. La taxe carbone peut soit fonctionner comme une taxe à payer à un tarif fixe, soit fonctionner sur un système d’échange et de plafonnement qui fixent la limite de la quantité d’émission permise. (Martin Pineau 2021). Il existe plusieurs programmes et Mine Raglan est concernée par la *Western Climate Initiative* (WCI) qui lie le Québec et la Californie à un marché commun du carbone. Dans ce système d’échange, les plafonds d’émissions baissent d’année en année pour veiller à la réduction des émissions. La taxe carbone va évoluer dans les prochaines années. La Figure 2.29 illustre cette évolution et la projection faite jusqu’en 2032.

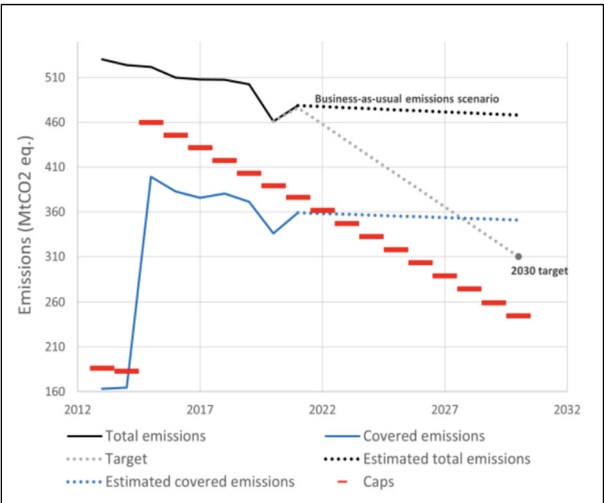


Figure 2.29 Évolution de la taxe carbone

Cependant, ce système est critiqué puisqu'il ne répond pas à l'objectif de sa création : réduire les émissions de carbone. Dans notre étude, comme ce marché est complexe à modéliser, et qu'il n'existe pas de projection de coûts de la taxe carbone pour le Québec, on utilisera les prévisions du gouvernement canadien qui stipule le texte suivant dans la loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre. Voici un extrait du rapport annuel au parlement pour 2020 : « *En décembre 2020, le gouvernement du Canada a présenté un plan climatique renforcé, un environnement sain et une économie saine, qui s'appuie sur le Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques de 2016. Ce plan a confirmé que le gouvernement fédéral continuera de fixer un prix pour la pollution par le carbone, qui augmentera jusqu'en 2030. Ce plan proposait d'accroître le prix du carbone de 15 \$ par année à partir de 2023 jusqu'à ce qu'il atteigne 170 \$ par tonne de CO₂ en 2030* ».

En suivant les informations du rapport, l'évolution du prix de la taxe carbone devrait est celui indiqué dans le Tableau 2.24.

Tableau 2.24 Évolution du prix de la taxe carbone

	2023	2024	2025	2030	2035	2040
Prix tonne carbone	65	80	95	170	245	320

En suivant ce scénario, la taxe carbone pourrait représenter 253 millions de dollars sur les quinze prochaines années (soit jusqu'en 2037) si Mine Raglan ne change pas son système énergétique.

Cependant, les prix sont jugés insuffisants pour permettre un réel changement. Il est possible que ces prix soient revus pour augmenter drastiquement la taxe carbone. On peut alors établir un deuxième scénario qui permettra de fixer une estimation haute de la taxe carbone dans les prochaines années, présenté dans le Tableau 2.25.

Tableau 2.25 Estimations hautes de l'évolution de la taxe carbone

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Prix tonne carbone	65	90	115	140	165	190	215	240

Ce scénario envisage une augmentation de la taxe carbone de 25 \$CAD par an. Si une telle augmentation devait avoir lieu, alors elle serait loin d'être négligeable puisque cela représenterait plus de 28M \$.

2.5.3 L'inflation

Afin de rendre encore plus pertinente notre étude, un taux d'inflation sera fixé. Jusqu'en 2021, l'inflation au Québec a toujours été comprise entre -0,5 % et 3 %. L'inflation étant compliquée à prévoir d'autant plus dans une période comme aujourd'hui où le taux d'inflation atteint plus de 8 % en fonction des régions. Pour l'étude, le taux d'inflation sera fixé à 2,5 %, celui-ci étant considéré comme optimal. La Figure 2.30 présente le taux de croissance des prix à la consommation (c'est-à-dire le taux d'inflation) entre 2017 et 2022, pour le Canada et le Québec.

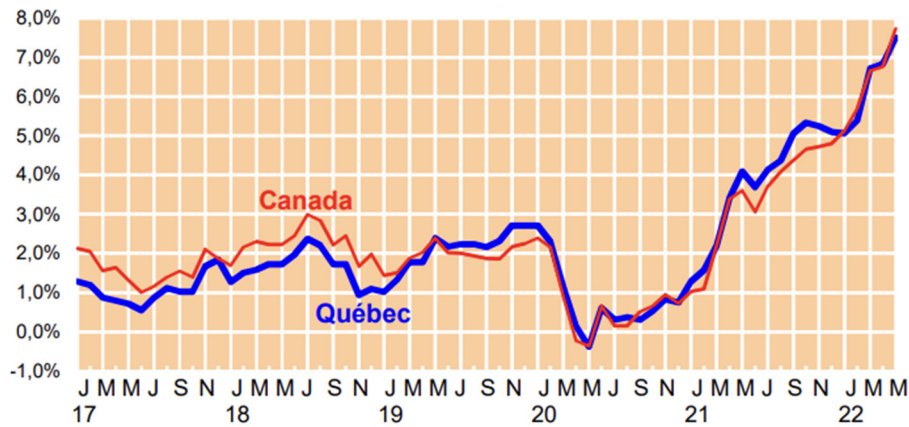


Figure 2.30 Indice mensuel du taux d'inflation
Tirée de l'Institut de la statistique du Québec (2022)

2.5.4 Le taux d'emprunt

Pour la réalisation, le taux d'emprunt est fixé à 0. On considère que Glencore utilisera ses fonds propres pour mettre en œuvre la décarbonation de Mine Raglan.

2.5.5 Les subventions

Les subventions ne seront pas prises en compte pour calculer la période de retour sur investissement. Il ne faut cependant pas les sous-estimer puisque le projet peut être subventionné par des fonds publics à hauteur de 25 à 50 %. Il existe bien sûr des montants limites, mais il se pourrait que les subventions soient loin d'être négligeables.

Il existe par exemple la subvention éco performance, cette subvention permet d'obtenir 60 \$CAD pour chaque tonne de CO₂ évitée jusqu'à un plafond de 40 M\$ CAD pour l'implantation de grands projets (*ÉcoPerformance*, 2022).

2.6 Méthodologie

2.6.1 Pour le dimensionnement

Cette partie consiste à expliquer les différentes étapes de raisonnement qui seront détaillées dans le chapitre 3 modèle et résultats.

Analyse du scénario

Pour chaque scénario, une analyse sera tout d'abord réalisée. Cela consiste à évaluer :

- la consommation énergétique de la mine que le système à implanter devra répondre,
- le nombre de MWh produit par les génératrices et par les éoliennes,
- le nombre de litres de diesel et de tonnes de carbone économisées.

Les conditions initiales de la modélisation

- le taux de pénétration maximum des énergies renouvelables : 100 %;
- le réservoir d'hydrogène est rempli à 40 % au départ des simulations;
- le réservoir d'hydrogène doit être au moins rempli à 40 % à la fin de l'année.

Modélisation du système énergétique

Cette partie consistera à expliciter les différents paramètres des technologies et postes de consommations qui seront utilisés dans les scénarios illustrés à l'aide d'un schéma. Cette partie posera aussi les conditions initiales avant le lancement des simulations.

Pour optimiser les résultats des simulations, on procède suivant les étapes suivantes :

1. Entrer les valeurs des différents paramètres;
2. Pour le dimensionnement, quand c'est possible mettre la fonction « optimizer » d'HOMER sinon mettre un intervalle de valeur;
3. Lancer les simulations, regarder les résultats et affiner les valeurs rentrées précédemment;
4. Une fois les valeurs trouvées optimales, rentrer les coûts de CAPEX et OPEX mis à jour en fonction du dimensionnement;
5. Relancer la simulation. Si la mise à jour des coûts a grandement influencé le dimensionnement, reprendre depuis l'étape 3.

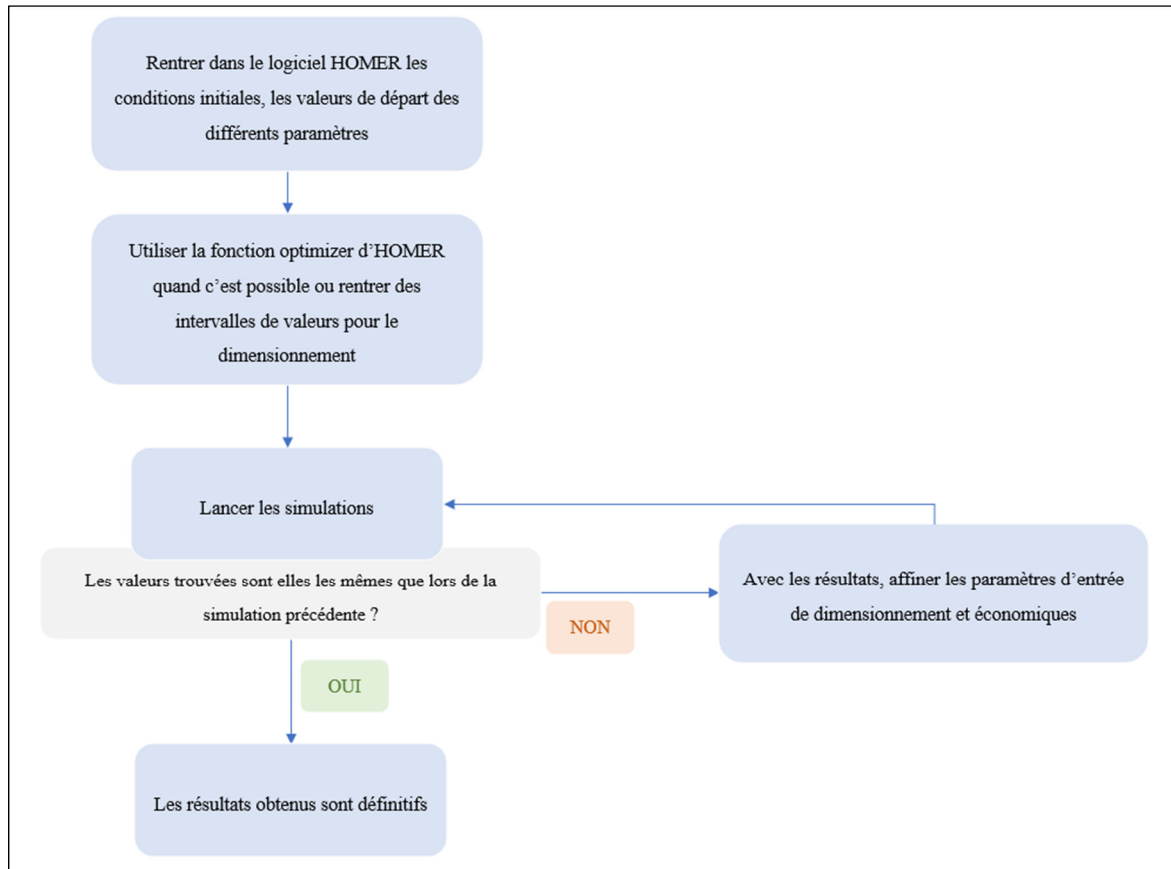


Figure 2.31 Méthodes retenues pour la modélisation des différents systèmes

Résultats

Les résultats sont ensuite présentés. En fonction des scénarios, il peut y avoir plusieurs cas possibles qui seront étudiés. Les résultats donnés sont les résultats les plus optimisés. Parfois Homer réalise des optimisations de façon automatique, notamment lorsque la fonction Homer « Optimiser » apparaît, par exemple pour le nombre d'éoliennes à installer. Mais il est parfois nécessaire de demander manuellement la capacité de stockage du réservoir à hydrogène par exemple et de relancer plusieurs simulations.

Pour l'ensemble des résultats, des conversions sont parfois nécessaires. Elles sont réalisées en suivant le Tableau 2.26.

Tableau 2.26 Différentes conversions pour un litre de diesel
Tiré de Transition énergétique Québec

Diesel	Valeur énergétique	kWh brut/L	Émissions de GES
1 litre	38.30 MJ/L	10.64 kWh/L	2 789.8g/L

2.6.2 Pour les résultats économiques

Pour mettre en évidence les résultats économiques, les CAPEX et les OPEX des projets seront partagés. Ensuite, la période de retour sur investissement (PRI), la valeur actualisée nette (VAN) et le taux de rentabilité interne (TRI) seront calculés afin de calculer les différents investissements en fonction des scénarios étudiés.

Hypothèses :

- Comme les coûts concernant les technologies sont relativement variables ces dernières années et qu'il est compliqué d'obtenir des informations précises sur les différents projets, si le coût des éoliennes est prédominant alors on négligera l'évolution des coûts d'OPEX des technologies d'hydrogène;
- Un coût global d'opérations et de maintenance est fixé pour Mine Raglan à celui des génératrices pour l'ensemble des scénarios, y compris les transports lourds véhicules et les équipements.

Le PRI

Pour calculer le PRI, on réalise une suite de calcul en considérant au départ le prix du diesel en 2023. Le résultat obtenu, par exemple pour 15 ans, permet de calculer la moyenne du diesel sur les 15 prochaines années et de recalculer le PRI. Si la valeur évolue, par exemple devient 13 ans, le calcul est réalisé à nouveau jusqu'à que le PRI correspondent avec la moyenne du prix du diesel.

La formule est la suivante :

$$PRI = \frac{CAPEX}{OPEX} \quad (2.12)$$

Avec :

$$OPEX = \text{Coût du diesel} + O\&M \text{ actuel} - O\&M \text{ des systèmes renouvelables}$$

Un cas actualisé et non actualisé sera calculé. Pour la version actualisée, l'évolution du prix du diesel et de l'OPEX des éoliennes sera prise en compte.

La VAN

Avant de pouvoir calculer la VAN, il est nécessaire de calculer la valeur actualisée pour chaque année, la formule suivante est utilisée :

$$VA = \frac{A}{t-i} * \left(1 - \frac{(1+i)^N}{(1+t)^N}\right) \quad (2.13)$$

Avec :

t, le taux d'actualisation,

i, le taux d'inflation,

N, le nombre d'années et

A, les économies réalisées sur une année.

Ensuite, pour calculer la VAN, on utilise la formule suivante :

$$VAN = \sum_{k=1}^N \sum_{j=1}^M VA_{j,k} - I_{init} + Vr \quad (2.14)$$

Avec I_{init} , l'investissement initial et Vr , la valeur résiduelle actualisée soit le prix de revente du système à la fin.

2.6.3 Synthèse

Cette partie consiste à faire une synthèse de l'ensemble des paramètres qui seront utilisés lors des simulations sur le logiciel HOMER. Le Tableau 2.27 récapitule l'ensemble des paramètres en fonction des simulations :

Tableau 2.27 Bilan des technologies utilisées avec leurs caractéristiques

	Rendement	Durée de vie	CAPEX 2023	CAPEX Remplacement	OPEX
Les génératrices :	35 % (Plus cogénération pour les EMD)	10 ans	2,6 M\$/MW Ou 1,5 M\$/MW	2,6 M\$/MW	10,25 - 31,48 \$/MWh
Les éoliennes E82E4	X	15 ans	5,25 M\$	3,15 M\$	171 000 \$/an
L'électrolyseur PEM	0,7	10 ans	1200 - 550 \$/kW	-60 %	4 % du CAPEX
Le réservoir de stockage	X	25 ans	382 - 764 \$/kg	382 \$/kg	3 \$/kg/an
La PAC PEM	60	10 ans	1400 - 500 \$/kW	-40 %	4 % du CAPEX
LA PAC SOFC	Jusqu'à 70 % de rendement électrique	8 ans	3000 – 1300 \$/kW	-40 %	4 % du CAPEX
Le convertisseur	0,998	15 ans	600 \$/kW	600 \$/kW	5 \$/an

CHAPITRE 3

MODÈLES ET RÉSULTATS

Ce chapitre restitue l'ensemble des résultats des simulations correspondants aux scénarios présentés précédemment. Dans une première partie, le modèle sera validé grâce à une comparaison des résultats obtenus avec les données réelles de Mine Raglan. Ensuite, les résultats de chaque scénario seront développés. Les résultats présentés ont une précision à la centaine de milliers. Il est possible de retrouver en annexe l'ensemble des résultats obtenus pour chaque scénario au centime de dollars près. Dans ce chapitre, tous les dollars exprimés, seront des dollars canadiens.

3.1 Scénario de référence : La mine actuelle

Afin de vérifier le bon fonctionnement et la bonne utilisation du logiciel HOMER, un test est réalisé en modélisant la mine telle qu'elle est aujourd'hui. Ce scénario se limitera à l'étude du réseau 25 kV de Mine Raglan.

3.1.1 Validation du modèle

Afin de valider le modèle et l'utilisation du logiciel, trois indicateurs sont utilisés pour comparer les résultats trouvés par la modélisation avec les données réelles de Mine Raglan.

Les indicateurs sont :

- la quantité d'énergie électrique produite dans l'année (MWh/an);
- le nombre de litres de diesel consommés (litres/an);
- le nombre de tonnes de CO₂ émises (tonnes/an);
- la production électrique des éoliennes (MWh/an).

La modélisation est réalisée sur l'année 2021 et l'ensemble des caractéristiques du scénario de référence est donné dans le Tableau 3.1

Tableau 3.1 Réseau 25kV, scénario de référence

Réseau 25 kV de Mine Raglan			
Paramètres	Modèle	Réalité	Écart
Quantité d'énergie électrique produite dans l'année (MWh)	154,9	157	1,3 %
Nombre de litres de diesel consommés (litres)	37 171 000	37 300 000	0,4 %
Nombre de tonnes de CO2 émises (tonnes)	97 475	104 059	6,4 %
Production éolienne	17 041 902	17 041 902	0 %

Observations :

- Les résultats obtenus lors des simulations sont tout à fait cohérents et similaires avec la réalité de Mine Raglan. L'utilisation d'Homer et la façon de modéliser est donc validée.
- On remarque que les résultats trouvés sont très proches des données réelles, seules les émissions carbone sont légèrement en dessous de celles transmises par la Mine. On pourra tenir compte de cette différence dans la suite de l'étude.

En 2021, les EMD ont produit 98 534 MWh, la MAN a produit 19 823 MWh et les génératrices CAT ont produit 21 627 MWh. En appliquant l'OPEX de chaque génératrice, on trouve des coûts d'opérations et de maintenance de 1 000 000 \$ pour les EMD, 471 000 \$ pour la MAN et 681 000 \$ pour les CAT soit au total, 2 152 000 \$ pour l'année 2021. Ces coûts sont comparés avec la réalité dans le Tableau 3.2.

Tableau 3.2 Étude des coûts du modèle de référence

Année 2021			
Coûts	Modèle	Réalité	Écart
Coût d'opérations et de maintenance	2 162 000 \$	2 494 000 \$	13 %
Coût du diesel	32 896 000 \$	33 010 000 \$	0,3 %
Taxe carbone	6 500 000 \$	X	X
Total	42 507 800 \$	X	X

On observe un écart de 13 % par rapport au coût d'opérations et de maintenance, car Homer optimise l'utilisation des EMD et complète la chaleur avec des chauffages diesel qui ne sont ici, pas pris en compte. Cet écart n'est pas si important puisque, lorsque le coût du diesel est pris en compte, la différence totale entre le modèle et la réalité est inférieure à 1 %.

3.1.2 Détermination du budget nécessaire

Afin de déterminer le budget qu'il serait possible d'allouer au projet, un calcul de l'ensemble des dépenses est effectué dans le cas où la Mine continuerait de fonctionner au diesel pendant les 15 prochaines années. Il est considéré que la consommation restera constante, hypothèse confirmée par le responsable énergie de Mine Raglan. Ce budget est présenté dans le Tableau 3.3.

Tableau 3.3 Budget du projet si la mine continue de fonctionner au diesel

Moyenne par an entre 2023 et 2037		
Scénarios	Budget minimum	Budget maximum
Coût d'opérations et de maintenance	2 494 000 \$	
Coût du diesel au litre	0,654 \$	1,271 \$
Nombre de litres	33 010 500	
Coût du diesel	21 588 867	41 956 345
Coût de la taxe carbone à la tonne	162,5 \$	335 \$
Nombre de tonnes de carbone	104 000	
Coût total de la taxe carbone	16 900 000 \$	34 840 000 \$
Total sur 1 an	40 982 \$	79 290 \$
Total sur 15 ans	614 730 000 \$	1 189 350 000 \$

En prenant le prix total sur 15 ans, l'intervalle du budget nécessaire est indiqué dans le Tableau 3.4.

Tableau 3.4 Budget total nécessaire si la mine continue de fonctionner au diesel

625 333 005 \$ < total entre 2023 et 2037 < 1 200 945 000 \$
--

Ces scénarios ont été réalisés avant la crise en Ukraine et les tensions importantes sur l'énergie. En réalité, au vu du prix actuel et des tensions entre l'offre et la demande du pétrole et plus généralement de l'énergie, les coûts du diesel risquent d'être en constante augmentation. Le statu quo réel devrait plutôt se situer aux alentours du cas maximum.

Pour les calculs économiques, les prix retenus seront ceux indiqués dans le Tableau 3.5

Tableau 3.5 Prix retenus pour le calcul du litre de diesel

Année	Prix du diesel	Prix de la tonne carbone	Prix total par litre de diesel (diesel + taxe carbone)
2022	1,009	50	1,191
2023	0,949	65	1,131
2024	0,891	80	1,073
2025	0,902	95	1,084
2026	0,922	110	1,104
2027	0,959	125	1,141
2028	0,975	140	1,157
2029	1,035	155	1,217
2030	1,060	170	1,242
2031	1,085	185	1,267
2032	1,112	200	1,294
2033	1,140	215	1,322
2034	1,168	230	1,350
2035	1,198	245	1,380
2036	1,227	260	1,409
2037	1,256	275	1,438
2038	1,286	290	1,468
2039	1,315	305	1,497
2040	1,009	320	1,526

Avec les prix fixés de cette façon, cela correspond à un budget de 763 millions.

3.2 Scénario 1 : Décarbonation du réseau 25 kV sans le réseau de chaleur

Ce scénario consiste à décarboner l'ensemble du réseau 25 kV tout en gardant suffisamment de génératrices de type EMD pour ne pas avoir à prendre en compte le réseau de chaleur. Ainsi les génératrices gardées produiront à la fois de la chaleur, mais aussi de l'électricité.

3.2.1 Analyse du scénario

Ce scénario consiste à garder suffisamment d'EMD pour que celles-ci puissent continuellement alimenter le réseau en chaleur. Deux cas vont être étudiés :

Cas 1 : 4 EMD en fonctionnement sans arrêt

Cela équivaut à garder deux chaudières diesel et 4 EMD en fonctionnement. La puissance nominale d'une EMD est d'environ 3 MW. Cela équivaut à une puissance totale de production électrique installée de 12 MW. Ce contexte décrit sera celui du cas 1 du scénario 1. La courbe de puissance à laquelle le système hybride renouvelable doit répondre est donc la suivante :

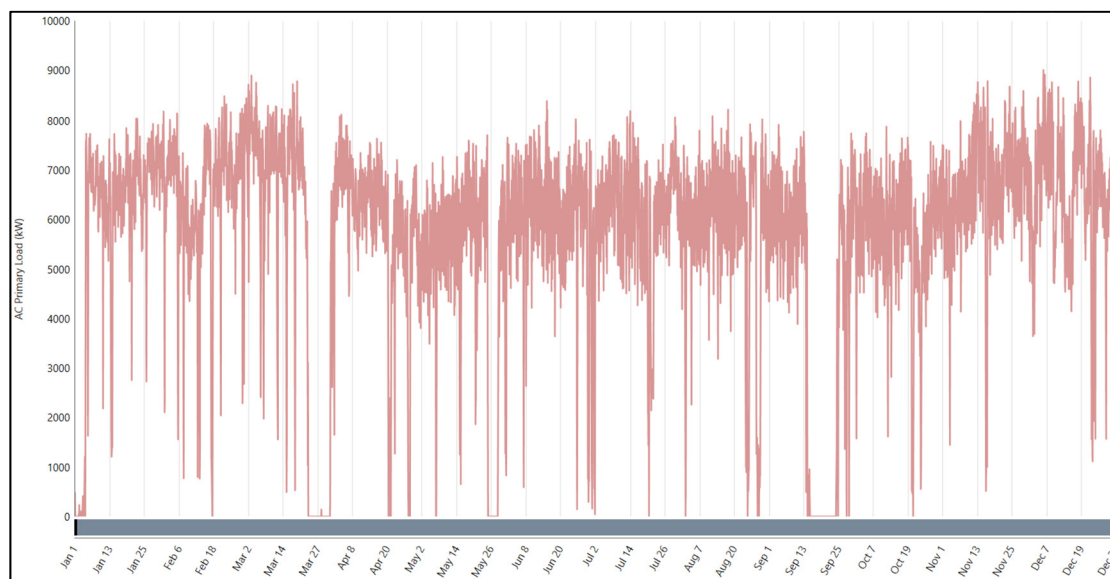


Figure 3.1 Courbe de la consommation électrique de la mine dans le cas 1

Cas 2 : Optimisation du fonctionnement de 4 EMD

Comme la quantité de chaleur nécessaire n'est pas uniforme au cours de l'année. Lorsque les besoins en chaleur diminuent, il est possible d'intégrer davantage d'énergies renouvelables pour la production électrique étant donné que les EMD ne sont pas obligées de toutes tourner à leur puissance nominale pour produire de la chaleur. On peut retrouver une deuxième courbe de consommation en appliquant les variations existantes dans la courbe de chauffage glycol. Ce deuxième cas, en enlevant l'électricité produite par les EMD dont le fonctionnement est optimisé avec la chaleur, la courbe de consommation est la suivante :

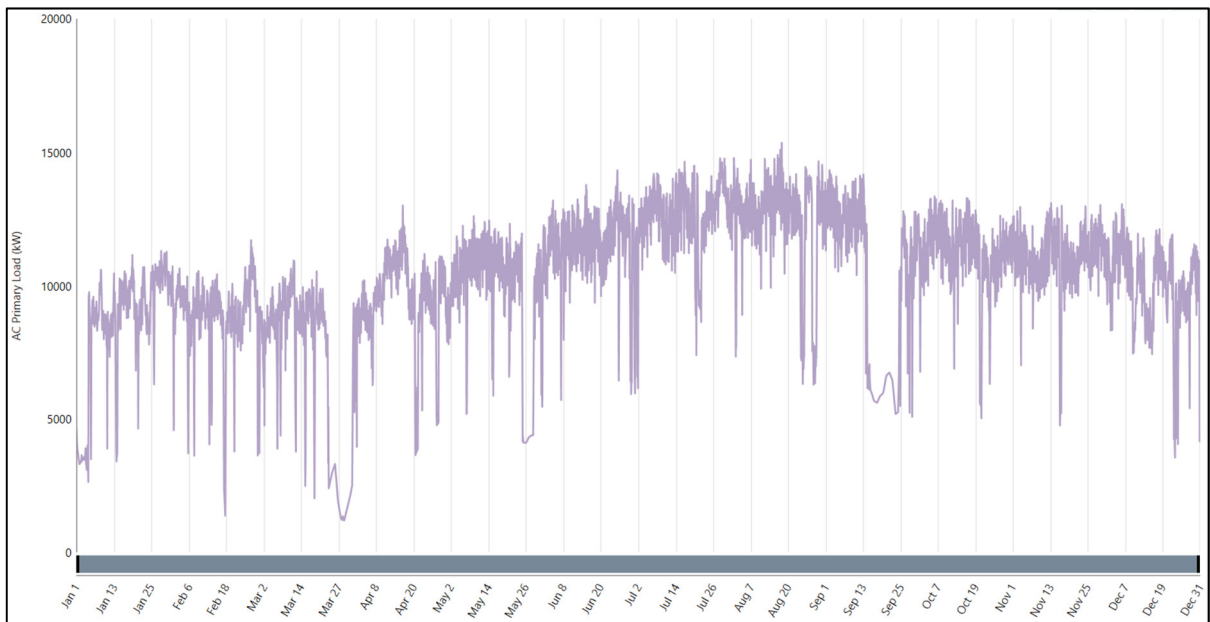


Figure 3.2 Courbe de consommation d'électricité restante pour le cas 2

Cette courbe affiche les caractéristiques de la courbe de consommation électrique de 2021 avec une augmentation pendant la période de l'été. À cette période, la demande en chaleur est moins importante. Les génératrices EMD fonctionnent alors à plus faibles puissances, ce qui permet d'intégrer davantage d'énergies renouvelables sur le réseau.

3.2.2 Modélisation du système énergétique

Afin de décarboner le reste de la charge électrique du réseau 25 kV qui ne sera pas produite à partir des EMD, un système hybride composé d'éoliennes et de technologies à hydrogène sera dimensionné pour permettre à la mine de décarboner une partie de son électricité. La batterie et le volant, utilisés ici, sont ceux déjà installés à Raglan permettant d'assurer la stabilité et les phases dynamiques du système énergétique. Leur coût économique n'est pas pris en compte.

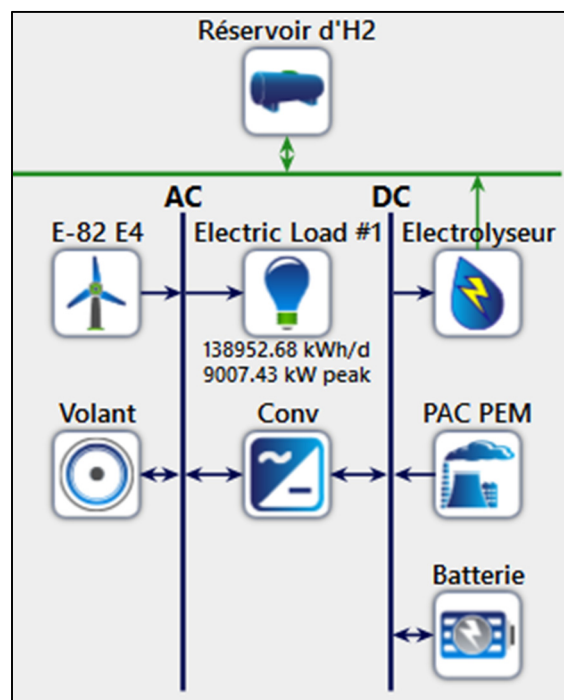


Figure 3.3 Modélisation des composants du système énergétique

Étant donné qu'aucun besoin en chaleur n'est requis, le choix se porte sur la pile à combustible PEM plus réactive et moins onéreuse.

3.2.3 Cas 1 : Utilisation constante des EMD tout au long de l'année

Dimensionnement

Les résultats obtenus par Homer donnent le dimensionnement des technologies suivant :

Tableau 3.6 Résultats du dimensionnement des systèmes pour le cas 1 du scénario 1

Dimensionnement des systèmes	
Éoliennes	14 (42 MW)
Électrolyseur PEM (en MW)	14
Tank de stockage (en kg)	67 000
Pile à combustible PEM (en MW)	9,2
Convertisseur (en MW)	14,4

Pour répondre à la demande électrique dans ce scénario, 14 éoliennes, couplées à un système de stockage à hydrogène de 67 tonnes, seront donc nécessaires afin d'assurer en énergie le réseau 25 kV de la mine.

Analyse énergétique

À la suite des différentes simulations réalisées sur le logiciel HOMER, on obtient les résultats énergétiques pour l'année simulée dans le Tableau 3.7.

Tableau 3.7 Résultats énergétiques

Production d'électricité sur le réseau 25 kV	En GWh	En %
Par les EMD	104,2	43,9
Par les éoliennes	119,2	50,3
Par les piles à combustible PEM	13,8	5,8
Totale	237,4	100
Pénétration en électricité renouvelable sur le réseau	133,1	56,1 %
Excès d'électricité	41,5	31 % de plus que la production totale renouvelable consommée par le réseau

Le système dimensionné dans ce scénario permet d'obtenir une pénétration d'énergies renouvelables sur le réseau électrique 25 kV de plus de 56 %. Une quantité non négligeable d'électricité est perdue, car en excès. En fonction des besoins des prochains scénarios, celle-ci pourrait être stockée ou revalorisée sous forme de chaleur ou d'hydrogène. Cependant, dans ce scénario, 43,9 % de l'énergie reste carbonée où près de 27 millions de litres de diesel sont encore utilisés. Cela représente l'équivalent de 10,3 millions de litres de diesel économisés par an sur le réseau 25 kV.

Analyse économique

À la suite des différentes simulations, les résultats obtenus à l'aide du logiciel HOMER permettent d'obtenir les coûts totaux des systèmes à rajouter avec les 4 EMD en fonctionnement nominal toute l'année. Les résultats économiques sont affichés dans le

Tableau 3.8.

Tableau 3.8 Résultats économiques du dimensionnement pour le cas 1 du scénario 1

Composants	Capital d'investissement total		Opérations et maintenances par an	
	En M\$	En %	En M\$	En %
Éolienne E-82 E4	73,5	52,0 %	2,4	74,8 %
Électrolyseur	9,8	6,9 %	0,4	12,3 %
Réservoir H2	40,2	28,5 %	0,2	6,3 %
Pile à combustible	9,2	6,5 %	0,1	4,3 %
Convertisseur	8,6	6,1 %	0,1	2,3 %
Système total	141,3	100,0 %	3,2	100,0 %

On remarque le coût principal vient des éoliennes qui représente plus de 50 % des coûts en CAPEX et plus 70 % des coûts en OPEX. Le réservoir d'hydrogène est la deuxième source de

dépense en termes d'investissement puisqu'il représente près de 30 % des coûts d'investissements totaux.

Pour ce projet la Période de Retour sur Investissement est de 12,8 années. Afin d'analyser plus précisément la viabilité, la Valeur actuelle nette a été calculée et indiquée dans le Tableau 3.9.

Tableau 3.9 Étude de la VAN du scénario 1, cas 1

	Sur 15 ans	Sur 20 ans
VAN	15,4	82,7
VAN actualisée	-43,5	-19,9

La VAN actualisée avec le taux d'actualisation et l'inflation n'est pas positive après 15 années, il le devient cependant l'année suivante. Il est nécessaire de dire que cet indicateur reste un outil d'évaluation prévisionnel dont les paramètres sont difficiles à prévoir. Sans prendre en compte le taux d'actualisation et le taux d'inflation, la VAN est beaucoup plus intéressante.

3.2.4 Cas 2 : Intégration maximale des énergies renouvelables

Afin d'augmenter le taux d'énergies renouvelables sur le réseau, il est possible d'adapter la puissance des génératrices pour ne pas produire 12 MW en continu, mais plutôt pour produire une puissance qui permettra d'assurer la chaleur.

Dimensionnement

Les résultats obtenus par Homer donnent le dimensionnement des technologies sont indiqués dans le Tableau 3.10.

Tableau 3.10 Résultats du dimensionnement des systèmes pour le cas 2 du scénario 1

Dimensionnement des systèmes	
Éoliennes	22 (66 MW)
Électrolyseur PEM (en MW)	20
Tank de stockage (en kg)	147 000
Pile à combustible PEM (en MW)	13,8
Convertisseurs (kW)	20,2

Pour répondre à la demande électrique dans ce scénario, 22 éoliennes, couplées à un système de stockage à hydrogène de 147 000 kg, seront donc nécessaires afin d'assurer en énergie le réseau 25 kV de la mine.

Analyse énergétique

À la suite des différentes simulations réalisées sur le logiciel HOMER, on obtient les résultats énergétiques pour l'année simulée dans le Tableau 3.11.

Tableau 3.11 Résultats énergétiques pour le cas 2 du scénario 1

Production d'électricité sur le réseau 25 kV	En GWh	En %
Par les EMD	57,8	18,2 %
Par les éoliennes	238,6	75,1 %
Par les piles à combustible PEM	29,5	9,3 %
Totale	317,8	100,0 %
Pénétration en énergie renouvelable	268,1	84,4 %
Excès d'électricité	75,4	+ 23,7 % de la production totale d'électricité renouvelable produite sur le réseau

Dans ce scénario les EMD ne produisent que 18,2 % de l'électricité sur le réseau 25 kV. Les éoliennes couplées au système de stockage permettent de réaliser un taux de pénétration d'électricité renouvelable sur le réseau de près de 85 %. De plus, on observe une quantité non négligeable d'électricité en excès. Cette énergie peut être récupérée et utilisée par une chaudière électrique pour sécuriser l'équilibre du réseau, mais aussi pour produire de la chaleur. Cependant, l'ensemble de la chaleur étant déjà assurée dans ce scénario, celle-ci ne serait pas vraiment utile.

En termes de diesel, ce scénario permet d'économiser 22 millions de litres de diesel sur le réseau 25 kV.

Analyse économique

À la suite des différentes simulations, les résultats obtenus à l'aide du logiciel HOMER permettent d'obtenir les coûts totaux des systèmes à rajouter avec les 4 EMD en fonctionnement optimisé toute l'année par rapport à la chaleur. Ces résultats sont présentés dans le Tableau 3.12.

Tableau 3.12 Résultats économiques du dimensionnement pour le cas 2 du scénario 1

Composants	Capital d'investissement total		Opérations et maintenances par an	
	En M\$	En %	En M\$	En %
Éolienne E-82 E4	147,0	47,0 %	4,8	73,9 %
Électrolyseur	17,4	5,6 %	0,7	10,8 %
Réservoir H2	115,2	36,8 %	0,6	8,9 %
Pile à combustible	16,7	5,3 %	0,3	4,2 %
Convertisseur	16,5	5,3 %	0,1	2,1 %
Système total	312,7	100 %	6,4	100 %

Le coût principal vient des éoliennes qui représentent 47 % des coûts en CAPEX et plus 73 % des coûts en OPEX. Le réservoir d'hydrogène est la deuxième source de dépense en termes d'investissement puisqu'il représente près de 36 % des coûts d'investissements totaux.

Pour ce projet la Période de Retour sur Investissement est de 12,8 années. Afin d'analyser plus précisément la viabilité, la Valeur actuelle nette a été calculée dans le Tableau 3.13.

Tableau 3.13 Étude de la VAN pour le scénario 1 cas 2

	Sur 15 ans	Sur 20 ans
VAN	27,83	173,8
VAN actualisée	-104,9	-54,0

Tout comme le cas précédent la VAN actualisée avec le taux d'actualisation et l'inflation n'est pas positive avec 15 années. Le projet ne semble pas viable. Il est nécessaire de dire que cet indicateur reste un outil d'évaluation prévisionnel dont les paramètres sont difficiles à prévoir. Sans prendre en compte le taux d'actualisation et le taux d'inflation, la VAN est beaucoup plus intéressante. Dans les deux cas, la PRI reste intéressante puisque la mine continue ses activités pour minimum 15 ans. En rajoutant de potentielles subventions du gouvernement pour se décarboner ce scénario sera lui aussi surement rentable.

3.3 Scénario 2 : Décarbonation du réseau 25 kV sans le séchage

Ce scénario consiste à décarboner l'ensemble du réseau 25 kV tout en gardant suffisamment de génératrices pour ne pas avoir à prendre en compte le procédé de séchage. Cela revient à décarboner l'ensemble du réseau glycol, et d'une partie de l'électricité qui n'est pas cogénérée par la production de chaleur produite pour le séchage. Les cas sont étudiés, car décarboner le séchage est le procédé le plus complexe à décarboner étant donné qu'il est nécessaire d'obtenir de hautes températures. Donc ce scénario, lorsqu'il sera utilisé, il est considéré que le contrôleur de charge thermique est en mesure de fournir n'importe quelle température.

3.3.1 Analyse du scénario

Comme le scénario précédent, ce scénario consiste à garder 2 EMD en fonctionnement afin d'assurer le procédé de séchage nécessitant des températures élevées à hauteur de 350 °C. La puissance d'utilisation des EMD étant de 3 MW cela consisterait à garder 6 MW d'électricité carbonés sur le réseau. Le système dimensionné sera capable d'assurer en électricité le réseau 25 kV et en chaleur le réseau glycol.

Deux cas seront étudiés dans ce scénario :

- Cas 1 : Décarbonation de l'électricité et de la chaleur du réseau 25 kV sans le procédé de séchage à l'aide de pile à combustible PEM et/ou une charge unique électrique comprendra la charge électrique et la chaleur nécessaire au fonctionnement de la mine en enlevant la production des 2 EMD en fonctionnement.

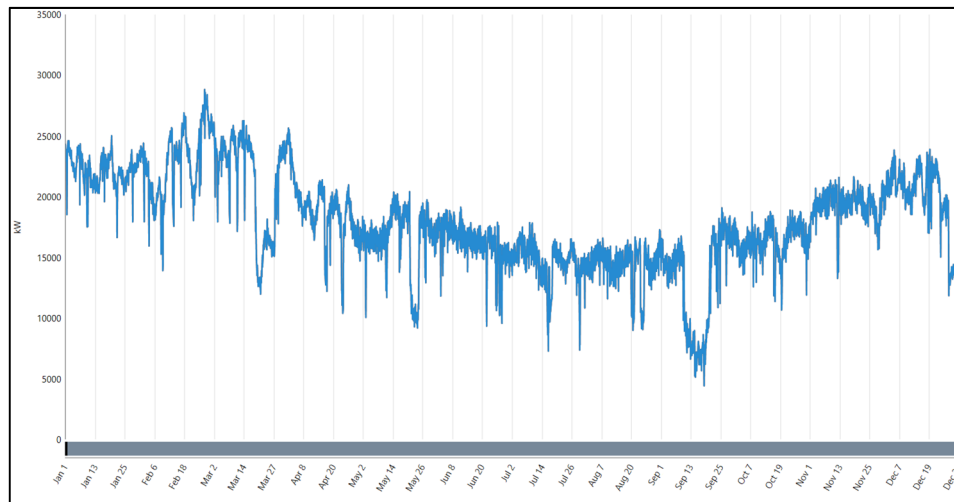


Figure 3.4 Consommation électrique à pallier par le système renouvelable

- Cas 2 : Décarbonation de l'électricité et de la chaleur du réseau 25 kV sans le procédé de séchage à l'aide de pile à combustible SOFC. Les deux charges, électrique et chaleur seront ici séparées. Les courbes de consommations sont présentées dans la Figure 3.5.

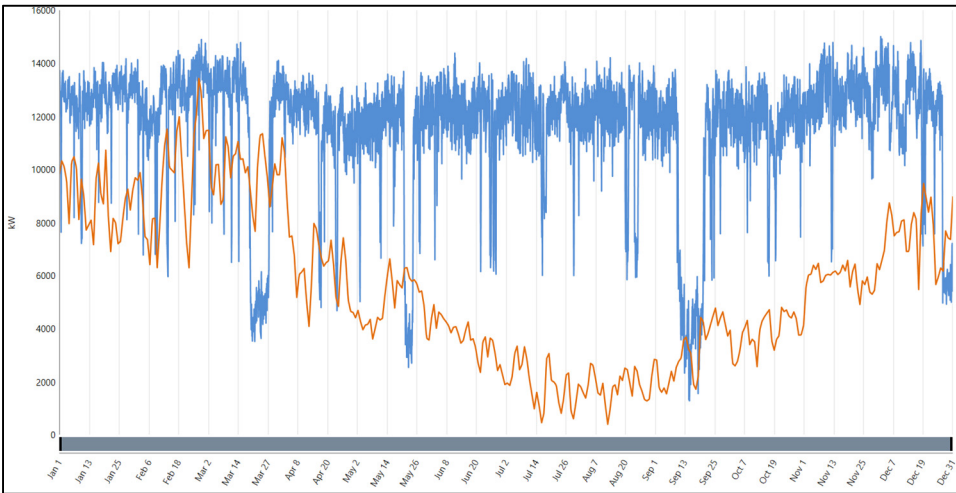


Figure 3.5 Consommation électrique et thermique à pallier par le système renouvelable

3.3.2 Modélisation du système énergétique

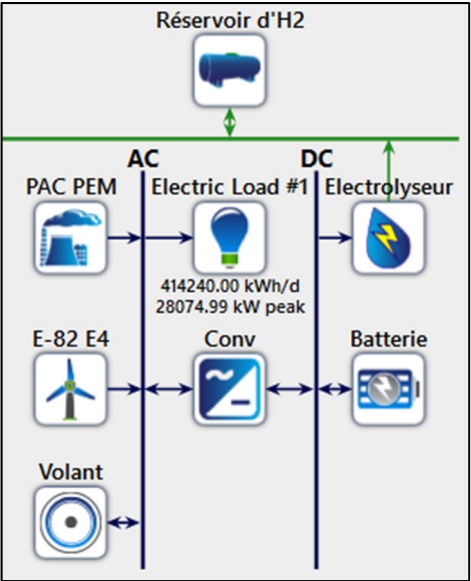


Figure 3.6 Modélisation scénario 2
cas 1

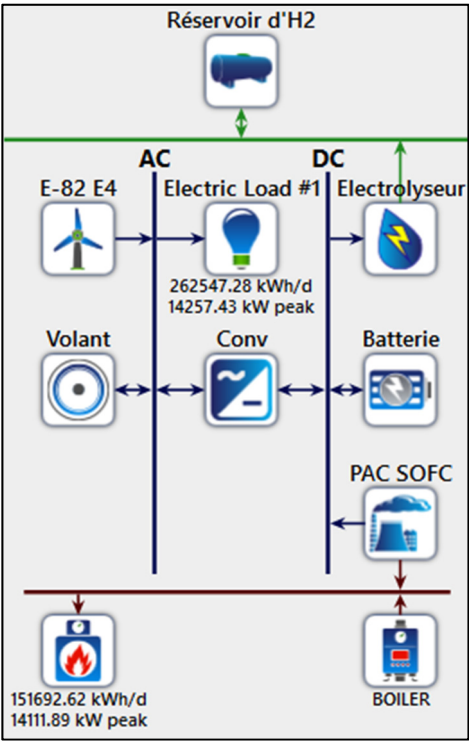


Figure 3.7 Modélisation scénario 2
cas 2

Dans le cas 1, les piles PEM seront utilisées, comme elles produisent seulement de l'électricité, on fait l'hypothèse que 1 kWh d'électricité sera capable de produire 1 kWh de chaleur. La charge chaleur est donc ajoutée à la charge électricité dans la modélisation du cas 1.

Dans le cas 2, les deux charges sont dissociées et on utilise des piles à combustible SOFC capables de réaliser de la cogénération. On ajoute une chaudière à diesel pour apporter de la chaleur. La pile à combustible SOFC peut, lors de son fonctionnement, être utilisée comme source de chaleur. En fonction de son utilisation, on peut choisir un rendement électrique plus ou moins élevé afin de récupérer plus ou moins de chaleur.

3.3.3 Cas 1 : Utilisation de piles à combustible PEM

Dimensionnement

Les résultats obtenus par Homer nous donnent le dimensionnement des technologies suivant :

Tableau 3.14 Dimensionnement des systèmes

Dimensionnement des systèmes	
Éoliennes	47 (141 MW)
Électrolyseur PEM (en MW)	30
Tank de stockage (en kg)	295 000
Pile à combustible PEM (en MW)	29
Convertisseurs (kW)	30

Pour répondre à la demande électrique dans ce scénario, 47 éoliennes devront être couplées à un système de stockage à hydrogène pouvant stocker 295 tonnes d'H₂.

Résultats énergétiques

À la suite des différentes simulations réalisées sur le logiciel HOMER, on obtient les résultats énergétiques présentés dans le Tableau 3.15.

Tableau 3.15 Répartition de la production d'électricité pour le cas 1 du scénario 2

Production d'électricité sur le réseau 25 kV	En MWh	En %
Par les EMD	52,6	10,6 %
Par les éoliennes	400,1	81,3 %
Par les piles à combustible PEM	39,9	81,0 %
Total	493,3	100 %
Pénétration en énergie renouvelable	440,8	89 %
Excès d'électricité	164,7	33,3 %

Dans ce scénario, 89 % de la production d'électricité sur le réseau 25 kV est d'origine renouvelable. Les EMD ne produisent que 10,6 % de l'électricité sur le réseau. De plus, on observe une quantité non négligeable d'électricité en excès. Cette énergie peut être récupérée et utilisée par une chaudière électrique pour sécuriser l'équilibre du réseau, mais aussi pour produire de la chaleur. Dans ce scénario, la chaleur et l'électricité forment une seule et unique charge, l'électricité produite en excès n'est donc pas utilisable. Avec cette configuration, 10,6 % de l'énergie reste carbonée. Cela représente l'utilisation de 12,9 millions de litres de diesel soit 24,4 millions de litres de diesel économisés par an sur le réseau 25 kV.

Résultats économiques

À la suite des différentes simulations réalisées sur le logiciel HOMER, on obtient les résultats économiques indiqués dans le Tableau 3.16.

Tableau 3.16 Résultats économiques du cas 1 du scénario 2

Composants	Capital d'investissement total		Opérations et maintenances par an	
	En M\$	En %	En M\$	En %
Éolienne E-82 E4	247,0	51,0 %	8,0	79,8 %
Électrolyseur	17,9	3,7 %	0,7	7,1 %
Réservoir H2	177,0	36,5 %	0,9	8,8 %
Pile à combustible	24,7	5,1 %	0,3	2,8 %
Convertisseur	18,0	3,7 %	0,2	1,5 %
Système total	484,5	100,0 %	10,0	100,0 %

Le coût principal vient des éoliennes qui représentent plus de 50 % des coûts en CAPEX et plus 79 % des coûts en OPEX. Le réservoir d'hydrogène est la deuxième source de dépense en termes d'investissement puisqu'il représente près de 36 % des coûts d'investissements totaux.

Pour ce projet la Période de Retour sur Investissement est de 16,6 années. Afin d'analyser plus précisément la viabilité, la Valeur actuelle nette a été calculée et indiquée dans le Tableau 3.17.

Tableau 3.17 Étude de la Valeur actuelle nette pour le cas 1, scénario 2

	Sur 15 ans	Sur 20 ans
VAN	-149,3	-1,0
VAN actualisée	- 276,2	-214,70

La VAN actualisée avec le taux d'actualisation et l'inflation n'est pas positive après 15 années, il le devient cependant l'année suivante. Il est nécessaire de dire que cet indicateur reste un outil d'évaluation prévisionnel dont les paramètres sont difficiles à prévoir. Sans prendre en compte le taux d'actualisation et le taux d'inflation, la VAN est beaucoup plus intéressante.

Cependant, même pour une VAN non actualisée, le projet ne semble pas rentable après 20 ans. Cette configuration ne semble donc pas l'optimiser économiquement.

3.3.4 Cas 2 : Utilisation de piles à Combustible SOFC avec cogénération

Dimensionnement

À la suite des différentes simulations réalisées sur le logiciel HOMER, on obtient le dimensionnement indiqué dans le Tableau 3.18.

Tableau 3.18 Résultat du dimensionnement du cas 2 pour le scénario 2

Dimensionnement des systèmes	
Éoliennes	28 (84 MW)
Électrolyseur PEM (en MW)	25
Tank de stockage (en kg)	120 000
Pile à combustible PEM (en MW)	16
Convertisseurs (MW)	22,1

Pour répondre à la demande électrique dans ce scénario, 28 éoliennes, couplées à un système de stockage à hydrogène pouvant stocker 120 tonnes d'H₂, seront donc nécessaires afin d'assurer en énergie le réseau 25 kV de la mine.

Résultats énergétiques

À la suite des différentes simulations réalisées sur le logiciel HOMER, on obtient les résultats énergétiques présentés dans le Tableau 3.19.

Tableau 3.19 Résultats de la production électrique sur le réseau pour le cas 2 du scénario 2

Production d'électricité sur le réseau 25 kV	En GWh	En %
Par les EMD	52,6	11,4 %
Par les éoliennes	366,4	79,6 %
Par les piles à combustible PEM	41,2	9,0 %
Total	460,1	100 %
Pénétration en énergie renouvelable	407,6	88,6 %
Excès d'électricité	131,1	28,4 %

Les EMD ne représentent que 11,4 % de la production électrique de la mine. Mais cela ne signifie pas pour autant que près de 90 % du diesel a été économisé. En effet, le diesel économisé est de 24,3 millions de litres ce qui représente plus de 65 % du diesel initial. Les piles à combustible ne produisent que 9 % de l'électricité. Si on s'intéresse aux résultats de la production de chaleur sur le réseau, on peut construire le Tableau 3.20.

Tableau 3.20 Résultats de la production de chaleur sur le réseau pour le cas 2 du scénario

Production de chaleur sur le réseau 25 kV	En GWh	En %
Par les EMD	58,5	52,5 %
Par les piles à combustible PEM	19,4	17,4 %
Chaudières	33,6	30,1 %
Total	111,5	100,0 %
Chaleur renouvelable	19,4	17,4 %
Excès de chaleur	3,6	3,2 %

D'après le Tableau 3.20, la chaleur renouvelable ne représente que 17,4 % de la chaleur totale. Il serait toutefois possible avec une technologie adaptée de remplacer la chaleur des chaudières par de la chaleur renouvelable permettant de passer de 17,4 % de chaleur décarbonée à plus de 57 % en remplaçant les chaudières. En restant dans cette configuration, les chaudières consomment en plus 3,44 millions de litres.

Résultats économiques

À la suite des différentes simulations réalisées sur le logiciel HOMER, le Tableau 3.21 présente les résultats économiques du cas étudié.

Tableau 3.21 Résultats économiques du cas 2 du scénario 2

Composants	Capital d'investissement total		Opérations et maintenances par an	
	En M\$	En %	En M\$	En %
Éolienne E-82 E4	146,9	54,6 %	4,8	68,5 %
Électrolyseur	17,5	6,5 %	0,7	10,0 %
Réservoir H2	72,0	26,8 %	0,4	5,2 %
Pile à combustible	19,2	7,1 %	0,8	11,1 %
Convertisseur	13,3	4,9 %	0,4	5,1 %
Système total	268,9	100,0 %	7,0	100,0 %

Le coût principal vient des éoliennes qui représentent près de 55 % des coûts en CAPEX et plus 68,5 % des coûts en OPEX. Le réservoir d'hydrogène est la deuxième source de dépense en termes d'investissement puisqu'il représente près de 27 % des coûts d'investissements totaux.

Dans ce scénario, environ 52,6 MWh produits à partir de diesel sont évités dans ce scénario, économisant ainsi l'utilisation de 24,3 millions de litres de diesel. Cependant, 86 113 MWh de chaleur ont été produits à l'aide de chaudière diesel. En considérant un rendement de 90 %, cela correspond à 8,9 millions de litres de diesel supplémentaires. Bien sûr ces chauffages

pourraient être électrique, en intégrant au système un contrôleur de charge électrique (chauffage électrique) on peut utiliser l'électricité en excès pour le convertir en chaleur et répondre à ces besoins.

De plus, la PRI est estimée pour cette configuration à 11,6 années.

Intégration d'un contrôleur de charge de thermique (CCT)

En réalisant de nouvelles simulations avec l'intégration d'un CCT sur le logiciel HOMER, on trouve les résultats suivants ; pour l'ajout d'un CCT de 36 MW, la production de chaleur à partir des chaudières électriques est passée à 18,9 MWh, soit une diminution de plus de 40 % des chaudières diesel et donc l'économie de plus de 1,9 million de litres de diesel.

Pour ce projet la Période de Retour sur Investissement est de 10,7 années. Afin d'analyser plus précisément la viabilité, la Valeur actuelle nette a été calculée et présentée dans le Tableau 3.22.

Tableau 3.22 Étude de la valeur actuelle nette du cas 2, scénario 2

	Sur 15 ans sans CCT	Sur 15 ans avec CCT
VAN	35,8	70,68
VAN actualisée	-79,0	-57,18

Le CCT influence beaucoup les résultats, puisqu'il permet de récupérer l'énergie électrique en excès pour la transformer sous forme de chaleur, réduisant ainsi l'utilisation de diesel.

3.4 Scénario 3 : Décarbonation du réseau 25 kV électricité et chaleur

3.4.1 Analyse du scénario

Dans ce deuxième cas, l'ensemble des flux de chaleur et électrique seront décarbonés puisque toutes les génératrices seront enlevées. Le réseau 25 kV serait totalement décarboné.

Cas 1 : utilisation de pile à combustible PEM

Comme les piles PEM ne font pas de cogénération, dans ce scénario, la charge sera la somme de la charge thermique et électrique. La consommation énergétique de la mine dans ce cas considéré est indiquée dans la Figure 3.8.

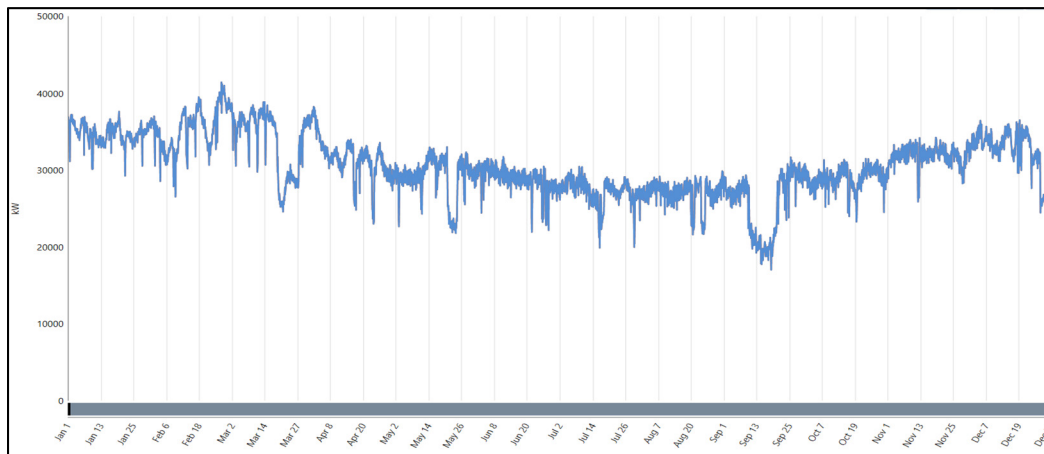


Figure 3.8 Profil de consommation énergétique de la mine pour le cas 1 du scénario 3

Cas 2 : Utilisation de pile à combustible SOFC

Dans ce scénario, les charges seront séparées puisque les piles SOFC ont la capacité de réaliser de la cogénération. Le profil de charge sera donc celui proposé dans Figure 3.9.

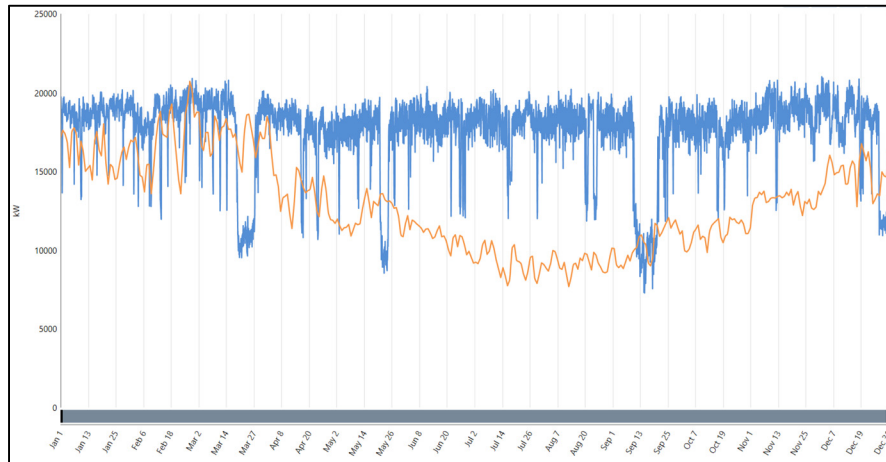


Figure 3.9 Profil de consommation de la mine pour le cas 2 du scénario 3

3.4.2 Modélisation du système énergétique

Les figures ci-dessous illustrent la modélisation sur le logiciel HOMER des différentes technologies :

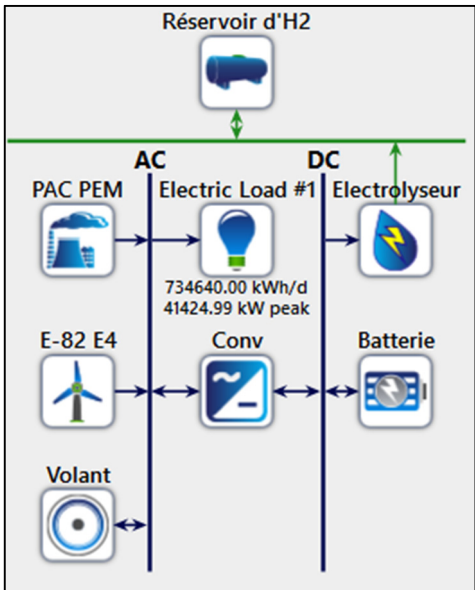


Tableau 3.24 Modélisation du cas 1 scénario 3

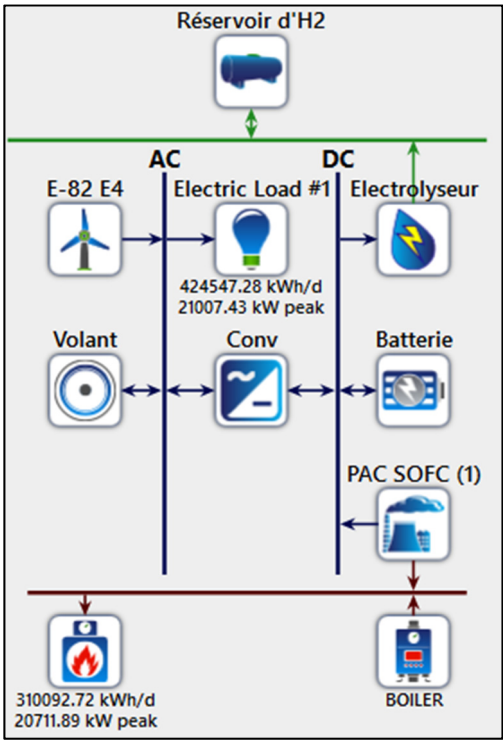


Tableau 3.23 Modélisation du cas 2 scénario 3

Dans le cas 1, les piles PEM seront utilisées, comme elles produisent seulement de l'électricité, on fait l'hypothèse que 1 kWh d'électricité sera capable de produit 1 kWh de chaleur. La charge chaleur est donc ajoutée à la charge électricité dans la modélisation du cas 1.

Dans le cas 2, les deux charges sont dissociées et on utilise des piles à combustible SOFC capables de réaliser de la cogénération. On ajoute une chaudière à diesel pour apporter de la chaleur lorsque l'apport renouvelable n'est pas possible.

3.4.3 Cas 1 : Utilisation de piles à combustible PEM

Dimensionnement

Les résultats obtenus par Homer donnent le dimensionnement des technologies indiqué dans le Tableau 3.25.

Tableau 3.25 Résultat du dimensionnement du cas 1 du scénario 3

Dimensionnement des systèmes	
Éoliennes	67
Électrolyseur PEM (en MW)	69
Tank de stockage (en kg)	400 000
Pile à combustible PEM (en MW)	42
Convertisseurs (MW)	68.5

Le système optimal pour ce scénario serait donc composé de 67 éoliennes et d'un système de stockage à hydrogène capable de stocker près de 400 tonnes d'hydrogène.

Résultats énergétiques

À la suite des différentes simulations réalisées sur le logiciel HOMER, on obtient les résultats énergétiques présentés dans le tableau suivant (Tableau 3.26).

Tableau 3.26 Résultats énergétiques du cas 1 du scénario 3

Production d'électricité sur le réseau 25 kV	En GWh	En %
Par les éoliennes	570, 1	88,6
Par les piles à combustible PEM	73,5	11,4
Total	644,4	100
Excès d'électricité	160,0	24,8

Dans ce scénario, 100 % de l'énergie produite est renouvelable. On remarque que les piles à combustible avec l'ensemble des technologies hydrogène permettent de pallier le manque de production éolienne pendant 11.4 % sur l'ensemble de l'année.

Résultats économiques

À la suite des différentes simulations réalisées sur le logiciel HOMER, on obtient les résultats économiques présentés dans le Tableau 3.27.

Tableau 3.27 Résultats économiques du cas 1 du scénario 3

Composants	Capital d'investissement total		Opérations et maintenances par an	
	En M\$	En %	En M\$	En %
Éolienne E-82 E4	351,8	49,9 %	11,4	76,2 %
Électrolyseur	38,2	5,4 %	1,5	10,2 %
Réservoir H2	240,0	34,0 %	1,2	8,0 %
Pile à combustible	34,4	4,9 %	0,5	3,2 %
Convertisseur	41,1	5,8 %	0,3	2,3 %
Système total	705,4	100,0 %	14,9	100,0 %

Le coût principal vient des éoliennes qui représentent près de 50 % des coûts en CAPEX et plus 73 % des coûts en OPEX. Le réservoir d'hydrogène est la deuxième source de dépense en termes d'investissement puisqu'il représente plus de 33 % des coûts d'investissements totaux. Pour ce projet la Période de Retour sur Investissement est de 15,5 années. Afin d'analyser plus précisément la viabilité, la Valeur actuelle nette a été calculée. Cette étude est indiquée dans le Tableau 3.28.

Tableau 3.28 Étude de la Valeur actuelle nette pour le cas 1, scénario 3

	Sur 15 ans	Sur 20 ans
VAN	-210,2	35
VAN actualisée	-404,2	-324,7

Ce scénario semble difficile à mettre en place. Cependant, une fois que celui-ci est amorti, il devient alors fortement rentable. En effet dans ce scénario c'est la totalité des 37,3 millions de litres de diesel qui sont évités permettant ainsi de grandes économies.

3.4.4 Cas 2 : Utilisation de piles à combustible SOFC

Dimensionnement

Les résultats obtenus par Homer donnent le dimensionnement des technologies selon le Tableau 3.29.

Tableau 3.29 Dimensionnement pour le cas 2 du scénario 3

Dimensionnement des systèmes	
Éoliennes	35
Électrolyseur PEM (en MW)	49
Tank de stockage (en kg)	245 000
Pile à combustible PEM (en MW)	22
Convertisseurs (MW)	49.3

Le système optimal pour ce scénario serait donc composé de 35 éoliennes et d'un système de stockage à hydrogène capable de stocker près de 245 000 kilogrammes d'hydrogène.

Résultats énergétiques

À la suite des différentes simulations réalisées sur le logiciel HOMER, on obtient les résultats énergétiques présentés dans le Tableau 3.30.

Tableau 3.30 Répartition de la production électrique sur le réseau pour le cas 2, scénario 3

Production d'électricité sur le réseau 25 kV	En GWh	En %
Par les éoliennes	298,2	86,8
Par les piles à combustible SOFC	45,2	13,2
Total	343,4	100
Excès d'électricité	56,2	16,4
Litres de diesel évités	41,6	100

Ce scénario permet de produire de l'électricité entièrement décarbonée. La production d'électricité est partagée entre les éoliennes à 86,8 % et les piles à combustible SOFC qui

produisent 13,2 % de l'électricité sur le réseau. En considérant la production de chaleur, ce scénario permet d'obtenir la répartition de chaleur indiquée dans le Tableau 3.31.

Tableau 3.31 Répartition de la production de chaleur sur le réseau pour le cas 2, scénario 3

Production de chaleur sur le réseau 25 kV	En GWh	En %
Par les piles à combustible SOFC	30,9	27,2
Chaudières	82,6	72,8
Total	113,4	100
Excès de chaleur	0,278	0,0002

La chaleur renouvelable représente 27,2 % de la chaleur totale. Il serait toutefois possible avec une technologie adaptée de remplacer la chaleur des chaudières par de la chaleur renouvelable permettant de passer de 27,2 % de chaleur décarbonée à plus de 66 % en remplaçant les chaudières. En restant dans cette configuration, les chaudières consomment en plus 8,7 millions de litres.

Résultats économiques

À la suite des différentes simulations réalisées sur le logiciel HOMER, on obtient les résultats économiques présentés dans le Tableau 3.32.

Tableau 3.32 : Résultats économiques du cas 2 du scénario 3

Composants	Capital d'investissement total		Opérations et maintenances par an	
	En M\$	En %	En M\$	En %
Éolienne E-82 E4	183,8	44,7 %	6,0	64,4 %
Électrolyseur	28,1	6,8 %	1,1	12,2 %
Réservoir H2	147,0	35,8 %	0,7	8,0 %
Pile à combustible	22,4	5,5 %	0,9	10,1 %
Convertisseur	29,5	7,2 %	0,5	5,3 %
Système total	410,9	100,0 %	9,2	100,0 %

Le coût principal vient des éoliennes qui représentent plus de 43 % des coûts en CAPEX et plus 60 % des coûts en OPEX. Le réservoir d'hydrogène est la deuxième source de dépense en termes d'investissement puisqu'il représente 35 % des coûts d'investissements totaux.

Dans ce scénario, l'ensemble de l'énergie produite à partir de diesel sont évités dans ce scénario, économisant ainsi l'utilisation de 37,3 millions de litres de diesel et d'éviter l'émission de 104 000 tonnes de CO₂. Cependant, 82 632 MWh de chaleur ont été produits à l'aide de chaudière diesel. En considérant un rendement de 90 %, cela correspond à 8,6 millions de litres de diesel supplémentaires. Bien sûr ces chauffages pourraient être électrique, en intégrant au système un contrôleur de charge électrique (chauffage électrique) on peut utiliser l'électricité en excès pour le convertir en chaleur et répondre à ces besoins.

Intégration d'un contrôleur de charge de thermique (CCT)

En réalisant de nouvelles simulations avec l'intégration d'un CCT sur le logiciel HOMER, on trouve les résultats suivants ; pour l'ajout d'un CCT de 43,6 MW, la production de chaleur à partir des chaudières électriques est passée à 61 MWh, soit une diminution de plus de 26 % des chaudières diesel et donc l'économie de plus de 2,3 millions de litres de diesel.

Pour ce projet la Période de Retour sur Investissement est de 12 années sans CCT et de 11 ans avec. Afin d'analyser plus précisément la viabilité, la Valeur actuelle nette a été calculée. Cette étude est présentée dans le Tableau 3.33.

Tableau 3.33 Étude de la Valeur actuelle nette du cas 2, scénario 3

	Sur 15 ans sans CCT	Sur 15 ans avec CCT
VAN	12,25	52,8
VAN actualisée	-146,8	-121,33

Le CCT influence beaucoup les résultats, puisqu'il permet de récupérer l'énergie électrique en excès pour la transformer sous forme de chaleur, réduisant ainsi l'utilisant de diesel. Le CCT a une influence non négligeable sur l'ensemble des coûts.

3.5 Scénario 4 : Décarbonation des transports lourds

3.5.1 Analyse du scénario

Ce scénario consiste à obtenir un ordre de grandeur pour dimensionner un système qui permettrait de produire assez d'hydrogène pour ravitailler les différents camions miniers tout au long de l'année. Pour une analyse économique complète, il serait nécessaire de réaliser une étude sur le remplacement de la flotte des camions miniers thermiques par des camions miniers à hydrogène. Ce scénario n'est pas une étude détaillée de la décarbonation des transports lourds. Elle vient ici, afin de pouvoir réaliser une estimation globale des moyens de productions d'énergie qui permettront un jour, de décarboner les camions miniers. Cette option est intéressante de point de vue des rendements, puisque les piles à combustible sont autour de 0,65 alors que les moteurs diesel autour de 0,35. De plus, convertir la flotte de camions permettrait de ne plus émettre de particules et de GES dans les galeries. Cela permettrait de réduire alors la ventilation qui représente tout de même presque 20 % de la demande en électricité de la mine.

3.5.2 Modélisation énergétique

Pour modéliser ce scénario, le schéma présenté dans la Figure 3.10 est utilisé.

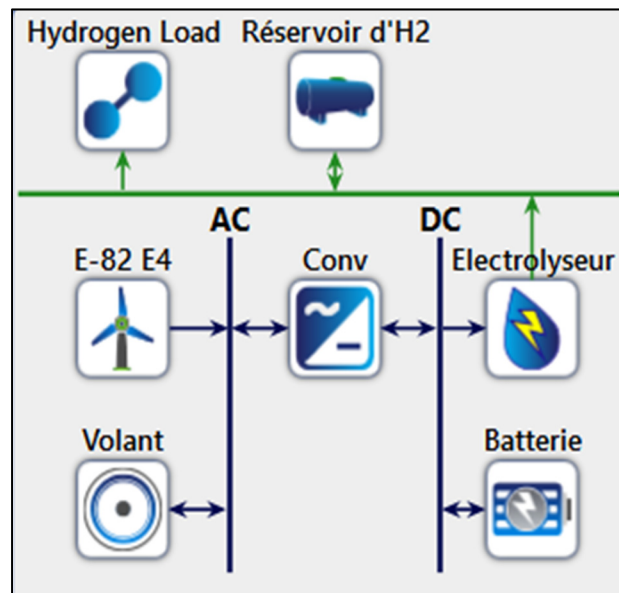


Figure 3.10 Modélisation du cas 1, scénario 4

En réalité, Homer ne permet pas de simuler une unique charge hydrogène sans charge électrique. Le logiciel Matlab a donc été utilisé pour dimensionner le système. La modélisation reste la même que celle que l'on peut voir sur la figure ci-dessus.

3.5.3 Résultats

Dimensionnement

Les résultats obtenus par Homer donnent le dimensionnement des technologies suivant :

Tableau 3.34 Dimensionnement pour le scénario 4

Dimensionnement des systèmes	
Éoliennes	8 (24 MW)
Électrolyseur PEM (en MW)	15 MW
Tank de stockage (en kg)	75 000 kg
Convertisseur	15 MW

Le système optimal pour ce scénario serait donc composé de 8 éoliennes et d'un système de stockage à hydrogène capable de stocker près de 75 000 kilogrammes d'hydrogène.

Résultats énergétiques

Tableau 3.35 Résultats énergétiques

Production d'hydrogène	En MWh	En %
Par les éoliennes	68 230	100 %

L'installation de ces 8 éoliennes et du système de production et de stockage d'hydrogène permet d'éviter la consommation de 5,52 litres de diesel.

Résultats économiques

Avec le dimensionnement trouvé, les coûts d'investissement et d'opérations sont les suivants :

Tableau 3.36 Résultats économiques

Composants	Capital d'investissement total		Opérations et maintenances par an	
	En M\$	En %	En M\$	En %
Éolienne E-82 E4	40,8	35,7 %	1,36	65,4 %
Électrolyseur	10,5	9,2 %	0,42	20,2 %
Réservoir H2	45	39,3 %	0,225	10,8 %
Convertisseur	9	7,8 %	0,075	3,6 %
Système total	114,3	100 %	2,08	100 %

Le coût principal vient dans ce scénario, du réservoir d'hydrogène qui représente près de 39,3 % des coûts en CAPEX. Cependant son OPEX, ne représente que 10,8 %. Les éoliennes sont deuxième source de dépense en termes d'investissement puisqu'elles représentent plus de 35 % des coûts d'investissements totaux. Dans ce scénario, l'ensemble de l'énergie produite à partir de diesel est évitée économisant ainsi l'utilisation de 5,53 millions de litres de diesel.

Pour ce projet la Période de Retour sur Investissement est de 17,7 années. Afin d'analyser plus précisément la viabilité, la Valeur actuelle nette a été calculée.

Tableau 3.37 Étude de la VAN pour le scénario 4

	15 ans	20 ans
VAN	-34,8	-0,19
VAN actualisé	-64,8	-50,47

Cette analyse économique reste très approximative puisque les coûts des camions et de leurs entretiens ne rentrent ici pas en compte. Seule l'étude des moyens de production du carburant hydrogène est étudié.

3.6 Scénario 5 : Décarbonation des véhicules et des équipements miniers

Ce scénario consiste à dimensionner un système permettant de décarboner l'ensemble des véhicules et des équipements miniers en les alimentant à l'électricité.

3.6.1 Analyse du scénario

Ce scénario prend en compte l'ensemble des postes de consommations électrifiables, c'est-à-dire les véhicules légers (camionnettes et véhicules de surface) ainsi que l'ensemble des équipements miniers.

Tableau 3.38 Poste de consommation d'énergie

Postes de consommations	Données	Puissances moyennes	Pourcentage
Équipements miniers	Moyennes	6,77	92,12 %
Véhicules de surface	Moyennes	0,32	4,35 %
Camionnettes Toyota	Moyennes	0,26	3,53 %
Total	X	7,35	100 %

Au total, c'est un appel de puissance de 7,35 MW dont une grande partie (92,12 %) concerne les équipements miniers tout au long de l'année.

3.6.2 Modélisation énergétique

Schéma de la modélisation

La modélisation consiste à créer une charge électrique virtuelle de 7,35 MW représentant l'ensemble des postes de consommations présentés précédemment. Étant donné que ces postes de consommations n'ont pas de données horaires, une moyenne est réalisée sur 24h. Ce résultat est proche de la réalité puisque ces postes de consommations sont utilisés en permanence, soit 24h/24 à Mine Raglan.

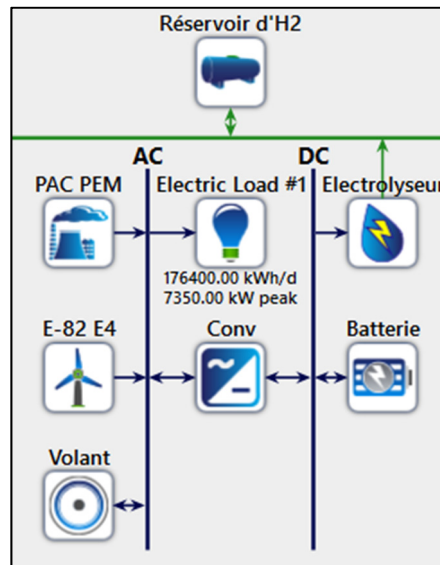


Figure 3.11 Modélisation pour le scénario 5

3.6.3 Résultats

Dimensionnement

Les résultats obtenus proposent de dimensionner les systèmes énergétiques de la façon suivante :

Tableau 3.39 Résultats du dimensionnement des systèmes

Dimensionnement des systèmes	
Éoliennes	19 (54 MW)
Électrolyseur PEM (en MW)	11
Réservoir de stockage (en kg)	100 000
Pile à combustible PEM (en MW)	8 500

Le système optimal pour ce scénario serait donc composé de 19 éoliennes et d'un système de stockage à hydrogène capable de stocker près de 100 000 kilogrammes d'hydrogène.

Résultats énergétiques

Les résultats obtenus sont les suivants :

Tableau 3.40 Résultats énergétiques du scénario 5

Production d'électricité sur le réseau 25 kV	En MWh	En %
Par les éoliennes	161 868	90.6
Par les piles à combustible PEM	16 742	9.4
Total	178 640	100
Excès d'électricité	71 695	40.1

Ce dimensionnement, optimisé économiquement, permet d'assurer en énergie la consommation modélisée. Toutefois, une grande partie de l'énergie possible n'a pas été récupérée. L'électricité en excès non utilisée représente 71 MWh soit 40 % de la production totale possible d'électricité.

Résultats économiques

À la suite des différentes simulations réalisées sur le logiciel HOMER, on obtient les résultats économiques suivants :

Tableau 3.41 Résultats économiques du scénario 5

Composants	Capital d'investissement total		Opérations et maintenances par an	
	En M\$	En %	En M\$	En %
Éolienne E-82 E4	99,750	54,7	3,230	79,2
Électrolyseur	7,700	4,3	0,308	7,6
Réservoir H2	60,000	32,9	0,300	7,3
Pile à combustible	8,500	4,6	0,133	3,3
Convertisseur	6,460	3,5	0,108	2,6
Système total	182,410	100	3,231	100

Le coût principal vient des éoliennes qui représentent plus de 54 % des coûts en CAPEX et près de 79.2 % des coûts en OPEX. Le réservoir d'hydrogène est la deuxième source de dépense en termes d'investissement puisqu'il représente 35 % des coûts d'investissements totaux. Pour ce projet la Période de Retour sur Investissement est de 19,3 années. Afin d'analyser plus précisément la viabilité, la Valeur actuelle nette a été calculée.

Tableau 3.42 Étude de la VAN pour le scénario 5

	15 ans	20 ans
VAN	-48,1	8,72
VAN actualisé	-98,55	-75

3.7 Scénario 6 : Décarbonation totale de Mine Raglan

Ce scénario consiste à dimensionner un système permettant de décarboner l'ensemble de Mine Raglan. Cet ensemble comprend le réseau 25 kV de la mine, chaleur et électricité, les camions miniers, les équipements miniers, les véhicules légers, camionnettes Toyota et le chauffage sous terrain.

3.7.1 Analyse du scénario

Les courbes de consommations d'électricité, de chaleur et d'hydrogène sont les suivantes :

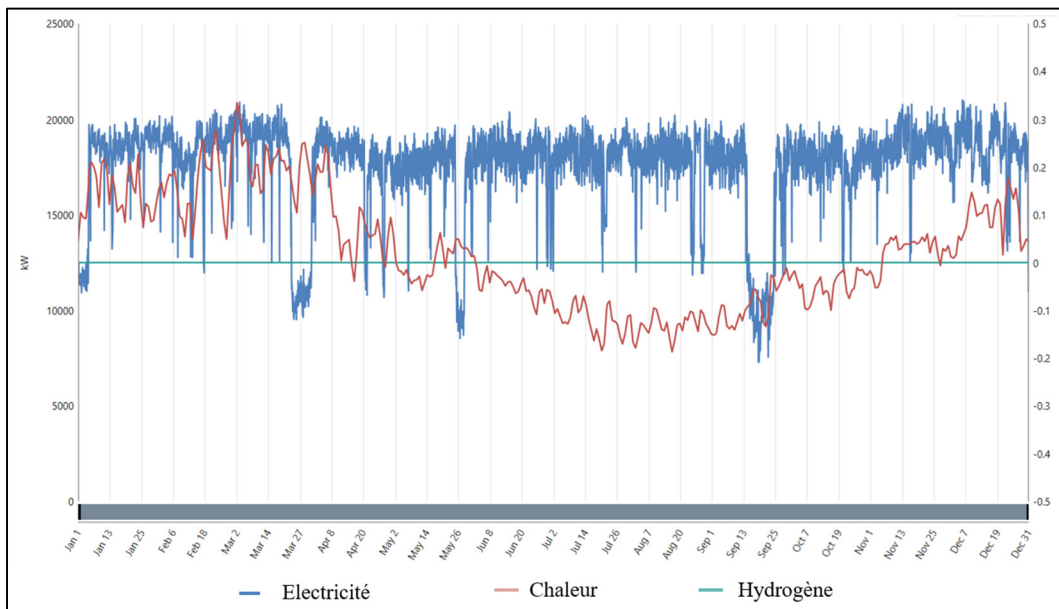


Figure 3.12 Courbe de consommation du scénario 6

3.7.2 Modélisation énergétique

Schéma de la modélisation

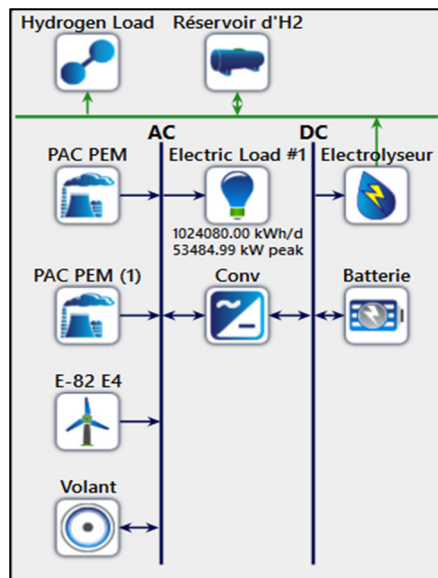


Tableau 3.43 Modélisation du cas
1 scénario 6

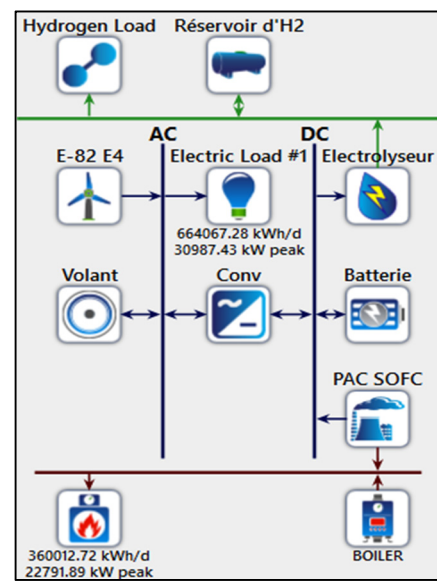


Tableau 3.44 Modélisation du cas
2 scénario 6

3.7.3 Résultats cas 1 : Utilisation de PEM

Dimensionnement

Les résultats obtenus proposent de dimensionner les systèmes énergétiques de la façon suivante :

Tableau 3.45 Dimensionnement des systèmes pour le scénario 6, cas 1

Dimensionnement des systèmes	
Éoliennes	102
Électrolyseur PEM (en MW)	90
Réservoir de stockage (en kg)	500 000
Pile à combustible PEM (en MW)	54

Le système optimal pour ce scénario serait donc composé de 102 éoliennes et d'un système de stockage à hydrogène capable de stocker près de 500 000 kilogrammes d'hydrogène.

Résultats énergétiques

À la suite des différentes simulations réalisées sur le logiciel HOMER, on obtient les résultats énergétiques suivants :

Tableau 3.46 Résultats énergétiques pour le scénario 6, cas 1

Production d'électricité sur le réseau 25 kV	En MWh	En %
Par les éoliennes	866 296	89,7
Par les piles à combustible PEM	99 448	10,3
Total	965 745	100
Excès d'électricité	281 057	21,1

Dans ce scénario, 100% de la production d'électricité sur le réseau 25 kV est d'origine renouvelable. Les EMD ne produisent que 10,63% de l'électricité sur le réseau. De plus, on observe une quantité non négligeable d'électricité en excès. Cette énergie peut être récupérée et utilisée par une chaudière électrique pour sécuriser l'équilibre du réseau, mais aussi pour produire de la chaleur. Dans ce scénario, la chaleur et l'électricité forment une seule et unique charge, l'électricité produite en excès n'est donc pas utilisable. Avec cette configuration, 10,6 % de l'énergie reste carbonée. Cela représente l'utilisation la totalité des litres de diesel économisés, soit 53,3 millions.

Résultats économiques

À la suite des différentes simulations réalisées sur le logiciel HOMER, on obtient les résultats économiques suivants :

Tableau 3.47 Résultats économiques du scénario 6, cas 1

Composants	Capital d'investissement total		Opérations et maintenances par an	
	En M\$	En %	En M\$	En %
Éolienne E-82 E4	535,5	54,9 %	17,3	79,9 %
Électrolyseur	42,8	4,4 %	1,7	7,9 %
Réservoir H2	300,0	30,8 %	1,5	6,9 %
Pile à combustible	42,7	4,4 %	0,7	3,2 %
Convertisseur	53,7	5,5 %	0,4	2,1 %
Système total	974,7	100,0 %	21,7	100,0 %

Le coût principal vient des éoliennes qui représentent près de 55 % des coûts en CAPEX et près de 80 % des coûts en OPEX. Le réservoir d'hydrogène est la deuxième source de dépense en termes d'investissement puisqu'il représente 30,8 % des coûts d'investissements totaux.

Pour ce projet la Période de Retour sur Investissement est de 21,1 années. Afin d'analyser plus précisément la viabilité, la Valeur actuelle nette a été calculée.

Tableau 3.48 Étude de la VAN pour le scénario 6, cas 1

	Sur 15 ans	Sur 20 ans
VAN	-243,1	289,3
VAN actualisée	-520,0	-613,7

L'ensemble des valeurs actuelles nettes de ce scénario sont négatives sur 15 ans.

3.7.4 Résultats cas 2 : Utilisation de SOFC

Dimensionnement

Les résultats obtenus proposent de dimensionner les systèmes énergétiques de la façon suivante :

Tableau 3.49 Dimensionnement du scénario 6, cas 2

Dimensionnement des systèmes	
Éoliennes	66 (180 MW)
Électrolyseur PEM (en MW)	59
Tank de stockage (en kg)	345 000
Pile à combustible PEM (en MW)	33

Résultats énergétiques

À la suite des différentes simulations réalisées sur le logiciel HOMER, on obtient les résultats énergétiques suivants :

Tableau 3.50 Répartition de la production électrique pour le cas 2 du scénario 6

Production d'électricité sur le réseau 25 kV	En MWh	En %
Par les éoliennes	562 382	89.6
Par les piles à combustible PEM	65 391	10.4
Total	627 774	100
Excès d'électricité	183 273	29.1

Le système dimensionné dans ce scénario permet d'obtenir sur le réseau 25 kV, de l'électricité 100 % renouvelable. Une quantité non négligeable d'électricité est perdue, car en excès. En

fonction des besoins des prochains scénarios, celle-ci pourrait être stockée ou revalorisée sous forme de chaleur ou d'hydrogène.

Tableau 3.51 Répartition de la production de chaleur pour le cas 2 du scénario 6

Production de chaleur sur le réseau 25 kV	En MWh	En %
Par les piles à combustible PEM	39 085	29.2
Chaudières	94 794	70.8
Total	133 879	100
Excès de chaleur	2 475	1.8

En utilisant la cogénération des piles à combustible, cela permet de produire près de 40 000 MWh de chaleur décarbonée. Mais cette production n'est pas suffisante, il est nécessaire d'alimenter des chaudières à diesel avec plus de 10 millions de litres de diesel pour répondre à la demande en chauffage.

Résultats économiques

À la suite des différentes simulations réalisées sur le logiciel HOMER, on obtient les résultats économiques suivants :

Tableau 3.52 Résultats économiques pour le cas 2 du scénario 6

Composants	Capital d'investissement total		Opérations et maintenances par an	
	En M\$	En %	En M\$	En %
Éolienne E-82 E4	346,5	52,9 %	11,2	77,3 %
Électrolyseur	33,9	5,2 %	1,4	9,3 %
Réservoir H2	207,0	31,6 %	1,0	6,9 %
Pile à combustible	39,6	6,0 %	0,7	4,8 %
Convertisseur	28,2	4,3 %	0,2	1,7 %
Système total	655,2	100,0 %	14,5	100,0 %

Le coût principal vient des éoliennes qui représentent plus de 51 % des coûts en CAPEX et plus de 75 % des coûts en OPEX. Le réservoir d'hydrogène est la deuxième source de dépense en termes d'investissement puisqu'il représente plus de 30 % des coûts d'investissements totaux.

Pour ce projet la Période de Retour sur Investissement est de 10,2 années. Afin d'analyser plus précisément la viabilité, la Valeur actuelle nette a été calculée :

La VAN actualisée avec le taux d'actualisation et l'inflation n'est pas positive même après plus de 20 années. Il est nécessaire de dire que cet indicateur reste un outil d'évaluation prévisionnel dont les paramètres sont difficiles à prévoir. Sans prendre en compte le taux d'actualisation et le taux d'inflation, la VAN est beaucoup plus intéressante.

Intégration d'un contrôleur de charge de thermique (CCT)

En réalisant de nouvelles simulations avec l'intégration d'un CCT sur HOMER, on trouve les résultats suivants ; pour l'ajout d'un CCT, la production de chaleur à partir des chaudières

électriques est passée à 54.4 MWh, soit une diminution de plus de 43.1 % des chaudières diesel et donc l'économie de plus de 5,68 millions de litres de diesel.

Pour ce projet la Période de Retour sur Investissement est de 14,8 années. Afin d'analyser plus précisément la viabilité, la Valeur actuelle nette a été calculée.

Tableau 3.53 Étude de la VAN pour le scénario 6, cas 2

	Sur 15 ans sans CCT	Sur 15 ans avec CCT
VAN	139,9	146,7
VAN actualisée	-162,75	-156,4

La VAN actualisée avec le taux d'actualisation et l'inflation n'est pas positive même après plus de 20 années. Il est nécessaire de dire que cet indicateur reste un outil d'évaluation prévisionnel dont les paramètres sont difficiles à prévoir. Sans prendre en compte le taux d'actualisation et le taux d'inflation, la VAN est beaucoup plus intéressante.

3.8 Conclusion

Finalement, ce chapitre montre l'ensemble des résultats pour les différents scénarios étudiés. Ces résultats permettent d'avoir une vue d'ensemble des différentes possibilités pour la Mine de se décarboner, et de, par la suite, déterminer une feuille de route afin d'optimiser économiquement la décarbonation de la mine avec ou sans de technologies à hydrogène.

CHAPITRE 4

DISCUSSION

Ce chapitre vise à mettre en corrélation les différents résultats trouvés précédemment et à discuter des améliorations possibles afin de rendre dans un premier temps les simulations plus réalistes et dans un deuxième temps d'apporter des améliorations au système étudié. Enfin une proposition de configuration de systèmes renouvelables sera proposée afin de décarboner Mine Raglan en prenant en compte les différentes contraintes.

4.1 Analyse des résultats

Cette partie consiste à reprendre l'ensemble des résultats précédents afin de les mettre en corrélation et de pouvoir savoir dans quelle mesure l'hydrogène permet de décarboner Mine Raglan. Dans un premier temps, une comparaison énergétique des différents scénarii sera effectuée. Puis, une comparaison économique.

4.1.1 Comparaison énergétique des différents scénarios

Pour rappel, chaque scénario de décarbonation n'avait pas les mêmes délimitations. Les trois premiers concernent le réseau 25 kV, le quatrième et le cinquième concerne les transports lourds et les équipements tandis que le sixième traite de décarbonation totale de Mine Raglan, c'est-à-dire, l'ensemble des scénarios précédents.

Afin de pouvoir comparer les différents scénarios, plusieurs tableaux sont réalisés.

Tableau 4.1 Bilan des résultats

Les scénarios	Nombre de litres économisés	Décarbonation de la production électrique du réseau 25 kV	Intégration de la chaleur renouvelable sur le réseau 25 kV	Décarbonation de la production électrique du périmètre étudié de Mine Raglan
S1 C1	10,3	27,6 %	0,0 %	19,3 %
S1 C2	22	59,0 %	0,0 %	41,3 %
S2 C1	24,4	65,4 %	55,3 %	45,8 %
S2 C2	20,9	56,0 %	17,4 %	39,2 %
S2 C2 CCT	22,8	61,1 %	57,0 %	42,8 %
S3 C1	37,3	100,0 %	100,0 %	70,0 %
S3 C2	28,7	76,9 %	27,2 %	53,8 %
S3 C2 CCT	31	83,1 %	47,5 %	58,2 %
S4	5,5	X	X	10,3 %
S5	8,5	X	X	15,9 %
S6 C1	53,3	100 %	100 %	100,0 %
S6 C2	42,8	100 %	29,2 %	80,3 %
S6 C2 CCT	48,4	100 %	59,4 %	90,8 %

Ce tableau permet de montrer qu'il est tout à fait possible de dimensionner un système énergétique renouvelable qui ait la capacité de répondre aux besoins de la mine. Plusieurs conclusions peuvent être faites :

- Si une technologie de chauffage électrique permet de réaliser le procédé de chauffage, il est possible d'alimenter la mine en énergie uniquement renouvelable;

- Utiliser des piles à combustible solide SOFC en cogénération, ne permet pas de répondre à l'ensemble de la demande en chaleur, il est nécessaire de rajouter un chauffage d'appoint;
- Le contrôleur de charge thermique permet d'augmenter grandement le taux de chauffage issu d'énergie renouvelable, près du double pour chaque scénario où il est utilisé.

En mettant en corrélation le diesel économisé avec la taille du stockage d'hydrogène, on se rend compte que la proportion entre les deux n'est pas tout le temps identique en fonction des technologies :

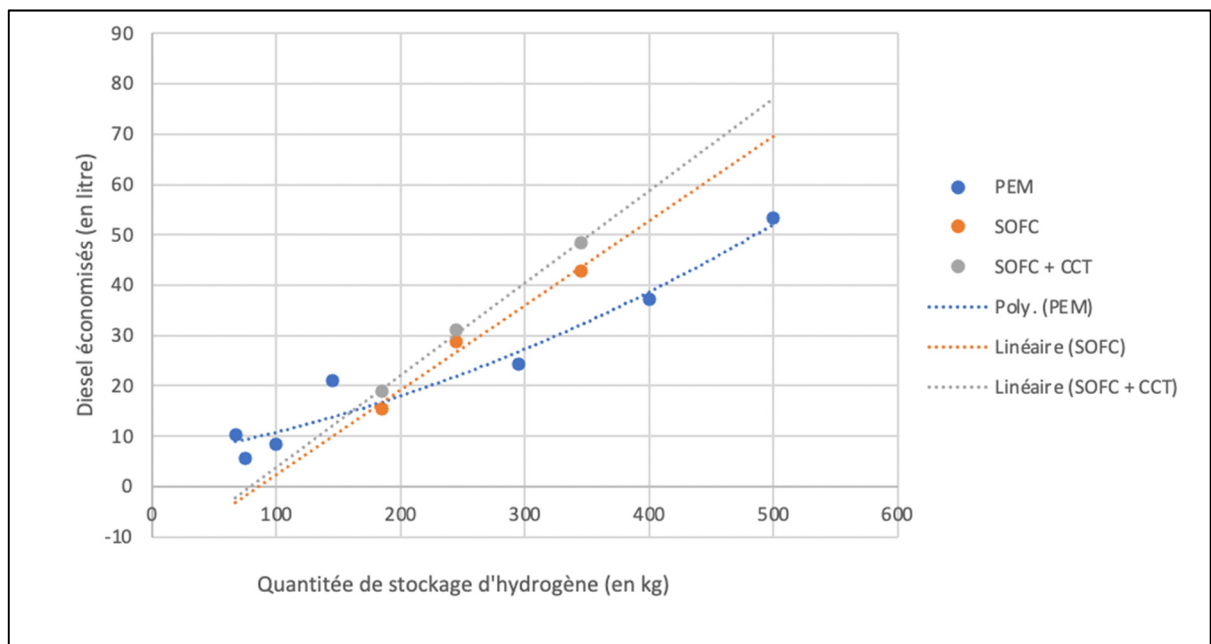


Figure 4.1 Diesel économisé en fonction de la quantité de stockage d'hydrogène

L'utilisation d'une pile à combustible PEM qui assure en énergie à la fois électrique et thermique la mine ne donne pas un rapport linéaire entre quantité de stockage et diesel économisé. En effet, pendant les périodes critiques, c'est-à-dire sans vent, plus la charge demandée est grande, et plus le stockage d'hydrogène devra être important à chaque litre de diesel supplémentaire économisé.

Le quatrième point bleu, situé au-dessus de la courbe de tendance, correspond au cas 2 scénario 1. Dans ce scénario les génératrices fonctionnent en suivant la demande de chaleur du réseau glycol. C'est-à-dire que les génératrices suivent la consommation thermique et permettent ainsi d'éviter un trop grand pic de consommation. Ainsi, cela permet de ne pas surdimensionner les systèmes.

Réduisant ainsi fortement les demandes en énergies issues du stockage pendant les périodes sans vent. Ce qui explique le nombre élevé de diesel économisé par rapport à la taille du réservoir de stockage d'hydrogène.

Parmi l'ensemble des scénarii avec la technologie PEM, le cas 2 du scénario 1 apparaît comme optimisé par rapport aux autres. En effet, le rapport entre diesel économisé par rapport à la quantité de stockage d'hydrogène est plus élevé. Cette remarque se vérifie aussi avec le nombre d'éoliennes :

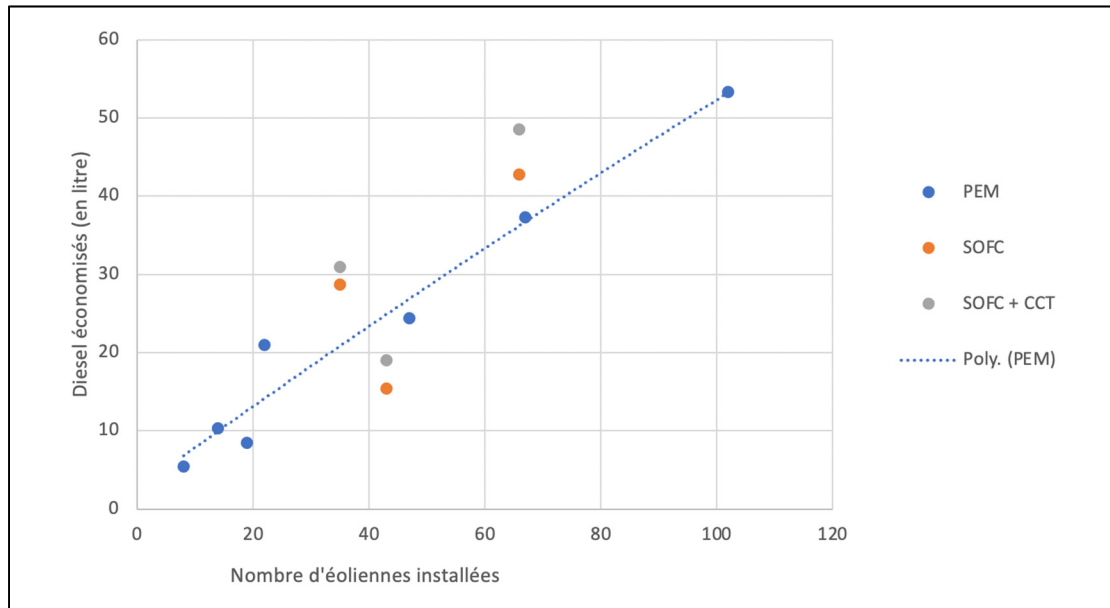


Figure 4.2 Diesel économisé en fonction du nombre d'éoliennes et des technologies utilisées

Ces deux graphiques montrent aussi que les piles à combustible SOFC couplées à des contrôleurs de charges thermiques semblent être plus efficaces que les piles à combustible PEM pour décarboner.

4.1.2 Comparaisons économiques

Même si d'un point de vue énergétique et environnemental, certains scénarios paraissent plus performants, il est nécessaire de comparer économiquement la viabilité des différents projets afin que Mine Raglan puisse se décarboner réellement. Les premiers indicateurs porteront sur la PRI, les litres de diesel économisés et le CAPEX. En fonction des scénarios, les résultats sont les suivants :

Tableau 4.2 Comparaisons de trois indicateurs économiques

Les scénarios	PRI actualisée	Litres de diesel économisés	CAPEX
S1 C1	12,5	10,3	141,3
S1 C2	11	22	312,1
S2 C1	16,6	24,4	484
S2 C2	11,6	20,9	269
S2 C2 CCT	10,7	22,8	269
S3 C1	16,2	37,3	705
S3 C2	13,1	28,7	410
S3 C2 CCT	12	31	410
S4	17,2	5,5	114,3
S5	18,9	8,5	182,4
S6 C1	16,1	53,3	974
S6 C2	13,9	42,8	655
S6 C2 CCT	12,1	48,4	655

Ces résultats permettent de mettre en corrélation la performance des configurations d'un point de vue énergétique, mais aussi économique. Plus l'ensemble des cases sont vertes plus le scénario est performant dans son ensemble. Certains scénarios comme le cas 1 du scénario 6 permettent de décarboner entièrement la mine, mais cela reste très coûteux, près de 1 milliard

d'investissements et une période de retour sur investissement de plus de 16 ans. Dans l'ensemble, les scénarios avec des PEM permettent de décarboner en plus grande quantité, mais ces scénarios restent moins performants que ceux où les SOFC sont utilisées. Outre cette conclusion, ces résultats permettent de tracer plusieurs graphiques. En traçant la PRI en fonction du nombre de litres de diesel substitués ou en fonction du CAPEX, on obtient les graphiques suivants :

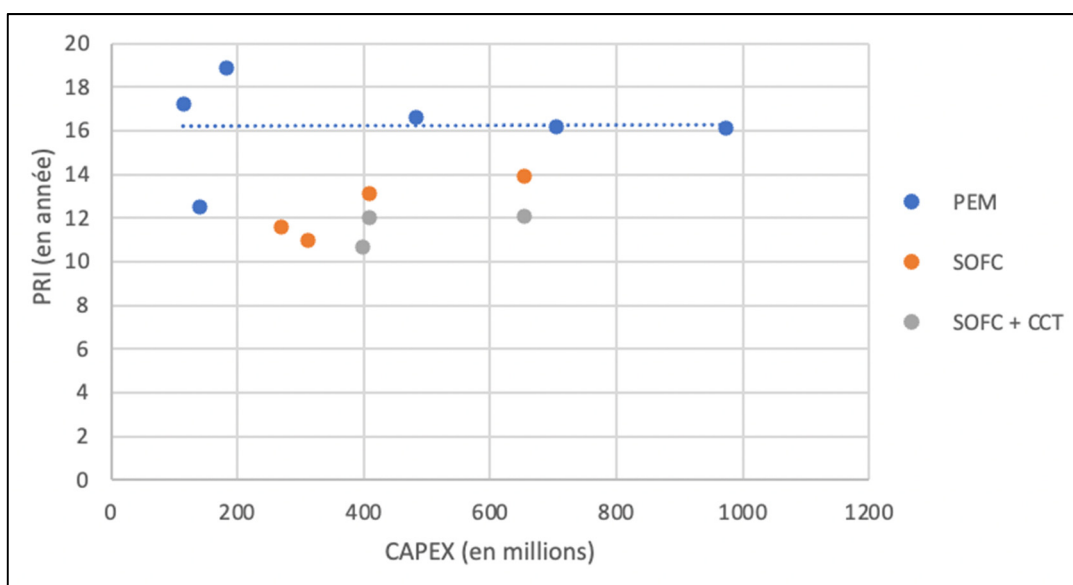


Figure 4.3 PRI en fonction du CAPEX des projets

Le CAPEX de départ de chaque scénario ne semble pas influencer grandement la PRI, puisque la courbe de tendance reste linéaire à l'horizontale. Cependant, les technologies semblent influencer les PRI puisque l'ensemble des SOFC ont des PRI plus courtes que les PEM. Les contrôleurs de charge thermique permettent eux aussi de réduire la PRI.

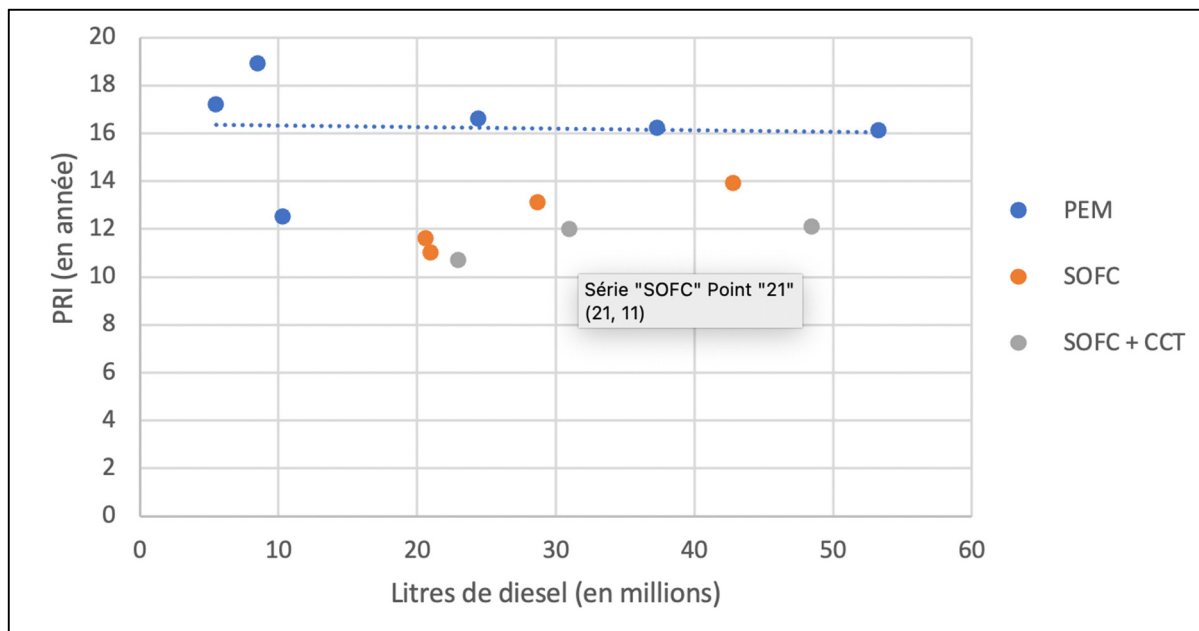


Figure 4.4 PRI en fonction du diesel substitué

On observe les mêmes conclusions que le graphique précédent lorsqu'on regarde la PRI en fonction du nombre de litres de diesel économisés. Cela s'explique par la baisse des coûts en fonction des volumes installés, mais aussi une plus grande quantité de diesel substitué et donc de dépenses d'opérations en moins. Les scénarios avec des piles à combustibles solides combinés à des contrôleurs de charges thermiques semblent les plus optimisés.

Le troisième graphique obtenu à partir des résultats est le suivant :

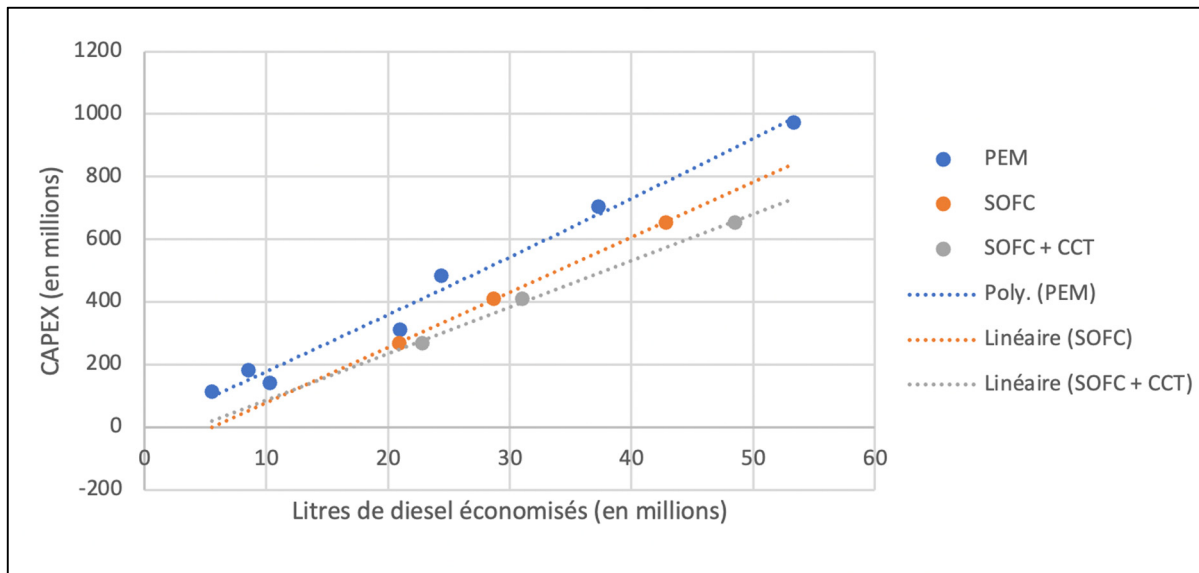


Figure 4.5 Évolution du CAPEX en fonction des litres économisé et des technologies

Les configurations avec la technologie PEM sont plus onéreuses pour décarboner un litre de diesel que les technologies SOFC. Cette observation est à nuancer puisque le coût des chaudières n'a pas été pris en compte ni même celui des contrôleurs de charges thermiques lorsqu'ils sont utilisés. Cependant, cette approximation ne devrait pour autant changer cette conclusion, notamment lorsqu'il s'agit de décarboner la mine en substituant plus de 35 millions de litres de diesel. Les piles à combustible PEM ont un rendement de 0,6 ce qui donne une perte 0,4 alors que les piles à combustibles solides ont des pertes plus faibles étant donné que l'énergie dissipée peut être récupérée sous forme de chaleur.

Le tableau suivant fait un récapitulatif des périodes de retour sur investissement et des valeurs actuelles nettes actualisées et non actualisées avec le taux d'actualisation et le taux d'inflation :

Tableau 4.3 VAN en fonction des scénarios

Les scénarios	PRI actualisée	VAN actualisée sur 15 ans	VAN
S1 C1	9,5	-43,5	15,4
S1 C2	10,1	-104,9	27,83
S2 C1	15,8	-276,2	-149,3
S2 C2	18,6	-79	35,8
S2 C2 CCT	13,2	-57,18	70,68
S3 C1	15,5	-404,3	-210,3
S3 C2	12	-147,9	10,4
S3 C2 CCT	11	-121,3	52,8
S4	17,7	-64,8	-34,8
S5	19,3	-98,5	-48,1
S6 C1	21,1	-520	-243,15
S6 C2	19,2	-162,8	139,9
S6 C2 CCT	14,8	-156,5	146,8

Plus les projets sont ambitieux et moins ils paraissent viables économiquement. Les PRI sont plus longues et les VAN sont plus négatives. Aucune des VAN actualisée n'est positive. Mais cet indicateur est à nuancer. Les taux d'actualisation et d'inflation sont difficiles à prévoir, rien qu'aujourd'hui où le taux d'inflation est particulièrement haut et atteint les 8 % quand dans la simulation, il est fixé à 2 %. Avec de tels taux fixés, les coûts du diesel sont de moins en moins conséquents par année. Avec le pic du pétrole dépassé et les tensions autour de cette ressource, il paraît peu probable que les prix actualisés du diesel perdent de la valeur.

Il est aussi important de rappeler que dans ces résultats aucune subvention ou aide n'a été prise en compte. Celles-ci peuvent avoir un impact considérable sur la réalisation économique d'un tel projet.

4.2 Critiques sur les hypothèses de simulations

Cette partie consiste à discuter de l'ensemble des hypothèses retenues pour les simulations.

4.2.1 Modélisation des différentes charges et technologies de chauffage

En fonction des scénarios, les charges ont été modélisées différemment. Mine Raglan décarbonée dans son ensemble, pourrait avoir trois charges différentes ; une charge électrique, thermique et une charge d'hydrogène. Dans les scénarios avec une pile à combustible PEM, les charges électriques et thermiques ont donc été fusionnées en faisant l'hypothèse de l'ajout de technologie de chauffage électrique capable de transformer 1 kWh d'électricité en 1 kWh de chaleur.

Une étude approfondie sur les technologies de chauffage permettrait d'affiner les différents scénarios et de les optimiser dans leur dimensionnement et fonctionnement. Cela permettrait aussi d'ajouter les différents coûts de toutes ces technologies.

4.2.2 Modélisation des générateurs

Les génératrices diesel ainsi que les piles à combustible ont été modélisées par des génératrices et piles à combustible équivalentes. Il existe donc des approximations lors des simulations. Par exemple, trois génératrices CAT de 1,8 MW sont modélisées par une seule génératrice de 5,4 MW dans la réalité les comportements seront différents en fonction de la puissance demandée.

Dans le cas où des génératrices devraient rester à Mine Raglan, il serait intéressant de réaliser des simulations à l'aide de générateurs à vitesse variable. D'après un article paru en 2019, une génératrice diesel VSG permettrait d'intégrer jusqu'à 40 % d'électricité renouvelable sur le réseau et de réduire la quantité de stockage nécessaire. (Hamilton et al., 2019) Deux conséquences qui permettraient aussi de réduire les coûts des projets. Ainsi, remplacer lors de

la fin de vie des génératrices, de nouvelles génératrices à vitesse variable pourraient avoir une incidence non négligeable.

4.2.3 Temps de réponse des piles à combustible

Dans les différentes simulations, les piles à combustible démarrent instantanément. Dans la réalité il leur faut du temps pour qu'elles montent en température. Aussi, les différentes phases dynamiques n'ont pas été étudiées, c'est-à-dire lorsque les piles démarrent et s'arrêtent. Il est possible de combler ce temps de transition à l'aide de stockage avec des temps de réponse rapide comme les batteries ou les volants d'inertie. Pour compléter cette étude, il pourrait être possible de dimensionner ces systèmes de stockage et de configurer les temps de réponse réels des piles utilisées.

4.3 Analyse de sensibilités

Les technologies d'hydrogène sont des technologies en pleins essors. Les coûts sont difficilement estimables par les évolutions technologiques rapides et la disponibilité des matériaux critiques. Une étude de sensibilité en fonction des coûts des technologies d'hydrogène sera réalisée dans cette partie. Pour cette analyse, l'exemple du cas 2 du scénario 3 sera utilisé, puisque c'est celui dont les pourcentages des technologies d'hydrogène sont les plus grands pour le CAPEX et l'OPEX.

4.3.1 L'électrolyseur

Dans cette étude, les coûts estimés par l'IRENA en fonction du volume ont été utilisés. D'après les résultats le coût en CAPEX et en OPEX des électrolyseurs ne dépasse pas 7 % du coût total. Plusieurs simulations ont été réalisées avec des coûts d'électrolyseurs différents, ils sont partagés sous forme de graphique :

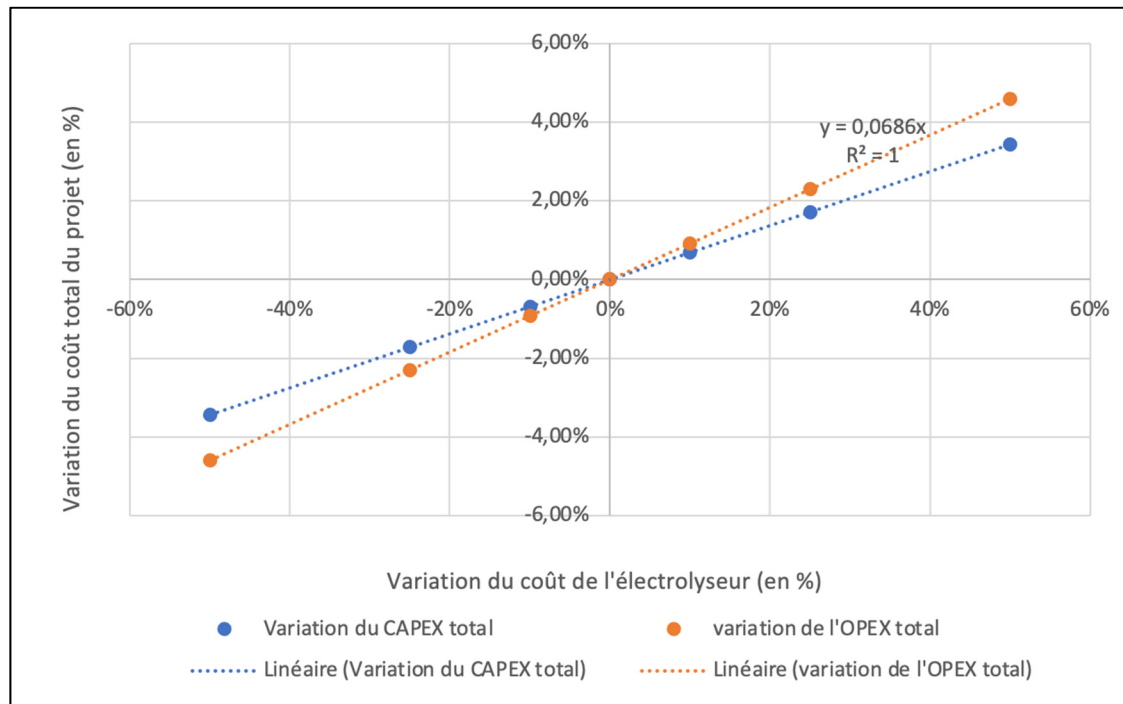


Figure 4.6 Variation des coûts de CAPEX et d'OPEX du projet en fonction des coûts de l'électrolyseur

Même si les électrolyseurs coutent jusqu'à 50 % plus chers, le coût total du projet lui n'augmentera que de 3,4 %. Concernant l'OPEX, l'influence est légèrement plus grande puisqu'une augmentation de 40 %, influe de plus de 4 % sur l'OPEX total du nouveau système.

4.3.2 Le stockage de l'hydrogène

Le stockage de l'hydrogène est réalisé à l'aide de réservoir étanche et renforcé afin d'assurer toutes les normes de sécurités. Les informations concernant les coûts à propos de ces technologies sont rares. L'estimation a été réalisée à partir de la revue de littérature, mais il se peut que les coûts soient plus élevés s'il est nécessaire d'équiper le réservoir pour les conditions climatiques de Raglan comme moins coûteux par le grand volume qui sera nécessaire. Ainsi, comme pour l'électrolyseur, une étude de sensibilité sur le coût du stockage de l'hydrogène a été réalisée variant entre -40 % et +40 %.

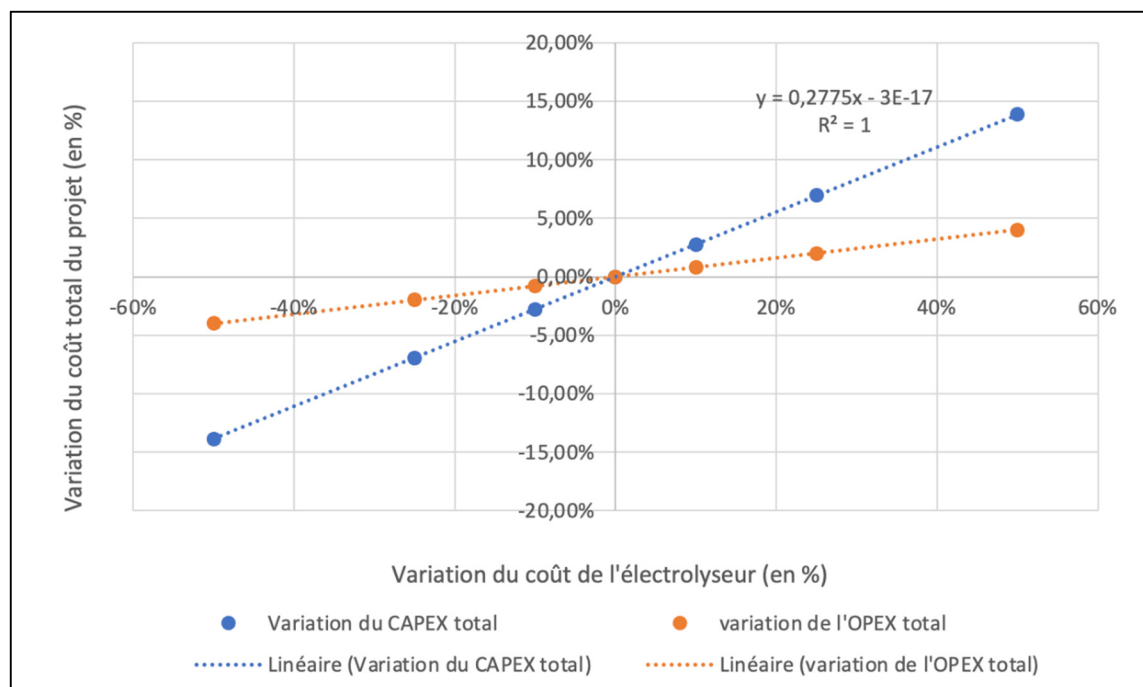


Figure 4.7 Variation du coût total du projet en fonction du coût du réservoir de stockage d'hydrogène

Contrairement à l'électrolyseur, variation des coûts faits plus sensiblement varier le CAPEX total que l'OPEX. En effet pour une variation des coûts de 50 % sur le stockage, le CAPEX total du projet varie de 14 % et l'OPEX total de 4 %.

Comme expliqué dans la partie suivante, il est possible de stocker l'hydrogène sous la terre dans des cavernes de sel ou d'anciennes cavités de gaz. Il pourrait être très intéressant de voir si les anciennes galeries minières pourraient permettre de servir de cavité afin d'y stocker de l'hydrogène. Il faudrait alors vérifier les effets de stocker l'hydrogène dans le pergélisol et dans le cas où ceci n'est pas possible, de saliniser les anciennes galeries afin d'y stocker de l'hydrogène. Les coûts de stockage en seraient grandement réduits.

4.3.3 Les piles à combustible

Les coûts des piles à combustible sont particulièrement difficiles à estimer à cause d'un manque de données. Encore plus lorsque c'est pour de la génération d'électricité et de chaleur dans le cas des SOFC. Pour vérifier que les conclusions apportées par cette étude sont toujours bonnes malgré une possible estimation un peu éloignée de la réalité, une étude sensibilité est réalisée. Les coûts sont, comme avec les exemples précédents, entre -50 % et +50 %.

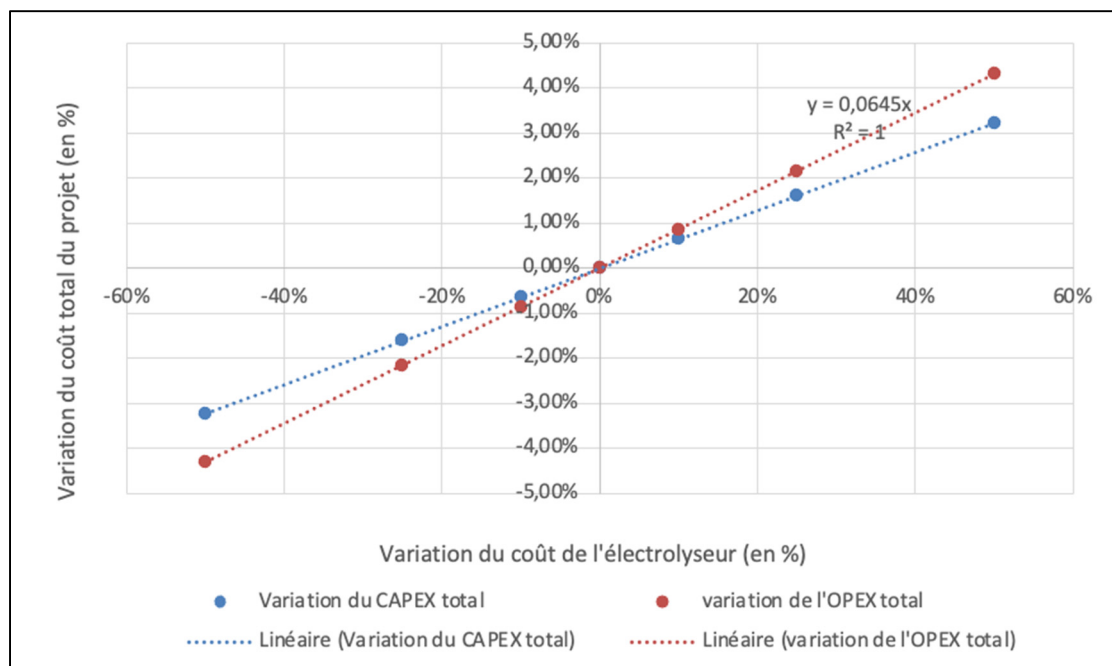


Figure 4.8 Variation du coût total du projet en fonction du coût de la pile à combustible

Comme pour les électrolyseurs la variation de l'OPEX est plus importante que celle du CAPEX sur les variations totales du projet. Dans les deux cas, même une modification des coûts de 50 % n'influence pas le coût total de plus 5 %.

4.3.4 Bilan des technologies d'hydrogène

Cette partie consiste à regarder globalement l'influence des coûts de l'ensemble des technologies d'hydrogène. La figure ci-dessous montre l'influence de la variation du coût total

du projet en fonction de la variation du coût des technologies d'hydrogène. Les variations du CAPEX et de l'OPEX sont représentées.

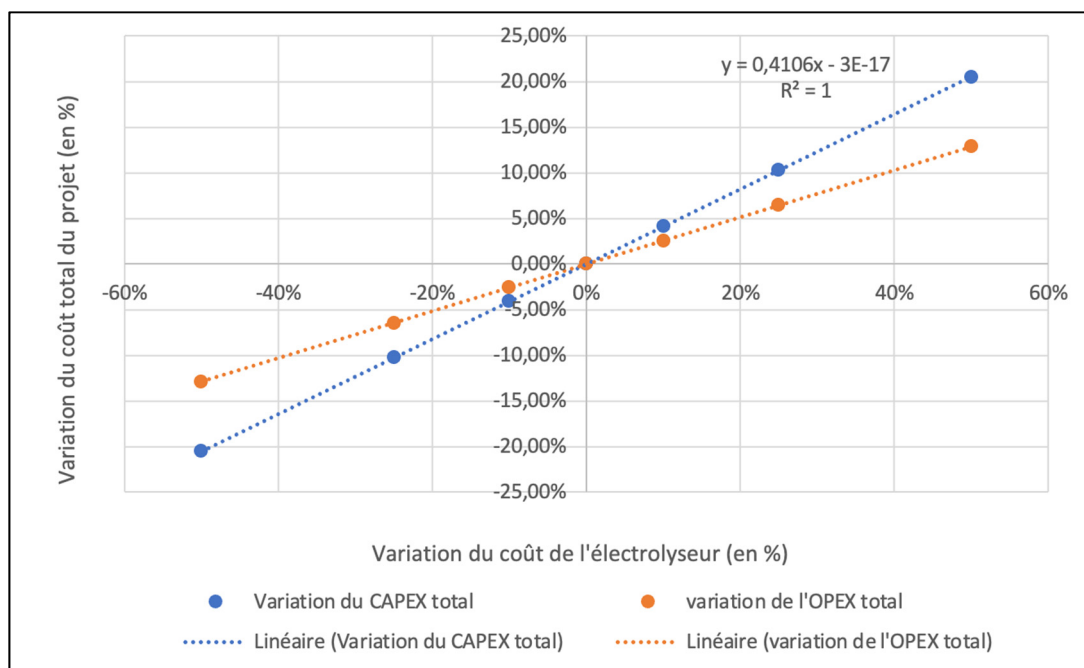


Figure 4.9 Variation du coût total du projet en fonction du coût des technologies à hydrogène

Finalement, si le coût de l'ensemble des technologies d'hydrogène variait à haut de 50 % cela influencerait le CAPEX total du projet de 20 % et l'OPEX total du projet de près de 13 %. Cela semble considérable, mais ces résultats sont tout de même à nuancer, puisqu'une erreur d'estimation de 40 % pour chaque technologie semble être assez improbable.

4.4 Les améliorations pour Mine Raglan :

Cette partie consiste à discuter de plusieurs améliorations possibles pour décarboner Mine Raglan.

4.4.1 Étude des périodes sans vent

Plus le scénario est ambitieux et plus la quantité de stockage d'hydrogène est importante. Afin d'optimiser économiquement le système, il serait intéressant de réaliser une étude complète sur l'ensemble des données météo disponibles de Mine Raglan afin de pouvoir vérifier combien de fois par année il est nécessaire d'avoir un réservoir de cette taille-là. Si c'est un épisode rare, il serait alors possible de réduire à une taille inférieure et d'utiliser pour cet événement rare des génératrices. Cela permettrait de réduire les investissements, ce qui pourrait rendre le projet viable ou libérer de l'argent pour décarboner un autre poste où l'impact serait plus important.

4.4.2 Étude du potentiel solaire

Dans cette étude, seule la source d'énergie éolienne est considérée pour substituer le diesel. Mine Raglan est un endroit propice pour cette énergie. Cependant, il y aura toujours des périodes sans vent. L'idée de ce point est d'étudier le potentiel solaire de Mine Raglan afin de diminuer la quantité d'énergie nécessaire lors des périodes sans vent. Si cela permet de réduire la quantité de stockage alors l'opération pourrait améliorer la rentabilité du projet.

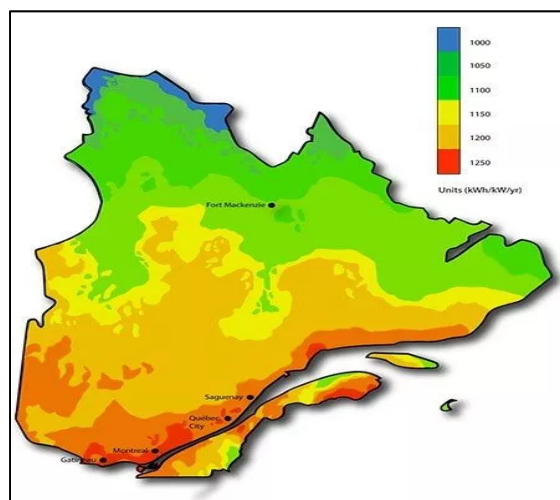


Figure 4.10 Potentiel solaire du Québec
Tiré de Québec Solar (s. d.)

Comme le montre la figure, le potentiel au nord du Québec n'est pas très intense. Mais l'idée n'est pas d'utiliser l'énergie solaire pour alimenter la Mine, mais plus pour réduire la pointe de demande de l'énergie stockée lors des périodes sans vent. De plus il a déjà été prouvé que l'utilisation des technologies solaires dans le Grand Nord pouvait être performante, notamment pendant l'été. Dans un article sur le site internet de HATCH (Carreau, 2019), l'énergie solaire y est décrite comme une énergie d'avenir dans le nord pour plusieurs raisons :

- une expédition du montage facile;
- des technologies pour améliorer la production d'énergie, le tracker et les panneaux bifaces. Le premier permet de suivre le soleil tandis que le deuxième permet de capter les réflexions du sol, particulièrement intéressant quand celui-ci est recouvert de neige ou glace;
- les basses températures améliorent l'efficacité des panneaux PV.

4.4.3 Optimisation des flux

La production et l'utilisation de l'hydrogène font intervenir d'autres flux. En effet il est nécessaire d'avoir de l'eau douce disponible afin de pouvoir, à l'aide de l'électrolyse, former le dihydrogène de l'eau. Dans la réaction inverse, quand l'hydrogène est dissocié afin de produire de l'électricité, un flux d'oxygène pur est libéré. Afin de valoriser ce flux, l'oxygène pourrait être capté afin d'être revalorisé. Il pourrait par exemple être utilisé dans les processus de traitement de l'eau de la station d'épuration ou encore pour la ventilation artificielle.

Toujours concernant les flux, il pourrait être envisagé de réutiliser l'ensemble des déchets organiques de la mine dans un méthaniseur afin de produire du biogaz. Ce biogaz pourrait être par la suite utilisé dans les piles à combustibles solides et permettrait ainsi d'avoir une deuxième réserve d'énergie au sein de la mine. Réduisant ainsi les coûts totaux du projet. Comme la Mine possède deux mille employés, elle possède un potentiel de production de biogaz de 15 000 m³ par an. Pour produire ce gaz, il faudrait récupérer les boues des stations d'épuration et les revaloriser dans un méthaniseur. Celui-ci pourrait être stocké et être utilisé

pour les longues périodes sans vent dans la pile à combustible SOFC qui ne fonctionnent pas seulement avec de l'hydrogène.

4.4.4 Le stockage géologique

Une étude plus approfondie sur les matériaux et la possibilité de salinisé le pergélisol pourrait permettre d'utiliser les cavités naturelles des mines qui ne sont plus exploitées afin de stocker de l'hydrogène à moindre coût. Plusieurs cavernes existent dans le monde ou une grande quantité d'hydrogène est stockée. Il est estimé que pour tout stockage de plus de 20 tonnes d'hydrogène, les cavernes de sel et les conduites souterraines sont plus économiques. (Papadias & Ahluwalia, 2021) Contrairement aux tuyaux souterrains, le coût en capital installé des cavernes de sel diminue d'environ 95 \$/kg d'hydrogène pour 100 tonnes d'hydrogène stocké à environ 19 \$/kg d'hydrogène pour 300 tonnes d'hydrogène stockées. Pour ce qui est des cavernes de roches revêtues, les coûts varient de 160 \$/kg d'hydrogène pour 100 tonnes stockées à moins de 44 \$/kg d'hydrogène pour 300 tonnes stockées (Papadias & Ahluwalia, 2021). Utiliser ces techniques de stockage pourrait être une bonne idée si la faisabilité dans le pergélisol le permettait, puisque les coûts passeraient de 600 \$/kg d'hydrogène à moins de 100 \$ la tonne en fonction de la quantité. Ces données sont représentées dans le graphique suivant :

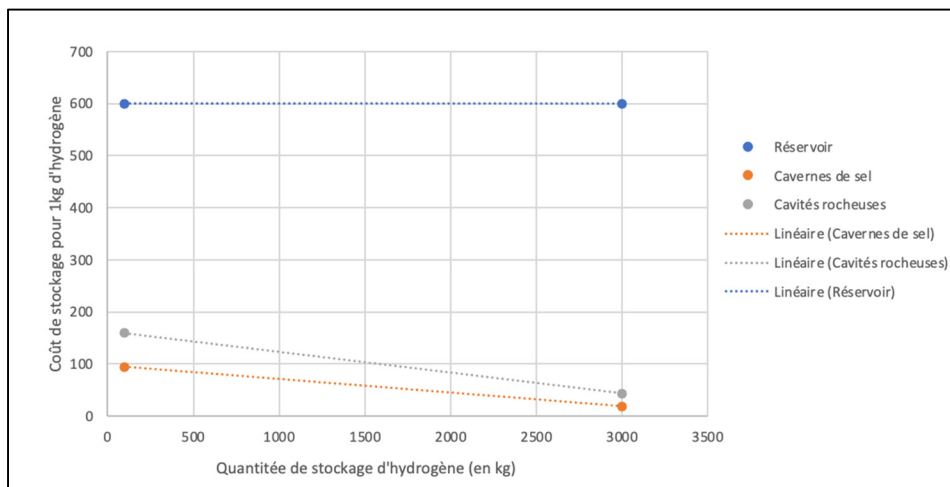


Figure 4.11 Coût en fonction des technologies et des volumes de stockage

La méthode de stockage la plus rentable pour de grands volumes paraît bien être les cavernes de sel même si le stockage dans des cavités rocheuses semble être une bonne solution.

Cependant, les cavernes de sel sont géographiquement limitées quand elles ne sont pas disponibles, les cavernes rocheuses offrent plus de possibilités. Elles peuvent être construites par des opérations minières spécifiques. En fonction de la qualité de la roche, un revêtement est nécessaire et la pression exercée dans la cavité pourra être plus ou moins grande. Des cavernes rocheuses doublées ont déjà été réalisées dans le cadre d'un projet en Scandinavie, mais aucune installation commerciale n'a encore été construite (Papadias & Ahluwalia, 2021).

4.4.5 Le stockage de l'eau

D'après une analyse technico-économique (Yates et al., 2020), il est nécessaire d'avoir 10 litres d'eau par kilogramme d' H_2 prévu. Il faudra donc en fonction des scénarios et du dimensionnement des technologies à hydrogène prévoir un stockage de l'eau qui peut être important. Les flux pourront être optimisés avec le bassin présent sur la mine, mais aussi avec la station d'épuration basée à Mine 2. Les scénarios étudiés proposent de stocker entre 67 000 et 500 000 kilogrammes d'hydrogène, cela représenterait donc un volume d'eau compris entre 670 m^3 et 5 000 m^3 . Pour comparer en ordre de grandeur, une piscine olympique de 50 mètres possède environ un volume de 3 000 m^3 qui peut varier en fonction de la profondeur.

4.4.6 L'utilisation d'éoliennes différentes

Une nouvelle étude pourrait aussi être réalisée avec des modèles d'éoliennes plus grandes capables d'avoir des facteurs de charges plus importants et permettre ainsi de réduire le dimensionnement du système de stockage d'énergie. Cela permettrait d'augmenter encore plus le facteur de charge et de réduire ainsi le coût des éoliennes plus rapidement, mais rajouterait des contraintes au niveau des fondations dans le pergélisol.

4.4.7 Le potentiel d'effacement

Cette étude a contribué à dimensionner un système permettant de répondre à la consommation en produisant de l'énergie. Une autre approche serait aussi envisageable. Celle-ci consisterait à étudier les potentiels d'effacement de la mine. Cela permettrait par exemple de réduire les dimensionnements de stockage s'il est possible de baisser un peu la consommation de certains procédés durant les périodes sans vent.

4.5 Les améliorations pour le système éolien-hydrogène

Cette partie consiste à discuter des points d'améliorations possibles concernant le système renouvelable éolien-stockage à hydrogène.

4.5.1 Le couplage électrolyseur PEM et SO

Afin d'avoir à la fois un démarrage rapide capable de capter un maximum de surplus d'énergie éolienne, mais aussi d'avoir une génération de chaleur, il peut être intéressant de coupler aux électrolyseurs PEM des électrolyseurs solides. Cela permettrait d'économiser de l'énergie issue de l'hydrogène ou du diesel. D'autres simulations pourraient être réalisées, notamment lors d'une étude des phases dynamiques des différents systèmes.

4.5.2 Le défi de la charge thermique de Mine Raglan

Dans la gestion actuelle de la mine, la charge thermique ne représente pas vraiment un défi puisque les EMD, en produisant de l'électricité, produisent la chaleur nécessaire à la mine à la fois pour le réseau glycol, mais aussi pour le procédé de séchage.

Cependant, remplacer le diesel comme source d'énergie primaire par de l'électricité produite par des éoliennes implique que la production électrique doit être beaucoup plus importante.

Afin de ne pas surdimensionner les systèmes pour les périodes de pointe ou d'absence de vent, il serait intéressant de réaliser une étude sur le stockage thermique.

Enfin, dans le cas réel, si la mine venait à se décarboner entièrement, il serait nécessaire d'accorder une importance particulière au procédé de séchage qui demande des températures élevées et l'absence d'oxygène.

4.5.3 Tester les configurations avec plusieurs données

Le système dimensionné permet de répondre aux besoins de consommation de la mine avec les données en 2021. Une fois un système optimisé économiquement, il serait souhaitable de le tester avec des données d'autres années ou même des données de vent simulées aléatoirement afin d'étudier un maximum de possibilités. L'objectif ne serait pas que tous les cas de figures fonctionnent, mais de vérifier que l'année 2021 n'était pas trop favorable. Il ne serait pas intéressant de surdimensionner les systèmes pour un cas de figure qui ne se produirait peut-être jamais.

4.6 Plan d'installation possible

Cette dernière partie consiste à proposer un plan d'installation d'un nouveau système de stockage optimisé par rapport aux résultats obtenus précédemment. L'idée est d'optimiser le dimensionnement en prenant en compte le contrôleur de charge thermique. Dans le court terme, si la mine se décarbone une contrainte majeure restera le procédé de séchage qui demande en permanence d'être maintenu à 350 degrés. Une telle chaleur est possible avec une pile à combustible SOFC, mais pas en permanence puisqu'elle fonctionne à la Mine seulement quand le vent n'est pas assez fort. Il est donc envisagé dans un premier temps de garder en fonctionnement en permanence deux génératrices qui pourront s'assurer d'alimenter en chaleur le procédé de séchage. Ainsi, comme elles fonctionnent en cogénération, elles assureront aussi 6 MW de puissance électrique.

4.6.1 Analyse du scénario

Ce scénario propose de répondre à la même consommation que le cas 2 du scénario 2. C'est-à-dire que la configuration devra répondre à la demande suivante :

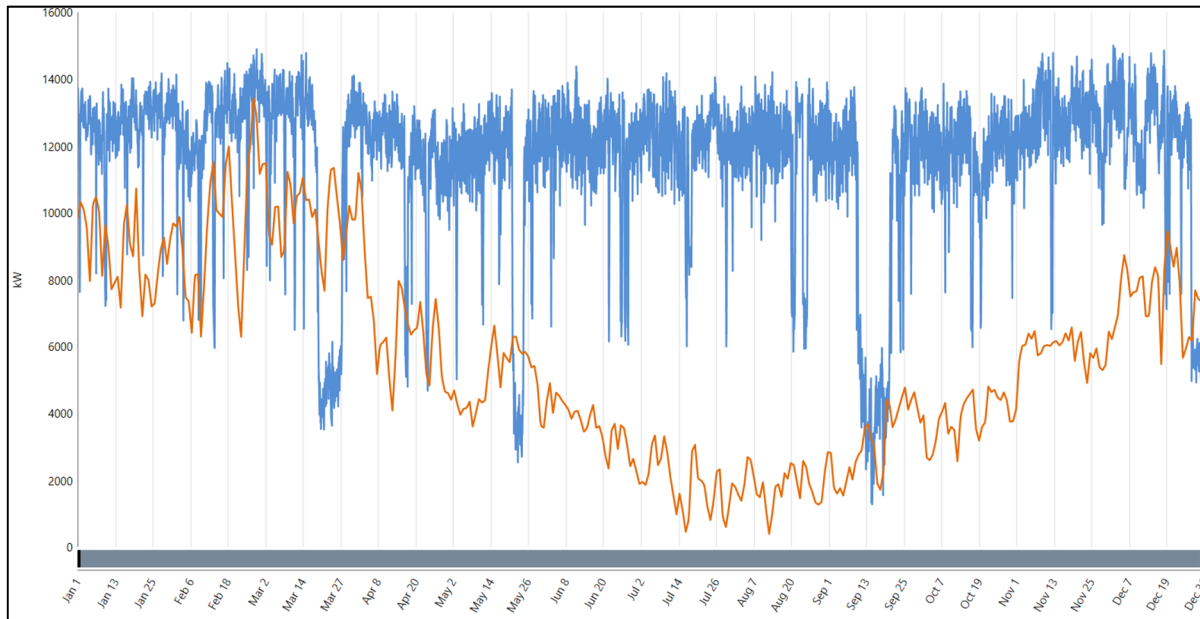


Figure 4.12 Courbe de consommation d'électricité et de chaleur

Finalement, ces courbes sont exactement les mêmes que celles utilisées dans le cas 2 du scénario 2.

4.6.2 Dimensionnement

Les résultats obtenus par Homer donnent le dimensionnement des technologies selon le Tableau 4.4.

Tableau 4.4 Dimensionnement des systèmes

Dimensionnement des systèmes	
Éoliennes	36
Électrolyseur PEM (en MW)	15
Réservoir de stockage (en kg)	115 000
Pile à combustible SOFC (en MW)	16

Pour répondre à la demande électrique et de chaleur dans ce scénario, 36 éoliennes, couplées à un système de stockage à hydrogène, seront donc nécessaires afin d'assurer en énergie le réseau 25 kV de la mine.

4.6.3 Résultats énergétiques

À la suite des différentes simulations réalisées sur le logiciel HOMER, on obtient les résultats énergétiques présentés dans le Tableau 4.5 :

Tableau 4.5 Résultats de la production électrique sur le réseau

Production d'électricité sur le réseau 25 kV	En GWh	En %
Par les EMD	52,6	13,7 %
Par les éoliennes	306,7	79,9 %
Par les piles à combustible PEM	24,6	6,4 %
Total	383,9	100,0 %
Pénétration en énergie renouvelable	331,3	86,3 %
Excès d'électricité	160,2	41,7 %

Les EMD ne représentent que 13,7 % de la production électrique de la mine. Mais cela ne signifie pas pour autant que près de 90 % du diesel a été économisé. En effet, le diesel économisé est de 24,35 millions de litres ce qui représente plus de 65 % du diesel initial. Les piles à combustible ne produisent que 7,4 % de l'électricité.

Si on s'intéresse aux résultats de la production de chaleur sur le réseau, on peut construire le tableau suivant :

Tableau 4.6 Résultats de la production de chaleur sur le réseau

Production de chaleur sur le réseau 25 kV	En GWh	En %
Par les EMD	58,5	23,6 %
Par les piles à combustible PEM	14,9	6,0 %
CCT	160,2	64,6 %
Chaudières	14,5	5,8 %
Total	248,1	100,0 %
Chaleur renouvelable	175,1	70,6 %
Excès de chaleur	140,3	56,5 %

D'après le tableau ci-dessus, la chaleur renouvelable représente 70,6 % de la chaleur totale. Le contrôleur de charge thermique permet d'utiliser directement l'électricité produite par les éoliennes pour la transformer en chaleur. Dans cette configuration il serait alors nécessaire d'utiliser par an environ 1,35 million de litres de diesel. Ce qui revient à éviter près de 23 millions de litres de diesel utilisé par le réseau 25 kV.

4.6.4 Résultats économiques

À la suite des différentes simulations réalisées sur le logiciel HOMER, on obtient les résultats économiques présentés dans le Tableau 4.7:

Tableau 4.7 Résultats économiques

Composants	Capital d'investissement total		Opérations et maintenances par an	
	En M\$	En %	En M\$	En %
Éolienne E-82 E4	189,0	63,7 %	6,1	83,4 %
Électrolyseur	10,5	3,5 %	0,4	5,7 %
Réservoir H2	69,0	23,3 %	0,4	5,0 %
Pile à combustible	19,2	6,5 %	0,3	3,8 %
Convertisseur	9,0	3,0 %	0,2	2,0 %
Système total	296,7	100,0 %	7,3	100,0 %

Le coût principal vient des éoliennes qui représentent plus de 63 % des coûts en CAPEX et plus 80 % des coûts en OPEX. Le réservoir d'hydrogène est la deuxième source de dépense en termes d'investissement puisqu'il représente 22,3 % des coûts d'investissements totaux.

Dans ce scénario, l'ensemble de l'énergie produite à partir de diesel est évité dans ce scénario mis à part 2 EMD, économisant ainsi l'utilisation de 24 millions de litres de diesel. Cependant, 82 632 MWh de chaleur ont été produits à l'aide de chaudière diesel. Pour ce projet la Période de Retour sur Investissement est de 16 ans. Afin d'analyser plus précisément la viabilité, la Valeur actuelle nette a été calculée.

Tableau 4.8 Valeurs actuelles nettes

	Sur 15 ans
VAN	-118,2
VAN actualisée	-231,7

Dans cette configuration la VAN, actualisée ou non, est négative au bout de 15 ans.

4.6.5 L'hypothèse du stockage géologique

En réalisant l'hypothèse qu'un stockage dans les cavités de la mine soit possible, le coût du stockage passe à environ 100 \$/kg (Papadias & Ahluwalia, 2021).

Tableau 4.9 Résultats économiques avec le nouveau coût de stockage

Composants	Capital d'investissement total		Opérations et maintenances par an	
	En M\$	En %	En M\$	En %
Éolienne E-82 E4	189,0	79,0 %	6,1	83,4 %
Électrolyseur	10,5	4,4 %	0,4	5,7 %
Réservoir H2	11,5	4,8 %	0,4	5,0 %
Pile à combustible	19,2	8,0 %	0,3	3,8 %
Convertisseur	9,0	3,8 %	0,2	2,0 %
Système total	239,2	100,0 %	7,3	100,0 %

Le coût du réservoir passe ainsi de 69 à 11,5 millions de dollars. Ce qui représente une diminution de près de 20 % sur le coût total du projet. Ainsi, la période de retour sur investissement passe pour cette configuration à 9,8 années.

Tableau 4.10 Valeurs actuelles nettes avec du stockage géologique

	Sur 15 ans
VAN	101,4
VAN actualisée	-26,9

La VAN non actualisé devient ainsi positive et la VAN actualisée n'est pas loin de devenir positive. Pouvoir stocker l'hydrogène géologiquement serait donc une réelle opportunité afin de réduire les coûts du projet.

CONCLUSION

Mine Raglan est une mine isolée du réseau électrique. Elle est autonome dans la gestion de son énergie et utilise près de 55 millions de litres de diesel importés par bateau plusieurs fois par an. Cependant, la prise de conscience du réchauffement climatique et de ses conséquences, la volatilité des prix du pétrole et la possible augmentation du prix du carbone sont autant d'éléments qui laissent penser qu'un changement est bénéfique. Bénéfique d'un point de vue environnemental, mais aussi d'un point de vue économique pour la mine. C'est justement tout l'objectif de cette étude : réaliser une étude technicoéconomique qui permet de conclure sur la possibilité de décarboner la mine en assurant son énergie par un système renouvelable.

Le système serait composé d'éoliennes qui, couplées à un système de stockage à hydrogène permettrait de décarboner la mine tout en assurant sa demande en énergie. Afin de réaliser un tel système, il a d'abord été nécessaire d'étudier les différents postes de consommations de la mine afin de pouvoir identifier trois appels de puissances différents, une charge électrique, une charge thermique et une demande en hydrogène. En effet cette étude s'est concentrée sur le réseau 25KV de la mine ainsi que l'ensemble des équipements et des véhicules qui pourraient, à l'avenir, être électrifiés ou fonctionner à l'hydrogène. Ensuite, un choix et une modélisation des différentes technologies ont été réalisés afin de pouvoir les modéliser sur le logiciel HOMER.

À la suite de l'étude de plusieurs scénarios par l'intermédiaire de simulations, différentes conclusions ont pu être énoncées. Des éoliennes couplées à des technologies hydrogène permettent de décarboner entièrement la mine. Les résultats ont montré qu'il était techniquement possible de décarboner entièrement la mine avec un système renouvelable, composé d'éoliennes, d'un électrolyseur PEM, d'un réservoir ainsi que d'une pile à combustible PEM. Les coûts de ces installations sont encore élevés puisque les VAN actualisées sont négatives. Cela s'explique par des coûts encore élevés des technologies d'hydrogène mais aussi par la nécessité d'implanter de grands réservoirs de stockage. Afin d'optimiser ces coûts, il est possible d'utiliser une pile à combustible solide capable de

fonctionner en produisant à la fois de la chaleur et de l'électricité. Cependant cette pile commence tout juste à être commercialisable. Aussi des études supplémentaires pourraient permettre de réduire grandement les coûts et de décarboner en plus la mine, les axes seraient d'étudier les technologies qui permettrait d'assurer de répondre à la charge thermique de la mine, mais aussi d'étudier la possibilité d'un stockage géologique de l'hydrogène dans le pergélisol. Cela permettrait de réduire drastiquement les coûts sur les technologies de stockage d'hydrogène.

Les coûts de cette étude restent des estimations, il est nécessaire de savoir qu'il est difficile de déterminer les coûts des technologies, mais aussi de prédire les prix du diesel et de la tonne de carbone. Les Valeurs actuelles nettes actualisées sont certes négatives, mais les périodes de retour sur investissement restent suffisamment faibles pour que le système soit rentable. De plus, des sommes non négligeables de subvention sont envisageables de la part du gouvernement. Aussi, baisser ses émissions permettrait à la mine de vendre des crédits de carbone et d'en faire donc une nouvelle source de revenus. Enfin, pouvoir extraire des métaux avec une empreinte carbone faible serait un atout non négligeable tant au niveau commercial que pour l'image du groupe Glencore.

D'un point de vue d'un intérêt beaucoup plus collectif, ce projet démonstrateur, s'il s'avère être une réussite permettrait non seulement à la mine de se décarboner, mais il deviendrait aussi un exemple pour toutes les communautés isolées. En augmentant d'échelle, cela bénéficierait donc à l'intérêt collectif puisque ça serait à la fois une avancée technologique, un avantage sur la maîtrise des coûts de l'énergie pour les populations et industrie, un atout pour les gouvernements de ne plus être dépendant des énergies fossiles détenues par des puissances étrangères et surtout de contribuer à la réduction des émissions de GES dans l'atmosphère, permettant ainsi, de laisser un monde encore viable pour les prochaines générations.

ANNEXE I

RAPPORT DE SIMULATIONS DU SCÉNARIO DANS LE CHAPITRE 4 « DISCUSSION »

System Simulation Report



File: Scénario 2 Cas 2 Réseau 25kV sans séchage.homer

Author: Hugo Azin

Location: M8MJ+7Q Donaldson, QC, Canada (61°41.0'N, 73°40.1'W)

Total Net Present Cost: \$930,577,200.00

Levelized Cost of Energy (\$/kWh): -\$0.277

Notes:

Figure A-I-1 Début du rapport de simulation sur Homer

Tableau A-I-1 Architecture du système

Component	Name	Size	Unit
Generator #1	Pile à combustible SOFC Copy	6,000	kW
Generator #2	Pile à combustible SOFC Copy (1)	10,000	kW
Storage #1	EnerDel Secure plus [101kWh]	1	strings
Storage #2	Generic 100kW Flywheel [Flywheel Model]	1	quantity
System converter	Generic large, free converter	21,457	kW
Boiler	Generic Boiler	1.00	quantity
Thermal load controller	Thermal Load Controller	1.00	quantity
Custom component	E-82 E4	28.0	
Electrolyzer	Generic Electrolyzer	25,000	kW
Hydrogen tank	Réservoir d'hydrogène	120,000	kg
Dispatch strategy	HOMER Cycle Charging		

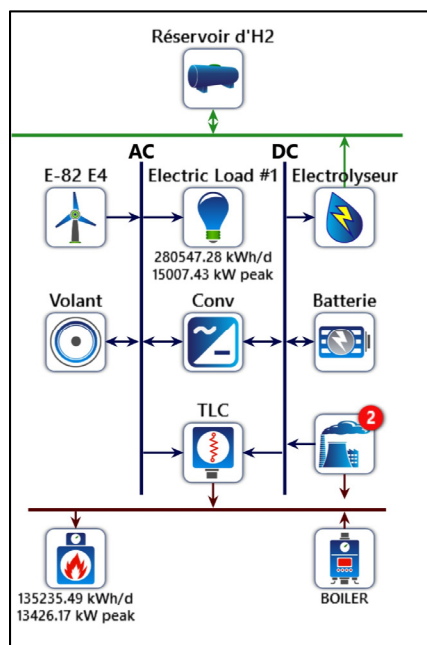


Figure A-I-2 Schéma du système

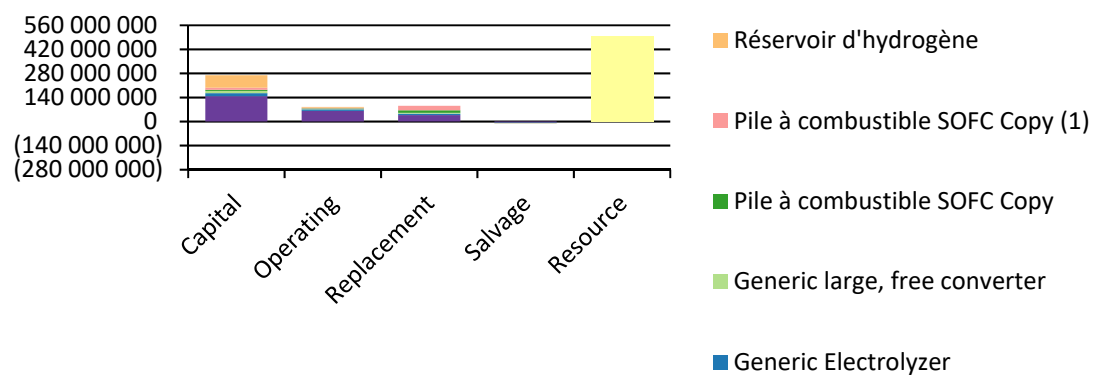


Figure A-I-3 Résumé des coûts

Tableau A-I-2 Coûts Net Present

Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
E-82 E4	\$147M	\$61.5M	\$36.8M	-\$6.93M	\$0.00	\$238M
EnerDel Secure plus [101kWh]	\$0.00100	\$0.00	\$0.00	-\$0.000236	\$0.00	\$0.000764
Generic 100kW Flywheel [Flywheel Model]	\$1.00	\$0.00	\$0.319	-\$0.180	\$0.00	\$1.14
Generic Boiler	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$496M	\$496M
Generic Electrolyzer	\$17.5M	\$9.05M	\$8.83M	-\$1.20M	\$0.00	\$34.2M
Generic large, free converter	\$12.9M	\$2.77M	\$4.55M	-\$856,689	\$0.00	\$19.3M
Pile à combustible SOFC Copy	\$7.20M	\$2.50M	\$14.9M	-\$520,439	\$0.00	\$24.1M
Pile à combustible SOFC Copy (1)	\$12.0M	\$4.42M	\$25.8M	-\$116,385	\$0.00	\$42.1M
Réservoir d'hydrogène	\$72.0M	\$4.65M	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$76.7M
System	\$269M	\$84.9M	\$90.9M	-\$9.62M	\$496M	\$931M

Tableau A-I-3 Coûts analysés

Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
E-82 E4	\$11.4M	\$4.76M	\$2.85M	-\$536,159	\$0.00	\$18.4M
EnerDel Secure plus [101kWh]	\$0.0000774	\$0.00	\$0.00	-\$0.0000183	\$0.00	\$0.0000591
Generic 100kW Flywheel [Flywheel Model]	\$0.0774	\$0.00	\$0.0247	-\$0.0139	\$0.00	\$0.0881
Generic Boiler	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$38.4M	\$38.4M
Generic Electrolyzer	\$1.35M	\$700,000	\$683,378	-\$92,654	\$0.00	\$2.64M
Generic large, free converter	\$995,864	\$214,567	\$352,099	-\$66,269	\$0.00	\$1.50M
Pile à combustible SOFC Copy	\$556,952	\$193,488	\$1.15M	-\$40,258	\$0.00	\$1.86M
Pile à combustible SOFC Copy (1)	\$928,253	\$342,156	\$1.99M	-\$9,003	\$0.00	\$3.26M
Réservoir d'hydrogène	\$5.57M	\$360,000	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$5.93M
System	\$20.8M	\$6.57M	\$7.03M	-\$744,343	\$38.4M	\$72.0M

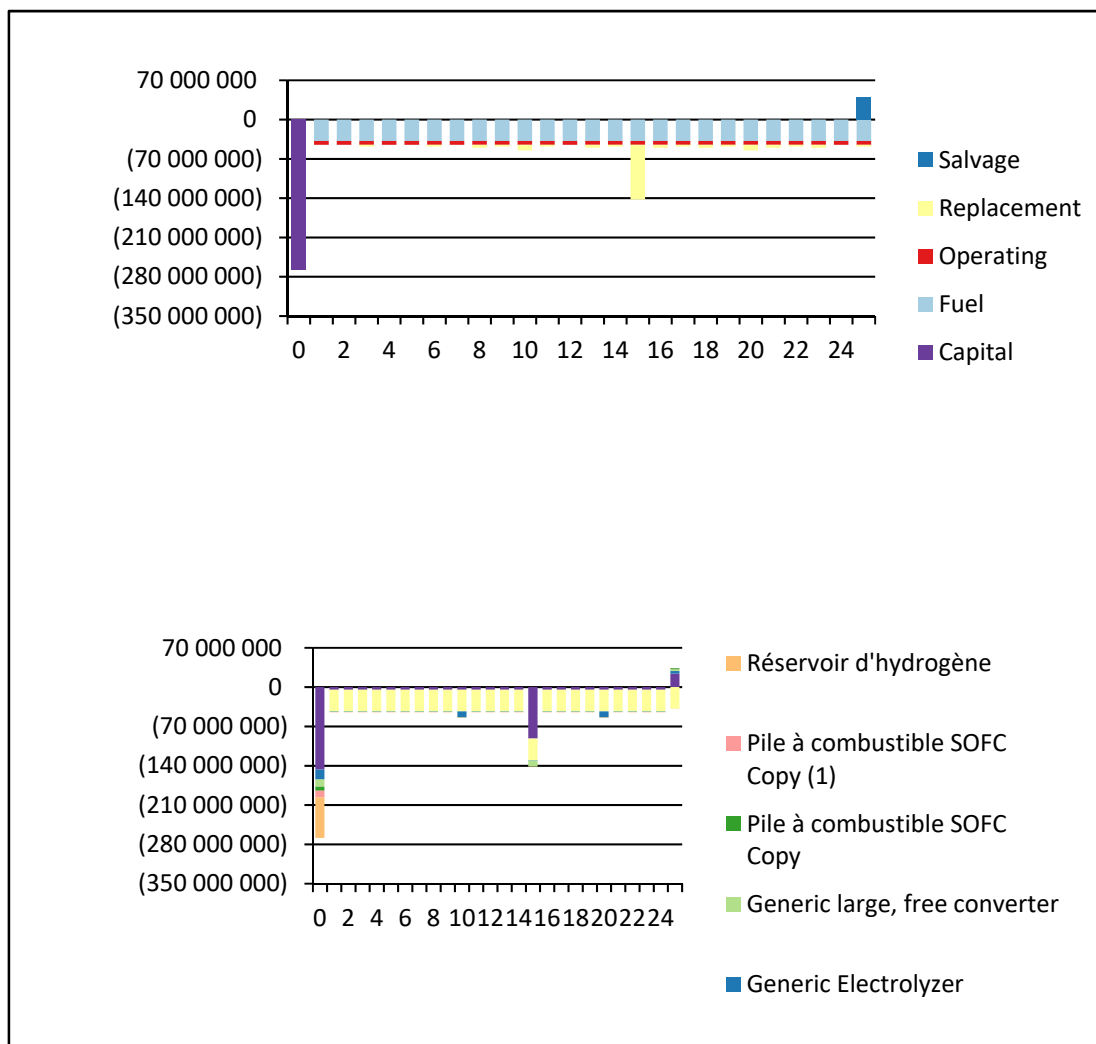


Figure A-I-4 Cash Flow

Excess and Unmet		
Quantity	Value	Units
Excess Electricity	84,699,819	kWh/yr
Unmet Electric Load	3,996	kWh/yr
Capacity Shortage	6,960	kWh/yr

Production Summary		
Component	Production (kWh/yr)	Percent
Pile à combustible SOFC Copy	14,858,179	5.58
Pile à combustible SOFC Copy (1)	12,630,496	4.75
E-82 E4	238,586,625	89.7
Total	266,075,300	100

Consumption Summary		
Component	Consumption (kWh/yr)	Percent
AC Primary Load	102,395,761	57.1
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Total	179,257,627	100

Figure A-I-5 Electrical Summary

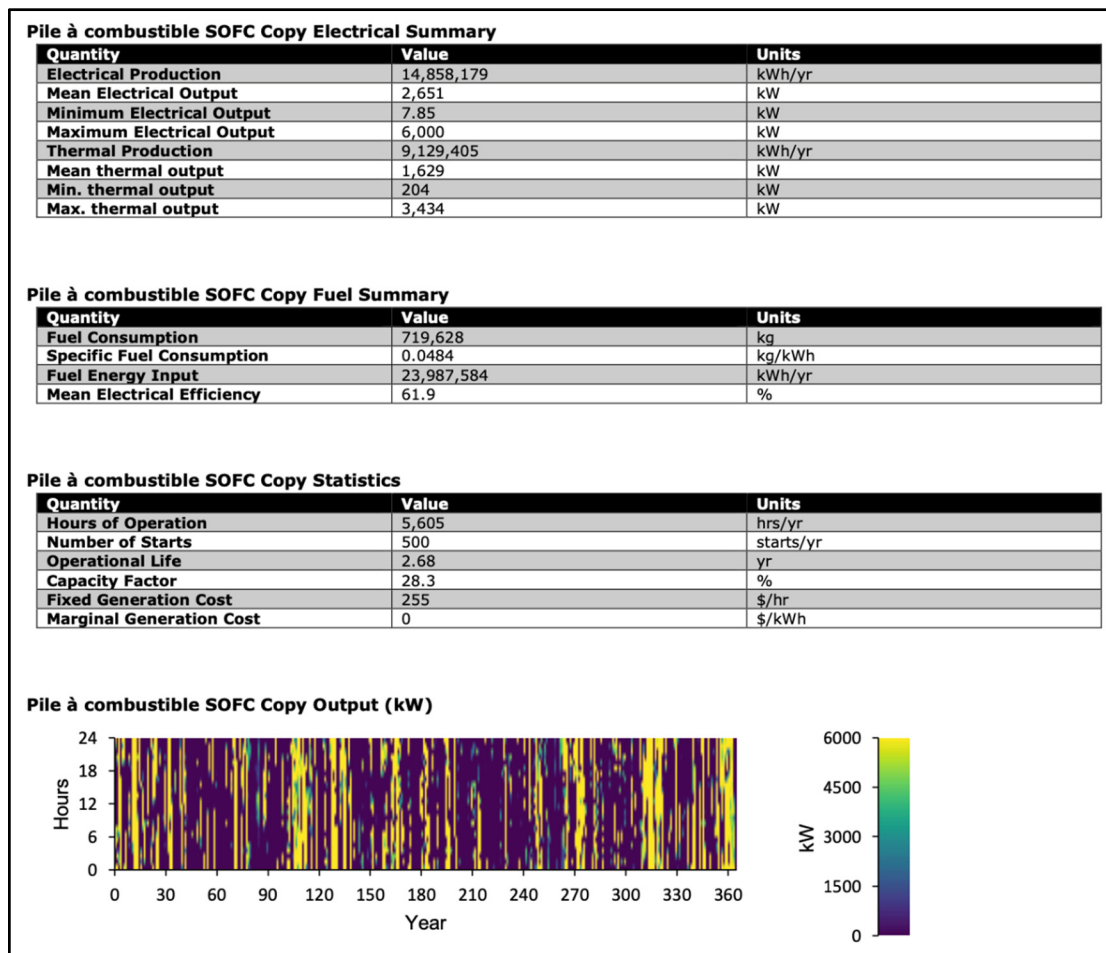


Figure A-I-6 Pile à combustible SOFC 1

Pile à combustible SOFC Copy (1) Electrical Summary

Quantity	Value	Units
Electrical Production	12,630,496	kWh/yr
Mean Electrical Output	2,124	kW
Minimum Electrical Output	5.94	kW
Maximum Electrical Output	9,174	kW
Thermal Production	8,790,041	kWh/yr
Mean thermal output	1,478	kW
Min. thermal output	337	kW
Max. thermal output	5,278	kW

Pile à combustible SOFC Copy (1) Fuel Summary

Quantity	Value	Units
Fuel Consumption	642,616	kg
Specific Fuel Consumption	0.0509	kg/kWh
Fuel Energy Input	21,420,537	kWh/yr
Mean Electrical Efficiency	59.0	%

Pile à combustible SOFC Copy (1) Statistics

Quantity	Value	Units
Hours of Operation	5,947	hrs/yr
Number of Starts	353	starts/yr
Operational Life	2.52	yr
Capacity Factor	14.4	%
Fixed Generation Cost	424	\$/hr
Marginal Generation Cost	0	\$/kWh

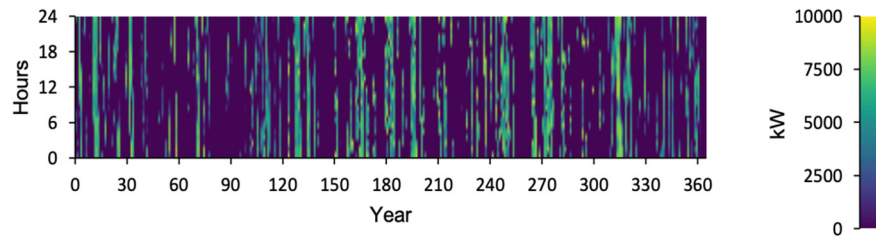
Pile à combustible SOFC Copy (1) Output (kW)

Figure A-I-7 Pile à combustible SOFC 2

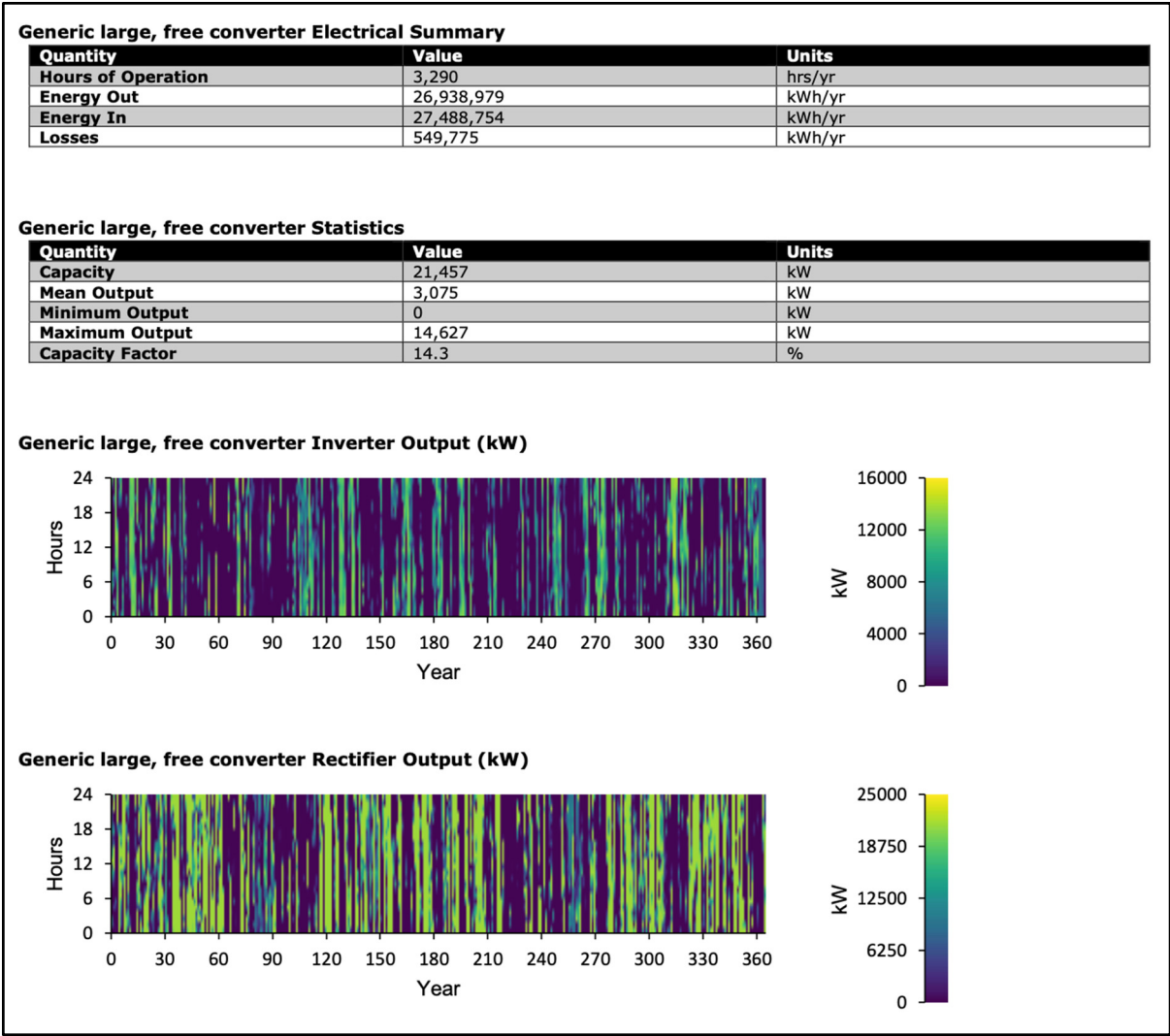


Figure A-I-8 Convertisseur

E-82 E4 Electrical Summary

Quantity	Value	Units
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	85,611	kW
Hours of Operation	8,116	hrs/yr
Levelized Cost	0.0773	\$/kWh

E-82 E4 Statistics

Quantity	Value	Units
Rated Capacity	28.0	
Mean Output	27,236	kW
Mean Output	653,662	kWh/d
Capacity Factor	31.8	%
Total Production	238,586,625	kWh/yr

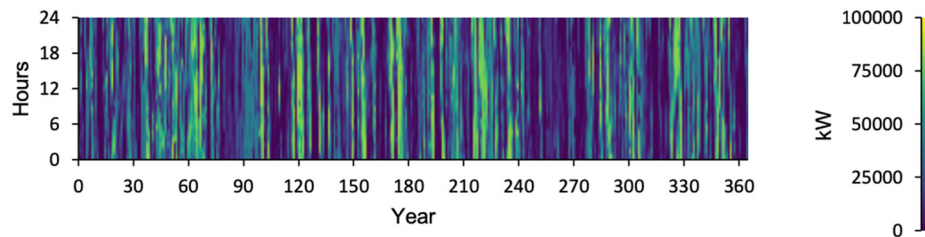
E-82 E4 Output (kW)

Figure A-I-9 E-82 E4 Output

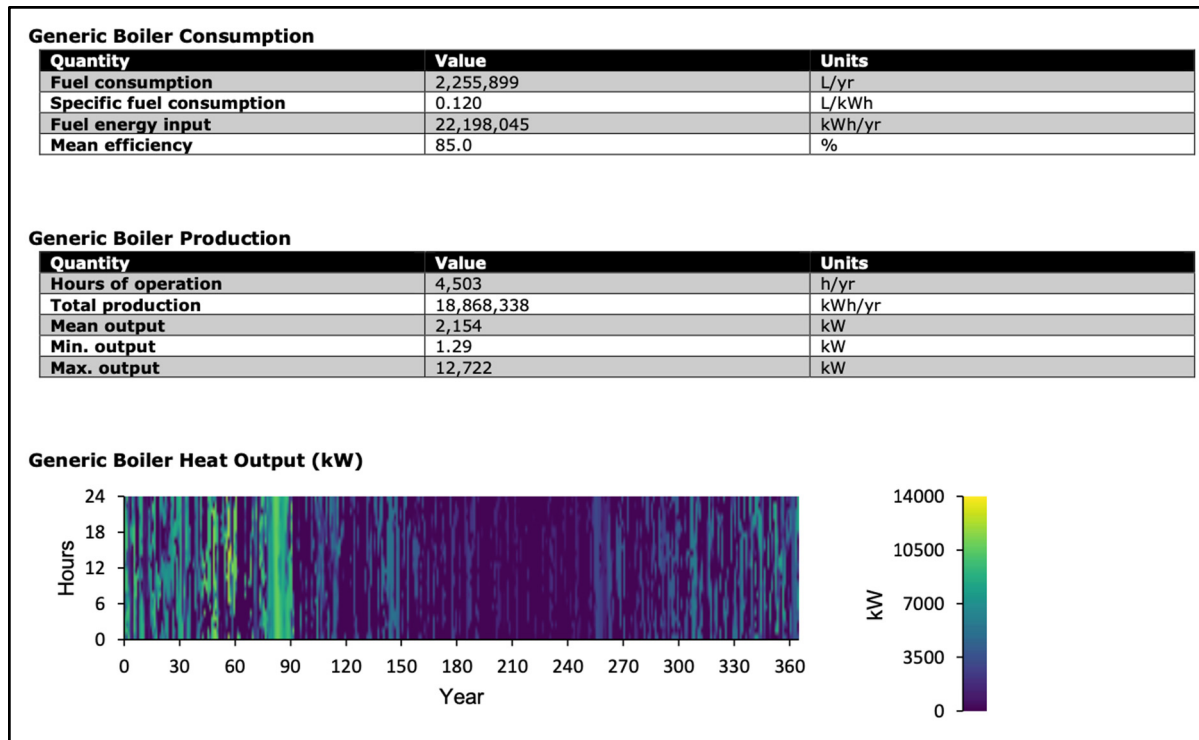


Figure A-I-10 Generic Boiler Heat

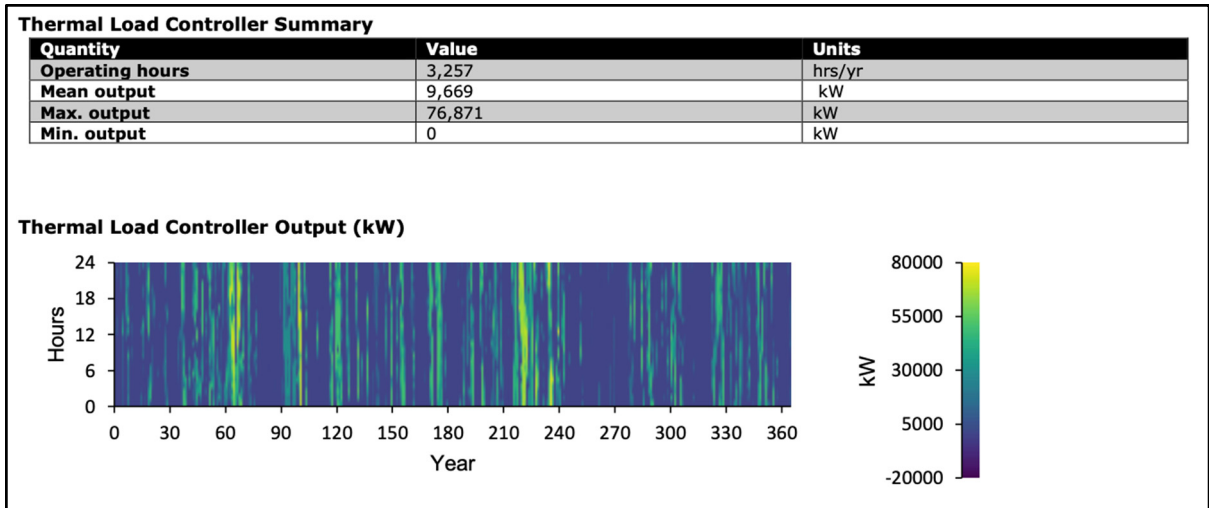


Figure A-I-11 Controller

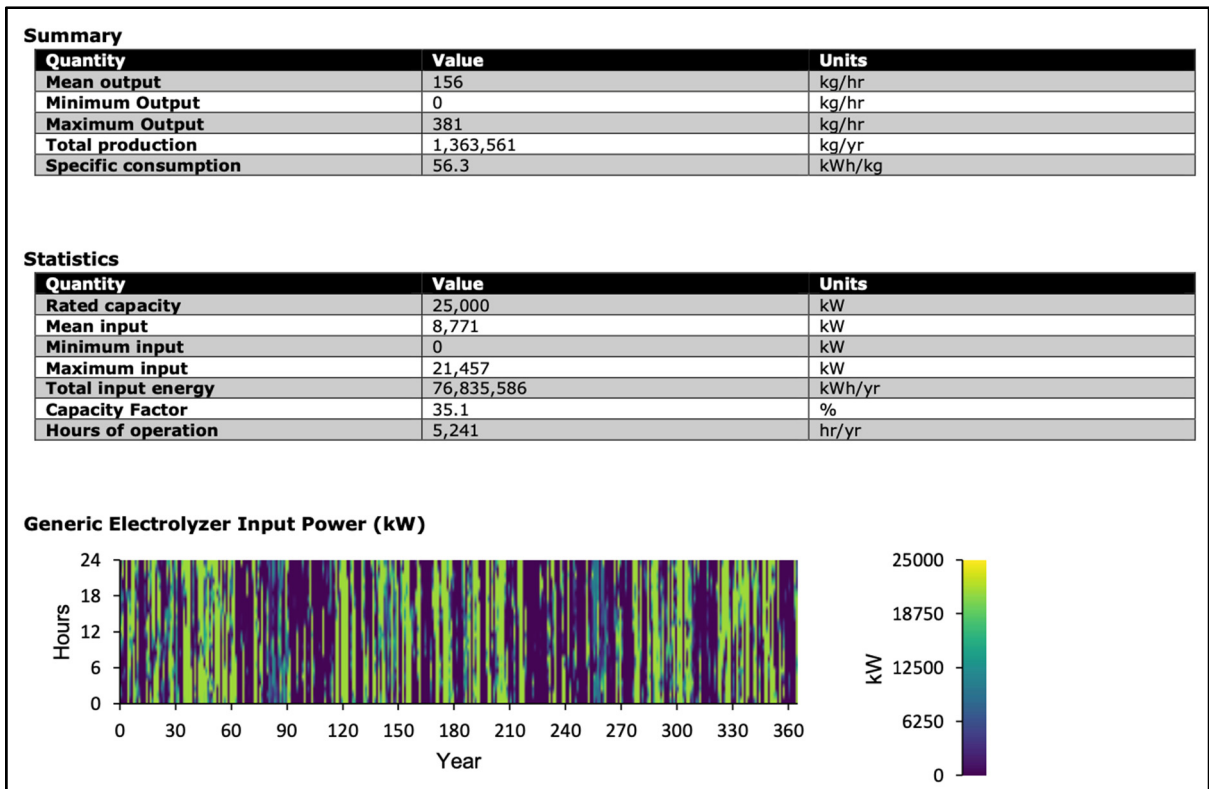


Figure A-I-12 Electrolyseur

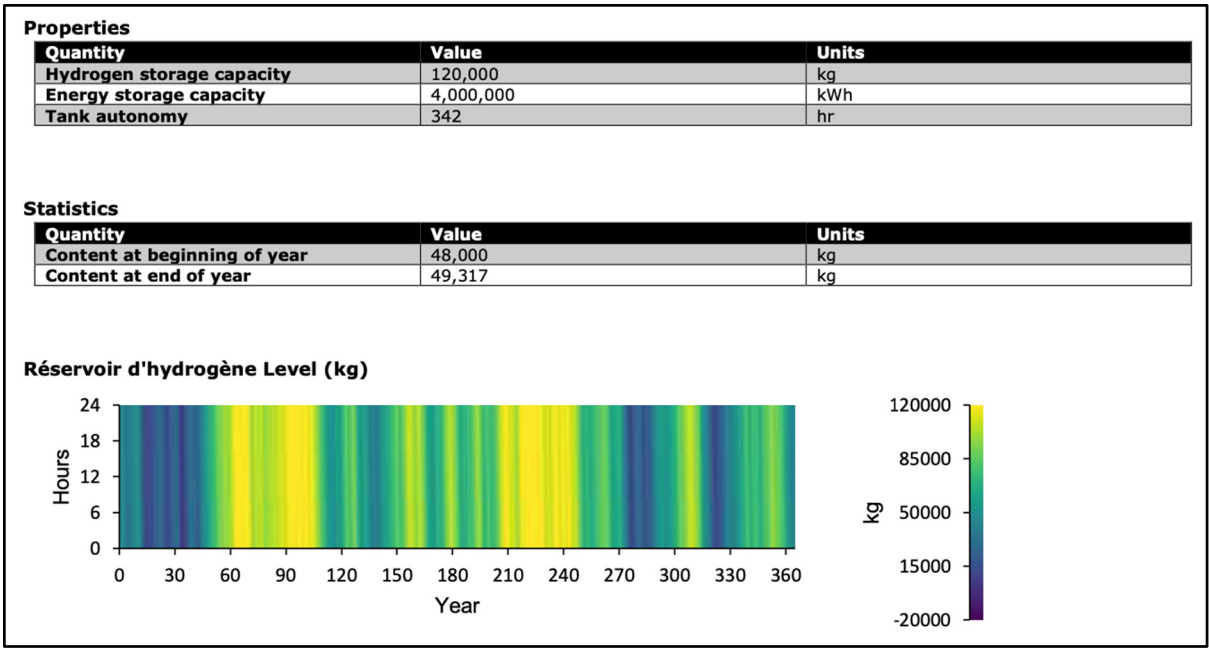


Figure A-I-13 Réservoir d’hydrogène

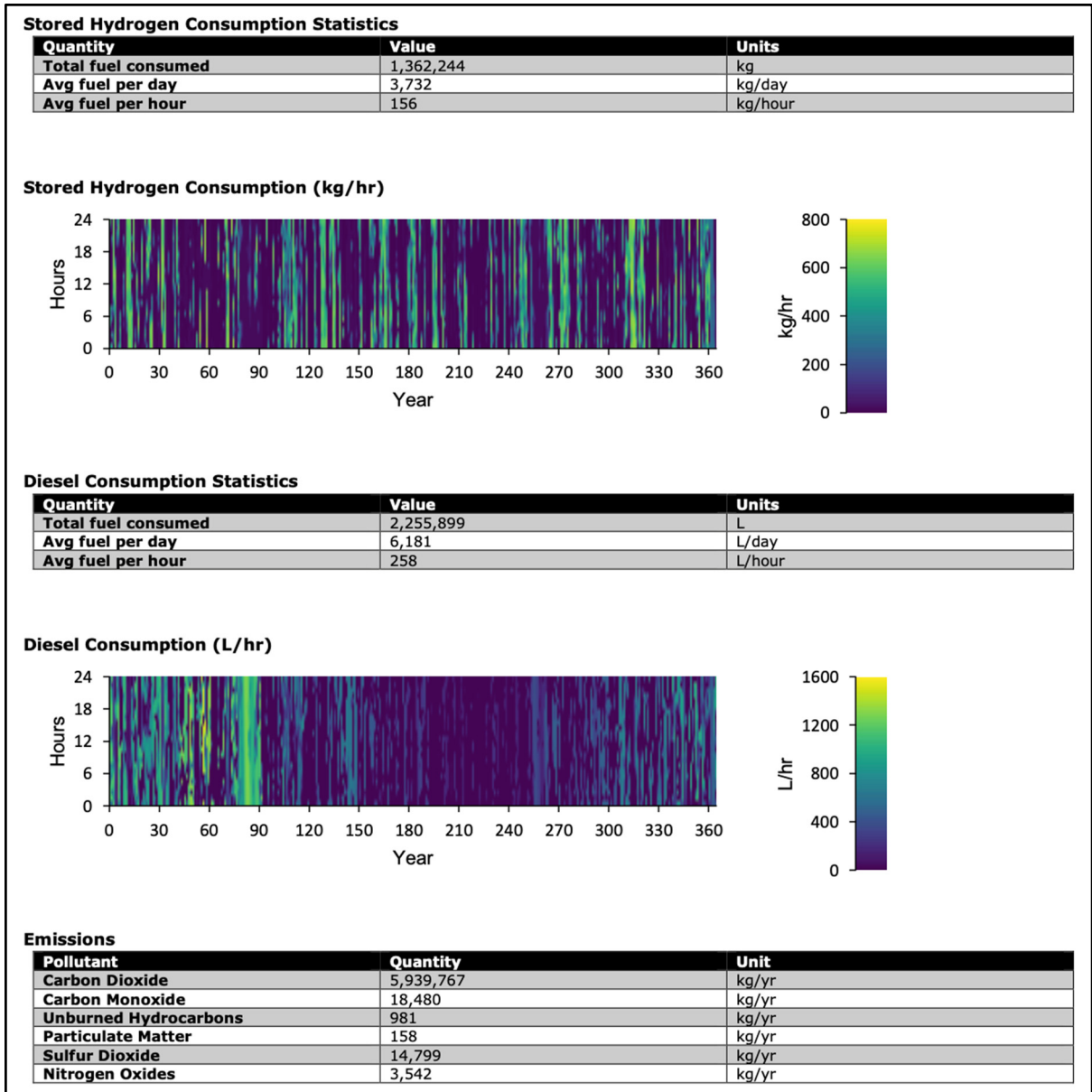


Figure A-I-14 Fuel summary

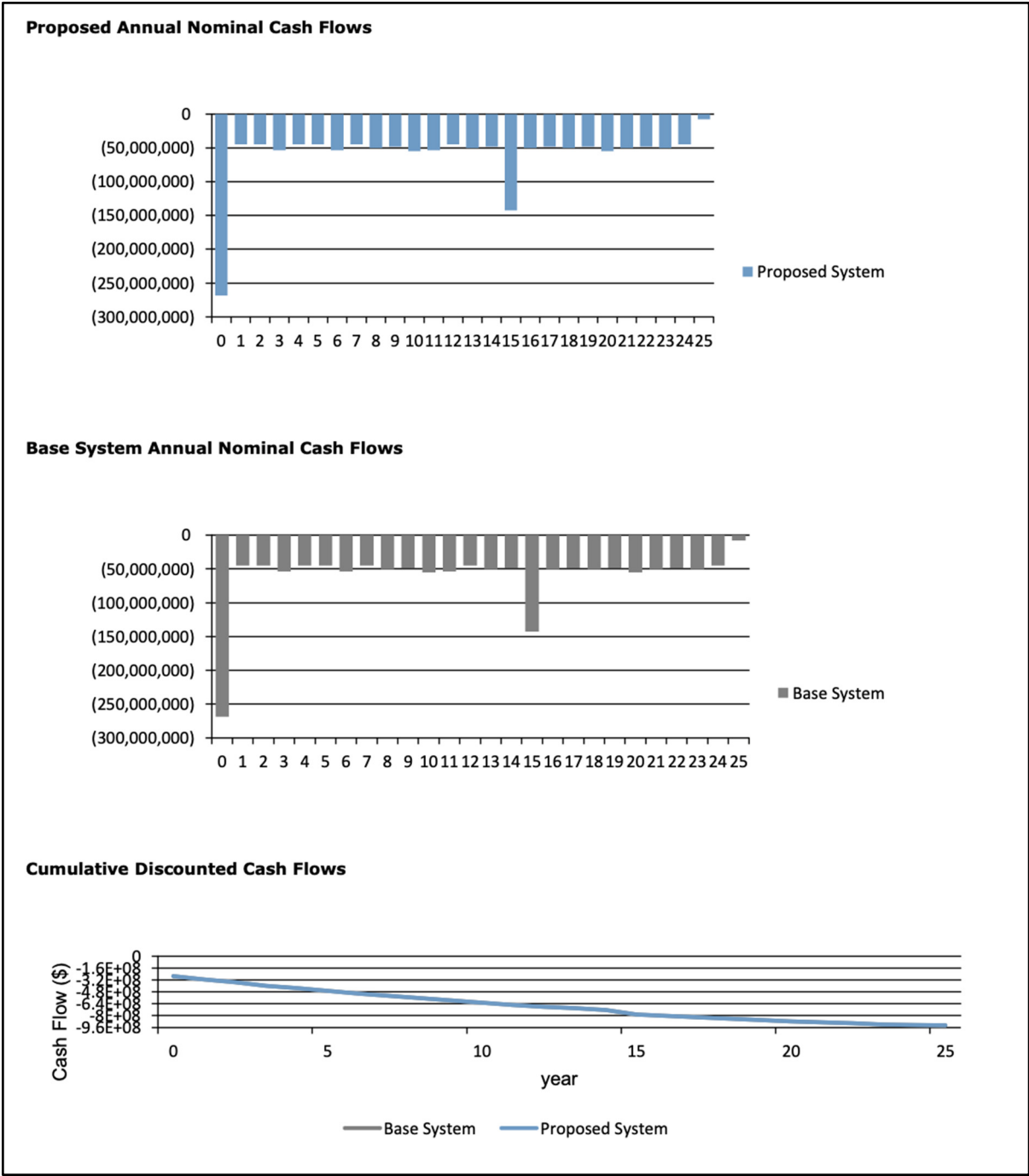


Figure A-I-16 Résultats finaux de la simulation

ANNEXE II

GISEMENT ÉOLIEN

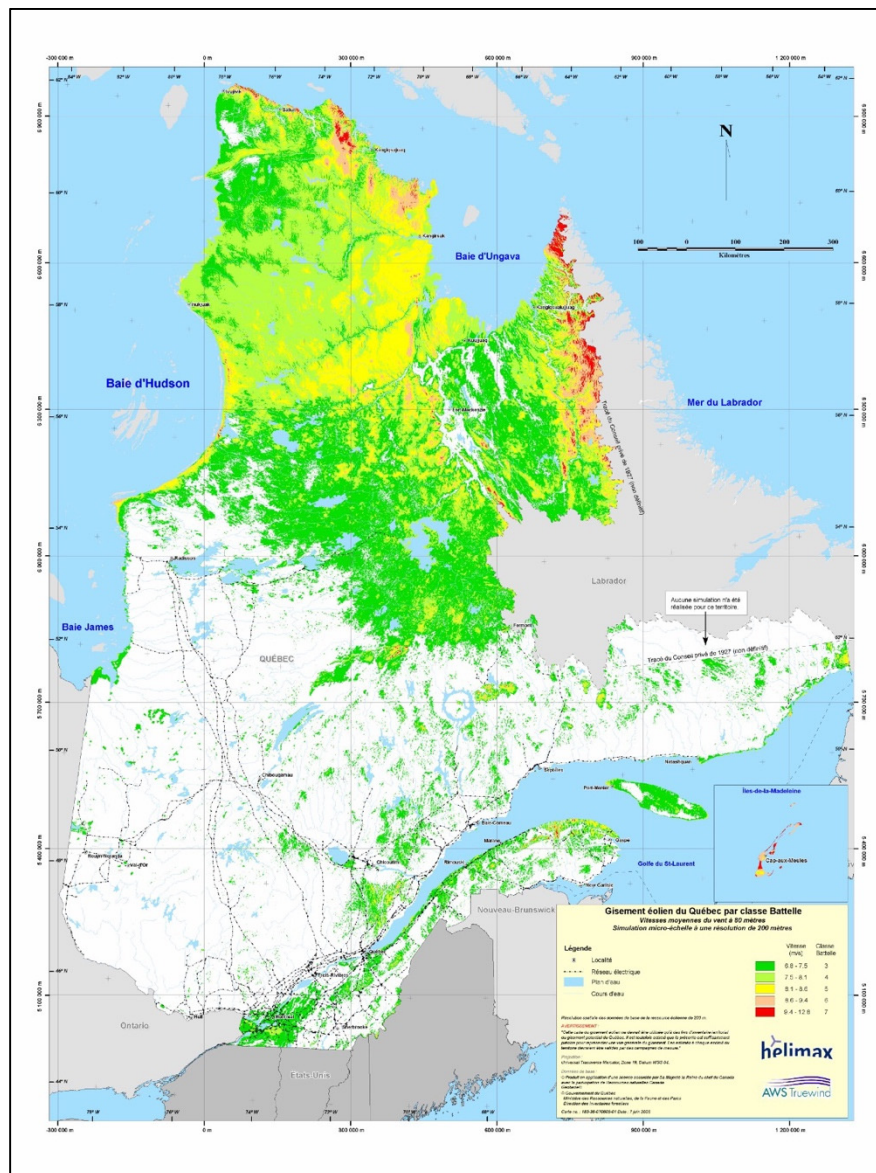


Figure A-II-1 Gisement éolien du Québec par classe Battelle

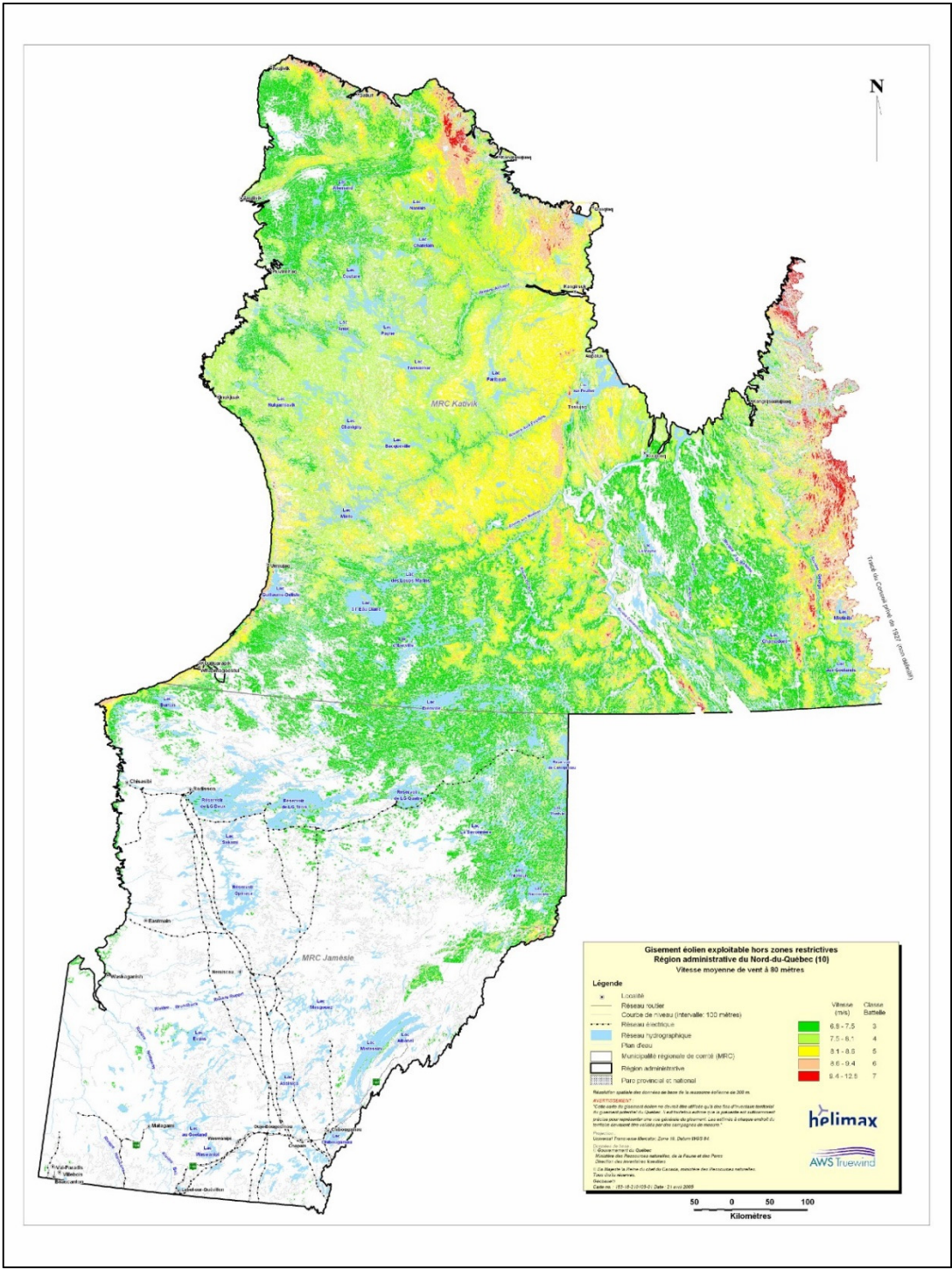


Figure A-II-2 Gisement éolien exploitable hors zones restrictives, région administrative du Nord-du-Québec

ANNEXE III

AFFICHE DU PROJET POUR LE CONCOURS ÉTUDIANT DE VULGARISATION DE L'ÉTS

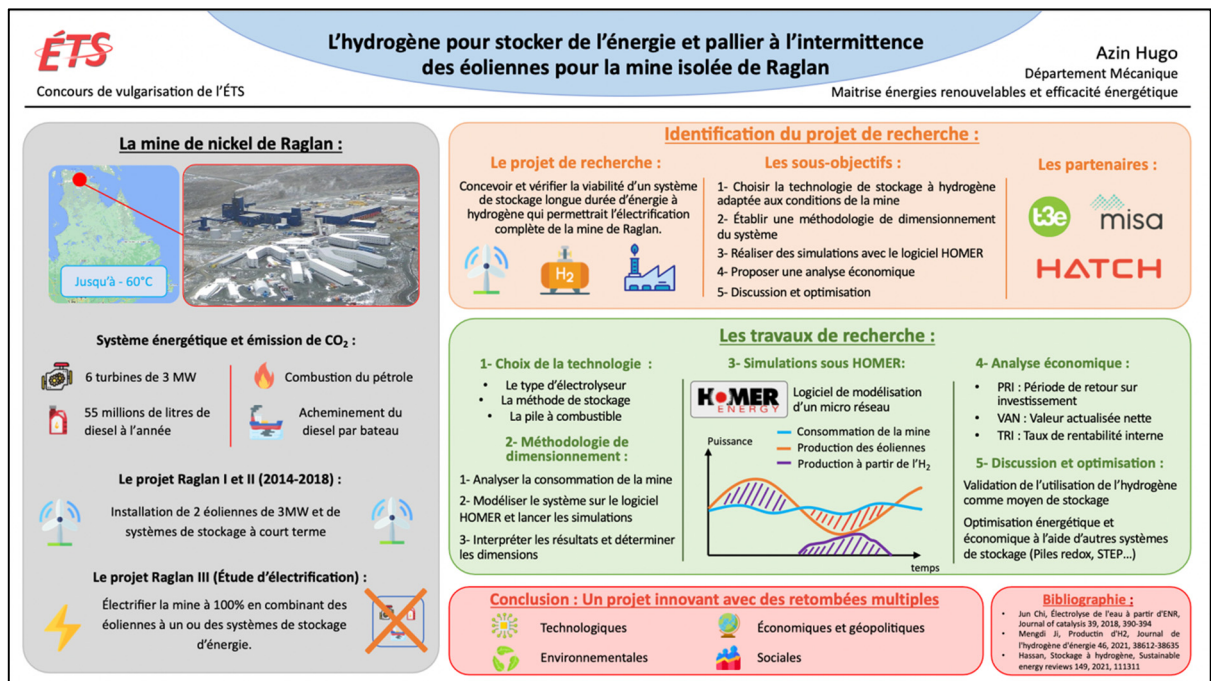


Figure A-III-1 Affiche, l'hydrogène pour stocker de l'énergie et pallier l'intermittence des éoliennes pour la mine isolée de Raglan

ANNEXE IV AFFICHE DE VULGARISATION DU PROJET POUR LE CONCOURS ÉTUDIANT DE L'AQPER

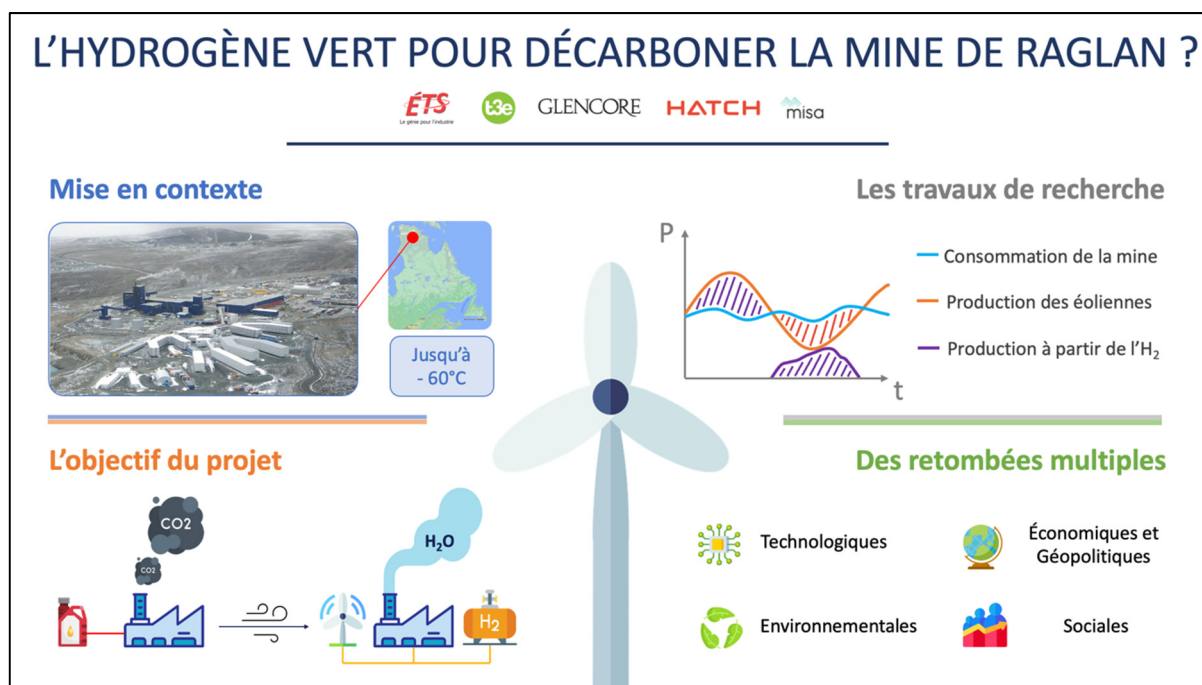


Figure A-IV-1 Affiche l'hydrogène vert pour décarboner la mine de Raglan

ANNEXE V

AFFICHE DE PRÉSENTATION POUR MA THÈSE EN 180 SECONDES



Figure A-V-1 Affiche électrification de la mine de Raglan

LISTE DE RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- Abe, J. O., Popoola, A. P. I., Ajenifuja, E., & Popoola, O. M. (2019). Hydrogen energy, economy and storage : Review and recommendation. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(29), 15072-15086.
< <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.04.068> >
- ADEME. (2014). *Facteurs d'émissions de la Base Carbone*.
- Agence Internationale de l'Énergie. (2019). *The future of hydrogen*.
- Arriaga, M., Cañizares, C. A., & Kazerani, M. (2013). Renewable Energy Alternatives for Remote Communities in Northern Ontario, Canada. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 4(3), 661-670. < <https://doi.org/10.1109/TSTE.2012.2234154> >
- Arriaga, M., Cañizares, C. A., & Kazerani, M. (2014). Northern Lights : Access to Electricity in Canada's Northern and Remote Communities. *IEEE Power and Energy Magazine*, 12(4), 50-59. < <https://doi.org/10.1109/MPE.2014.2317963> >
- Balat, H., & Kırtay, E. (2010). Hydrogen from biomass – Present scenario and future prospects. *International Journal of Hydrogen Energy*, 35(14), 7416-7426.
< <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2010.04.137> >
- Baldi, F., Wang, L., Pérez-Fortes, M., & Maréchal, F. (2019). A Cogeneration System Based on Solid Oxide and Proton Exchange Membrane Fuel Cells With Hybrid Storage for Off-Grid Applications. *Frontiers in Energy Research*, 6.
< <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fenrg.2018.00139> >
- BBA. (2019). *Les défis d'intégrer des sources d'énergie renouvelable sur les réseaux électriques autonomes*.
< <https://www.bba.ca/ca-fr/publications/défis-dintegrer-source-energie-renouvelable-sur-les-reseaux-electriques-autonomes> >
- BP. (2022). *Statistical Review of world Energy*.
- Brauns, J., & Turek, T. (2020). Alkaline Water Electrolysis Powered by Renewable Energy : A Review. *Processes*, 8(2), 248. < <https://doi.org/10.3390/pr8020248> >
- Bridier, L., Hernández-Torres, D., David, M., & Lauret, P. (2016). A heuristic approach for optimal sizing of ESS coupled with intermittent renewable sources systems. *Renewable Energy*, 91, 155-165. < <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.01.021> >
- Carreau, M. (2019). *Alimenter l'Arctique en énergie solaire*. HATCH. < <https://www.hatch.com/fr-CA/About-Us/Publications/Blogs/2019/11/Solar-powering-the-Arctic> >

- CEA. (2022, mai 10). *L'hydrogène* [Articles & Dossiers:L'essentiel sur]. CEA/Découvrir&Comprendre; <<https://www.cea.fr/comprendre/Pages/energies/renouvelables/essentiel-sur-hydrogene.aspx> >
- Chatenet, M., Pollet, B. G., Dekel, D. R., Dionigi, F., Deseure, J., Millet, P., Braatz, R. D., Bazant, M. Z., Eikerling, M., Staffell, I., Balcombe, P., Shao-Horn, Y., & Schäfer, H. (2022). Water electrolysis : From textbook knowledge to the latest scientific strategies and industrial developments. *Chemical Society Reviews*, 51(11), 4583-4762. < <https://doi.org/10.1039/D0CS01079K> >
- Chi, J., & Yu, H. (2018). Water electrolysis based on renewable energy for hydrogen production. *Chinese Journal of Catalysis*, 39(3), 390-394. < [https://doi.org/10.1016/S1872-2067\(17\)62949-8](https://doi.org/10.1016/S1872-2067(17)62949-8) >
- Colbertaldo, P., Agustin, S. B., Campanari, S., & Brouwer, J. (2019). Impact of hydrogen energy storage on California electric power system: Towards 100% renewable electricity. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(19), 9558-9576. < <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.11.062> >
- Denis, J.-B. (s. d.). *Étude de l'influence d'éléments d'addition sur les propriétés de stockage de l'hydrogène dans le système Ti-V-Fe*. 189.
- Dunsky. (2021). *Trajectoires de réduction d'émissions de GES du Québec—Horizons 2030 et 2050*.
- ENERCON. (2022). *Fiche technique ENERCON E-82*. < <https://www.enercon.de/en/products/ep-2/e-82/> >
- Energy Efficiency & Renewable Energy. (2021). *PEM fuel cells*.
- Energy Information Administration. (2022). *SHORT-TERM ENERGY OUTLOOK*. < <https://www.eia.gov/outlooks/steo/report/prices.php> >
- Fan, L., Tu, Z., & Chan, S. H. (2021). Recent development of hydrogen and fuel cell technologies : A review. *Energy Reports*, 7, 8421-8446. < <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.08.003> >
- Felseghi, R.-A., Carcadea, E., Raboaca, M. S., Trufin, C. N., & Filote, C. (2019). Hydrogen Fuel Cell Technology for the Sustainable Future of Stationary Applications. *Energies*, 12(23), 4593. < <https://doi.org/10.3390/en12234593> >
- Glencore. (2021). *Pathway to net zero*.
- Gouvernement du Canada, R. naturelles C. (2016, septembre 12). *Ressources naturelles Canada. L'Atlas du Canada. Ententes minières avec les Autochtones*. Ressources naturelles Canada. < <https://atlas.gc.ca/mins/fr/index.html> >

- ÉcoPerformance*, (2022) (testimony of Gouvernement Québec).
< <https://transitionenergetique.gouv.qc.ca/affaires/programmes/ecoperformance> >
- Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'évolution du Climat. (2021). *6ème rapport du GIEC*.
- Hamilton, J., Negnevitsky, M., & Wang, X. (2019). The potential of variable speed diesel application in increasing renewable energy source penetration. *Energy Procedia*, 160, 558-565. < <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2019.02.206> >
- Harbour-Marsan, È., & Lasserre, F. (2021). Perspectives inuites sur le développement des énergies renouvelables au Nunavik : Un levier vers l'autodétermination ? *Espace populations sociétés. Space populations societies*, 2020/3-2021/1, Article 2020/3-2021/1. < <https://doi.org/10.4000/eps.10686> >
- Hossain, E., Kabalci, E., Bayindir, R., & Perez, R. (2014). Microgrid testbeds around the world : State of art. *Energy Conversion and Management*, 86, 132-153.
< <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.05.012> >
- HydroQuébec. (2020). *Plan Stratégique*.
- HydroQuébec.(2022).*Transportd'électricité*. < <https://www.hydroquebec.com/transenergie> >
- Institut de la statistique du Québec. (2022). *L'inflation du Québec*.
- International Energy Agency. (2021). *Global Hydrogen Review 2021*. OECD.
< <https://doi.org/10.1787/39351842-en> >
- International Renewable Energy Agency. (2020). *Green hydrogen cost reduction*.
- International Renewable Energy Agency. (2021). *Making the breakthrough*.
- Iordache, I., Schitea, D., Gheorghe, A. V., & Iordache, M. (2014). Hydrogen underground storage in Romania, potential directions of development, stakeholders and general aspects. *International Journal of Hydrogen Energy*, 39(21), 11071-11081.
< <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.05.067> >
- Jancovici, Jean-Marc. (2021). *Le monde sans fin*.
- Ji, M., & Wang, J. (2021a). Review and comparison of various hydrogen production methods based on costs and life cycle impact assessment indicators. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(78), 38612-38635.
< <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.09.142> >
- Ji, M., & Wang, J. (2021b). Review and comparison of various hydrogen production methods based on costs and life cycle impact assessment indicators. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(78). < <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.09.142> >

- Keshavarz, A., Abid, H., Ali, M., & Iglauer, S. (2022). Hydrogen diffusion in coal : Implications for hydrogen geo-storage. *Journal of Colloid and Interface Science*, 608, 1457-1462. < <https://doi.org/10.1016/j.jcis.2021.10.050> >
- Korsaga, E., Koalaga, Z., Bonkougou, D., & François, Z. (2018). *Comparaison et détermination des dispositifs de stockage appropriés pour un système photovoltaïque autonome en zone sahélienne*. < <https://doi.org/10.18145/jitipee.v4i1.16> >
- Lankof, L., Urbańczyk, K., & Tarkowski, R. (2022). Assessment of the potential for underground hydrogen storage in salt domes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 160, 112309. < <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112309> >
- Le gouvernement du Canada. (2020). *Hydrogen strategy for Canada*.
- Lemieux, A., Sharp, K., & Shkarupin, A. (2019). Preliminary assessment of underground hydrogen storage sites in Ontario, Canada. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(29). < <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.04.113> >
- Ma, S., Lin, M., Lin, T.-E., Lan, T., Liao, X., Maréchal, F., Van herle, J., Yang, Y., Dong, C., & Wang, L. (2021). Fuel cell-battery hybrid systems for mobility and off-grid applications : A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 135, 110119. < <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110119> >
- Mateti, S., Zhang, C., Du, A., Periasamy, S., & Chen, Y. I. (2022). Superb storage and energy saving separation of hydrocarbon gases in boron nitride nanosheets via a mechanochemical process. < <https://doi.org/10.1016/j.mattod.2022.06.004> >
- McGlade, C., & Ekins, P. (2015). The geographical distribution of fossil fuels unused when limiting global warming to 2 °C. *Nature*, 517(7533), 187-190. < <https://doi.org/10.1038/nature14016> >
- McIlwaine, N., Foley, A. M., Morrow, D. J., Al Kez, D., Zhang, C., Lu, X., & Best, R. J. (2021). A state-of-the-art techno-economic review of distributed and embedded energy storage for energy systems. *Energy*, 229, 120461. < <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120461> >
- MERN. (2020). *Le premier micro-réseau intelligent isolé au Canada : Hartley Bay, C-B*.
- Mine Raglan. (2021). *Etat de l'énergie 2021*.
- Mine Raglan. (2022). *Mine Raglan*.
- Ministère de l'Énergie et des Ressources Naturelles. (2022). *Potentiel éolien au Québec*. < <https://mern.gouv.qc.ca/energie/energie-eolienne/potentiel-eolien-quebec/> >

- Mittelsteadt, C., Norman, T., Rich, M., & Willey, J. (2015). PEM Electrolyzers and PEM Regenerative Fuel Cells Industrial View. In *Electrochemical Energy Storage for Renewable Sources and Grid Balancing* (p. 159-181). < <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-62616-5.00011-5> >
- Muhammed, N. S., Haq, B., Al Shehri, D., Al-Ahmed, A., Rahman, M. M., & Zaman, E. (2022). A review on underground hydrogen storage : Insight into geological sites, influencing factors and future outlook. *Energy Reports*, 8, 461-499. < <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.12.002> >
- Multon, B., Robin, G., Erambert, E., & Ben Ahmed, H. (2004). Stockage de l'énergie dans les applications stationnaires. *Colloque Energie électrique : besoins, enjeux, technologies et applications 2004*, pp.64-77. < <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-00676113> >
- NASA. (s. d.). *Carbon Dioxide | Vital Signs – Climate Change : Vital Signs of the Planet*. Consulté 10 août 2022, à l'adresse < <https://climate.nasa.gov/vital-signs/carbon-dioxide/> >
- National Energy Technology Laboratory. (2022). *U.S. DOE Office of Fossil Energy (FE)*.
- National Renewable ENergy Laboratory. (s. d.). *2017 Cost of wind Energy Review*.
- Newell, G. (2021). *Global Energy Outlook 2021 : Pathways from Paris*.
- Oliveira, A. M., Beswick, R. R., & Yan, Y. (2021). A green hydrogen economy for a renewable energy society. *Current Opinion in Chemical Engineering*, 33, 100701. < <https://doi.org/10.1016/j.coche.2021.100701> >
- Papadias, D. D., & Ahluwalia, R. K. (2021). Bulk storage of hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(70), < <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.08.028> >
- Proton technologies. (s. d.). *Affordable Green Hydrogen may Surface in Vast Quantities – Proton Technologies Canada Inc*. Consulté 10 août 2022, à l'adresse <<https://proton.energy/proton-partners-u-calgary-simulate-hydrogen-production-petroleum-reservoirs/>>
- Saba, S. M., Müller, M., Robinius, M., & Stolten, D. (2018). The investment costs of electrolysis – A comparison of cost studies from the past 30 years. *International Journal of Hydrogen Energy*, 43(3), 1209-1223. < <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.11.115> >
- Schmidt, O., Gambhir, A., Staffell, I., Hawkes, A., Nelson, J., & Few, S. (2017). Future cost and performance of water electrolysis : An expert elicitation study. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(52), 30470-30492. < <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.10.045> >

- Schmidt, O., Melchior, S., Hawkes, A., & Staffell, I. (2019). Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies. *Joule*, 3(1), 81-100. < <https://doi.org/10.1016/j.joule.2018.12.008> >
- Sens, L., Neuling, U., & Kaltschmitt, M. (2022). Capital expenditure and levelized cost of electricity of photovoltaic plants and wind turbines – Development by 2050. *Renewable Energy*, 185, 525-537. < <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.12.042> >
- Serra, L. (2011). *Barrières à l'implantation de projets d'énergie renouvelable dans les communautés hors réseau des régions nordiques canadiennes* [Essai, Université de Sherbrooke]. < <https://savoirs.usherbrooke.ca/handle/11143/7458> >
- Sharma, S., & Ghoshal, S. K. (2015). Hydrogen the future transportation fuel: From production to applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 43, 1151-1158. < <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.11.093> >
- Shiva Kumar, S., & Himabindu, V. (2019). Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review. *Materials Science for Energy Technologies*, 2(3), 442-454. < <https://doi.org/10.1016/j.mset.2019.03.002> >
- Tugliq. (2016). *Rapport public: Projet pilote de démonstration de réseau intelligent d'électricité renouvelable à la mine RAGLAN Glencore*.
- Weis, T. M., & Ilinca, A. (2008). The utility of energy storage to improve the economics of wind–diesel power plants in Canada. *Renewable Energy*, 33(7), 1544-1557. < <https://doi.org/10.1016/j.renene.2007.07.018> >
- Whiston, M. M., Azevedo, I. M. L., Litster, S., Samaras, C., Whitefoot, K. S., & Whitacre, J. F. (2019). Meeting U.S. Solid Oxide Fuel Cell Targets. *Joule*, 3(9), 2060-2065. < <https://doi.org/10.1016/j.joule.2019.07.018> >
- Wiser, R., Bolinger, M., & Lantz, E. (2019). Assessing wind power operating costs in the United States: Results from a survey of wind industry experts. *Renewable Energy Focus*, 30, 46-57. < <https://doi.org/10.1016/j.ref.2019.05.003> >
- Yates, J., Daiyan, R., Patterson, R., Egan, R., Amal, R., Ho-Baille, A., & Chang, N. L. (2020). Techno-economic Analysis of Hydrogen Electrolysis from Off-Grid Stand-Alone Photovoltaics Incorporating Uncertainty Analysis. *Cell Reports Physical Science*, 1(10), 100209. < <https://doi.org/10.1016/j.xcrp.2020.100209> >
- Zarezadeh Mehrizi, M., Abdi, J., Rezakazemi, M., & Salehi, E. (2020). A review on recent advances in hollow spheres for hydrogen storage. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(35), 17583-17604. < <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.04.201> >
- Zhang, F., Zhao, P., Niu, M., & Maddy, J. (2016). The survey of key technologies in hydrogen energy storage. *International Journal of Hydrogen Energy*, 41(33), 14535-14552. < <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.05.293> >

- Zhang, Y., Cheng, C., Yang, T., Jin, X., Jia, Z., Shen, J., & Wu, X. (2022). Assessment of climate change impacts on the hydro-wind-solar energy supply system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 162, 112480. < <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112480> >
- Zhang, Y., Jia, Z., Yuan, Z., Yang, T., Qi, Y., & Zhao, D. (2015). Development and Application of Hydrogen Storage. *Journal of Iron and Steel Research, International*, 22(9), 757-770. < [https://doi.org/10.1016/S1006-706X\(15\)30069-8](https://doi.org/10.1016/S1006-706X(15)30069-8) >
- Zivar, D., Kumar, S., & Foroozesh, J. (2021). Underground hydrogen storage: A comprehensive review. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(45), 23436-23462. < <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.08.138> >