

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

par

Adrien TARDY

MÉMOIRE PRÉSENTÉ À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE
COMME EXIGENCE PARTIELLE À L'OBTENTION DE LA MAÎTRISE
AVEC MÉMOIRE EN GÉNIE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET DE
L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE
M. Sc. A.

MONTREAL, LE 24 OCTOBRE 2022

ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE
UNIVERSITÉ DU QUÉBEC



Adrien Tardy, 2022



Cette licence [Creative Commons](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/) signifie qu'il est permis de diffuser, d'imprimer ou de sauvegarder sur un autre support une partie ou la totalité de cette œuvre à condition de mentionner l'auteur, que ces utilisations soient faites à des fins non commerciales et que le contenu de l'œuvre n'ait pas été modifié.

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 06 OCTOBRE 2022

À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE

REMERCIEMENTS

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

Daniel ROUSSE, directeur du groupe de recherche industrielle en technologies de l'énergie et en efficacité énergétique (t3e), qui, en qualité de tuteur, m'a offert l'opportunité de travailler sur ce mémoire. Je le remercie également pour la confiance qu'il a su me témoigner.

Marc-Antoine DUFOUR, ingénieur électricité chez Raglan, pour sa précieuse disponibilité, son suivi, ses conseils et les connaissances sur la mine qu'il a partagées.

Mes collègues de travail du groupe de recherche, Armel et Hugo, pour leur soutien et pour le climat d'entraide et de confiance qu'ils ont su instaurer.

Mes proches, pour leur indéfectible soutien.

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

Adrien TARDY

RÉSUMÉ

Ce travail de mémoire étudie la faisabilité technique et économique de l'intégration d'énergie renouvelable intermittente dans le réseau carboné de la Mine Raglan. L'objectif est de dimensionner un parc éolien et un système de stockage hydraulique par pompage (STEP) afin de réduire la consommation de diesel et les émissions de GES. Pour ce faire, le fonctionnement et la consommation des réseaux d'électricité et de chaleur sont détaillés, fournissant les besoins de la mine. Pour y répondre, on dimensionne un parc éolien, en utilisant les données historiques des deux unités déjà existantes, ainsi qu'une STEP en passant par la recherche de sites potentiels. Ainsi, à travers un algorithme MATLAB, on simule la mise en marche du couplage génératrices thermiques + éoliennes + STEP, ce qui fournit les performances du réseau. En établissant des indices de faisabilité techniques et économiques, on évalue alors la viabilité des diverses simulations. Les résultats obtenus indiquent qu'il existe trois sites potentiels pouvant accueillir une STEP tout en assurant la rentabilité du projet. La simulation la plus probante estime un retour sur investissement en 2033 avec une balance finale dépassant les 100 millions de dollars en 2037. En résulte notamment une réduction des émissions de GES annuelles passant de 105 500 à 37 000 tCO_2eq . Finalement, les coûts d'investissement sont estimés à 2 080 CAD/kW et 3720 CAD/kW respectivement pour les éoliennes et la STEP. De la même manière, les coûts d'opération et de maintenance sont évalués à 17,3 CAD/MWh et 72,5 CAD/kW-an. En conclusion, le couplage de l'éolien et du stockage hydraulique a un haut potentiel qui mérite d'être approfondi, notamment, via l'étude approfondie de la viabilité des sites d'implantations proposés.

Mots-clés : décarbonation, stockage hydraulique, éoliennes, hors-réseau, mine

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

Adrien TARDY

ABSTRACT

This thesis studies the technical and economic feasibility of integrating intermittent renewable energy into the Raglan Mine's carbon grid. The objective is to design a wind farm and a pumped-hydro storage system to reduce diesel consumption and associated GHG emissions. For this purpose, the operation and consumption of both electricity and heat networks are detailed, providing the energy needs of the mine. To meet these needs, both a wind farm and a PHS plant are sized. The first design uses historical data from the two existing units while the second relies on the search for potential sites. A MATLAB algorithm is implemented to simulate the paring of thermal generators, wind turbines and the PHS plant, providing the grid performances. By establishing technical and economic feasibility indexes, the viability of the different simulations is assessed. The results indicate that there are three potential sites that can accommodate a PHS plant while ensuring the profitability of the project. The most convincing simulation estimates a payback in 2033 with a final balance of over CAD 100 million in 2037. In particular, this results in a reduction in annual GHG emissions from 105,500 to 37,000 tCO_2 . Finally, the investment costs are estimated at 2,080 CAD/kW and 3,720 CAD/kW for the wind turbines and the PSH respectively. Similarly, operation and maintenance costs are estimated at 17.3 CAD/MWh and 72.5 CAD/kW-year. In conclusion, the coupling of wind and pumped-hydro storage has a high potential which deserves to be further explored, in particular, through the in-depth study of the viability of the proposed sites.

Keywords: decarbonation, pumped hydro storage, wind turbines, off-grid, mine

TABLE DES MATIÈRES

	Page
INTRODUCTION	1
CHAPITRE 1 REVUE DE LITTÉRATURE.....	11
1.1 Les stations de transfert d'énergie par pompage.....	11
1.1.1 Histoire, fonctionnement et avantages.....	11
1.1.2 Potentiel et besoins futurs	14
1.2 Innovations et tendances soutenant le développement des STEP.....	17
1.2.1 Les STEP souterraines	17
1.2.2 Les STEP marines.....	25
1.2.3 Modèles stochastiques comme outils d'optimisation de l'opération des STEP	33
1.2.4 Les turbines/pompes à vitesse variable.....	37
1.3 Conclusion	45
CHAPITRE 2 MÉTHODOLOGIE.....	47
2.1 Introduction.....	47
2.2 Simulation de l'appel de puissance sur le réseau 25 kV	47
2.2.1 Présentation du réseau 25 kV.....	48
2.2.2 Appel de puissance électrique.....	49
2.2.3 Appel de puissance en chaleur.....	51
2.2.4 Les divers scénarios de décarbonation.....	57
2.2.5 Données financières relatives au R25kV	62
2.3 Caractéristiques et dimensionnement du parc éolien.....	66
2.3.1 Choix du modèle d'éolienne et production associée.....	67
2.3.2 Dimensionnement du parc pour chaque scénario	68
2.3.3 Données financières relatives aux éoliennes.....	70
2.4 Caractéristiques et dimensionnement de la STEP	72
2.4.1 Généralités et équations de fonctionnement	73
2.4.2 Présentation des sites 1 et 2 – lac Watts	78
2.4.3 Présentation du site 3 – Mine 2.....	85
2.4.4 Dimensionnement des pompes/turbines et hypothèses sur les topologies.....	93
2.4.5 Données financières relatives aux STEP	99
CHAPITRE 3 SIMULATIONS	103
3.1 Introduction.....	103
3.2 Les variables du projet	103
3.2.1 Données d'entrée	105
3.2.2 Données de sortie.....	106
3.3 Algorithme et programme.....	108
3.3.1 Structure de l'algorithme MATLAB	108

3.3.2	Analyse technico-économique sur Excel	113
CHAPITRE 4	RÉSULTATS ET DISCUSSIONS	119
4.1	Introduction et résumés des	119
4.2	Résultats des simulations	119
4.2.1	Les meilleures configurations – sites 1 et 2	120
4.2.2	La meilleure configuration – site 3	128
4.2.3	Influence du prix du diesel.....	135
4.3	Discussions et recommandations	136
4.3.1	Recommandations et discussion autour des résultats - sites 1 et 2	137
4.3.2	Discussion autour des résultats – site 3.....	143
CONCLUSION		151
ANNEXE I	CALCUL DE LA CHARGE DE CHALEUR TRANSMISE AUX RÉCUPÉRATEURS DU RÉSEAU GLYCOLÉ	155
ANNEXE II	COÛTS DES ÉMISSIONS CARBONES	157
ANNEXE III	ÉTUDE DE LA DISTRIBUTION DES VITESSES DU VENT	161
ANNEXE IV	PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES DES ÉOLIENNES	163
ANNEXE V	CALCUL DES VOLUMES D’EAU SOUTERRAINS.....	173
ANNEXE VI	DIMENSIONNEMENT DES CONDUITES FORCÉES.....	179
ANNEXE VII	PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES DES STEP	185
ANNEXE VIII	RÉSULTATS SUPPLÉMENTAIRES – SITES 1 ET 2	189
ANNEXE IX	RÉSULTATS SUPPLÉMENTAIRES – SITE 3	193
BIBLIOGRAPHIE		195

LISTE DES TABLEAUX

	Page
Tableau 0.1	Modèles des installations éoliennes et de stockage de RAGLAN I.....5
Tableau 2.1	Liste des génératrices du réseau 25 kV – données de 202150
Tableau 2.2	Récapitulatif des objectifs des trois scénarios de décarbonation61
Tableau 2.3	Coûts liés aux génératrices.....63
Tableau 2.4	Nombre d'éoliennes à ajouter par scénario.....70
Tableau 2.5	Volumes des noyaux et des remblais des barrages des sites 1 et 2.....83
Tableau 2.6	Récapitulatif des paramètres des sites étudiés pour implanter la STEP91
Tableau 4.1	Résumé des performances techniques - site 3.....147

LISTE DES FIGURES

	Page
Figure 0.1	Localisation de la mine Raglan.....1
Figure 0.2	Plan du site Raglan.....3
Figure 1.1	Schéma d'une STEP12
Figure 1.2	Emplacement des sites potentiels de STEP à l'échelle mondiale15
Figure 1.3	Schéma d'une STEP souterraine.....18
Figure 1.4	Schéma d'une STEP souterraine à membrane23
Figure 1.5	Schéma d'une STEP utilisant une mine ciel ouvert.....24
Figure 1.6	Schéma d'une STEP marine26
Figure 1.7	Exemple d'une colline de rendement.....39
Figure 1.8	Comparaison des DFIM et des machines synchrones.....40
Figure 1.9	Branchements possibles entre les DFIM et le réseau.....43
Figure 2.1	Plan des sites reliés au réseau 25kV48
Figure 2.2	Appel de puissance sur le réseau électrique en 202151
Figure 2.3	Réseau d'eau glycolée de la mine.....52
Figure 2.4	Charge électrique équivalente sur le réseau d'eau glycolée53
Figure 2.5	Schéma du réseau de séchage du minerai54
Figure 2.6	Besoins en chaleur issus du diesel56
Figure 2.7	Appel de puissance décarbonée - scénario 1 de décarbonation58
Figure 2.8	Appel de puissance décarbonée - scénario 2 de décarbonation59
Figure 2.9	Appel de puissance décarbonée – scénario 3 de décarbonation60
Figure 2.10	Projections du prix du diesel selon l'EIA.....64

Figure 2.11	Puissance journalière produite par les deux éoliennes de Raglan en 2021	68
Figure 2.12	Évolution des CAPEX et OPEX des éoliennes.....	71
Figure 2.13	Emplacement du site 1 - lac Watts.....	79
Figure 2.14	Emplacement du site 2 - lac Watts.....	80
Figure 2.15	Section d'un barrage en remblais	82
Figure 2.16	Topologie schématisée des STEP - sites 1 et 2	84
Figure 2.17	Plan 3D de la surface de Mine 2	86
Figure 2.18	Évolution du volume d'eau stockable en fonction des étages noyés.....	87
Figure 2.19	Topologie de la STEP - site 3	88
Figure 2.20	Dimensionnement des conduites forcées, pertes de charge et coûts d'excavation.....	98
Figure 2.21	Gabarit de décomposition des coûts d'installation d'une STEP	100
Figure 3.1	Liste des variables du projet	104
Figure 3.2	Exemple des variables du programme – scénario 2, sites 1 et 2.....	109
Figure 3.3	Algorigramme de la boucle principale.....	111
Figure 3.4	Exemple des OPEX et des paramètres financiers – scénario 2, site 2	115
Figure 4.1	Meilleures configurations de dimensionnement – scénario 2, sites 1 et 2.....	120
Figure 4.2	Évolution du volume dans le bassin supérieur – scénario 2, sites 1 et 2.....	122
Figure 4.3	Décomposition des CAPEX des STEP – scénario 2, sites 1 et 2.....	124
Figure 4.4	Total des CAPEX et OPEX sur toute la durée du projet – scénario 2, sites 1 et 2.....	125
Figure 4.5	LCOE des unités de production – scénario 2, sites 1 et 2.....	126

Figure 4.6	Indices financiers – scénario 2, sites 1 et 2	126
Figure 4.7	Meilleures configurations de dimensionnement – scénarios 2 et 3, site 3	129
Figure 4.8	Évolution du volume dans le bassin supérieur – scénario 2, site 3	130
Figure 4.9	Décomposition des CAPEX des STEP – scénario 2, site 3	132
Figure 4.10	Total des CAPEX et OPEX sur toute la durée du projet – scénarios 2 et 3, site 3	133
Figure 4.11	Indices financiers – scénarios 2 et 3, site 3	134
Figure 4.12	Coûts totaux et balances en fonction des scénarios de prix du diesel – scénarios 2 et 3, site 3	135
Figure 4.13	Résumé des résultats technico-économiques principaux – sites 1 et 2	141
Figure 4.14	Schéma d'une STEP souterraine.....	144
Figure 4.15	Schéma des galeries souterraines utilisées comme bassin inférieur	144
Figure 4.16	Topologie de la STEP - site 3	145
Figure 4.17	Décomposition des CAPEX des STEP – scénario 2, site 3	147

LISTE DES ABRÉVIATIONS, SIGLES ET ACRONYMES

CAPEX	Capital Expenditure
CFD	Computational Fluid Dynamics
CFSM	Converter Fed Synchronous Machine
DFIM	Doubly-Fed Induction Machine
EIA	Energy Information Agency
ENR	Énergies Renouvelables
FRP	Fiber Reinforced Plastic
GES	Gaz à Effet de Serre
GIEC	Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat
GFR	Glass Fiber Reinforced
GRP	Glass Reinforced Polyester
IEA	International Energy Agency
IHA	International Hydropower Association
IRENA	International Renewable Energy Agency
LCOE	Levelized Cost Of Energy
MA	Machine Asynchrone
MS	Machine Synchrone
NREL	National Renewable Energy Laboratory
NZE	Net Zero Emission
OPEX	Operational Expenditure
ORNL	Oak Ridge National Laboratory
PRI	Période de Retour sur Investissement

PNNL	Pacific Northwest National Laboratory
R25kV	Réseau 25 kV
SPHS	Seawater Pumped-Hydro Storage
SS	Système de Stockage
STEP	Station de Transfert d'Énergie par Pompage
UPHS	Underground Pumped-Hydro Storage
USGS	United States Geological Survey
USSD	United States Society on Dams
V2G	Vehicle to Grid
VSP	Variable Speed Pump
VAN	Valeur Actualisée Nette

LISTE DES SYMBOLES ET UNITÉS DE MESURE

UNITÉS		SYMBOLES	
Longueur		tCO_2eq	tonne de CO_2 équivalent
m	mètre	ρ (rhô)	masse volumique, $[kg/m^3]$
km	kilomètre	η (êta)	rendement, [-]
Volume		ζ (zêta)	coefficient de pertes de charge singulières, [-]
m^3	mètre cube	λ (lambda)	coefficient de pertes de charge linéaires, [-]
Mm^3	million de mètre cube	ν (nu)	viscosité dynamique, $[m^2/s]$
L	litre	P	puissance électrique, [W]
ML	million de litre	Q	débit hydraulique, $[m^3/s]$
Masse		D	diamètre, [m]
kg	kilogramme	U	vitesse d'écoulement, [m/s]
t	tonne	H_{brute}	hauteur de chute brute, [m]
Temps		H_{nette}	hauteur de chute nette, [m]
s	secondes	$\Delta H_{rég}$	pertes de charge linéaires, [m]
h	heures	ΔH_{sing}	pertes de charge singulières, [m]
Température		g	accélération de la gravité, $[m/s^2]$
°C	degré Celsius	Re	Reynolds, [-]
Puissance		i	taux d'inflation, [%]
W	watt	t	taux d'actualisation, [%]
kW	kilowatt		
MW	mégawatt		
GW	gigawatt		
Énergie			
kWh	kilowattheure		
MWh	mégawattheure		
GWh	gigawattheure		
MVA	mégavolt-ampère		
Fréquence			
Hz	Hertz		
Monétaire			
EUR	euro		
CAD	dollar canadien		
USD	dollar américain		
GBP	livre sterling		

INTRODUCTION

0.1 Cadre de l'étude

0.1.1 Le site de la mine Raglan

La mine de Raglan est un site d'extraction minier situé dans la Région du Nunavik dans le Nord du Québec. Elle est exploitée depuis 1997 par l'entreprise Glencore, multinationale spécialisée dans les activités minières à travers le monde. Plus de 1000 employés travaillent sur le site qui se compose notamment de quatre mines souterraines, de bureaux, d'un complexe hôtelier, d'un aéroport et d'un port maritime. L'activité principale tourne autour de la production de nickel avec 40 000 tonnes sortis annuellement. Outre ce minerai sont produits du cuivre, du cobalt et quelques métaux précieux en quantité marginale. La Figure 0.1 montre l'emplacement de la mine par rapport à la Province du Québec.

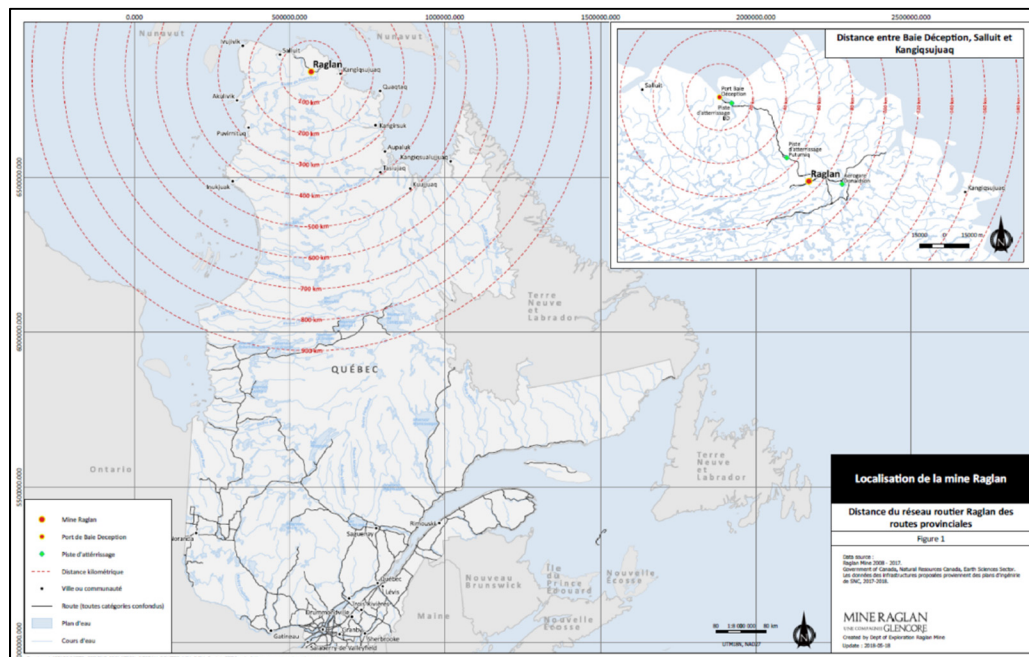


Figure 0.1 Localisation de la mine Raglan

Sur place, la compagnie assure un certain nombre d'étapes liées à la production du nickel grâce à un large panel d'équipements et d'engins. On pense notamment à l'exploration qui permet

de définir les zones minéralisées grâce au forage puis, à l'exploitation qui vise à creuser des galeries souterraines pour atteindre et extraire les lentilles de minerai brut. Une fois extrait, le minerai est transporté à la surface pour être disposé dans un concentrateur, qui par procédés de broyage, flottation, filtration et séchage, va permettre la séparation de la roche minéralisée et de la roche stérile. Ensuite, le concentré de nickel est stocké au port maritime en attente de transport. La fin de la boucle des activités passe par la gestion des résidus miniers et le traitement de l'eau. En effet, la roche stérile a une composition chimique qui acidifie l'eau. Elle est donc entreposée à la surface, à même le sol, de telle manière que l'eau de pluie ruisselle dessus pour la filtrer avant que cette dernière soit récupérée et traitée.

0.1.2 Description du mix énergétique

De par sa localisation insulaire, la mine Raglan n'est pas connectée au réseau de transport et de distribution de l'électricité d'Hydro-Québec. De ce fait, la production d'énergie est assurée indépendamment grâce à l'importation ou à l'exploitation locale d'énergie primaire. La principale source en question est le diesel, à hauteur de 96,8%, qui est utilisé, au même titre que l'huile moteur (0,16% de l'énergie primaire), dans les génératrices productrices d'électricité, dans les engins, dans les véhicules et dans les appareils auxiliaires (équipements miniers, pompes, etc.). Finalement, la dernière source primaire, encore marginale, est l'utilisation du vent pour produire de l'électricité (3,0%).

En termes de consommation, les rapports de 2021 indiquent 58,9 millions de litres de diesel importés dont 43 millions utilisés dans la production électrique et 15,9 millions dans les engins et équipements. À cet égard, les émissions de gaz à effet de serre sont respectivement, pour ces deux secteurs, de 119 440 et 44 400 tCO_2eq pour un total de 163 840 tonnes de CO_2 équivalent.

Électricité

Outre deux éoliennes de 3 MW situées près de Mine 2, la production d'électricité est assurée par des génératrices diesel de dimensions et d'utilités diverses. Sur les différents sites de la

mine, on en dénombre au total 29, de puissances variables allant de 300 à 4300 kW. Les sites en question sont présentés sur la Figure 0.2 :

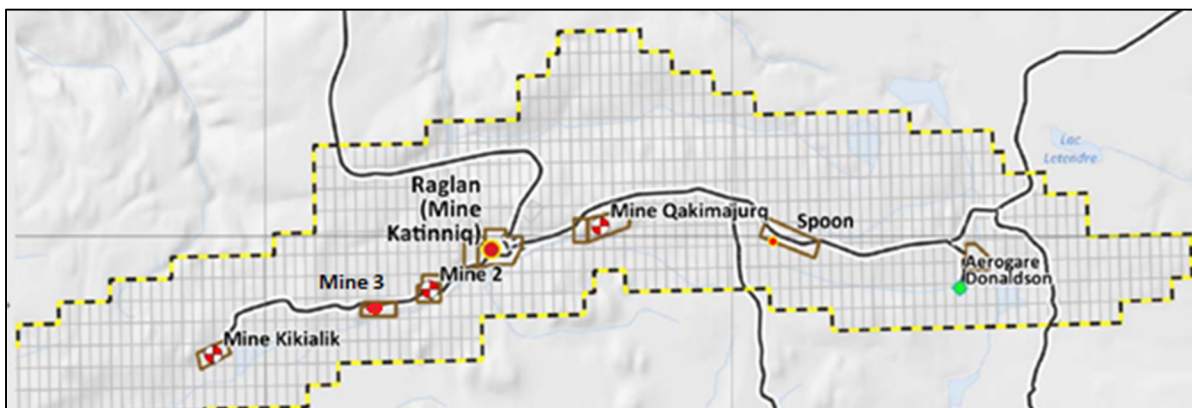


Figure 0.2 Plan du site Raglan

Seul site non représenté sur le plan, le port de la Baie Déception, à 95 km au Nord de Katinniq, est le lieu de chargement des minerais et de déchargement du diesel et autres fournitures nécessaires au bon fonctionnement de la mine. Bien que chaque emplacement minier dispose de ses propres génératrices, un réseau de transport et de distribution de l'électricité relie Katinniq (le centre des opérations), Mine 2, Mine 3 et Qakimajurq. Le réseau fonctionne à une tension constante de 25kV et à une fréquence de 60 Hz. À l'inverse, Kikialik, l'aéroport Donaldson et le port de la Baie Déception ont des génératrices indépendantes.

Aussi, le travail de ce mémoire se porte exclusivement sur ce réseau 25 kV (R25kV). En effet, la production électrique de ces cinq sites (éoliennes comprises), représente à elle seule 88,5% de la génération totale de 2021, soit 38 ML de diesel brûlés, 157 GWh produits et 105 550 tCO_2eq émis. On note par ailleurs que sur les 29 génératrices de la mine, 18 sont raccordées au R25kV cumulant une puissance nominale de 50 MW, bien qu'en réalité, la charge électrique varie généralement entre 16 et 21 MW.

Remarque : Le site de Katinniq représente à lui tout seul 78,5% de la consommation d'électricité sur le R25kV. Bien que le nickel n'y soit plus exploité, c'est à la surface que se situent les bureaux, le complexe hôtelier, le concentrateur de minerai et la station de traitement

de l'eau. Tous les autres sites sont seulement des zones d'exploitation dont les commodités (électricité et chauffage) sont assurés par des systèmes d'appoints ou auxiliaires.

Chaleur

Second vecteur d'énergie, la chaleur, sous ses différentes formes et provenant de différentes sources, est utilisée à trois fins distinctes :

- Pour le séchage du minerai, qui est la dernière étape avant sa mise en conteneur et son transport vers la Baie Déception ;
- Le chauffage des bâtiments par un réseau d'eau glycolée ;
- Le confort thermique et l'eau chaude domestique par des systèmes d'appoints électriques.

À l'instar de la génération électrique, la production de chaleur provient de la consommation de diesel pour ces trois applications. Plus précisément, la chaleur est dépendamment liée à la production électrique sur le R25kV via la cogénération issue de la combustion du diesel. Ainsi, la totalité du séchage du minerai et 97% de la charge du réseau d'eau glycolée est assurée par la récupération de la chaleur provenant à la fois des boucles de refroidissement des génératrices, mais également des gaz d'échappement. Dès lors, le terme de réseau 25 kV désigne à la fois le réseau électrique et les réseaux de chaleur.

Production éolienne

Comme déjà évoqué, Raglan dispose de deux éoliennes de 3 MW qui sont raccordées au R25kV. L'historique de ces projets innovants est le suivant. En 2014, *RAGLAN I* est construit et apparaît comme le tout premier projet renouvelable dans le grand Nord canadien (TUGLIQ Energy CO., s. d.). Une première éolienne est alors installée, suivie en 2015 d'un triple système de stockage composé d'un volant d'inertie, d'un réservoir d'hydrogène et de batteries lithium-ion, dont les caractéristiques sont fournies dans le Tableau 0.1.

Tableau 0.1 Modèles des installations éoliennes et de stockage de RAGLAN I

	Modèles	Puissance / Capacité
Éolienne	Arctic-rated Enercon E-82 E4	3 MW
Volant d'inertie	KTSI GTR-200	200 kW / 1,5 kWh
Hydrogène	HySTAT 60tm Electrolyser 315 kW coupled with a HyPM-XR. TM 198 kW PEMI fuel cell	200 kW / 1 MWh
Batterie	Electrovaya SuperPlymer 2.0TM Li-ion Battery	200 kW / 250 kWh

En 2018, une seconde éolienne fut installée avec le projet *RAGLAN II*, ajoutant par la même occasion de nouvelles batteries lithium-ion à hauteur de 3 MW pour 1 MWh. Bien que les systèmes de stockages (SS) installés ne soient actuellement plus en fonctionnement, ces projets pilotes ont prouvé le fonctionnement largement satisfaisant des éoliennes dans le grand Nord. En effet, en 2021, avec leur 17 020 MWh produits, elles fonctionnaient avec un facteur de charge de 32,4% et un taux d'intégration de 10,8% sur le R25kV, ce qui est rentre largement dans les standards prévus pour des éoliennes *onshore* de cette puissance (Renewable Energy Research Laboratory, s. d.).

0.2 Objectifs et portée de l'étude

0.2.1 Objectifs énergétiques pour la mine

À la suite du succès des projets *RAGLAN I* et *II*, Raglan a exprimé le souhait de poursuivre l'intégration d'énergies renouvelables (ENR), et particulièrement d'éoliennes dans son mix énergétique. En conservant le modèle Enercon E82 E4 installé, l'objectif est d'assurer la décarbonation de la mine d'ici 2030.

À cet égard, cet objectif peut s'appréhender en considérant les différents *scope* des émissions liées aux activités de la mine. Le scope 1 correspond à toutes les activités directement émettrices de GES. En l'occurrence, on pense ici à la génération d'électricité et à l'utilisation des engins et équipements miniers. Plus largement, les scopes 2 et 3 correspondent aux émissions dites indirectes. On entend, par-là, les émissions qui arrivent tout au long du cycle

de vie des biens et services utilisés pour l'activité de l'entreprise. À titre d'exemple, la gestion des déchets, le transport des ressources ou encore l'achat de fournitures sont compris dans les scopes 2 et 3.

Ainsi, dans un premier temps, l'objectif à court terme de Raglan est de limiter les émissions de GES du premier scope. En revanche, à l'intérieur même de cet ensemble, Raglan a défini des priorités, désirant en premier lieu décarboner la production d'électricité, et par extension, la production de chaleur. En effet, la flotte des véhicules ayant été renouvelée ces dernières années, la question des transports devrait être envisagée à posteriori. Dans le futur, l'utilisation de moteurs électriques ou au gaz naturel, comme à l'hydrogène par l'exemple, pourrait constituer une alternative intéressante aux moteurs thermiques.

Remarque : Les sources d'émissions les plus représentatives du scope 3 sont notamment les transport aériens et maritimes qui alimentent la mine en ressources, qui transportent les ouvriers et acheminent le minerai concentré jusqu'à Québec pour qu'il puisse être ensuite amené à une raffinerie. À titre informatif, plus de 800 vols sont effectués chaque année et l'apport en diesel a lieu huit fois dans l'année grâce à un brise-glace mouillant au port Déception.

0.2.2 Objectifs du mémoire

Même réduit au premier scope et plus précisément à la génération d'électricité et de chaleur, le cadre d'un tel projet reste vaste et doit encore être réduit pour en dégager une problématique. Il est donc choisi de se concentrer exclusivement sur la décarbonation de la production électrique sur le réseau 25 kV et, par extension, sur la production de chaleur qui découle de la cogénération. Par ailleurs, il est supposé d'avance que le projet n'envisage pas d'agrandir le R25kV en raccordant les sites autonomes alentours. En effet, bien que raccorder la mine Kikialik et l'aéroport Donaldson permettrait de considérer non plus 88,5% de la production électrique, mais bien 96,6%, cette opportunité est exclue. En revanche, une étude future pourrait être menée pour évaluer son intérêt.

Ainsi, l'objectif de ce mémoire est d'étudier la possibilité de décarboner la production d'électricité et de chaleur sur le réseau 25 kV existant en installant un champ éolien à dimensionner. Pour espérer atteindre un taux d'intégration renouvelable élevé dans ce mix énergétique, il faut envisager un couplage avec un système de stockage. En effet, dans le cas considéré, les SS ont des intérêts multiples. En premier lieu, ils permettent d'atténuer les fluctuations de l'énergie éolienne qui est intermittente et donc de stocker le surplus de production (généralement obtenu par vent fort) pour le restituer lors d'un manque (généralement observé par vent faible). Outre cet avantage, les SS les plus efficaces ont une rapidité de réponse élevée et une haute stabilité, procurant la flexibilité nécessaire au réseau pour gérer ses fluctuations. Cet aspect est essentiel notamment pour alimenter les divers appareils connectés avec une fréquence et une tension précise.

Malgré la multitude de technologies de stockage existantes ou en développement, ce mémoire se concentre sur l'étude des systèmes hydrauliques qui sont les plus répandus du fait de leur maturité et de leurs avantages, aussi bien techniques qu'économiques. Pour une description rapide, le stockage hydraulique, aussi appelé Station de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP), se constitue de deux bassins d'eau d'altitudes différentes reliés par des conduites où sont branchées des pompes et des turbines. Au moment du stockage, le surplus d'électricité actionne les pompes qui font monter l'eau du bassin inférieur vers le bassin supérieur. À l'inverse, lorsque la production est nécessaire, l'eau est relâchée par gravité vers le bassin bas en passant par des turbines. Une liste exhaustive des caractéristiques, des avantages, des innovations et des tendances liées à cette technologie est présentée dans le chapitre 1 sous la forme d'une revue de littérature consacrée aux STEP.

Le cadre du projet étant un peu plus étayé, il est possible d'en formuler une problématique claire. Aussi ce travail de mémoire est une étude technique et économique ayant pour but de vérifier la faisabilité et la viabilité du couplage entre des éoliennes et une STEP pour répondre aux besoins d'électricité et de chaleur de la mine Raglan à des fins de décarbonation du réseau 25 kV. Ainsi, la part énergétique visée par la décarbonation représente au plus

38 millions de litres soit 65% de la consommation totale, ce qui équivaut par ailleurs à 105 600 tCO₂eq émis.

0.2.3 Portée et limites du projet

La problématique étant posée, il est possible de la décomposer en deux sous-problématiques plus abordables et plus révélatrices du travail accompli. Les sections suivantes détaillent, pour chacune d'elles, la portée des études et leurs objectifs. On note, d'ores et déjà, que ces sous-problématiques sont définies par leur finalité. En effet, tandis que la majorité du projet et de sa résolution s'adresse à Raglan, il existe un objectif parallèle qui vise à établir une méthodologie de résolution des problèmes de STEP. Plus précisément, on souhaite présenter les tenants et aboutissants du dimensionnement d'une STEP, et particulièrement d'une technologie souterraine. En effet, comme évoqué dans la partie 1.2.1 de la revue de littérature, les STEP en sous-sols sont des technologies en développement dont les premières études paraissent depuis quelques années. Ainsi, l'objectif secondaire de ce mémoire est de pouvoir présenter de nouveaux résultats à la littérature actuelle.

Simuler le fonctionnement du réseau 25 kV

Cette première sous-problématique se décompose en plusieurs objectifs. D'abord, il s'agit de déterminer les caractéristiques des sources de productions (thermiques, éoliennes et hydrauliques) ainsi que la demande du réseau (en électricité et en chaleur). La création de ces grandeurs via un algorithme permet alors de simuler le fonctionnement coordonné du réseau et de ses unités de production. En découle une série d'évaluations techniques des performances récoltées et des coûts engendrés par leur mise en marche.

La limite de ce travail vient de la nature des simulations. Il s'agit ici de se concentrer sur les études stationnaires, c'est-à-dire en régimes permanents. Une étude dynamique, si elle était menée, prendrait en considération l'évolution de la puissance, de la fréquence, de la tension et d'autres paramètres durant les périodes transitoires afin de visualiser le comportement des systèmes : la rapidité de la réponse et sa stabilité notamment. Ces études ne seront donc pas

menées, pas plus que le dimensionnement de l'électronique de puissances, bien qu'une partie théorique soit abordée concernant les options de raccord des pompes-turbines dans la revue de littérature (chapitre 1).

Établir une méthodologie de dimensionnement et d'évaluation des STEP

Comme expliqué, l'objectif secondaire est de montrer les différentes étapes qui composent le dimensionnement d'une STEP, que ce soit par la définition des notions fondamentales, le dimensionnement des composantes, l'élaboration de la topologie de la STEP, la recherche d'un site et le calcul des coûts.

À ce sujet, trois sites sont considérés, deux traditionnels et un souterrain. L'intérêt est donc de pouvoir apporter une contribution à la recherche dédiée à ce sujet en apportant des résultats liés à la faisabilité technique et économique. En revanche, la limite du projet est définie par les connaissances existantes sur le sujet. Dans la revue de littérature sont présentés un large nombre de domaines qui n'ont pas été étudiés sur le sujet puisque les premières études se concentrent sur la topologie des STEP souterraines ainsi que leur faisabilité économique. En restant dans ces bornes, l'objectif est de pouvoir apporter un exemple supplémentaire à l'argumentation sans pour autant élargir la portée des connaissances à de nouveaux domaines.

0.3 Structure du mémoire

Ce mémoire est structuré en plusieurs chapitres qui contiennent, au fur et à mesure, des éléments de résolution et de réponse pour les deux sous-problématiques présentées. Les points suivants listent les intitulés des chapitres ainsi que leur contenu :

CHAPITRE 1 : REVUE DE LITTÉRATURE

La revue de littérature, située entre le chapitre introduisant la problématique et les chapitres la résolvant, a pour but de fournir une base de connaissance suffisante au lecteur pour qu'il comprenne les tenants et aboutissants de la technologie des STEP. La plupart des éléments qui y sont évoqués sont utilisés pour la résolution du problème mais pour être le plus exhaustif

possible, certaines des innovations et tendances actuelles sont présentées indépendamment du reste de l'étude. Ainsi, ce chapitre peut être entièrement extrait du mémoire et considéré comme une étude à part entière.

CHAPITRE 2 : MÉTHODOLOGIE

Dans cette partie sont présentés le fonctionnement de la mine, ses besoins énergétiques ainsi que les génératrices thermiques qui composent le réseau. Par la suite, deux parties distinctes établissent tous les paramètres techniques et économiques des technologies éoliennes et hydrauliques respectivement.

CHAPITRE 3 : SIMULATIONS

Ce chapitre présente la méthodologie utilisée pour simuler le réseau de Raglan et, par la suite, évaluer les performances des unités de production dimensionnées. On présente alors toutes les données d'entrée implantées dans l'algorithme simulant le réseau puis le traitement des grandeurs de sorties obtenues.

CHAPITRE 4 : RÉSULTATS ET DISCUSSIONS

Ce dernier chapitre, en plus de présenter les résultats principaux des simulations, propose une partie entière dédiée à la discussion. On y valide les hypothèses posées, on établit un certain nombre d'études supplémentaires à mener afin de compléter ce travail et finalement, on résume les résultats les plus importants.

CHAPITRE 1

REVUE DE LITTÉRATURE

1.1 Les stations de transfert d'énergie par pompage

Cette première partie de la revue de littérature sert d'introduction au sujet des STEP, permettant donc de présenter leur fonctionnement, leurs avantages technico-économiques mais également leurs limites. Sur ce point, il s'avère que le manque de sites viables pour leur installation est la problématique principale de cette technologie. L'utilisation de modèles mathématiques est alors envisagée pour la recherche de nouveaux emplacements. Après avoir présentés quelques études utilisant ces modèles, une seconde partie visera à présenter quatre solutions innovantes qui peuvent rendre accessibles de nouveaux sites et ainsi accroître le développement des STEP.

1.1.1 Histoire, fonctionnement et avantages

Les stations de transfert d'énergie par pompage voient leurs premières apparitions à la fin du 20^{ème} siècle en Italie et en Suisse (International Hydropower Association, 2021c). Depuis, cette technologie s'est largement répandue puisqu'elle représente aujourd'hui plus de 90% des applications de stockage à grande échelle cumulant 160 GW de puissance installée et 9 000 GWh de capacité à travers le monde (IHA, 2021c). Les STEP sont amplement considérées comme des solutions matures, techniquement et économiquement viables.

Le fonctionnement est assez intuitif puisque l'objectif est de stocker ou de générer de l'électricité en fonction des besoins instantanés ou futurs du réseau. La station se compose de deux bassins d'altitudes différentes de telle manière que si la production électrique est trop importante par rapport à la demande, le surplus d'énergie est utilisé pour pomper de l'eau du bassin bas vers le bassin haut. À l'inverse, quand le réseau manque de puissance pour satisfaire la charge, l'eau est relâchée vers le bassin bas en passant par une turbine hydraulique reliée à une génératrice. La Figure 1.1 donne une représentation schématique d'une STEP classique.

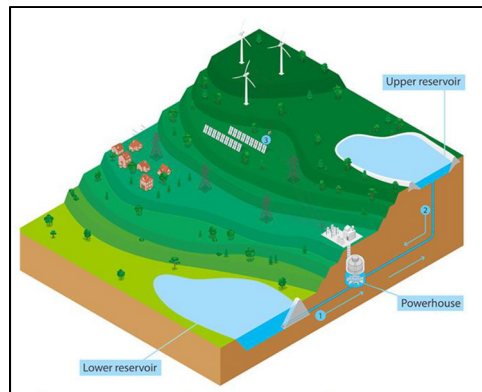


Figure 1.1 Schéma d'une STEP
Tiré de IHA (2021c, p. 4)

Les STEP sont aujourd'hui reconnues pour leur fonctionnalité, leur maturité mais également pour les champs d'innovations potentiels pouvant mener à un développement futur important. Ainsi, elles sont considérées comme une solution capable de soutenir l'intégration des énergies renouvelables avec ou sans connexion au réseau (IHA, 2021c, 2021b) car elles jouissent d'un certain nombre d'avantages techniques et économique discutés ci-après.

Techniques

L'un des intérêts mais aussi des défis du stockage d'électricité est d'assurer la stabilité du réseau auquel il est connecté. Les systèmes de stockage doivent être suffisamment flexibles et conciliants pour s'adapter à ses besoins exigeants. En l'occurrence les STEP, de par leur emploi de l'énergie hydraulique avec réservoir d'eau, ont l'avantage technique (IHA, 2021c; Simao & Ramos, 2020) :

- d'être flexible avec une réponse rapide lors des mises en marche et mises en arrêt. Les puissances se déploient rapidement de l'ordre de 3 MW par minute (Kristin Wild, 2009) ;
- d'adapter les puissances générées pour suivre au mieux la courbe de charge ;
- de moduler la fréquence et le voltage en jouant sur les puissances actives et réactives générées ;
- de disposer d'un rendement élevé généralement compris entre 70 et 85% ;
- de pouvoir redémarrer le réseau après un épisode de black-out ;

- d'offrir une inertie mécanique qui aide à maintenir la stabilité du réseau ;
- de pouvoir répondre à des besoins de stockage sur différentes échelles de temps, allant de quelques minutes à plusieurs mois.

Tous ces points sont d'autant plus importants pour l'intégration des ENR que la diffusion de l'éolien et du solaire diminue grandement l'inertie du réseau, perturbe la stabilité en fréquence et en tension, et présentent des variations de productions rapides et difficilement prévisibles.

Économiques

En plus de la viabilité technique, les STEP sont financièrement intéressantes et s'avèrent être des investissements souvent plus rentables que les autres SS. Quelle que soit sa nature, un SS assure une meilleure gestion de la production et permet de réduire l'utilisation de génératrices de réserves souvent onéreuse (IHA, 2021c). Pour les réseaux souffrants des pics de demande, on limite ainsi l'importation d'énergie ou le démarrage de centrales d'appoints majoritairement conventionnelles (charbon, pétrole, gaz). En outre, pour les réseaux dont le marché de l'énergie est libéralisé, le stockage peut amener à une meilleure gestion de l'économie de marché, à condition de savoir prévoir la production et la demande.

Plus particulièrement, les STEP tirent leur avantage économique de leur durée de vie très importante. L'investissement est assez conséquent mais ramené sur 80 années d'exploitation, les STEP reviennent de quatre à huit fois moins chères que les autres technologies ; et ce, pour une large gamme de puissance (IHA, 2021c). À ce sujet, (Wikman, 2019) a démontré, dans une étude portant sur le stockage d'ENR de puissance inférieure à 10 kW, que le pompage hydraulique reste plus rentable que les batteries au plomb ou au lithium. Il suggère alors que les batteries restent des solutions trop souvent considérées simplement parce que l'investissement initial paraît plus faible pour de petites puissances.

Finalement, même pour des systèmes à l'échelle d'un réseau, le pompage hydraulique se démarque financièrement. D'après l'étude et la revue de littérature de

(Alturki & Awwad, 2021) portant les systèmes hybrides composés de génération conventionnelle, d'ENR et de SS, ce sont les STEP qui s'avèrent être les moins onéreuses.

Ainsi, on peut conclure que les avantages des STEP sont nombreux et permettent l'intégration des productions d'ENR de très grandes puissances, ce qui est un atout prépondérant pour la transition énergétique à venir. Il existe, ainsi, un enjeu majeur lié à la recherche de sites et à la concrétisation de leurs opportunités pour répondre aux besoins futurs.

1.1.2 Potentiel et besoins futurs

En septembre 2021 s'est tenu un forum sur les STEP organisé, entre autres, par l'IHA. Il en a découlé un certain nombre de rapports dont le (IHA, 2021a), qui compare les différents scénarios prévus par l'IEA (*International Energy Agency*) et l'IRENA (*International Renewable Energy Agency*) pour l'horizon 2050. Chacune des deux agences s'est prononcée sur les besoins énergétiques et les méthodes de développement à prévoir pour atteindre un objectif de zéro émission carbone (NZE) pour le demi-siècle, dans le but de limiter la hausse de la température moyenne à +1,5°C. Ainsi, l'IRENA prévoit une intégration des ENR à hauteur de 90% et indique un besoin de puissances installées pour les STEP s'élevant à 400 GW ; soit 240 GW de plus par rapport à 2021. Ces valeurs sont corroborées par l'IEA qui ajoute, par ailleurs, que la puissance hydraulique classique (donc hors STEP) devrait doubler ses 1300 GW existants d'ici 2050.

Pour répondre à ces besoins futurs, il faut pouvoir déterminer les sites potentiels pouvant accueillir des STEP, si tant est qu'ils existent. Pour répondre à cette question, une étude prometteuse a été menée par le groupe de recherche RE100 de l'*Australian National University* (RE100 Leader, 2020), et reprise notamment par l'IHA dans ses rapports. En étudiant la topographie des territoires dans le monde, plus de 600 000 sites potentiels ont été trouvés, cumulant plus de 22 millions de GWh sans même inclure les STEP souterraines, ni celles utilisant les réservoirs de barrages existants. La Figure 1.2 illustre l'emplacement de ces sites sur le globe.

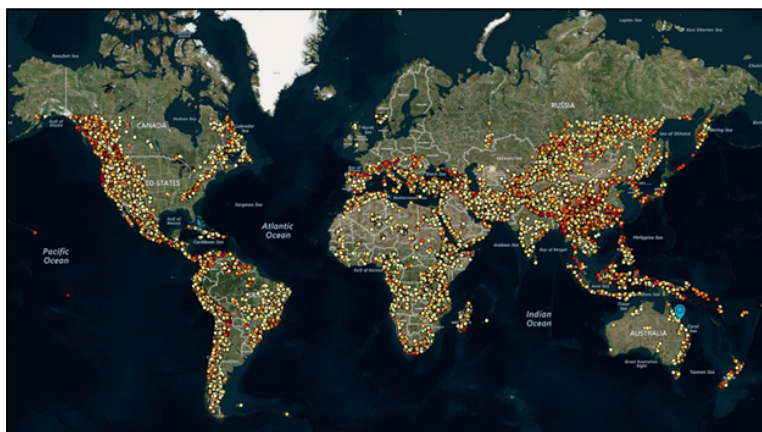


Figure 1.2 Emplacement des sites potentiels de STEP
à l'échelle mondiale
Tirée de RE100 Leader (2020)

Ce chiffre gigantesque est à considérer avec retenue et mérite d'être confronté à d'autres études semblables mais plus localisées. En effet, avec un peu recul, on comprend bien qu'il s'agit d'un potentiel théorique se basant principalement sur une étude topographique. Il est facile d'imaginer que nombre de ces sites ne soient ni pertinents, ni accessibles pour des raisons économiques, politiques, culturelles ou culturelles.

De manière semblable, il existe d'autres études se concentrant sur la recherche topographique pour déterminer l'existence de sites potentiels. Des travaux ont été menés notamment en Iran, en Chine ou en Europe, toutes utilisant un GIS, *Geographic Information System*, un modèle mathématique scannant la topographie d'une zone en adoptant des critères de sélection avec un système de pondération de ces critères.

En Iran (Ghorbani et al., 2019), quatre topologies sont considérées, dont deux cherchant des réservoirs d'eau existants, une troisième cherchant à utiliser une rivière en bassin inférieur et la dernière cherchant à utiliser la mer comme bassin inférieur. Encore une fois, les résultats sont surprenants puisque 250 sites apparaissent envisageables, cumulant 5 000 GWh, soit mille fois plus que la capacité existante du pays en 2020 (5,1 GWh). Ces résultats s'expliquent du fait que la distance acceptée entre deux bassins s'étend à 20 km, ce qui semble peu pertinent

vu les infrastructures de STEP existantes. Ainsi, en réduisant la distance à 5 km, ce qui est encore très long, la capacité diminue drastiquement à 180 GWh. Par ailleurs, les auteurs concluent qu'a priori, si les critères de sélection étaient plus réalistes notamment en prenant en compte l'aspect financier des projets, la capacité totale devrait s'approcher des besoins futurs du pays calculés pour l'horizon 2050 ; besoins qui devraient être d'une dizaine de gigawattheures.

Suivant le même principe, il est possible de considérer l'étude menée par le *Joint Research Center* (European Commission. Joint Research Centre. Institute for Energy and Transport., 2013) qui cherche à déterminer le potentiel d'aménagement des STEP en Europe. En se concentrant sur des topologies traditionnelles, c'est-à-dire, avec deux réservoirs existants (topologie 1), ou bien un seul réservoir existant associé à un site adéquat pour la création d'un second (topologie 2), les résultats sont semblables à ceux en Iran (Ghorbani et al., 2019). Avec une distance admise de 20 km entre les bassins, la capacité est respectivement de 28 600 et 79 800 GWh pour chaque topologie tandis qu'en se limitant à 1 km, elle chute à 3 et 180 GWh, ce qui est relativement modique vus les 2 500 GWh de STEP déjà construits en UE (European Commission. Joint Research Centre. Institute for Energy and Transport., 2013). Finalement, pour compléter le sujet, un dernier exemple présenté dans la partie suivante consacrée aux STEP marines confirme les mêmes résultats en utilisant également un modèle GIS sur le littoral chinois et ses îles côtières (Wu et al., 2019).

Ainsi, on peut conclure sur le potentiel mondial des STEP en disant que l'outil mathématique GIS est puissant et permet d'explorer de larges zones à la recherche de sites potentiels. Pour autant, bien qu'il soit possible d'instaurer des critères et d'analyser la faisabilité technique voire financière, beaucoup de critères décisifs ne peuvent pas être pris en compte et les résultats restent avant tout théoriques. En outre, certaines régions du monde relèvent très peu de potentiel, alors même que la transition énergétique et ses meilleurs atouts de réussites devraient pouvoir se développer sur tous les territoires.

En conclusion, malgré le potentiel mondial élevé pouvant théoriquement répondre aux besoins futurs, il est nécessaire d'améliorer les STEP sur plusieurs aspects :

- technologique, en cherchant des méthodes innovantes pour étendre plus encore le potentiel mondial ;
- économique, en optimisant le dimensionnement et l'opération des infrastructures pour minimiser les investissements et maximiser les gains ;
- technique, en développant des services pouvant augmenter les performances des STEP en terme de rendement, de flexibilité et de contrôle de la puissance.

Ces pistes de recherche forment les parties suivantes de la revue de littérature dont l'objectif est de présenter les innovations actuelles des STEP qui pourraient permettre d'étendre et de concrétiser leur potentiel.

1.2 Innovations et tendances soutenant le développement des STEP

Maintenant que la technologie et les enjeux des STEP ont été présentés, on s'intéresse à la possibilité de développer leur implantation mondiale à travers quatre innovations. D'abord, on se concentre sur les nouvelles topologies de STEP qui permettent l'expansion du potentiel mondial en visant de nouveaux types de sites. Ensuite, on se penche sur les modèles mathématiques qui permettent d'optimiser le fonctionnement de la STEP. En réduisant les dépenses et en augmentant les profits, l'objectif est de favoriser l'investissement de projets nouvellement rentables. Finalement, la dernière innovation touche à la technique des machines hydrauliques pour accéder à une meilleure opération, et donc, de maximiser leurs performances.

1.2.1 Les STEP souterraines

La présentation de la technologie des STEP souterraines se fait en quatre sections distinctes. La première présente le principe de fonctionnement et l'histoire liée à cette technologie. Ensuite, la seconde traite des avantages technico-économiques et la troisième liste les limites

à surpasser d'après la littérature sur le sujet. Finalement, une dernière section présente rapidement deux autres technologies de stockage hydraulique directement inspirées des STEP souterraines.

Histoire et fonctionnement

Les STEP souterraines, *Underground Pumped-Hydro Storage* (UPHS), sont des technologies innovantes en cours de maturation qui reprennent le principe des STEP traditionnelles à ceci près qu'au moins un des bassins de stockage se trouve sous terre. Bien que l'idée soit loin d'être récente, puisque les premières apparitions de recherches remarquables datent du début de 20^{ème} siècle (Madlener & Specht, 2020; Menéndez et al., 2019), en 2020, aucune UPHS n'était en opération (Morabito et al., 2020). Ce constat vient principalement du manque de recherches et d'études fondées sur le sujet. C'est seulement depuis les années 1990-2000 que cette méthode de stockage se voit accorder un regain d'intérêt, notamment lorsque les STEP traditionnelles ont fait leur preuves (Madlener & Specht, 2020). La Figure 1.3 donne un aperçu schématisé de cette technologie.

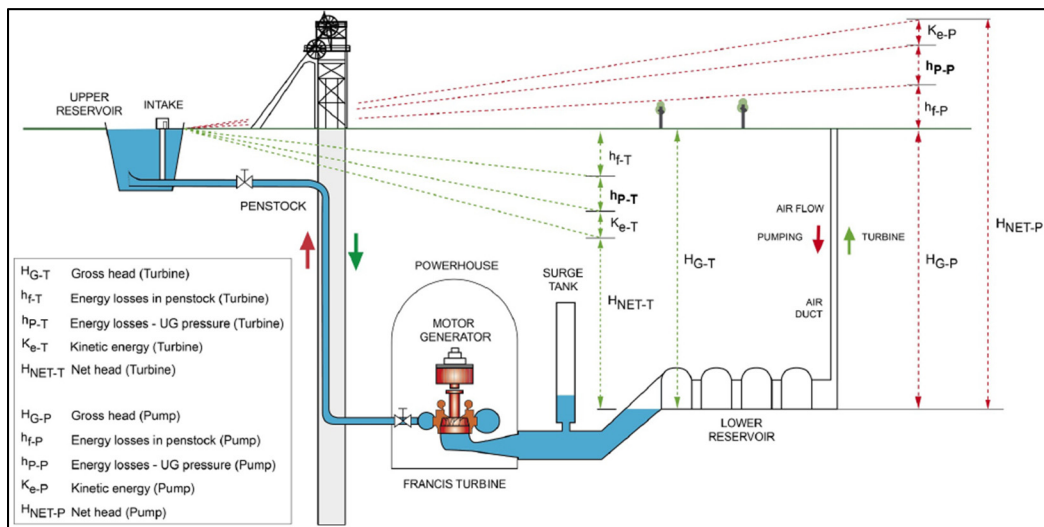


Figure 1.3 Schéma d'une STEP souterraine
Tirée de Menéndez et al. (2019, p. 3)

Sur ce schéma sont représentées plusieurs caractéristiques importantes des UPHS, comme notamment les localisations du bassin supérieur, des conduites forcées, de la turbine

hydraulique et du bassin inférieur. À ce titre, la plupart des travaux étudiés dans cette revue propose de créer le bassin d'eau à la surface de la mine. En effet, les entrées des mines se trouvent souvent au fond d'une cuvette creusée au début de l'exploitation minière, ce qui permet de faciliter l'accueil de l'eau. Ensuite, il est communément proposé que les conduites forcées soient déployées dans les tunnels descendants qui mènent aux lieux d'extraction, et qui disposent d'un diamètre de 7 à 8 mètres (Madlener & Specht, 2020). Finalement, on remarque que le bassin inférieur se voit accompagné d'un tube d'aération le reliant à la surface. Ce dernier point est important puisqu'il est directement en lien avec le rendement du système de telle manière que plusieurs études lui sont consacrées. En effet, la variation du niveau d'eau dans le bassin modifie la pression des fluides à l'intérieur de la cavité. Plus elle est importante, plus la chute vue par la turbine diminue et donc plus la production et le rendement sont faibles. Pour réduire les effets de la pression, il est possible de forer une aération qui remplit (respectivement vide) la cavité d'air extérieur lors du pompage (respectivement turbinage). J. Menendez, qui est un des auteurs les plus contributifs sur le sujet, s'est penché sur ce phénomène, notamment à travers des études CFD (*Computational Fluid Dynamics*) (Menéndez et al., 2020). Il conclut alors par deux fois que pour limiter les effets de la pression sur la baisse de rendement, il faut forer un tube d'aération d'un diamètre supérieur à un mètre (Menéndez et al., 2019, 2020).

En revanche, dans une étude consacrée aux structures des cavernes souterraines pouvant potentiellement accueillir des UPHS, l'auteur conclut également que la direction changeante de l'air dans le tube (suivant que la centrale pompe ou turbine) peut mener à une usure prématurée et à des déformations de la conduite (Menéndez et al., 2019). D'après lui, d'autres recherches et expérimentations seraient nécessaires pour en déterminer les conséquences et les solutions associées. De ce point de vue, la littérature est donc manquante.

Intérêts et faisabilité technico-économique

L'intérêt théorique des UPHS est de pouvoir disposer des avantages et des connaissances des STEP classiques, tout en répondant à leur défis et problématiques actuels (Madlener & Specht, 2020; Matos et al., 2019). En effet, les deux grandes limites que connaissent les STEP

aujourd'hui sont, d'abord, la diminution voire le manque de sites potentiels ; puis, les répercussions environnementales et sociales dues à leurs installations. En effet, les STEP impliquent généralement de noyer une ou deux zones naturelles pour accueillir les bassins, ce qui est l'un des problèmes écologiques et l'une des raisons principales de rejet par la population. Ainsi, en utilisant d'anciennes mines, la mise en eau n'est plus un problème et les projets peuvent prétendre à une plus grande acceptation, notamment car ils offrent une deuxième vie aux installations.

Outre ces avantages, il est intéressant de questionner la faisabilité technique, économique et même environnementale des UPHS pour évaluer leur réel intérêt. Techniquement d'abord, la flexibilité, la rapidité et la stabilité de la production est toujours assurée par l'utilisation des turbines hydrauliques. De plus, concernant l'aspect des performances, tandis que le rendement des STEP traditionnelles oscille entre 70 et 85%, l'étude de Fan et al. (2020) indique une valeur de plus de 82% pour son cas d'étude d'UPHS dans la zone d'Inner Mongolia en Chine.

Pour faire le lien avec l'aspect économique, ce même article indique que cinq autres études ont été menées sur des sites potentiels dans cette région ; toutes prouvant la rentabilité théorique des projets. En revanche, les résultats sont à considérer avec recul puisque l'étude technique associée est limitée. En effet, la capacité des bassins à convenablement stocker l'eau n'a pas été démontrée.

Ensuite, l'article de Madlener & Specht (2020), en plus de prouver la faisabilité technique, propose un modèle mathématique se basant sur un algorithme de Monte Carlo qui permet de calculer les coûts de projets en Allemagne. L'auteur conclut alors que les investissements à prévoir seraient plus élevés que ceux de STEP classiques sans pour autant être exorbitants avec des dépenses principalement prévues pour l'aménagement et l'extension des réservoirs.

Pour conclure sur l'aspect économique, l'étude de deux anciennes mines en Belgique permet d'avoir une idée de la rentabilité d'un projet puisque, pour une station de 100 MW, l'auteur trouve un investissement nécessaire de 12 millions d'euros remboursé en neuf ans (Morabito

et al., 2020). C'est une période de retour sur investissement tout à fait convenable pour un projet énergétique de grande envergure dont la durée de vie est nettement plus longue. Tous n'obtiennent d'ailleurs pas des résultats aussi prometteurs à tel point que (European Commission. Joint Research Centre. Institute for Energy and Transport., 2013) et (Menéndez et al., 2020), devant leur coûts relativement élevés, appellent au soutien des politiques pour supporter l'intégration du stockage hydraulique, notamment en favorisant le coûts d'achat de l'énergie utilisée pour le pompage.

Pour finir, en plus d'être le moins traité dans les études, l'aspect environnemental montre des résultats variés (Ge et al., 2020). En effet, l'étude belge (Morabito et al., 2020) relève des économies d'émissions de GES de deux millions de tonnes de CO_2 équivalent (tCO_2eq) sur toute la durée de vie de la UPHS ; et ce, par rapport à une production carbonée équivalente. En revanche, l'article (Ge et al., 2020) explique qu'entre les STEP classiques et souterraines, il ne faut pas s'attendre à des réductions supplémentaires de GES. Ainsi, les UPHS restent des sources « propres » sans pour autant surclasser les STEP traditionnelles sur ce point. Ainsi, le réel avantage, comme on l'a déjà évoqué, vient principalement de la réhabilitation d'installations abandonnées, ce qui évite de noyer des zones naturelles pour la construction des réservoirs.

Pour conclure, dans la mesure des études présentées, les UPHS semblent être viables techniquement, économiquement et même environnementalement. En revanche, cette conclusion est à considérer avec retenue puisque ces résultats sont présentés sous de fortes hypothèses. Par ailleurs, la plupart des auteurs concluent en affirmant qu'il y a un manque important de connaissances sur le sujet. Ainsi, la section suivante présente les limites les plus souvent évoquées, qui par ailleurs, sont liées aux infrastructures souterraines et à la chimie de l'eau.

Défis à relever

L'une des problématiques principales associées aux UPHS est de s'assurer de la viabilité des sites pour l'installation d'infrastructures. Pour permettre de comprendre quels types de sous-

sols peuvent accueillir des SS souterrains, Matos et al. (2019) présentent diverses cavités qui peuvent être aménagées pour leur implantation. Au sujet des UPHS, l'étude conclut que seules les mines abandonnées et donc créées par l'homme pourraient soutenir le stockage hydraulique. En revanche, ces résultats sont présentés comme théoriques du fait du manque de preuves concrètes. Pour compléter, Menéndez et al. (2019) ont concentré l'une de leurs études sur la stabilité des infrastructures souterraines pour supporter les STEP. À l'inverse, il conclut négativement en expliquant que les aménagements faits par l'homme pour l'activité minière pourraient ne pas convenir aux pressions et aux charges imposées par la centrale hydraulique. Outre ce point, il existe plusieurs contraintes qui pourraient diminuer le potentiel imaginable associé aux UPHS comme les gaz polluants emprisonnés dans les galeries ainsi que l'accès possiblement bloqué à la fermeture des exploitations. Finalement, il existe aussi des limites naturelles qui viennent de la nature du sol. On pense notamment à la porosité, à la perméabilité ou à la transmissivité hydraulique (Menéndez et al., 2019). À ce sujet, Fan et al. (2020) ont d'ailleurs trouvé qu'en deçà de $k = 10^{-7} \text{ m}^2$, la perméabilité de la roche est trop faible pour soutenir un bassin de stockage.

Ensuite, il existe une limite vis-à-vis de la composition de l'eau, qui est déterminante pour les performances de la centrale. En effet, celle-ci est affectée par les résidus miniers restés dans les galeries qui peuvent modifier, au contact de l'eau avec les parois, son pH ou sa masse volume. À ce sujet, l'étude de Menéndez et al. (2019) tente de montrer son influence sur le rendement, le fonctionnement des UPHS et l'usure des composants hydrauliques. Par ailleurs, en plus de ces éventuels problèmes techniques, Pujades et al. (2017), ont travaillé sur la modification chimique de l'eau en abordant un point de vue environnemental. Ils soutiennent que l'eau, mise en contact avec les parois souterraines, voit son pH diminuer très rapidement, notamment dans les anciennes mines de charbon qui disposent de beaucoup de sulfate, une molécule réagissant avec l' O_2 . D'après les auteurs, cela aurait une importance d'un point de vue écologique si l'eau des bassins venait à se déverser dans des sources naturelles, que ce soit à cause de fuites, ou pendant le remplissage initial de la centrale (Pujades et al., 2017).

En conclusion, il existe de nombreux points d'incertitudes qui doivent être étudiés avant d'envisager l'installation de STEP souterraines. Les résultats obtenus à ce stade sont encourageant mais méritent d'être approfondis notamment par des études géologiques afin de tester la structure des sous-sols. Finalement, on note qu'en parallèle de ces études, d'autres technologies dérivées des UPHS sont également en cours de développement et pourraient tout aussi bien maximiser les opportunités de stockage hydraulique.

Autres innovations en cours de développement

Parmi les modèles d'UPHS présentés dans la littérature, on peut évoquer, d'abord, une étude danoise (Olsen et al., 2015) dont la toute nouvelle idée consiste à utiliser une membrane hydraulique comme réservoir. À l'instar des UPHS classiques, l'eau n'est plus stockée dans une cavité obligatoirement hermétique mais dans un grand ballon, ce qui ouvre de nouveaux lieux potentiels de stockage. En outre, on remarque sur le schéma simplifié de la Figure 1.4, que la membrane est imaginée de telle manière qu'elle puisse fonctionner comme réservoir supérieur. Il ne s'agit donc plus de fonctionner seulement dans des mines mais aussi dans des cavités montagneuses.

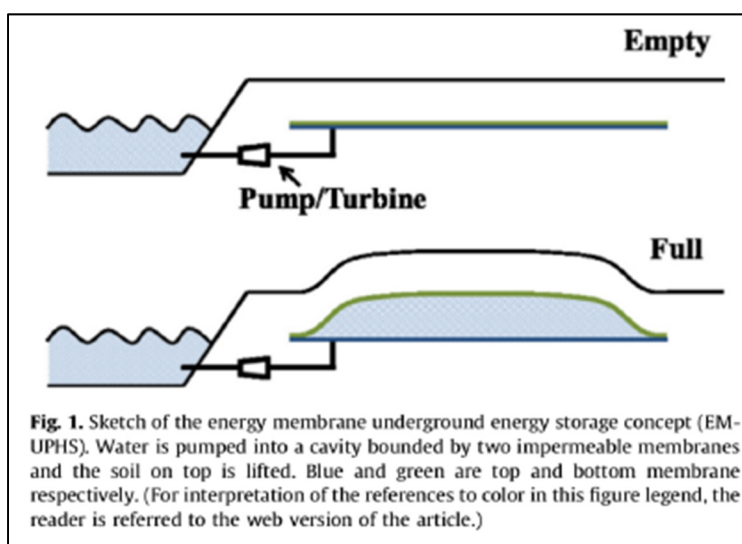


Figure 1.4 Schéma d'une STEP souterraine à membrane
Tirée de Olsen et al. (2015, p. 2)

Ce projet a bénéficié de recherches expérimentales puisqu'un modèle de laboratoire (5x5 mètres) et un modèle réduit (50x50 mètres) ont été créés et mis en tests. Il a été déterminé que le rendement pourrait approcher celui des STEP classiques mais aussi que les coûts d'installation pourraient avoisiner les 1111 EUR/kW et 208 EUR/kWh ; et ce pour des puissances et capacités avoisinants les 30 MW et 200 MWh.

En plus de cette technologie de membrane, une autre proposition de développement a vu le jour et cherche à exploiter les mines à ciel ouvert (Wessel et al., 2020). Il ne s'agit pas d'une UPHS à proprement parlé puisque le bassin inférieur est localisé dans la mine, qui, par définition, assure son exploitation à la surface. Bien que la création du bassin inférieur soit facilitée par la forme en cuvette de ces infrastructures, il est nécessaire de construire le bassin supérieur ; ce qui peut s'avérer particulièrement onéreux. La Figure 1.5 illustre la topologie des STEP utilisant les mines à ciel ouvert.

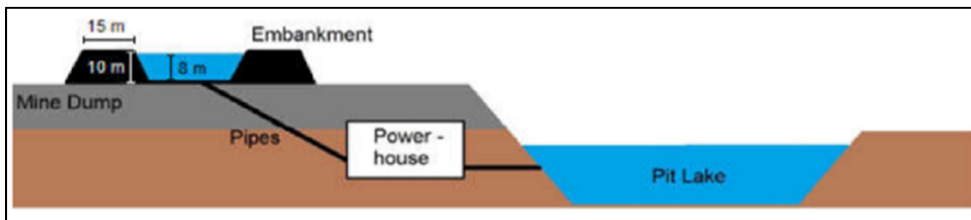


Figure 1.5 Schéma d'une STEP utilisant une mine ciel ouvert
Tirée de Wessel et al. (2020, p. 4)

L'article propose les résultats obtenus après une étude stochastique et une étude déterministe prouvant que les investissements restent convenables au point de devenir compétitifs. En revanche, la PRI peut s'avérer bien trop longue et dépend grandement de la méthode de mise en eau. C'est l'un des aspects importants du stockage UPHS qui s'avère être trop peu abordé. À l'inverse des STEP classiques construites principalement sur une source d'eau existante, rien n'indique que les cavités choisies pour un projet souterrain pourraient avoir un accès simple à un débit d'eau suffisant pour leur remplissage. Ainsi, Wessel et al. (2020) expliquent qu'un processus de mise en eau peut prendre jusqu'à 20 ans et que passé 10 ans, la PRI ne pourra de toute manière plus être satisfaisante.

Pour conclure, il existe un large potentiel qui reste à étudier avant de pouvoir implanter des STEP souterraines. Pour autant, les idées sont nombreuses et pourraient, à terme, aboutir à une réelle explosion de cette technologie. Finalement, la partie suivante se concentre sur une autre innovation technologique qui vise à ouvrir le développement à travers la recherche de nouveaux sites exploitables : les STEP marines.

1.2.2 Les STEP marines

À l'instar des UPHS, cette partie commence par définir le principe de fonctionnement des STEP marines. Ensuite, après avoir prouvé ses multiples avantages et son intérêt particulier pour l'intégration d'ENR dans les îles, une dernière partie liste les limites à surpasser pour favoriser le développement de cette technologie.

Histoire et fonctionnement

Le principe de fonctionnement des *Seawater Pumped-Hydro Storage* (SPHS) est simple puisqu'il s'agit en tout point d'une STEP classique, à ceci près que le bassin inférieur est remplacé par la mer ou l'océan. De ce fait, les infrastructures sont proches des côtes et utilisent nécessairement de l'eau salée. La Figure 1.6 donne une représentation simplifiée.

Historiquement, l'idée des SPHS est loin d'être récente puisque dès les années 1980 débutent des recherches menant à la construction de la station d'Okinawa, au Japon, dans les années 1990. Par la suite, un intérêt grandissant s'est développé dans les années 2000 et 2010 sans pour autant qu'aucune autre SPHS soit jamais construite.

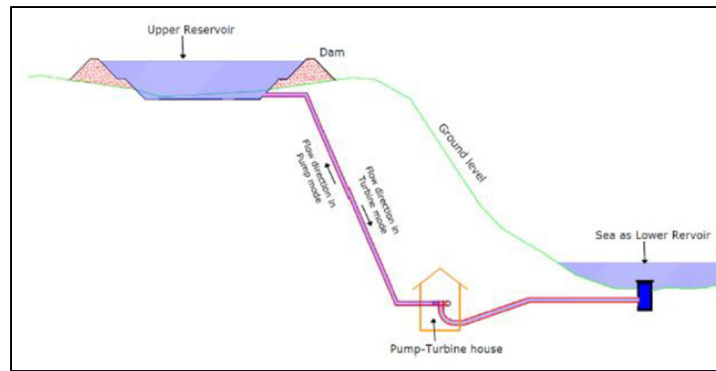


Figure 1.6 Schéma d'une STEP marine
Tirée de IHA (2021d, p. 23)

Ainsi, Okinawa (Hiratsuka et al., 1993) est la seule station ayant jamais fonctionné, et ce, de 1999 à 2013, avant de fermer pour diverses raisons, dont environnementales. En effet, l'emploi d'eau salée a soulevé de nouveaux défis techniques et environnementaux à relever, ce qui a poussé l'arrêt de la station (Wu et al., 2020). Plus de détails seront détaillés dans la dernière section.

Outre le Japon, d'autres pays se sont penchés sur l'option des SPHS, comme l'Irlande et l'île d'Hawaï (Ioakimidis & Genikomsakis, 2018) qui possèdent des plans de projets. Par ailleurs, beaucoup d'études ont été menées pour prouver le potentiel technique et économique de cette technologie, en utilisant notamment un modèle GIS, comme présenté précédemment. C'est le cas, entre autres, de l'étude de l'île de Curaçao (Pradhan et al., 2021) qui cherche à localiser des ravines près des côtes pour l'installation de SPHS ; et ce, via un GIS développé par IHE Delf (IHA, 2021d).

Intérêts et faisabilité

Les SPHS prennent leur intérêt dans le fait que le bassin inférieur est remplacé par la mer. Il en résulte une forte économie financière mais également la possibilité d'ouvrir le stockage hydraulique à de nouveaux sites.

En prenant l'exemple de la Chine déjà évoqué dans la partie 1.1.2, les objectifs du gouvernement sont fixés à 60 GW de puissance de stockage, avec une base de 27,7 GW en

fonctionnement en 2020 (Wu et al., 2020). Il s'agit du pays ayant déployé le plus de moyen dans le STEP, au point d'avoir un potentiel restant très faible. Alors, en s'ouvrant au SPHS, les 1 800 km de côtes et les nombreuses îles côtières ouvrent la porte à 238 sites potentiels pour un total de 42 GW. Ces sites sont jugés sur 18 critères de natures techniques, économiques, environnementales et sociales en utilisant un modèle mathématique complexe incluant une pondération de ces derniers (Wu et al., 2019).

Pour revenir sur l'aspect financier, les économies liées au bassin inférieur sont très élevées mais impliquent nécessairement d'autres dépenses. Parmi les plus importantes sont celles liées aux mesures anticorrosion et antifuites. L'étude d'Ioakimidis & Genikomsakis (2018) explique d'ailleurs qu'elles compensent aisément les économies réalisées de telle manière que la faisabilité économique n'est pas évidente et doit être vérifiée. Toujours est-il que les résultats trouvés dans la littérature restent relativement encourageants quant à la faisabilité technico-économique des projets SPHS, puisque rien n'indique que les coûts d'investissement sont plus élevés que ceux des STEP traditionnelles. Par ailleurs, le rapport de l'IHA (2021d), qui se présente comme une synthèse des recherches sur le pompage hydraulique, prétend donc que les défis imposés par les SPHS peuvent être résolus techniquement tout en restant économiquement acceptables.

Bien que les résultats soient encourageants, il faut garder à l'esprit que chaque site est différent et dispose de ses propres atouts et désavantages. À ce titre, il est intéressant de se pencher sur le cas des îles qui peuvent être considérées comme des sites à haut potentiel pour l'installation de STEP marines.

Cas des îles

Pour conclure quant à la faisabilité des projets SPHS, il faut nécessairement évoquer le cas de îles qui représentent une part majeure des travaux sur le sujet puisque les stations hydrauliques s'appliquent particulièrement bien à ce type de réseau insulaire. (IHA, 2021d; Ioakimidis & Genikomsakis, 2018; Katsaprakakis et al., 2012; Katsaprakakis & Christakis, 2014; Portero et al., 2015) forment un groupement de travaux l'illustrant parfaitement :

- le mix énergétique est principalement assuré par la consommation de fuel dont l'importation est onéreuse ;
- les potentiels éolien et solaire sont élevés ;
- la pluviométrie et donc les ressources d'eau douce sont faibles ;
- les reliefs ne sont pas assez conséquents pour créer deux bassins distincts avec une hauteur de chute suffisante.

Ces éléments principaux justifient ainsi l'utilisation de SPHS puisque d'un point de vue technique, l'utilisation de la mer comme bassin inférieur permet de maximiser la hauteur de chute utilisable sur l'île, tout en sauvegardant les ressources d'eau douce faibles et souvent utilisées pour l'agriculture. Financièrement ensuite, le potentiel des ENR devrait soutenir la rentabilité des projets, particulièrement dans le cas d'une énergie fossile chère et instable. Ainsi, les résultats sont globalement prometteurs.

L'article de Pradhan et al. (2021) propose une étude pouvant être généralisée à différents projets en s'appuyant sur le cas de l'île de Curaçao. Les 27% de génération éolienne existante, soutenus par la SPHS, devraient passer à 44%, résultant une diminution des émissions de GES de 20%. Également, les travaux menés sur le cas des Îles Canaris (Portero et al., 2015) prouvent la faisabilité technique et économique. Après avoir dimensionné les conduites forcées, le bassin supérieur et les puissances installées (entre autres), l'auteur estime un coût d'installation de la SPHS de 1,95 MEUR/MW, pour un total de 31,2 MEUR. Avec des économies sur la production électrique s'élevant à 7,68 MEUR/an, la PRI est estimée à 4 ans, sans pour autant prendre en compte les coûts d'opération et de maintenance.

Ensuite, le potentiel des îles grecques de Kasos et Karpathos a été étudié par Katsaprakakis et Christakis (2012), chercheurs à l'origine de plusieurs travaux sur les SPHS. Une étude technico-économique complète traitant de la dimension du réservoir, des conduites forcées, des caractéristiques de vent, de l'efficacité des machines hydrodynamiques, de la topologie de la SPHS (types et nombre d'unités, matériaux utilisés), et des indicateurs financiers, conclut d'une PRI de cinq à six ans. Ce résultat a priori satisfaisant est toutefois trouvé à la condition

d'augmenter le prix de vente de l'énergie des 0,249 EUR/kWh existants à 0,3552 EUR/kWh, ce qui peut éventuellement limiter l'acceptation sociale.

Comme il est montré avec deux études complémentaires, les îles grecques sont particulièrement sujettes aux travaux de recherche sur les SPHS. L'article de Katsaprakakis et al. (2012) explique d'ailleurs que depuis 2006, un cadre légal a été posé autour des systèmes couplés éolien-STEP en Grèce, qui sont dès lors considérés comme une solution à viabiliser. Depuis, de nombreux travaux ont été menés sur le sujet comme celui Caralis et al. (2010) qui tente d'étudier la possibilité de créer un marché autonome entre les îles de la mer Égée, par l'utilisation de couplage éolien-STEP. Différents niveaux d'intégration sont présentés ainsi que les coûts d'investissement correspondant. Des taux de 30, 50 et 70% d'intégration éolienne devraient être associés respectivement à des investissements de 2,6, 3,87 et 5,19 MEUR/MW.

Pour finir sur les îles grecques, de Katsaprakakis et al. (2012), avec la volonté de prouver la viabilité des projets SPHS dans cette région, ont proposé une étude complète généralisable à travers un cas particulier. Le propos est de réfléchir au mix énergétique de l'île de Rhodes qui s'avère être une très mauvaise candidate pour prétendre à une installation couplant éoliennes et SPHS. En effet, la distribution du vent onshore est peu propice à l'éolien, l'île est petite mais avec une demande très importante du fait de son tourisme massif en été et finalement, les hauteurs de chute et la pluviométrie sont particulièrement faibles. Partant de ce constat, les auteurs cherchent à trouver des alternatives à travers les éoliennes offshore et les SPHS. Finalement, les résultats sont surprenants car ils indiquent des coûts d'investissement requis de 611,5 millions d'EUR remboursés en six ans pour un prix de revente maintenu à 0,25 EUR/kWh grâce, notamment, à une intégration de 50% des éoliennes. Un aspect intéressant est intégré aux recherches puisque les auteurs préconisent l'utilisation de doubles conduites, l'une réservée au pompage et l'autre au turbinage, permettant ainsi une opération simultanée. Cela permet une meilleure gestion de l'énergie, une plus grande intégration offshore (+9,30%) et donc moins de pertes (4,67% contre 18,96% sans stockage).

Pour conclure sur le cas des îles, les travaux réalisés autour de l'île de Sao Miguel (Ioakimidis & Genikomsakis, 2018) sont d'autant plus intéressants qu'ils lient la branche énergétique à celle des transports puisqu'ils prouvent la faisabilité technique d'une installation de SPHS soutenue par la diffusion de véhicules électriques fonctionnant en V2G (*Vehicles to Grid*). Pour cela, les auteurs utilisent un système intégré MARKAL-EFOM qui analyse le potentiel à tirer de ce couplage. Les résultats sont prometteurs puisqu'ils indiquent une forte augmentation de l'intégration d'ENR et une baisse des GES d'autant plus soutenue par l'emploi de véhicules électriques dans un réseau plus décarboné.

Néanmoins, bien que l'intérêt des SPHS soit clair au vue des études présentées, il s'avère que les avantages de cette technologie sont rapidement rattrapés par les défis inédits qui leur sont propres (Ioakimidis & Genikomsakis, 2018). La littérature est dense sur ce sujet et liste exhaustivement les challenges à surpasser ; challenges qui sont principalement dus à l'utilisation d'eau salée. La partie suivante traite de ce sujet en résumant tous ces points.

Défis à relever

Pour présenter les défis à surmonter qui sont traités dans la littérature, on se propose de les lister suivant leur nature technique et environnementale, et de proposer des solutions techniques envisageables.

Le premier défi technique est lié à la corrosion et à la protection des passages hydrauliques (conduites forcées et turbines). En effet, les écoulements d'eau de mer dans les conduites forcées et à travers les turbines hydrauliques causent une corrosion bien plus importante que celle de l'eau douce. L'usure étant plus rapide, la durée de vie des matériaux est moindre et les coûts de réparations ou de remplacement sont plus élevés. Pour limiter ces dégâts dans les conduites, il est possible d'utiliser des matériaux ayant une meilleure résistance face à la corrosion comme le GFR (*Glass Fiber Reinforced*) (IHA, 2021d), le GRP (*Glass Reinforced Polyester*) (Katsaprakakis et al., 2012) ou le FRP (*Fiber Reinforced Plastic*) (Hiratsuka et al., 1993; Pradhan et al., 2021). L'utilisation de fibre ou de polyester renforcés peut être également complétée par l'emploi d'acier anticorrosion pour certaines parties des conduites, comme pour

les coudes dans le projet d'Okinawa (Hiratsuka et al., 1993) ou pour les sections proches de l'eau, ou directement dans la mer (IHA, 2021d; Katsaprakakis et al., 2012). Par ailleurs, pour s'assurer de la protection et du bon fonctionnement des conduites forcées, il est possible d'utiliser des revêtements intérieurs. L'étude aux îles de Kasos et Karpathos (Katsaprakakis et al., 2012) propose l'utilisation de phénol et d'époxy tandis que le rapport sur la SPHS d'Okinawa (Hiratsuka et al., 1993) montre l'importance d'un revêtement spécial antiadhérent. En effet, l'auteur soutient que la prise d'eau en mer mène à l'accumulation d'organismes comme des algues, des mollusques ou des crustacés qui obstruent les conduites et augmentent la rugosité des parois, ce qui diminue la charge de l'écoulement et réduit ainsi l'efficacité de la centrale. Finalement, concernant les matériaux utilisés pour les turbines et pompes, Pradhan et al. (2021) proposent deux options suivant la nature de l'écoulement. Pour des débits à grande vitesse, il est conseillé d'utiliser de l'acier inoxydable tandis que pour les basses vitesses, il est recommandé d'utiliser de l'acier à faible taux de carbone (*mild carbon steel*).

Le second défi technique est lié à la construction et à la protection des éléments proches de la mer (centrale électrique, sortie et prise d'eau). En plus des passages hydrauliques, il est nécessaire de protéger les infrastructures proches de la mer. Ainsi, la force des vagues doit être étudiée puis restreinte ou évitée pour assurer la durabilité des installations. Par exemple, à Okinawa (Hiratsuka et al., 1993), un mur partiel entourant les sorties et prises d'eau a été construit pour réduire l'énergie houlomotrice tandis que Wu et al. (2020) recommandent de construire la centrale électrique en surélévation ou sous terre.

Enfin, concernant les défis environnementaux, on peut évoquer, d'abord, la destruction de la vie marine locale due aux sorties et prises d'eau. En effet, le débit sortant et entrant des conduites forcées dans la mer peuvent entraîner des conséquences importantes sur la vie marine locale. De plus, les courants côtiers peuvent être modifiés, ce qui affecte le développement normal des organismes (Hiratsuka et al., 1993). Pradhan et al. (2021) soutiennent alors que les risques environnementaux doivent être étudiés dans les phases préliminaires et expliquent que des organismes comme l'EPA, en 2014, ont suggéré de limiter les vitesses d'écoulement en sortie à un maximum de 0,15 mètre par seconde. En comparaison, les STEP traditionnelles

connaissent des vitesses avoisinant un mètre par seconde. À noter qu'avant même ces propositions, la SPHS d'Okinawa avait considéré qu'un débit inférieur à 1 m/s en sortie d'aspiration était suffisant pour éviter d'endommager les coraux. Enfin, l'aspiration d'organismes de grosse taille lors du pompage est également un problème qui, lui, peut être réglé grâce à des mécanisme tels que les *velocity-cap intake* (Pradhan et al., 2021). Au-delà de ces précautions, il est conseillé, si possible, de choisir un site en eau profonde. Puisque les organismes se développent dans les fonds marins, élever les conduites plus en surface permet de limiter les risques environnementaux.

Finalement, le second défi environnemental est lié à l'infiltration et à la dispersion de l'eau de mer depuis le bassin supérieur vers le sol. L'eau salée étant destructrice pour les sols, il faut absolument éviter les fuites et les débordements du bassin supérieur. Il s'agit donc de prendre des précautions particulières car les bassins d'eau douce eux, disposent traditionnellement d'une tolérance quant aux infiltrations (Pradhan et al., 2021). En plus d'appliquer une double couche isolante comme le préconise l'article (IHA, 2021d), Pradhan et al. (2021) proposent d'utiliser des géomembranes espacées d'une couche drainante avec un système d'évacuation des eaux. À Okinawa (Hiratsuka et al., 1993), il a été choisi d'utiliser un revêtement en caoutchouc accompagné d'un système d'alerte pour la détection des fuites. En revanche, outre le cas des fuites, la dispersion de l'eau salée peut se faire dans le cas d'un débordement lorsque les vents sont forts. Pour éviter ce phénomène, des bordures surélevées de deux mètres ont été construites à Okinawa.

Ces quatre grands points sont souvent cités comme les défis principaux qui nécessitent des prises en charges techniques particulières. Pour autant, il existe bien d'autres risques à considérer qui sont largement étudiés par Wu et al. (2020) qui développent un modèle mathématique pour déterminer les risques des projets SPHS suivant trois modèles de management différents appliqués au partenariat entre les institutions publiques et privées. Ainsi, plus que l'aspect technique, cet article met en avant les considérations managériales ainsi que les prises de positions du gouvernement et des entreprises du privé. Dans une section ultérieure, les auteurs proposent des réponses aux risques présentés.

Pour conclure sur cette partie et la précédente, les STEP souterraines et marines sont des technologies qui pourraient se développer dans le futur et augmenter drastiquement le potentiel mondial du stockage hydraulique. Outre cette nécessité, il existe, en parallèle, des études qui se concentrent sur les innovations permettant d'optimiser l'opération des STEP, ce qui mène à la réduction des dépenses et à l'augmentation des profits. En un sens, améliorer la faisabilité économique des STEP par leur mode opératoire revient également à augmenter leur potentiel de développement. La partie suivante traite donc de ce sujet.

1.2.3 Modèles stochastiques comme outils d'optimisation de l'opération des STEP

Le fonctionnement des modèles stochastiques étant assez compliqué à comprendre, les parties ci-dessous prennent le temps d'expliquer les concepts principaux liés au sujet. Ainsi, après avoir défini les composantes et le principe de fonctionnement de ces modèles, une seconde partie est dédiée à la présentation d'exemples concrets qui permettent d'explicitier les concepts mais également d'en comprendre l'intérêt.

Les variables aléatoires

Pour résoudre les divers problèmes d'ingénierie liés aux couplages ENR+STEP, il faut considérer un certain nombre de variables aléatoires. Parmi elles, les plus fréquentes sont :

- la production des unités du mix énergétique,
- la météorologie (et donc la production ENR qui en découle),
- la demande énergétique,
- le prix de l'électricité vendu par les différents producteurs dans les marchés libéraux.

Les problèmes les plus fréquents trouvés dans la littérature se concentrent sur l'optimisation du dimensionnement et de l'opération des STEP qui résultent donc en une minimisation des coûts d'installation et une maximisation des profits. Suivant la fonction objectif recherchée, les sorties peuvent être :

- économiques : coûts d'installation, coûts d'opération, prix de l'énergie, période de retour sur investissement ou valeur nette ;
- techniques : puissance et capacité à installer, nombre de cycles de charge/décharge, erreur en tension et en fréquence, durée de vie des unités etc.

De cette manière, la multiplicité des variables d'entrées et de sorties peuvent mener à des formulations de problèmes variées. En revanche, quelle que soit la nature du problème, l'intérêt est de favoriser le développement des projets de STEP en les optimisant. Après avoir défini la notion de modèle stochastique, des exemples d'études sont présentés dans la partie suivante pour illustrer leur fonctionnement.

Modèles de prévisions stochastiques

Une série d'outils particulièrement puissants a été développée pour résoudre les problèmes d'optimisation utilisant des variables aléatoires. Il s'agit des modèles mathématiques dits stochastiques et dont le principe est de considérer la part d'erreur probable inhérente aux paramètres choisis. Ainsi, les problèmes d'optimisation stochastiques s'écrivent de la manière suivante (*voir* Équation (1.1))

$$\begin{aligned} \min_{X \in \mathbb{R}^N} f(X, \varepsilon) \\ \text{sous les contraintes } g(X, \varepsilon) \leq 0 \end{aligned} \quad (1.1)$$

Avec f la fonction objectif, X , les variables du problème, ε , les erreurs des variables et g , les fonctions contraintes du problème. Pour plus de détails, plusieurs sections très explicites sont dédiées à ce sujet dans l'excellente thèse de Laurent Bridier, de laquelle est tirée cette équation (L. Bridier, 2016). L'intérêt de prendre en compte les incertitudes est de se rapprocher des conditions réelles de fonctionnement pour assurer des résultats viables et concordants au mieux avec la réalité. Le paragraphe suivant recense un certain nombre de travaux résolvant des problèmes d'optimisation stochastique aux formulations, aux objectifs et aux outils variés.

À ce titre, l'article de Ding et al (2012) est un exemple classique de ce type d'étude puisqu'il cherche à optimiser l'opération d'un couplage {éolien + STEP} pour maximiser les gains dus

à la production d'énergie. Pour ce faire, les auteurs utilisent les prévisions de vitesses de vent historiques sur une année entière pour appliquer un modèle de prévision stochastique sur la plage des 24 heures à venir. L'augmentation des profits qui en résulte s'élève de 1,080 à 1,348 million d'USD, soit +25%.

De manière similaire, l'article d'Akbari-Dibavar et al. (2020) propose un modèle prévisionnel permettant d'optimiser l'opération d'une STEP intégrée à un réseau au marché libéral accueillant plusieurs producteurs d'électricité. Cette fois-ci, ce sont les incertitudes sur le prix de vente de l'énergie qui sont prises en compte dans le but de pomper et turbiner aux moments les plus propices. Les résultats sont surprenants puisque, en premier lieu, l'auteur conclut que dans un réseau sans ENR, l'utilisation de prévisions stochastiques amène des gains considérable (x2.5) tandis que, dans un second temps, il conclut qu'avec un réseau intégrant l'éolien, son fonctionnement ne permet plus l'augmentation des profits.

Ensuite, l'article de Bhavo et al. (2020) est un bon exemple des nombreuses possibilités qu'offrent les outils de modélisations stochastiques. Les travaux qui y sont relatés cherchent à optimiser le dimensionnement d'une installation {ENR+ batteries + STEP} pour une maison hors-réseau consommant 3 kWh par jour. En utilisant des prévisions stochastiques sur la pluviométrie, ainsi qu'un modèle mathématique en essais de particules, l'auteur compte maximiser l'emploi de la STEP afin de réduire de 13,12% la capacité prévue des batteries.

À ce stade, les exemples présentés ci-dessus s'intéressent à la prévision de l'opération des stations dans leur ensemble. Toutefois, la prévision de l'opération des STEP peut être maximisée encore en se concentrant, non pas sur la centrale, mais sur les unités qui la composent. On entend, par-là, la prévision de la mise en marche des turbines et des pompes de la STEP, de telle manière que l'optimisation gagne un niveau de précision. À titre d'exemple, l'article d'Yahia & Pradhan (2020) compare l'emploi de deux modèles stochastiques, l'un avec résolution simultanée et l'autre avec résolution séquentielle. En plus de conclure quant à la complexité et la rapidité des algorithmes, l'auteur explique que plus le nombre d'unités est important et plus le pilotage de la puissance est efficace, permettant une réduction significative

des écarts de puissances cumulés entre la production et la demande. En passant de quatre à cinq puis six pompes-turbines, il prévoit une réduction de 15,2 puis 30,4% de ces écarts. En outre, cette étude est particulièrement intéressante dans la mesure où le problème formulé ne vise pas à maximiser les profits de la STEP par l'optimisation de la production, mais bien de minimiser les coûts de maintenance des unités. En effet, après avoir déterminé une relation entre la fréquence des changements de mode (pompage/turbinage) et les besoins de maintenance, les auteurs utilisent les prévisions pour simuler un fonctionnement réduisant ces coûts. Ainsi, pour ce problème, l'aspect stochastique est déployé pour simuler les besoins de maintenance et les pannes imprévisibles des unités.

Pour finir sur l'optimisation stochastique, deux thèses méritent d'être introduites (Kristin Wild, 2009; Lisa Mae Dilley, 2016) ; thèses qui, toutes deux s'intéressent à la modélisation de la vitesse du vent et donc de la production éolienne qui en découle. L'objectif final est alors de déterminer, grâce aux prévisions d'opérations (et donc aux profits effectués), si les projets de STEP soumis aux modèles peuvent être rentables. En parallèle, chaque autrice compte utiliser le modèle créé pour optimiser le dimensionnement de son installation.

À ce titre, K. Wild (2009), d'abord, utilise les données de vitesses de vent historiques pour déterminer la production éolienne équivalente. Celle-ci est comparée à la production historique réelle et l'écart permet de déterminer la distribution des erreurs de prévisions sur une année. Elle en déduit alors les besoins réels de capacité et de puissance.

De son côté, L. M. Dilley (2016), qui utilise un modèle ARMA-GARCH pour la détermination stochastique de la production éolienne, tente de créer un modèle mathématique général permettant d'apprécier la faisabilité économique d'un projet quelconque. Elle établit alors une équation qui somme tous les profits obtenus et les soustraits aux investissements nécessaires pour l'installation d'une puissance et d'une capacité de stockage données. En cherchant le minimum de cette équation, ce sont ces deux variables optimisées qui sont trouvées en sortie, ainsi que la viabilité financière du système.

Ainsi, avec tous les exemples présentés ici, il est clair que le potentiel de création et d'innovation est grand pour les études stochastiques. À terme, il est possible que le développement de ces modèles mathématiques devienne central pour la rentabilité des STEP notamment pour permettre l'émergence de projets nouvellement viables. En effet, optimiser l'opération de la STEP sous une multitude d'aspects et de contraintes permet une meilleure gestion des flux et du marché avec, en prime, moins de gaspillage d'énergie (Al-Addous et al., 2020; Jamii et al., 2020).

Outre ces opportunités d'optimisation de l'opération, il est possible d'envisager des innovations liées à la topologie de la STEP, et en l'occurrence au fonctionnement des pompes et des turbines. La partie suivante évoque l'une des innovations envisageables : les machines à vitesse variable.

1.2.4 Les turbines/pompes à vitesse variable

Cette dernière partie aborde des sujets bien plus techniques que les précédents puisqu'elle s'ouvre à l'étude des turbines et des pompes, et de leur fonctionnement dynamique. Plusieurs notions y sont évoquées sans nécessairement prendre le temps de tout détailler. On pense notamment aux notions de convertisseurs, de colline de rendement, de machines synchrones et asynchrones ou encore de comportements dynamiques. Pour plus de précisions le lecteur pourra se référer aux références proposées tandis que les sections ci-dessous tentent de définir les concepts principaux ainsi que les avantages et inconvénients liés à l'utilisation de pompes et de turbines à vitesse variable.

Définitions et projets existants

Dans les STEP traditionnelles, les machines hydrauliques sont reliées à des machines électriques synchrones (MS) qui tournent à la vitesse fixe imposée par le réseau – la vitesse de synchronisme. Pour élargir la flexibilité d'une station, il est possible d'adapter le raccord entre la machine électrique et le réseau pour autoriser des changements de vitesse de rotation. Dans

ce cas, les unités de pompes-turbines sont dites à vitesse variable, (*Variable Speed Pump – VSP*).

Il existe deux options principales pour obtenir une VSP, et bien qu'elles soient plus amplement présentées dans la dernière section, il est important de les introduire ici :

- la première constitue un ensemble {MS + convertisseurs de fréquence}, aussi appelé *Convecter Fed Synchronous Machine* (CFSM) ;
- la deuxième, la plus probante, consiste à remplacer la MS par une machine asynchrone ou *Doubly-Fed Induction Machine* (DFIM).

Historiquement, la station d'Ohkawachi au Japon (Kuwabara et al., 1996) est la toute première ayant installé des VSP. Le projet fut lancé en 1993 avec une puissance cumulée de 400 MW. Depuis, d'autres stations ont suivi la tendance, telles que Goldisthal en Allemagne (2004) ou encore Frames 2 au Portugal (2017) (IHA, 2021d).

Principe de fonctionnement

Les MS, traditionnellement utilisées, ont une vitesse de rotation mécanique proportionnelle à la vitesse de rotation du champ magnétique qui impose la pulsation (ou fréquence) du courant électrique créé. Comme la fréquence du réseau est imposée et constante à 60 Hz, la vitesse de rotation doit également être constante, elle est appelée la vitesse de synchronisme.

La vitesse de synchronisme étant constante en tout temps, la puissance de sortie ne dépend plus que de l'ouverture des distributrices de la turbine (c'est-à-dire du débit qui la traverse). Sur la colline de rendement d'une turbine hydraulique, cela revient à se déplacer sur une verticale imposée lors du dimensionnement.

En acceptant plusieurs vitesses de rotation, le système permet de se déplacer également à l'horizontal. Cela permet l'accès à de nouveaux points de fonctionnement, permettant d'atteindre une plus large gamme de puissance en maintenant un rendement optimal. Dépendamment des conditions d'utilisation (hauteur de chute, puissance demandée etc.), cela

revient graphiquement à se déplacer sur une portion plus avantageuse de la colline de rendement (voir Figure 1.7).

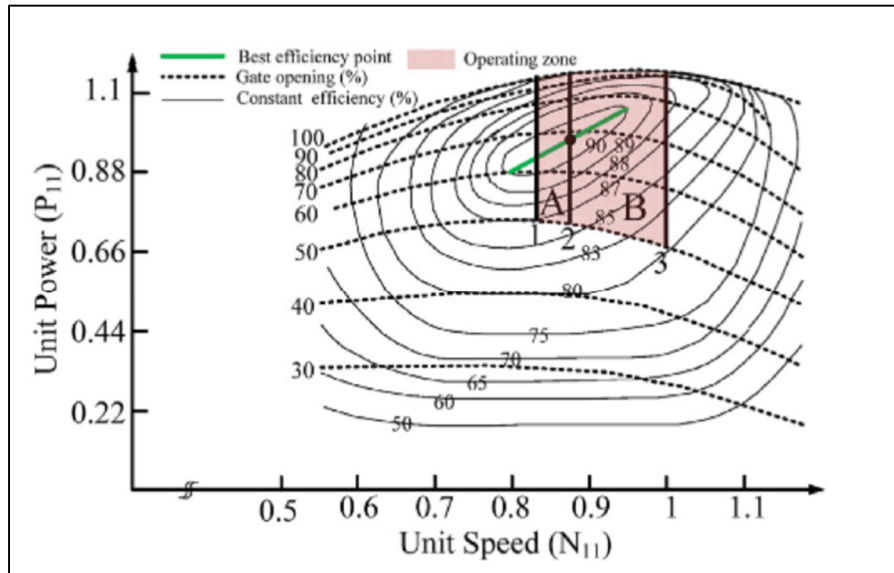


Figure 1.7 Exemple d'une colline de rendement
Tirée de Alizadeh Bidgoli et al. (2020, p. 77)

Pour plus d'éclaircissement, des explications complémentaires sont disponibles dans les articles de Alizadeh Bidgoli et al. (2020) et de Sivakumar et al. (2014). Il est important de retenir toutefois que l'intérêt réside dans la possibilité d'accéder à une plage de puissance plus élevée avec de meilleurs rendements (Kuwabara et al., 1996).

Intérêts et avantages

Utiliser un VSP implique des modifications dans le raccord entre la génératrice et le réseau. Nécessairement, de nombreuses études ont dû s'intéresser à la faisabilité technique de cette technologie. Toutes concluent de manière assez unanime quant aux avantages techniques pour le réseau. On pense notamment aux travaux complets de M. Alizadeh Bidgoli et al. (2020) qui comparent l'utilisation des DFIM à celle des MS et qui évaluent, entre autres, leurs comportements dynamiques. Les auteurs aboutissent aux résultats résumés dans le tableau de la Figure 1.8, également soutenus par l'article de Sivakumar et al. (2014) et le rapport de l'IHA (2021d) déjà évoqués.

Aspect		DFIM		Synchronous machine	
		Generator	Motor	Generator	Motor
Safety and stability	FRT protection	More complicated than the SM	Need to consider in future work	Don't need extra protection	Don't need extra protection
	First swing stability	CCT is at least twice of the SM	CCT is similar to the SM	CCT is much less than the DFIM	CCT is similar to the DFIM
	Harmonic distortion	Need to design a filter with harmonic analysis	Need to design a filter with harmonic analysis	No problem	No problem
	Oscillations in Local mode	No oscillation	No oscillation	Need to use PSS	Need to use PSS
	Oscillations in inter-area mode	Lower rotor angle deviation and less real power oscillation	Need to consider in future work	More rotor angle deviation and real power oscillation	Need to consider in future work
Economic operation	Efficiency	Operation at peak efficiency under all head conditions	Operation at peak efficiency	Lower efficiency specially in partial loads	Operation at peak efficiency
Grid ancillary service	Frequency regulation	Fast ramp up and down of real power: about 5 s	Quickly ramp up and down to support more variable renewable energy resources	More time spend to ramp up and down: about 25 s	Only operate at nominal power
	Reactive power support	Support in both over and under excitation modes	Support depending on speed variations range	Support with more limitation in both over and under excitation modes	Cannot support

Figure 1.8 Comparaison des DFIM et des machines synchrones
Tirée de Alizadeh Bidgoli et al. (2020, p. 84)

Ainsi, les avantages saillants sont liés à la diminution du temps de réponse, à l'augmentation de la stabilité et à la réduction des oscillations (locales ou causées par les autres unités de production du réseau).

Une étude similaire menée sur les DFIM et proposée par Gao et al. (2021) conclut des mêmes avantages et élargit ces travaux à l'influence de l'électronique de puissance. Elle apporte, entre autres, des précisions sur l'importance des correcteurs sur la vitesse et la puissance pour finalement expliquer que le mode turbine dispose d'un domaine de stabilité plus faible que le mode pompe, ce qui ne permet pas la même flexibilité. À titre d'exemple, les performances prouvées par la station d'Ohkawachi (Kuwabara et al., 1996) offrent des variations de puissances allant jusqu'à 32 MW (en génération) et 80 MW (en pompage) en moins de 0.2 seconde.

Tandis que ces résultats s'appliquent pour des phases d'opérations standards, les travaux de Wanfeng et al. (2021) ouvrent l'évaluation du comportement dynamique aux cas particuliers des opérations de mise en marche et de synchronisation au réseau. Les auteurs introduisent alors la problématique de la caractéristique dite « en S » des turbines réversibles qui créent une zone d'instabilité. Cette zone empêche la mise en marche à vide (c'est-à-dire sans débit) des

MS tandis que le branchement à une VSP le permet. La mise en marche à vide est un avantage certain puisqu'il permet d'accélérer le démarrage et la synchronisation. Ainsi, le temps de passage d'un mode de fonctionnement à l'autre se trouve réduit, ce qui augmente la flexibilité générale de la STEP. Par ailleurs, ce fait établi pour les DFIM par Wanfeng et al. (2021) est également trouvé pour l'emploi des CFMS présentées dans l'article de Bomtemps et al. (2020). En effet, ces dernières permettent un démarrage en moins de 35 secondes, ce qui est 27% plus rapide que les essais traditionnels considérés dans l'étude.

Outre la viabilité technique largement prouvée à travers la littérature, de plus rares études se concentrent sur l'aspect économique qui mérite des questionnements car, comme l'indique le rapport de l'IHA (2021d), les installations à vitesse variable sont plus onéreuses, ce qui s'explique par l'électronique de puissance supplémentaire nécessaire à la synchronisation au réseau. À ce titre, l'étude récente de Feng et al. (2021) considère un système hybride photovoltaïque-éolien-diesel-STEP et tente de prouver la viabilité financière d'un fonctionnement avec des VSP en calculant la réduction des coûts d'opération du système entier. En conditions hivernales et estivales, les résultats donnent une réduction de l'utilisation du diesel de 11,2 et 46,7% respectivement. Les auteurs concluent alors que malgré les investissements plus élevés nécessaires à l'achat de VSP, les avantages économiques et environnementaux sont significatifs et peuvent justifier les dépenses supplémentaires. En lien avec l'aspect environnemental, une étude a été menée pour envisager l'installation de VSP dans la station de Kadamparai en Inde (Sivakumar et al., 2014) ; station âgée de 26 ans nécessitant des rénovations. Les conclusions sont très encourageantes puisque l'opération sur le mois de janvier qui est fourni comme exemple, permettrait d'éviter le gaspillage d'une quantité importante d'énergie. L'Inde ayant un réseau particulièrement carboné, cette énergie correspondrait à une économie de GES de 23 tCO_2eq , ce qui mènerait, d'après les auteurs, à des avantages économiques certains.

Pour conclure, Feng et al. (2021) évoquent les paramètres qui influencent le plus la viabilité financière des projets à VSP. Ils indiquent que la puissance nominale, les plages de puissances accessibles (en pompage et en turbinage) ainsi que les rendements visés sont prépondérants. Il

est sous-entendu par-là que les choix liés à l'opération des VSP sont très importants car multiplier les points de fonctionnement possibles des machines hydrauliques nécessite de faire des choix, notamment entre la puissance et le rendement. Pour faire écho à la partie précédente sur les problèmes d'optimisation, les capacités installées ainsi que les choix d'opérations peuvent grandement favoriser ou non un projet. Pour donner une idée sur les choix d'opération, des exemples de schémas de contrôle de vitesse en mode pompe et en mode turbine sont disponibles dans le rapport dédié à la station d'Ohkawachi (Kuwabara et al., 1996).

Limites des VSP

Les avantages, aussi nombreux soient-ils s'accompagnent nécessairement de limites ou des défis à relever. Bien qu'ils soient visiblement assez rares, on trouve quelques points dans la littérature qui restent intéressants à évoquer.

Le premier est lié à la qualité de l'énergie puisque les convertisseurs électroniques nécessaires pour les VSP créent des harmoniques à grandes amplitudes qui viennent polluer le signal électrique en tension et en intensité (Alizadeh Bidgoli et al., 2020) (*voir* Figure 1.8). Pour pallier à ce problème, il est nécessaire d'intégrer des filtres adéquats avant de raccorder au réseau, ce qui est de l'ordre du possible d'après Sivakumar et al. (2014). Le second point est lié à la perte d'inertie mécanique. Les machines synchrones, amenées à leur vitesse de synchronisme, maintiennent mécaniquement cette vitesse grâce à la pulsation du signal qui se fixe naturellement à celle du réseau. Plus le nombre d'unités productrices synchrones sont présentes sur le réseau et plus la fréquence est assurément stable. En utilisant des VSP fonctionnant avec des DFIM, la réduction de l'inertie mécanique est à prévoir (IHA, 2021d) puisque le synchronisme se fait électroniquement grâce aux convertisseurs. Malgré la perte d'inertie, l'article de Wanfeng et al. (2021) explique que ce contrôle électronique offre de meilleures performances d'un point de vue des réponses dynamiques.

Topologies possibles

Comme il l'a déjà été évoqué, il y a deux possibilités majeures pour passer d'un système synchrone à une VSP. Plusieurs travaux traitent de ces deux options ou les comparent

(Alizadeh Bidgoli et al., 2020; Sivakumar et al., 2014). Pour rappel, la première (1) conserve la MS traditionnellement utilisée et introduit un convertisseur statique de fréquence entre le stator et le réseau. La station Suisse de Grimsel 2, qui cumule 100 MW de puissance, est la plus puissante fonctionnant avec des CFMS. La seconde (2) consiste à remplacer la MS par une DFIM, impliquant un raccord réseau différent. Les stations déjà présentées d'Ohkawachi au Japon et de Goldisthal en Allemagne ont fait le choix de cette option. À noter que l'article de Sivakumar et al. (2014) présente les deux branchements possibles pour raccorder la DFIM au réseau ; soit par un cycloconvertor, soit par des convertisseurs back to back, comme présentés sur la Figure 1.9.

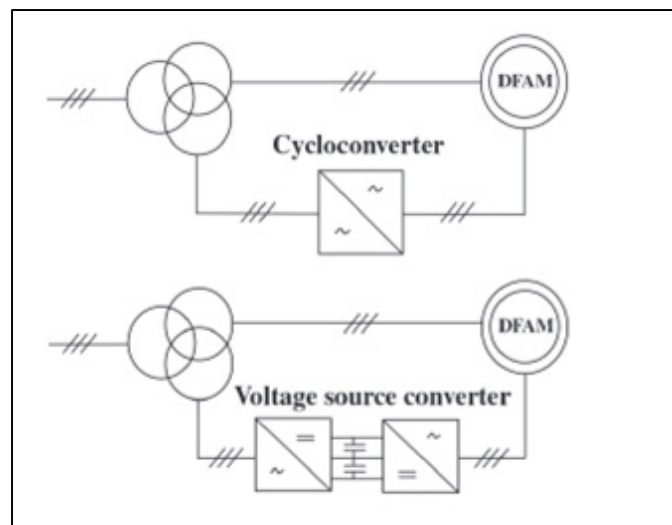


Figure 1.9 Branchements possibles entre les DFIM et le réseau

Tirée de Sivakumar et al. (2014, p. 98)

Bien que la prise de position quant au choix d'une topologie par rapport dépend d'un certain nombre de paramètres tels que la puissance de l'installation, la littérature semble présenter les DFIM comme la technologie la plus avantageuse. En effet, d'après (Sivakumar et al., 2014), les variations de puissances et les efficacités atteignables sur la colline de rendement sont plus importantes avec cette topologie. En outre, les machines asynchrones sont moins volumineuses, ce qui pourrait réduire les coûts d'installations.

De plus, les DFIM ont l'avantage d'être moins limitées de par leur topologie. Les convertisseurs statiques utilisés dans le cas (1) ne peuvent fonctionner pour des MS dépassant 250 MVA, tandis que les convertisseurs utilisés pour le raccord réseau des DFIM peuvent montrer jusqu'à 500 MVA (Alizadeh Bidgoli et al., 2020).

Malgré ces recommandations en faveur des DFIM, il faut tout de même mettre en avant que les CFSM sont des technologies effectives. Il est important de rappeler que les travaux de Bontemps et al. (2020), déjà présentés dans une section précédente, ont trouvé des résultats très satisfaisants d'un point de vue technique en faveur du remplacement des unités de MS par des CFSM. En effet, ces travaux cherchent à prouver la faisabilité et les avantages à tirer de la modification d'une des cinq unités classiques qui composent la STEP considérée dans l'étude. En utilisant un variateur de vitesse et des convertisseurs de fréquences raccordés à la MS, l'auteur parvient à assurer la mise en marche et la synchronisation en 27% moins de temps. En outre, un changement de consigne de 20% au niveau de la puissance demandée est respecté en 13 secondes, avec une stabilisation de la fréquence assurée par les convertisseurs en moins de 0,12 seconde.

On comprend donc que les CFSM proposent également des performances très intéressantes et cette ultime étude met en avant qu'une mise à jour des STEP traditionnelles est envisageable sans nécessairement remplacer toutes les unités de la centrale. C'est d'ailleurs l'hybridation des unités de production qui semble intéressante pour les STEP. Il peut tout à fait être envisagé d'installer des puissances nominales variées, raccordées à des machines électriques différentes, tantôt permettant une grande flexibilité, tantôt permettant de maintenir une inertie mécanique convenable.

Pour clore cette partie, on peut dire que parmi toutes les technologies présentées dans cette revue de littérature, l'utilisation de machines à vitesse variable est certainement la plus maîtrisée et la plus facile à mettre en œuvre. Cela est particulièrement vrai dans la mesure où cette amélioration peut être envisagée lors du remplacement des machines qui survient en

général tous les 20 à 25 ans. Les STEP déjà existantes sont donc aussi concernées par cette innovation.

1.3 Conclusion

Enfin, pour conclure sur cette revue de littérature, il est possible d'affirmer que les STEP sont des technologies de stockage performantes, économiquement viables et largement maîtrisées qui, malgré leur grande dépendance aux sites étudiés, peuvent s'appuyer sur des innovations de développement pour s'assurer un avenir pérenne. Par ailleurs, leur intérêt capital pour l'intégration d'ENR à l'échelle mondial devrait largement soutenir les projets à venir.

CHAPITRE 2

MÉTHODOLOGIE

2.1 Introduction

Ce chapitre présente la méthodologie utilisée pour répondre à la problématique déterminée dans l'introduction ; c'est-à-dire, la possibilité de décarboner le réseau de distribution d'électricité autonome de 25 kV de Raglan par le couplage d'une production éolienne et d'un stockage hydraulique. Dans ce chapitre se trouve le cheminement de pensée mais également les méthodologies et hypothèses choisies afin d'appréhender plus clairement la question. Plus précisément, il détaille le fonctionnement et les caractéristiques du réseau de distribution R25kV, du parc éolien à installer et des opportunités de STEP disponibles. En établissant toutes les informations de natures techniques et économiques nécessaires, ce chapitre donne les outils fondamentaux pour comprendre les chapitres 3 et 4 qui traitent respectivement des dimensionnements par la simulation et de l'étude des résultats permettant de conclure quant à la viabilité du projet.

D'avance, on note à l'attention du lecteur que de nombreuses démonstrations et études auxiliaires sont présentées tout au long du chapitre. Pour alléger au maximum la lecture, ces dernières sont, pour la plupart, rédigées en annexe permettant, au fur et à mesure de la résolution, d'étayer la réflexion, de présenter les calculs et de justifier certaines hypothèses. La rédaction est toutefois menée de telle manière que la compréhension ne soit pas dépendante de la lecture de ces annexes.

2.2 Simulation de l'appel de puissance sur le réseau 25 kV

La simulation de l'appel de puissance sur le réseau 25kV passe, d'abord, par la compréhension de son fonctionnement, par l'étude des unités qui le compose et, bien sûr, par la connaissance des ordres de grandeurs des puissances et des énergies injectées. Seulement après avoir expliqué le fonctionnement et les enjeux liés aux réseaux d'électricité et de chaleur, une partie

est dédiée aux options de décarbonation qui s'offrent à Raglan. De là, trois scénarios sont établis, chacun présentant des caractéristiques et des objectifs d'intégration renouvelable différents.

2.2.1 Présentation du réseau 25 kV

Déjà présenté dans l'introduction, le réseau 25kV correspond au réseau de transport et de distribution de l'électricité qui relie Katinniq, le centre des opérations de Raglan, à ses mines voisines : Mine 2, Mine 3, Qakimajurq et les deux éoliennes. La Figure 2.1 fournit la localisation de ces sites ainsi que les unités de production qui composent le réseau.

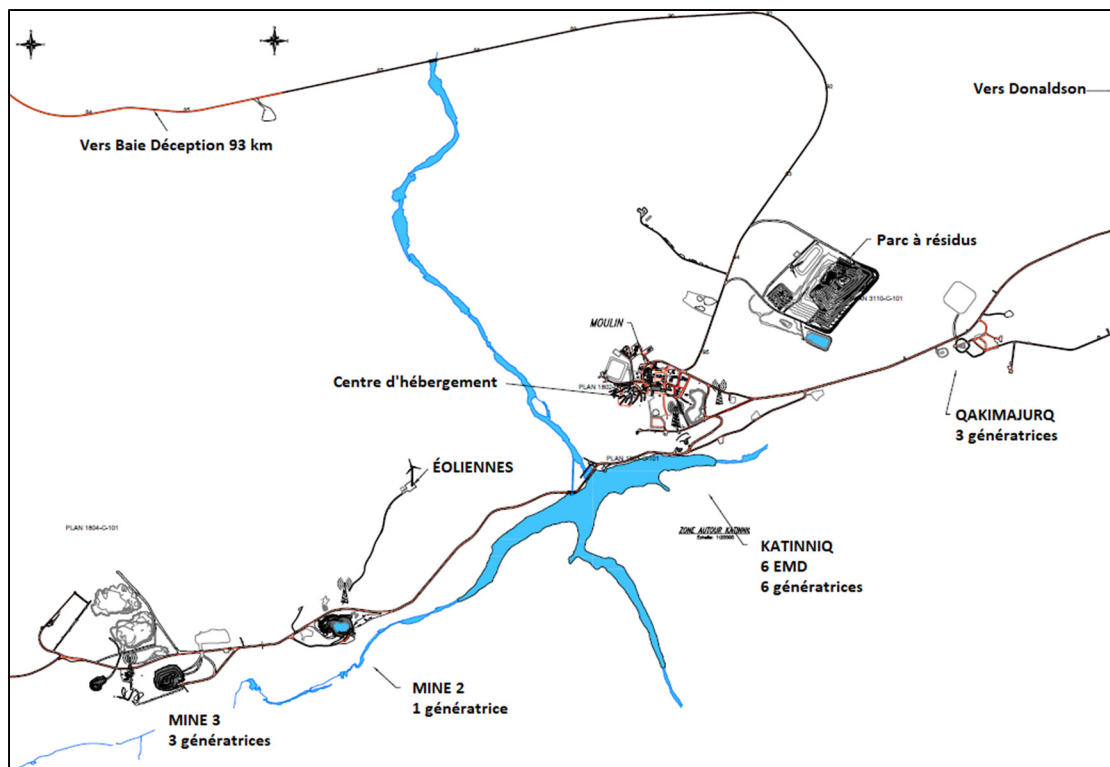


Figure 2.1 Plan des sites reliés au réseau 25kV

Bien que le réseau de distribution ne relie que les unités de production électrique aux postes de consommation électrique, la production de chaleur y est liée. Il s'agit donc d'assurer l'électrification de ces deux vecteurs énergétiques. On note alors que, pour la suite de la lecture,

l'appellation réseau 25 kV (R25kV) indique la somme du réseau électrique et du réseau de chaleur.

2.2.2 Appel de puissance électrique

Sur le R25kV, la production d'électricité est assurée par 20 génératrices et deux éoliennes cumulant 50 MW de puissance nominale mais répondant à une demande qui varie généralement entre 16 et 21 MW. Sont fournis dans le Tableau 2.1, les détails concernant les génératrices reliées au R25kV dont leurs puissances nominales, leurs puissances moyennes et leurs productions annuelles.

Observation : Avec la part de production de chaque appareil sur le réseau électrique, on remarque que les génératrices principales de la mine sont les modèles EMD (62,76%), la MAN (12,63%) et les éoliennes (10,84%). Les CAT, qui sont de plus petites puissances, fonctionnent pour combler la charge restante avec une plus haute flexibilité.

La répartition des puissances injectées est relativement équivalente à celle des énergies présentée. En effet, de manière standard, les EMD fonctionnent en alternance pour envoyer en moyenne 10,5 MW sur le R25kV. À l'instar, la MAN injecte en moyenne 3,4 MW en tout temps à l'exception des périodes d'arrêt du concentrateur (*voir* Figure 2.2). Finalement, la charge complémentaire répondant à la demande est assurée par les éoliennes en priorité, puis, par les génératrices CAT. On note, par ailleurs, que la priorité donnée à la production éolienne permet d'injecter la totalité de la production renouvelable et donc de maximiser le taux d'intégration ; c'est-à-dire le rapport entre l'énergie utilisée et l'énergie maximale pouvant être produite.

Tableau 2.1 Liste des génératrices du réseau 25 kV – données de 2021

Site	Génératrice	Puissance nominale (kW)	Puissance moyenne (kW)	Production (kWh)	Part sur le R25kV (%)
Mine 2	CAT-GE-876	1 825	1 028	5 374 839	3,42
Mine 3	CAT-GE-826	1 600	877	611 884	0,39
	CAT-GE-831	0	0	0	0,00
	CAT-GE-856	1 825	1 036	3 027 930	1,93
	CAT-GE-860	1 250	659	1 356 366	0,86
Qakimajurq	CAT-GE-915	1 825	937	4 401 727	2,80
	CAT-GE-888	910	402	984 019	0,63
	CAT-GE-903	910	413	932 135	0,59
Katinniq	EMD-GE-01	3 600	2 828	8 252 165	5,26
	EMD-GE-02	3 600	2 838	18 216 314	11,60
	EMD-GE-03	3 600	2 919	18 606 819	11,85
	EMD-GE-04	3 600	2 863	20 160 524	12,84
	EMD-GE-05	3 600	2 863	21 165 044	13,48
	EMD-GE-06	3 600	2 851	12 133 131	7,73
	CAT-GE-872	1 135	0	0	0,00
	CAT-GE-873	1 135	0	0	0,00
	MAN	4 300	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
Éoliennes	Enercon E84 E2	6 200	2 154	17 017 252	10,84

Au total, la consommation des appareils alimentés par le réseau électrique sur l'année 2021 s'élève à 154 942 MWh. Les données de consommation horaires fournies par Raglan permettent de tracer la courbe correspondante, Figure 2.2 :

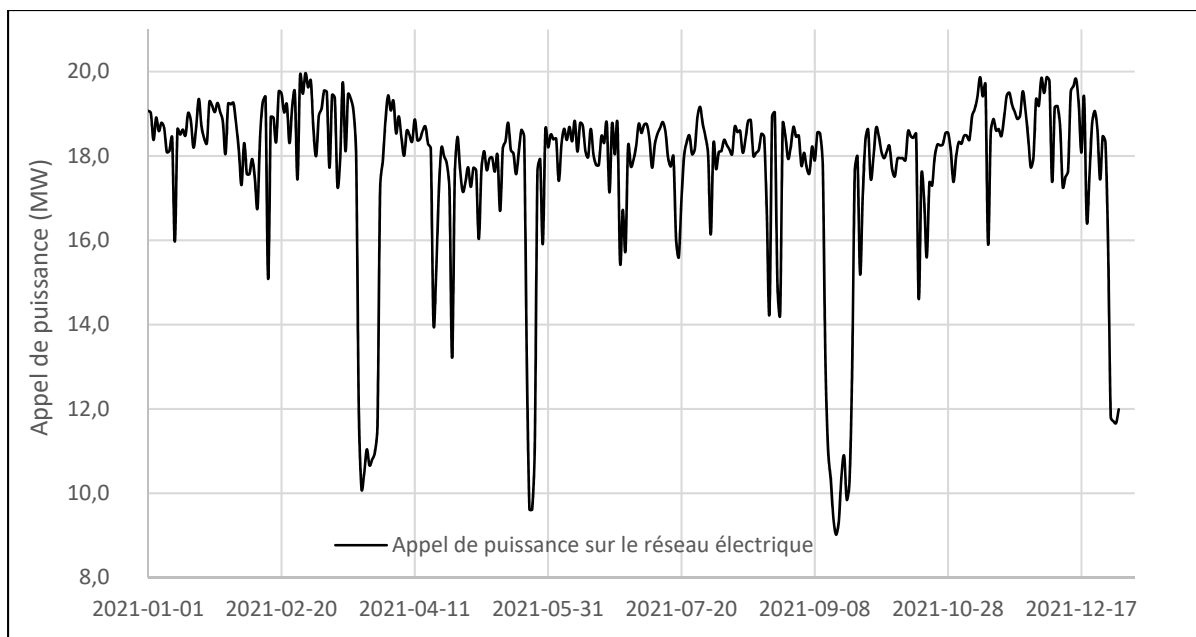


Figure 2.2 Appel de puissance sur le réseau électrique en 2021

Observations : on note que tout au long de l'année, il y a de fortes chutes de consommation, qu'elles soient instantanées ou qu'elles s'étendent sur plusieurs jours. Elles s'expliquent toutes par l'activité du concentrateur qui, sporadiquement, fonctionne à régime réduit, passant d'une charge de 7 à 0 MW approximativement. On note également que pour la période hivernale, la pointe de demande est légèrement supérieure du fait du chauffage électrique plus gourmand en énergie ; chauffage électrique dont la fonction est d'assurer le confort thermique.

2.2.3 Appel de puissance en chaleur

Contrairement au réseau électrique, toute la production et la consommation de chaleur est centralisée à Katinniq via les procédés suivant :

- le séchage du minerai en sortie de concentrateur,
- le chauffage des bâtiments par un réseau d'eau glycolée,
- le confort thermique et l'eau chaude domestique par des appareils électriques.

Comme évoqué précédemment, la production de chaleur est en lien direct avec la consommation de diesel. En effet, les deux premières applications utilisent la cogénération,

c'est-à-dire la chaleur dégagée pendant la combustion du diesel dans les génératrices ; et en l'occurrence, dans les EMD. La décarbonation de la production d'électricité implique donc la fin de la cogénération et le besoin de recourir à de nouveaux procédés. Il s'agit alors de trouver des appareils électriques répondant aux mêmes exigences et finalement, de déterminer leur charge correspondante. Enfin, on note que le confort thermique étant assuré par des appareils électriques, leur charge est déjà comprise dans les données de la Figure 2.2, représentant l'appel de puissance du réseau électrique.

Remarque : La cogénération appliquée aux EMD les rend particulièrement efficaces. En effet, en comptabilisant la production électrique et la chaleur récupérée, leur rendement s'élève à 77% ; soit deux fois plus qu'une génératrice classique.

Chauffage de l'eau glycolée

Le réseau d'eau glycolée assure le chauffage principal des bâtiments à Katinniq, soit le complexe hôtelier, les bureaux administratifs, le concentrateur, entre autres. Avant de traverser les bâtiments, l'eau est chauffée par quatre appareils branchés en série : deux échangeurs de chaleur et deux chaudières. La Figure 2.3 représente le raccord des EMD au système de séchage et au réseau d'eau glycolée.

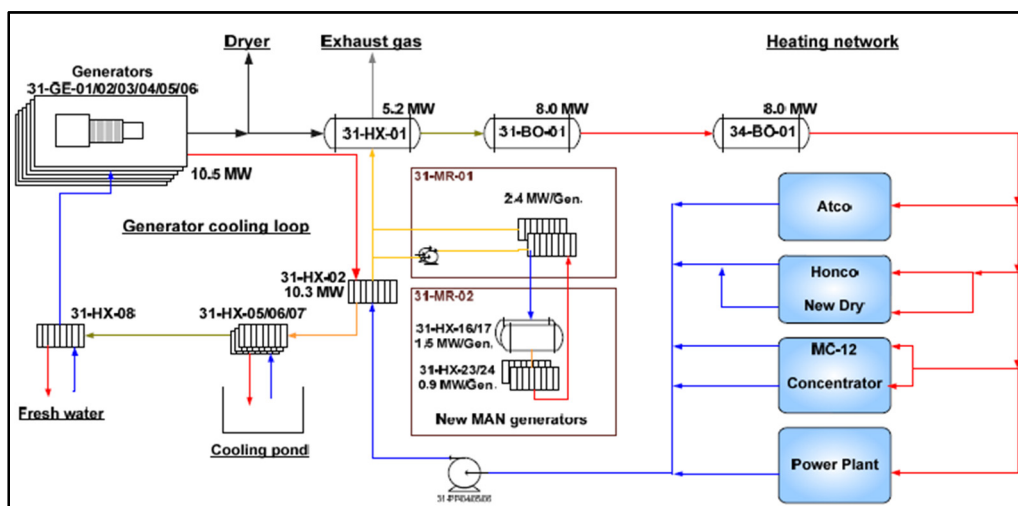


Figure 2.3 Réseau d'eau glycolée de la mine

Observation : Les gaz d'échappement sont en partie conduits vers le séchage du minéral. Le surplus de ces gaz, s'il y en a, est utilisé pour préchauffer l'eau glycolée avec l'échangeur 31-HX-01. On note également qu'avant de passer par cet échangeur, l'eau glycolée est déjà préchauffée par l'échangeur 31-HX-02 qui tient sa chaleur de la boucle de refroidissement traversant les six EMD. Finalement, au besoin, le glycol atteint sa température finale grâce à deux chaudières diesel, 31-BO-01 et 34-BO-01, branchées en série et précédant l'alimentation des bâtiments. On note que l'utilisation des chaudières a lieu principalement en hiver quand le froid se fait plus important.

La Figure 2.4 représente la charge électrique équivalente fournie cumulativement et par chaque appareil pour répondre aux besoins de chauffage des bâtiments. Ces données sont fournies directement par Raglan avec une moyenne de puissance journalière :

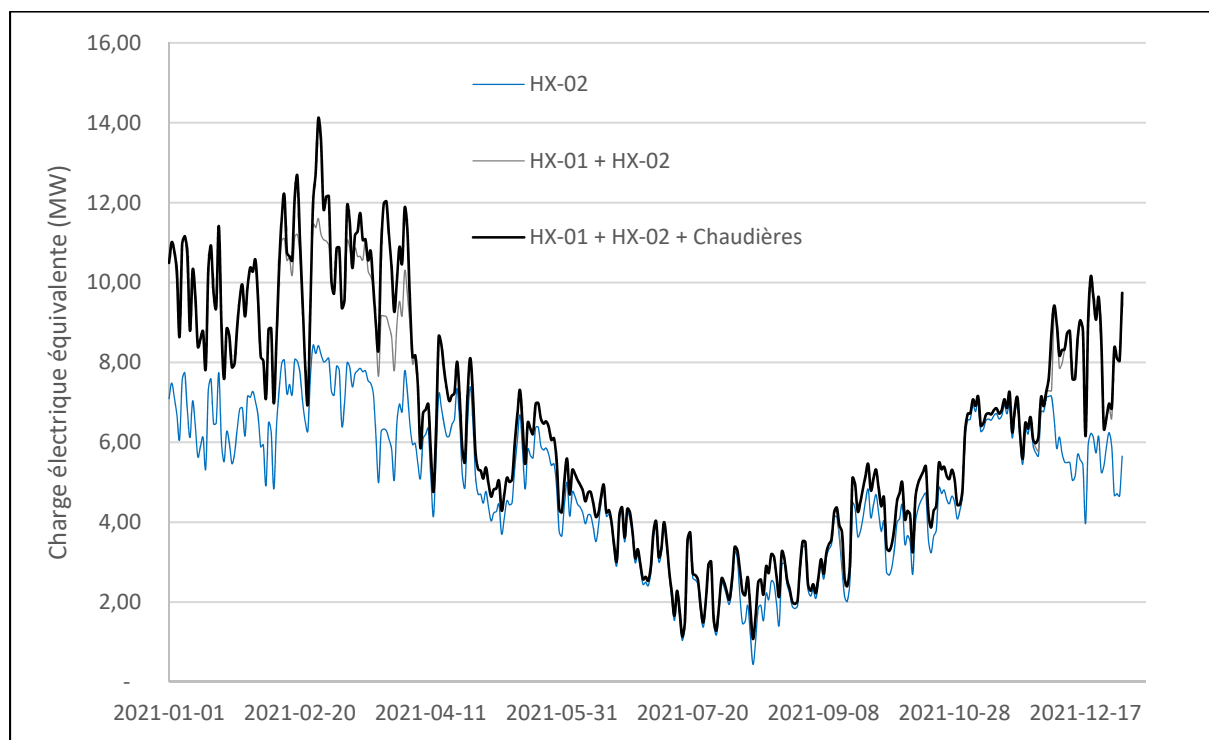


Figure 2.4 Charge électrique équivalente sur le réseau d'eau glycolée

Observations : Comme prévu, la charge est majoritairement assurée par les récupérateurs de chaleur des EMD, les HX-01 et HX-02 (+97%), et celle-ci se fait plus importante en hiver. Les

chaudières diesel y sont utilisées afin de répondre aux pics de demandes mais également en cas d'arrêts prévus ou imprévus des récupérateurs. Ce sont des unités qu'il est possible de qualifier d'auxiliaires.

Ainsi, dans le cas de la suppression des EMD et des chaudières au diesel, il est nécessaire de trouver un procédé électrique permettant assurer la même tâche de chauffage des bâtiments. Le réseau de glycol existant déjà, on retient l'hypothèse de sa conversation. Ainsi, il serait possible de proposer un remplacement des unités diesel par des chaudières électriques chauffant l'eau glycolée. De ce fait, pour l'étude économique suivant les simulations du R25kV, il serait pertinent d'estimer les coûts de remplacement des chaudières existantes pour des unités électriques.

Séchage du minerai

Pour finir, il reste à estimer la charge électrique correspondante aux besoins de séchage. Pour cette application, Raglan ne dispose pas de données horaires ou journalières, mais de données moyennes annuelles. Puisque le procédé de séchage est quasiment ininterrompu, on peut d'ores et déjà faire l'hypothèse que la charge est constante tout au long de l'année. Le réseau de séchage se présente de la manière suivante, Figure 2.5 :

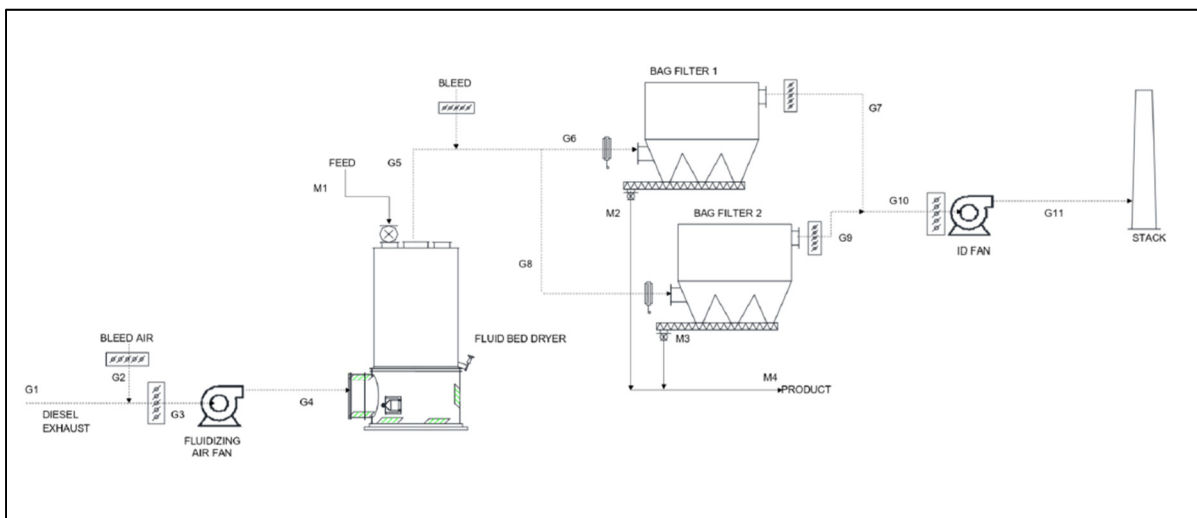


Figure 2.5 Schéma du réseau de séchage du minerai

Observation : Le réseau commence après la récupération des gaz d'échappement qui sortent des EMD à haute température suite à la combustion du diesel. Ces gaz sont mélangés à de l'air, augmentant momentanément le taux de dioxygène et *in fine* le taux de H_2O , puis envoyés dans la chambre de séchage (fluid bed dryer) où est disposé du minerai humide. En le traversant, la chaleur portée par les gaz se transmet au minerai qui sèche. Le mélange en sortie traverse alors des filtres, réduisant leur taux de carbone avant d'être rejeté par une cheminée.

De ce fait, la question de l'électrification du procédé est particulièrement difficile à traiter puisqu'il s'agit de trouver des dispositifs remplaçant cette installation complète. Par ailleurs, l'utilisation de gaz d'échappement n'est pas anodine puisque le séchage doit se faire dans des conditions chimiques particulières. Sans détailler, c'est principalement l'oxydation qu'il faut contrôler. L'air atmosphérique possède un taux d' O_2 bien supérieur aux gaz d'échappement, ce qui empêche l'utilisation directe d'air chauffé. Pour plus d'informations, le lecteur peut se référer à l'article d'Yu & Utigard (2012) qui s'intéresse à l'oxydation du concentré de nickel pendant le séchage ; et ce, pour différentes plages de température et par divers outils d'analyses.

Sortant du cadre du mémoire, la recherche d'un procédé électrique spécifique n'est pas menée. Pour autant, l'hypothèse est posée selon laquelle il pourrait exister une telle technologie et que cette dernière consommerait la même quantité d'énergie que l'actuelle. Les relevés de 2021 de Raglan indiquent à cet égard que l'énergie utilisée pour le séchage de minerai s'élève à 54 700 mégawattheures. La charge étant estimée constante sur l'année, cela revient à ajouter une charge électrique sur le réseau de 6,24 MW en tout temps. Par ailleurs, d'un point de vue financier, on considère également une équivalence directe dans les coûts d'opération, de maintenance et de remplacement. Ainsi, seuls l'appel électrique et la réduction du diesel associés à l'arrêt des EMD seront pris en compte pour l'étude économique.

Remarque : Il s'agit d'une hypothèse capitale qu'il faudrait valider ou invalider dans une étude plus complète. La recherche d'autres procédés de chaleur non électriques devrait aussi être envisagée.

En sommant les courbes d'appel de puissance liées au chauffage du glycol et au procédé de séchage, il est possible de tracer et de visualiser la charge totale électrique équivalente (voir Figure 2.6)

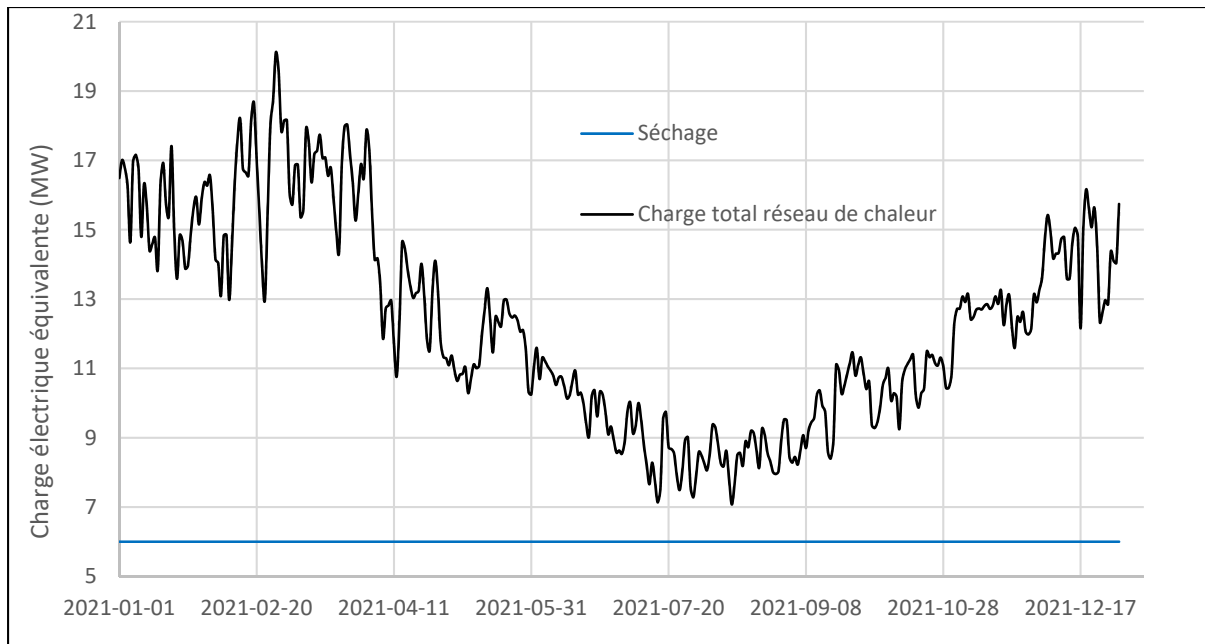


Figure 2.6 Besoins en chaleur issus du diesel

Observations : Puisque la charge de séchage est constante, l'appel de puissance varie de manière identique à celle du réseau glycolé entre l'hiver et l'été. Pour autant, la charge atteint à présent les 20 MW. Cela démontre alors l'importance du vecteur chaleur au sein du R25kV puisque sa demande maximale s'avère être équivalente à la demande purement électrique. Ainsi, retirer toutes les génératrices diesel au profit d'éoliennes revient à doubler la charge maximale électrique.

À présent que les trois réseaux composant le R25KV ont été présentés de par leur fonctionnement, leurs caractéristiques ainsi que leurs charges respectives, il est possible d'établir différents scénarios de décarbonation pour permettre à Raglan de choisir parmi des objectifs d'intégration d'ENR logiques vis-à-vis du fonctionnement de la mine. La partie suivante les présente donc ainsi que leurs charges électriques équivalentes.

2.2.4 Les divers scénarios de décarbonation

Face à la projection et à l'anticipation de la montée des prix des crédits carbone et du diesel, l'objectif de la mine est de réduire au maximum l'émission de GES provenant de ses activités. Bien que Raglan souhaite procéder par étapes en se concentrant en premier lieu sur le R25kV, l'objectif est considérable puisqu'il représente à lui tout seul 64% du diesel consommé annuellement, soit 38 millions de litres. On choisit donc de proposer plusieurs scénarios de décarbonation pour subdiviser l'objectif principal en plusieurs étapes.

Les trois scénarios choisis sont présentés ci-dessous, du plus ambitieux au plus aisément envisageable. Par la suite, pendant les simulations, de légères variations pourront être effectuées pour tenter une optimisation ou simplement pour déterminer l'influence de certains facteurs. Restent que les trois structures principales sont les suivantes :

Scénario 1 : décarbonation complète du R25kV

Décarboner entièrement le R25kV revient, comme il l'a été présenté, à remplacer les génératrices diesel du réseau électrique par des éoliennes. Par la même occasion, cela implique d'électrifier les procédés de production de chaleur et d'assumer leur fonctionnement également grâce aux éoliennes. Ainsi, sommer les charges d'électricité et de chaleur des réseaux de glycol et de séchage revient à sommer les courbes des Figures Figure 2.4 et Figure 2.6. On obtient la charge générale suivante, Figure 2.7.

Observations : Pour ce premier scénario, la charge électrique renouvelable varie de 20 à 40 MW pour une énergie totale appelée de 262 850 MWh. Comme prévu, cela représente 100% de l'énergie sur le R25kV ; soit 64% du diesel consommé, 38 millions de litres et 105 550 tCO_2eq émis.

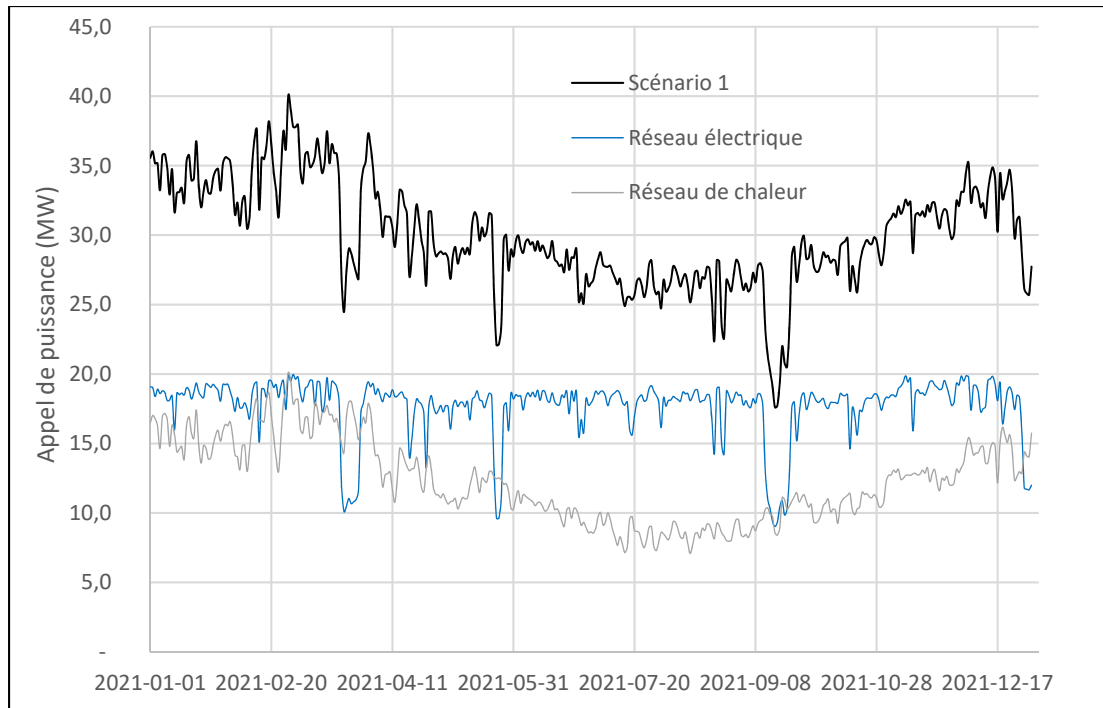


Figure 2.7 Appel de puissance décarbonée - scénario 1 de décarbonation

Scénario 2 : décarbonation du réseau d'électricité et du réseau de glycol

Pour ce second scénario, l'idée est de retirer le séchage du plan de décarbonation. Bien qu'*in fine*, l'ambition de l'objectif soit réduite, cela permet de simplifier l'étude sur plusieurs aspects. Tout d'abord, l'électrification du dispositif de séchage n'est plus une contrainte vaguement ignorée et l'hypothèse posant l'équivalence entre les procédés de séchage électrique et traditionnel n'est plus en vigueur. En second lieu, le dimensionnement se trouve simplifié. En effet, les 6,24 MW destinés au séchage ne sont plus l'affaire des énergies renouvelables et sont donc à retirés de l'appel de puissance. En outre, pour fonctionner selon le *statu quo*, le réseau de séchage actuel a besoin que deux EMD soient constamment en fonctionnement. En effet, d'après Raglan, c'est sous ces conditions minimales que le débit d'échappement peut être suffisant pour satisfaire le transfert thermique vers le minerai humide. Fonctionnant à 2,9 MW en moyenne par unité, le réseau électrique est alors soutenu par 5,8 MW thermiques.

Finalement, puisque deux unités sont en fonctionnement, la boucle d'eau de refroidissement qui les traverse est de nouveau active et peut alimenter le récupérateur de chaleur 31-HX-02.

Il s'agit alors d'estimer la charge de chaleur qui lui est transmise en fonction de la puissance délivrée par les EMD. L'ANNEXE I fournit les éléments de calculs qui amènent au résultat suivant. On peut considérer que deux EMD fonctionnant à 2,9 MW en moyenne fournissent au mieux 2,6 MW au réseau glycolé. Ainsi, par le simple maintien de deux EMD, ce sont les trois réseaux (électrique, glycolé et de séchage) qui sont affectés. L'appel de puissance renouvelable est dorénavant réduit et varie globalement entre 10 et 25 MW, Figure 2.8, pour une énergie totale demandée de 137 190 MWh.

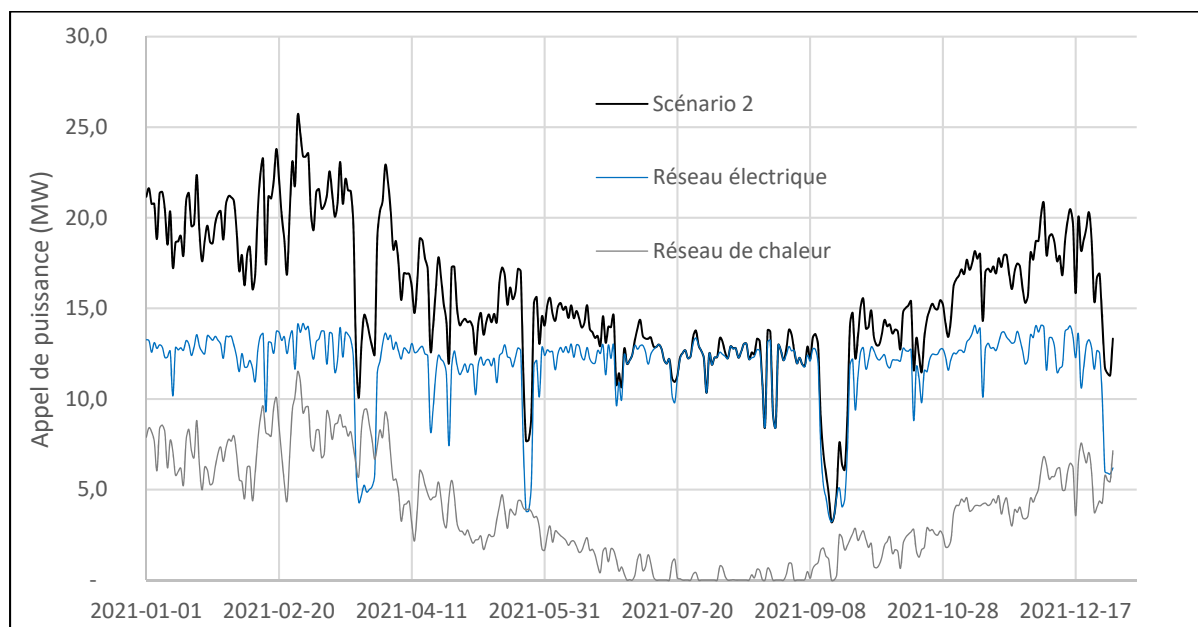


Figure 2.8 Appel de puissance décarbonée - scénario 2 de décarbonation

La part d'énergie renouvelable visée dans le mix du R25kV retombe ainsi à 52,2%. La production électrique des EMD, dans ce cas, étant de 50 800 MWh, le diesel consommé équivaut à 12,93 millions de litres et 35 915 tCO_2eq . Le scénario 2 vise donc à éviter 25,1 ML de diesel et 69 640 tCO_2eq émis.

Remarque : Pour finir, le maintien de génératrices sur le réseau a un avantage technique certain puisqu'il permet d'avoir une génération dite flexible. En effet, puisque les EMD peuvent aisément faire varier leurs puissances entre 500 kW et 3,2 MW, un pilotage intelligent peut

permettre de réduire l'utilisation du système de stockage ou bien de rechercher des points de fonctionnement optimum pour réduire les pertes de capacité dans les bassins d'eau de la STEP.

Scénario 3 : décarbonation du réseau d'électricité uniquement

Pour ce dernier scénario, l'idée est de réduire plus encore le dimensionnement du parc éolien et de la STEP. Bien que les ambitions soient revues une fois de plus à la baisse, ce scénario propose une première approche plus simple à aborder, ce qui constitue un avantage puisque les projets de grande envergure se construisent généralement par étapes. Ainsi, dans ce dernier cas de figure, la production éolienne vise à remplacer seulement la production alimentant le réseau électrique. Ainsi, la production de chaleur (séchage comme glycol) est laissée à l'identique. De ce fait, toutes les EMD continuent de fonctionner selon le *statu quo* ; c'est-à-dire qu'en moyenne trois à quatre unités fonctionnent constamment à une puissance de 2,9 MW, pour un total de 10,5 MW injectés constamment. Aussi, les deux récupérateurs HX-01 et HX-02 fonctionnent à plein régime, fournissant 97% de la chaleur au réseau de glycol. Les 3% restant étant assurés par les deux chaudières diesel, il est choisi de les laisser en fonctionnement car leur utilisation sporadique ne justifie pas un remplacement par des chaudières électriques. L'appel de puissance est réduit aux amplitudes suivantes, Figure 2.9 :

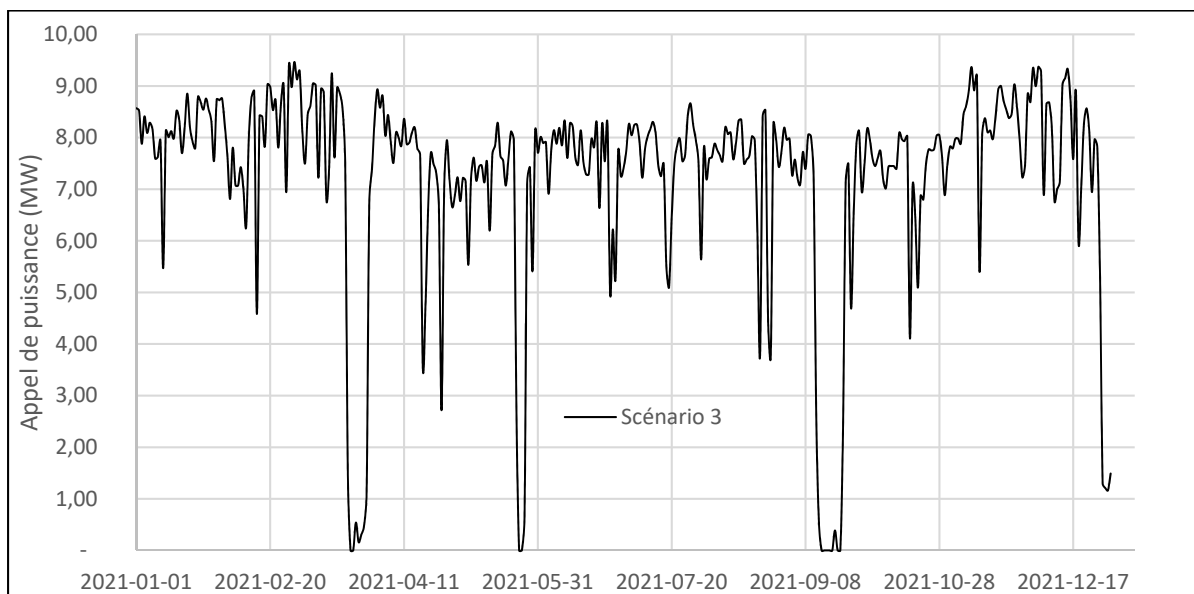


Figure 2.9 Appel de puissance décarbonée – scénario 3 de décarbonation

Observation : Avec ce dernier cas de figure, l'appel de puissance électrique que doit combler la production renouvelable varie globalement entre 5 et 10 MW. L'énergie totale correspondante est de 63 100 MWh, soit 24% sur l'ensemble du R25kV. La production électrique des EMD s'élève à 91 980 MWh, ce qui correspond à 22.1 ML consommés et 61 500 tCO_2eq émis. Cet ultime scénario vise donc une réduction de 15,9 ML de diesel et 44 100 tCO_2eq émis.

Récapitulatif des scénarios

Le Tableau 2.2 suivant résume les trois scénarios présentés et leurs objectifs respectifs de réduction d'énergie carbonée.

Tableau 2.2 Récapitulatif des objectifs des trois scénarios de décarbonation

	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
Réseau visé par la décarbonation	Électrique + glycol + séchage	Électrique + glycol	Électrique
Amplitude des charges renouvelables	20 à 41 MW	10 à 25 MW	5 à 10 MW
Énergie renouvelable totale à fournir	260 850 MWh	137 187 MWh	63 120 MWh
Production électrique des EMD	0 MWh	50 800 MWh	91 980 MWh
Production de chaleur des EMD	0 MWh	72 863 MWh	105 750 MWh
Part de renouvelable dans le R25kV	100 %	52.2 %	24 %
Litre et émissions évitées	38 ML 105 550 tCO_2eq	25.1 ML 69 640 tCO_2eq	15.9 ML 44 050 tCO_2eq
Part du diesel évitée	100 %	66,1 %	41,8 %

Observation : Les scénarios sont choisis suivant une logique pratique. En effet, le maintien des EMD en priorité pour les scénarios 2 et 3 s'explique par l'importance de leur fonction mais

également par leur efficacité totale évaluée à 77% grâce à la cogénération. La logique veut donc que les efforts se concentrent sur les génératrices moins performantes en premier lieu.

Remarque : Pour la suite, il est important de comprendre que ces scénarios sont, avant tout, des indicateurs d'objectifs. Comme il sera vu dans le chapitre suivant, présentant les simulations, l'optimisation de certains paramètres modifie forcément ces valeurs.

Pour conclure, à présent que les caractéristiques techniques des génératrices thermiques ont été définies (puissance, nombre, cogénération, etc.), ainsi que les appels de puissances à combler par la production renouvelable, il est possible de se pencher justement sur cette production éolienne et sur les opportunités de STEP à Raglan. Toutefois, avant cela, il faut d'abord déterminer et lister tous les paramètres financiers liés à l'utilisation des génératrices thermiques.

2.2.5 Données financières relatives au R25kV

Par le terme de 'données financières relatives au R25kV', on entend les dépenses nécessaires permettant son fonctionnement actuel et futur. Dans cette partie, les données récupérées directement auprès de Raglan sont présentées comme telles, tandis que les autres paramètres proviennent d'études citées au fur et à mesure. Les sections suivantes présentent donc les coûts d'investissement et de maintenance des génératrices, puis, les coûts liés à l'achat du diesel et à la pollution résultant de sa consommation.

Génératrices

Le Tableau 2.3 présente, pour les génératrices actuelles, la durée de vie, les investissements nécessaires pour leur remplacement et les coûts de maintenance et d'opération. Toutes ces valeurs sont fournies par Raglan.

Tableau 2.3 Coûts liés aux génératrices

	Remplacement	Opération et maintenance	Durée de vie
EMD (3,6 MW)	2,6 MCAD/MW	19,2 CAD/MWh	120 000 heures
MAN (4,5 MW)		38,5 CAD/MWh	
CAT (1,8 MW)	1,5 MCAD	58,8 CAD/MWh	65 000 heures

Observation : Bien que les coûts de remplacement soient bien plus élevés pour les EMD et la MAN, leurs durées de vie sont quasiment deux fois plus importantes. Comme expliqué dans le chapitre sur les simulations, l'objectif est de réduire au maximum leur emploi afin d'éviter au plus leur remplacement.

Remarque : On note que ce tableau ne traite que des génératrices les plus puissantes du réseau, c'est-à-dire les EMD, la MAN et les six CAT de puissance 1,8 MW. L'intérêt est de considérer que, peu importe le scénario, les plus petites génératrices puissent être mises hors services en priorité. Les EMD et la MAN étant au centre du fonctionnement énergétique de la mine, la priorité est de retirer les CAT, et en l'occurrence, les plus petits éléments. Cette hypothèse est avantageuse pour l'étude car la multiplicité des génératrices aux dimensions et tâches variables complexifie l'étude financière.

Prix du diesel

L'approvisionnement du diesel à Raglan est assuré par l'intermédiaire de Glencore qui achète et distribue les barils à ses différentes filiales dans l'Amérique du Nord. Le prix connu par Raglan correspond à la somme du prix du diesel et du prix des crédits compensatoires, tous deux ramenés au litre. En effet, comme expliqué en détail dans la section suivante, le Québec fonctionne avec un marché du carbone pour financiariser la pollution des activités industrielles et du transport dans la province. Il n'est donc théoriquement pas possible de disposer du prix du diesel et des crédits séparément.

Exceptionnellement toutefois, le prix fourni par la mine, qui est de 0.885 CAD/litre pour les années 2021-2022, ne respecte pas cette règle. En effet, cette valeur peut être considérée

comme une référence pour l'achat du diesel, sans compter les crédits carbone puisqu'en 2021, la distribution des crédits gratuits assurée par la province a permis à la mine d'être quasiment entièrement exonérée de frais de pollution (*voir ANNEXE II*).

De plus, en comparant cette valeur au prix du diesel sur le marché mondial en 2021, on comprend que cette méthode d'approvisionnement assurée par Glencore permet d'avoir des prix très avantageux sur le diesel. En effet, d'après l'*US Energy Information Agency* (EIA, s. d.), qui récolte toutes les données historiques sur la production, la consommation ou encore le prix de l'énergie, la valeur moyenne du litre en 2021 s'élève à 0,860 USD. Avec un taux de change moyen de 1,254 CAD/USD, ce montant équivaut à 1,078 CAD/litre. Vue la différence avec le coût payé par Raglan, il est choisi d'étudier l'évolution du prix du diesel en utilisant les 0,885 CAD/litre comme valeur de référence. Sur le site de l'agence (EIA, s. d.), le tableau de valeurs qui donne les projections des coûts du diesel suivant les divers scénarios est accessible et téléchargeable. En utilisant les mêmes tendances évolutives des courbes fournies par l'EIA, il est alors possible de reproduire les tracés en les ajustant à la valeur de référence. La Figure 2.10 montre ainsi la tendance de prix du litre de diesel à l'horizon 2050 ; et ce, suivant trois scénarios représentés par les courbes ci-dessous.

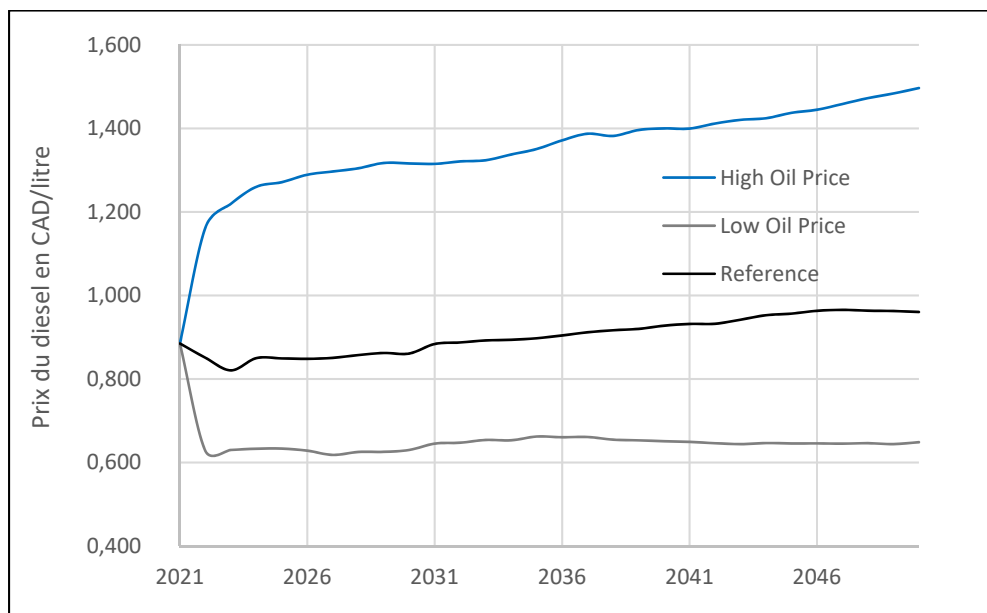


Figure 2.10 Projections du prix du diesel selon l'EIA

Observation : En première observation, on note que la plage de prix entre les trois scénarios est relativement large, avec pour deux d’entre-elles, une diminution prévue après 2021. À ce titre, dans le cas du scénario de référence, il faut attendre 2031 pour que la valeur repasse au-dessus des 0,885 CAD/litre actuels. Ainsi, hormis pour le scénario *High Oil Price*, les tendances ne sont pas particulièrement avantageuses pour limiter l’utilisation du diesel.

Remarque : Pour les simulations des chapitres 3 et 4, le scénario de référence est celui retenu car, malgré les crises récentes qui touchent l’Europe en 2022, cette projection est garante d’une évolution cohérente. Pour autant, l’hypothèse qui consiste à ignorer les volatilités actuelles et à prévoir est forte puisque le diesel est une ressource très liée aux crises économiques et sociales des pays exploitants. Il est tout à fait envisageable que le prix futur gravite dans des bornes très éloignées de cette moyenne présentée, d’où l’encadrement par des scénarios de haut et bas prix. Bien qu’il n’y ait aucun intérêt réel à prévoir d’éventuelles variations, des études complémentaires sont menées et discutées dans les chapitres 3 et 4 afin d’évaluer la sensibilité de cette variable pour le projet.

Taxes et crédits carbone

Outre le prix d’achat direct du diesel, il faut aussi prendre en compte les coûts liés à la pollution. À ces fins, les taxes et crédits carbone sont des outils entrés en vigueur pendant ces deux dernières décennies. Bien qu’ils fonctionnent de manières différentes, tous deux ont pour but de financieriser l’émission du CO_2 par les entreprises émettrices. L’intérêt est alors de comptabiliser le coût de la pollution dans leurs processus décisionnels.

Pour les lecteurs les plus intéressés, l’ANNEXE II explique le fonctionnement et la réglementation du marché du carbone au Québec ainsi que le système de taxes qui est en vigueur dans les provinces suivant le plan de tarification du carbone imposé par le gouvernement fédéral. Ainsi, bien que le Québec ait mis en place un marché du carbone fonctionnant avec des crédits, il est choisi de calculer le prix de la pollution en utilisant les réglementations proposées initialement par le Canada. La justification complète se trouve

également en annexe. Ainsi, on considère pour cette étude que chaque tonne de CO_2 équivalent émise, en dépassant la limite annuelle de 50 000 tonnes, est facturée ; d'abord à hauteur de 30 CAD en 2023 puis avec une augmentation linéaire de 15 CAD par an jusqu'à atteindre 170 CAD en 2030. Passée cette date, on considère les crédits constants et égaux à 170 CAD par tonne de CO_2 équivalent émis.

À travers la connaissance des coûts d'achat, de maintenance et d'opération (via l'achat du diesel et la compensation par les taxes), on dispose des outils nécessaires pour évaluer financièrement le fonctionnement des génératrices. Avant d'axer l'étude sur les unités de production éolienne et hydraulique, on rappelle qu'il y a un certain nombre d'éléments qui sont laissés de côté pour l'analyse économique. On pense notamment à l'entretien, au remplacement ou à l'achat des appareils composant les réseaux de glycol et de séchage. À ce titre, on ignore également les coûts d'investissement (CAPEX) et coûts d'opération et de maintenance (OPEX) des chaudières électriques assurant la charge du réseau d'eau glycolée dans le cas des scénarios 1 et 2.

2.3 Caractéristiques et dimensionnement du parc éolien

À l'instar de la partie précédente sur les génératrices diesel, on utilise, pour cette partie, les données historiques de Raglan pour établir la production éolienne de référence utilisée dans les simulations des chapitres 3 et 4. Après avoir présenté les caractéristiques techniques et les hypothèses permettant d'établir cette production de référence, on propose d'établir un prédimensionnement des parcs éoliens pour chaque scénario présenté dans la partie précédente. Finalement, une dernière partie établit tous les coûts liés à l'investissement et au fonctionnement des éoliennes.

2.3.1 Choix du modèle d'éolienne et production associée

Parmi toutes les énergies renouvelables existantes, ce sont les éoliennes qui sont mises en avant pour ce projet, ce qui s'explique notamment par les conditions météorologiques extrêmes qui ne favorisent pas l'utilisation d'énergie solaire ou géothermique. Par ailleurs, les deux projets pilotes éoliens sont des succès suffisamment remarquables pour que cette énergie devienne une option envisageable à grande échelle. En effet, avec les 6 MW installés, la production s'élève, en 2021, à 17 020 MWh, ce qui correspond à un facteur de charge de 32,4% et à un taux d'intégration de 10,8%. On entend par là, la part d'énergie éolienne dans le mix total consommé sur le réseau électrique. Ainsi, sur le R25kV, qui prend aussi en compte la charge de chaleur, la part d'éolien est de 6,5%.

Ainsi, puisque le modèle de turbine actuel a fait ses preuves, il est choisi, en accord avec Raglan, de simuler l'installation de nouvelles Enercon E82 E4 de 3MW. L'intérêt principal de ce choix est de pouvoir utiliser les connaissances récoltées par la mine sur leur fonctionnement. En effet, en plus des données de production historiques récoltées de 2017 à 2022, les informations liées aux coûts d'installation, d'opération et de maintenance sont nécessaires pour l'étude économique présentée dans le chapitre suivant. Ainsi, la Figure 2.11 représente les puissances journalières moyennes calculées à partir des puissances horaires relevées en 2021 sur les deux Enercon E82 E4 déjà installées.

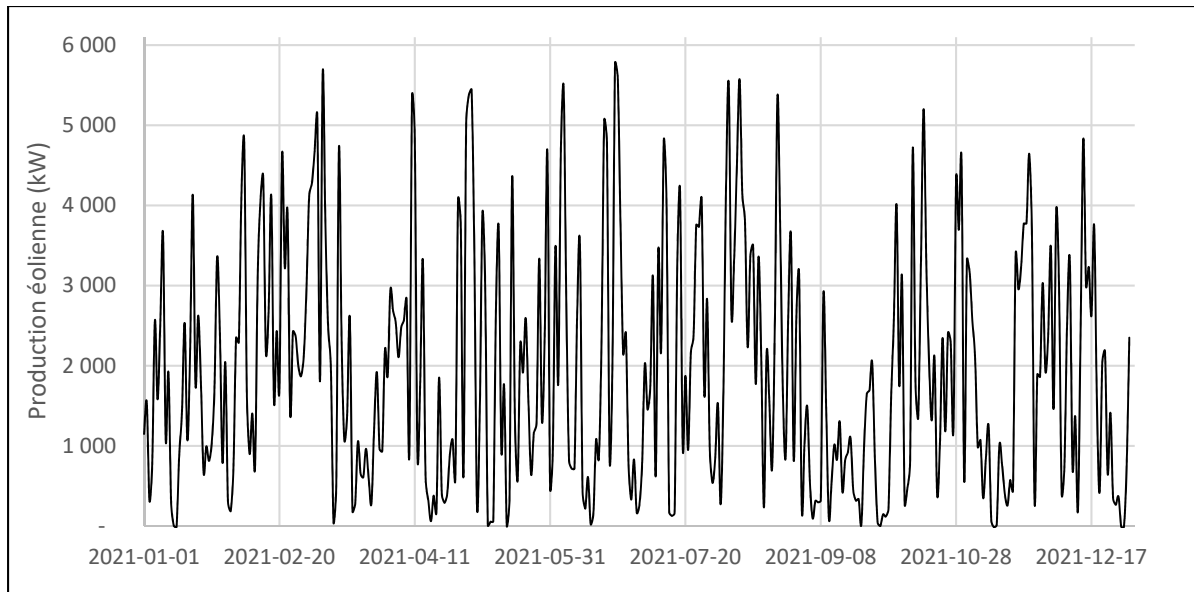


Figure 2.11 Puissance journalière produite par les deux éoliennes de Raglan en 2021

Observation : Bien qu'elle allège la lecture des courbes, l'utilisation des valeurs moyennes journalières réduit l'amplitude des variations puisqu'en réalité, les puissances horaires varient de 0 à 6,1 mégawatts. Toujours est-il que, grâce à ces données historiques, il est possible, moyennant un certain nombre d'hypothèses, d'établir un prédimensionnement des parcs pour chaque scénario présenté dans la partie précédente 2.2.4.

2.3.2 Dimensionnement du parc pour chaque scénario

Hypothèses de l'étude

Tandis que la partie précédente s'axe sur la question du modèle utilisé et de sa production horaire, cette partie pose la question du dimensionnement et des hypothèses qui définissent le cadre d'étude. On suppose donc que :

- la localisation des éoliennes à implanter est suffisamment proche des deux déjà existantes pour que les historiques des vitesses de vent puissent être utilisés,
- les vitesses de vent récoltées en 2021 sont représentatives et reproductibles pour les années à venir. Ainsi, la production éolienne est considérée sensiblement identique d'une année sur l'autre. Sur ce point précis, l'ANNEXE III propose une étude rapide

de la distribution des vitesses de vent sur les trois dernières années qui abonde dans le sens de cette hypothèse ;

- la vétusté et par extension la baisse d'efficacité des unités n'est pas prise en compte. Il n'est donc attendu aucune dégradation de la production dans les années à venir.

L'intérêt de ces trois sous-hypothèses vise à exprimer la supposition centrale qui détermine la méthode de dimensionnement. Ainsi, il est considéré que les productions horaires présentées dans la Figure 2.11 sont représentatives, reproductibles sur toute la durée de vie des unités et surtout identiques pour toutes les turbines installées. De ce fait, la production horaire du parc entier est égale à celle présentée précédemment, multipliée par le nombre d'unités qui le compose.

Dimensions des parcs par scénario

Dans un premier temps, la méthode de dimensionnement est relativement simple. L'idée est, pour chaque scénario, de calculer le nombre d'unités en utilisant le facteur de charge des éoliennes et de la puissance moyenne demandée par le R25kV. Cette solution n'est pas du tout optimisée mais permet de disposer d'un ordre de grandeur. C'est lors des simulations que le nombre d'unités pourra être affiné, par itération, afin de trouver un optimum qui conviendra à chaque situation précise.

Le Tableau 2.4 présente la puissance moyenne appelée en 2021 par le R25kV si la mine suivait les trois scénarios proposés. Cette puissance moyenne est alors divisée par la puissance moyenne de fonctionnement d'une seule unité, c'est-à-dire, sa puissance nominale multipliée par le facteur de charge du modèle qui est égal à 32.4%. Le résultat fournit directement le nombre approximatif de nouvelles éoliennes à installer en plus des deux déjà existantes ainsi que la puissance moyenne associée sur le réseau 25 kV.

Tableau 2.4 Nombre d'éoliennes à ajouter par scénario

	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
Puissance moyenne appelée R25kV	30,0 MW	15,7 MW	8,6 MW
Nombre de nouvelles éoliennes	29	14	7

Observation : Dans le scénario 1, la puissance moyenne appelée est telle qu'il faudrait installer au minimum 29 nouvelles éoliennes. Bien que de tels parcs existent, comme le montre le site du *U.S. Geological Survey (USGS)* (*Viewer | USWTDB*, s. d.) qui propose une visualisation satellite des parcs éoliens aux États-Unis, installer un si grand nombre d'unités paraît très ambitieux. À l'avenir, il pourrait être envisagé d'utiliser des modèles plus puissants pour réduire leur nombre total.

À présent que les caractéristiques techniques des éoliennes sont présentées (production, dimensions, hypothèses), il reste à traiter la question des paramètres financiers. En effet, il faut évaluer les coûts initiaux à prévoir pour l'achat et l'installation des éoliennes ainsi que les coûts relatifs à leur utilisation.

2.3.3 Données financières relatives aux éoliennes

Outre les connaissances récoltées lors de la mise en place des deux premières unités, la plupart des paramètres économiques sont déterminés grâce à une étude bibliographique présentée dans l'ANNEXE IV. Les résultats trouvés quant à l'évolution future des CAPEX et des OPEX sont résumés dans la Figure 2.12.

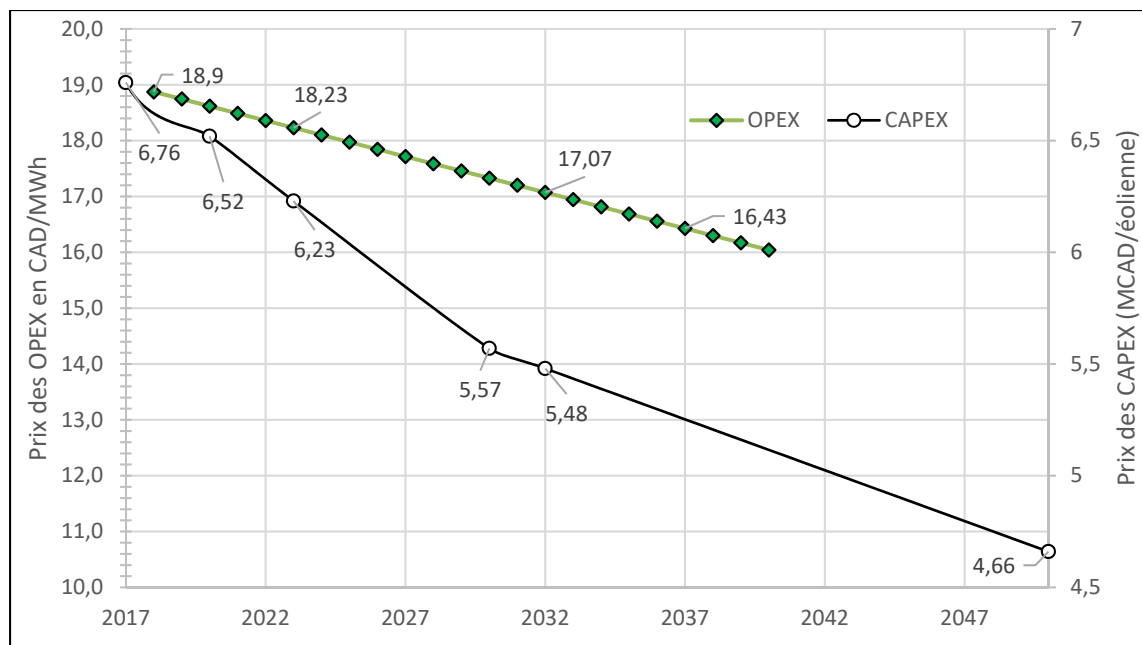


Figure 2.12 Évolution des CAPEX et OPEX des éoliennes

Observation : Les valeurs annuelles des OPEX et les équations de tendances calculées pour l'évolution des CAPEX permettent de simuler tous les coûts liés aux projets éoliens à Raglan. On note par ailleurs que la diminution annuelle des coûts tend à soutenir l'intégration des ENR à l'instar de l'augmentation prévue du prix du diesel et des taxes carbone. Par ailleurs, les valeurs importantes affichées sur les courbes sont celles des années 2023 et 2032 qui correspondent respectivement, pour les simulations des chapitres 3 et 4, aux dates de lancement de création du parc éolien et au renouvellement des deux unités installées en 2015 et 2017. En effet, Raglan considère qu'avec les conditions météorologiques intenses sur site, les éoliennes ont une durée de vie maximale de 15 ans.

Remarque : En revanche, les coûts totaux en 2032, bien qu'estimés à 5,48 CAD/unité, ne correspondent pas à la réalité attendue. En effet, puisqu'il s'agit d'un simple renouvellement, les coûts de génie civil ou encore de raccordement au réseau ne sont plus à considérer. L'ANNEXE IV permet également de conclure sur ce point, fixant le prix du renouvellement à 4,7 MCAD/unité en 2032.

Pour conclure sur cette partie et sur les éoliennes en général, on peut dire que leur dimensionnement est très largement simplifié par les données historiques récoltées par Raglan. Cela permet d'apprécier l'intérêt des projets pilotes qui fournissent, sans nécessiter de risques financiers trop importants, la base de connaissances nécessaires à la création de projets de grande envergure. Toutefois, il faut rappeler que la méthodologie utilisée se fonde sur un grand nombre d'hypothèses qui pourraient être discutables. Ainsi, pour aller plus loin dans l'étude et vérifier la production, il pourrait être intéressant d'utiliser un logiciel dédié à la simulation éolienne. Enfin, pour définir totalement toutes les unités de production à raccorder au R25kV, il reste à traiter le sujet de la STEP, auquel la partie suivante est dédiée.

2.4 Caractéristiques et dimensionnement de la STEP

Cette partie est légèrement différente des deux précédentes puisqu'elle cherche à répondre à plusieurs objectifs. En plus de déterminer, à l'instar des génératrices et des éoliennes, tous les paramètres techniques et financiers nécessaires aux simulations et à l'étude de faisabilité, on cherche, dans cette partie, à présenter de manière globale les aspects du dimensionnement d'une STEP. L'idée est donc de définir toutes les notions fondamentales sur le sujet (équations de puissance, pertes de charge, conditions hydrauliques et topologie des stations). Par la suite, une étude des sites potentiels pour l'implantation de la STEP permet, d'abord, de traiter la question de la recherche en elle-même, puis, d'associer les notions présentées à des cas concrets. Ainsi, chaque site se voit défini par ses caractéristiques propres, sa topographie, sa topologie mais également ses besoins en génie civil. Par ailleurs, on distingue l'étude de deux sites traditionnels à l'étude d'un site souterrain, ce qui permet de bien différencier les tenants et aboutissants de ces technologies. Ensuite, une troisième partie présente une méthodologie envisageable pour dimensionner les turbines et les conduites forcées en prenant en compte les pertes de charge. En parallèle sont établies toutes les hypothèses et les simplifications qu'il est choisi d'appliquer pour ce projet. Finalement, une ultime section présente toutes les caractéristiques financières déterminées à travers les connaissances de Raglan, les besoins en génie civil des sites mais également à travers une étude bibliographique.

On rappelle alors que cette partie s'adresse, en premier lieu, à Raglan et à la résolution de la problématique principale. Les informations à retenir à ce sujet sont donc celles liées au dimensionnement des turbines et des conduites forcées mais plus encore aux paramètres financiers. Ensuite, l'étude des notions fondamentales, des méthodologies de dimensionnement et particulièrement du site souterrain s'adresse plus probablement aux lecteurs qui souhaitent comprendre le fonctionnement d'une STEP et connaître une approche de résolution d'un problème hydraulique. Cette partie est une étape introductive puisque d'autres objectifs ont pour but, dans les chapitres 3, puis 4, de simuler et d'évaluer la faisabilité techno-économique des STEP souterraines.

2.4.1 Généralités et équations de fonctionnement

Comme prévu, cette première partie vise à définir toutes les notions fondamentales utiles pour comprendre le fonctionnement des STEP et, nécessairement, les sections suivantes. Elle traite alors des équations de puissances, des pertes de charge et des grandeurs qui définissent une STEP.

Tout d'abord, on rappelle que les raisons qui peuvent engager le choix d'une STEP comme technologie de stockage sont nombreuses et largement présentées dans la revue de littérature dédiée au sujet (*voir* CHAPITRE 1). De ce cas d'étude, c'est précisément la maturité de la solution et les échelles de puissances qui portent à se tourner vers cette option. En effet, un réseau électrique de plusieurs dizaines de mégawatts alimenté, au plus, à 100% par une énergie fluctuante nécessite un système robuste, flexible, et pouvant gérer tout un panel de puissances jusqu'à 40 MW au plus.

Équations de puissances

L'Équation (2.1) donne les formules des puissances hydrauliques produites et consommées respectivement par les turbines et les pompes.

$$\begin{cases} P_{\text{injectée sur le réseau}} = \eta_{\text{génératrice}} * \eta_{\text{turbine}} * \rho * g * H_{\text{nette}} * Q \\ P_{\text{soustraite du réseau}} = \rho * g * H_{\text{nette}} * Q / \eta_{\text{moteur}} * \eta_{\text{pompe}} \end{cases} \quad (2.1)$$

$$\text{avec} \begin{cases} \eta_x = \text{rendement des machines hydroélectriques} \\ \rho : \text{la masse volumique de l'eau [kg/m}^3\text{]} \\ g : \text{la constante de gravité [9,81 m/s}^2\text{]} \\ H_{\text{nette}} : \text{la hauteur de chute nette [m]} \\ Q : \text{le débit de l'écoulement [m}^3\text{/s]} \end{cases}$$

Observation : De ces équations peut être observée une analogie avec les grandeurs électriques. En effet, la chute et le débit sont comparables à la tension et au courant qui, multipliés, fournissent respectivement de la puissance hydraulique et électrique. Aussi, la chute et le débit sont appelés les conditions hydrauliques. Bien que la première soit imposée par la topographie du site, la seconde correspond au degré de liberté permettant de régler la puissance injectée ou absorbée (en turbinage et en pompage respectivement).

Tandis que les conditions hydrauliques représentent les données d'entrée, ce sont la puissance et le rendement qui sont vus comme les données de sorties. On les appelle les performances de la machine hydraulique. Par ailleurs, à ces équations, il faut ajouter celles des pertes de charge, présentées dans la section suivante, qui influencent l'intégralité des performances de la turbine.

Pertes de charge

La hauteur de chute est très certainement le paramètre qui définit le mieux une installation hydraulique. En effet, cette grandeur est la représentation naturelle de la puissance qui est dégageable de la pesanteur. À ce stade, l'intérêt est de distinguer les notions de chute brute et de chute nette. Les Équations (2.2) donnent l'expression de ces grandeurs en fonction des pertes de charge singulières et régulières.

$$H_{nette} = H_{brute} \pm \Delta H_{rég} \pm \Delta H_{sing} \quad (2.2)$$

$$= \begin{cases} H_{brute} - \lambda \frac{U^2 L}{2gD} - \zeta \frac{U^2}{2g} & \text{en turbinage} \\ H_{brute} + \lambda \frac{U^2 L}{2gD} + \zeta \frac{U^2}{2g} & \text{en pompage} \end{cases}$$

$$\text{avec } \begin{cases} H_{brute} = \text{Hauteur de chute brute [m]} \\ L : \text{longueur des conduites hydrauliques [m]} \\ D : \text{diamètre des conduites hydrauliques [m]} \\ U : \text{vitesse d'écoulement [m/s]} \\ \lambda : \text{coefficient de pertes de charges linéaires} \\ \zeta : \text{coefficient de pertes de charges singulières} \end{cases}$$

Observation : La chute brute correspond à une différence réelle d'altitude entre l'entrée et la sortie du réseau hydraulique. L'étude d'un site fournit donc cette première grandeur qui peut être vue comme un indicateur pour l'évaluation de l'emplacement. La chute nette, en revanche, est celle vue physiquement par la turbine. Dans le cas du turbinage, il s'agit donc de la chute brute moins toutes les pertes causées par le réseau hydraulique. À l'inverse, dans le cas du pompage, il faut sommer ces pertes car il s'agit d'une contrainte à surpasser pour surélever une masse d'eau.

On distingue, d'abord, les pertes régulières (ou linéaires) qui sont dues au frottement de l'eau sur les parois des conduites. Elles sont notamment proportionnelles à la longueur des tuyaux et au coefficient lambda qui prend en compte, à la fois, la nature de l'écoulement (stationnaire ou turbulent) et la rugosité des matériaux. Ensuite, il existe les pertes singulières qui apparaissent lorsque l'écoulement rencontre un obstacle dans le réseau (coude, changement de diamètre, vannes...). Elles sont représentées par le coefficient zêta qui est justement déterminé par la nature de l'obstacle en question. Finalement le point commun entre les deux types de pertes est leur dépendance au débit et plus précisément à la vitesse de l'écoulement et au diamètre des conduites.

L'information centrale à retenir à ce stade est que la chute, bien que majorée par le site, n'est pas un paramètre entièrement fixe, puisque celle vue par la turbine dépend de l'écoulement et donc du débit. Ainsi, outre la puissance et le rendement, les conditions hydrauliques s'influencent de manière rétroactive. C'est pourquoi le dimensionnement complet d'une centrale hydraulique est un sujet complexe qui ne pourra être entièrement abordé dans ce mémoire.

À ce stade, plusieurs données physiques de l'eau ont été abordées. Avant de continuer l'étude des notions fondamentales, on se propose de définir et d'établir les valeurs de ces données.

Données physiques hydrauliques

Les propriétés physiques de l'eau ont une certaine importance pour le comportement et les performances des machines hydrauliques, il est donc nécessaire de les déterminer. La température annuelle extérieure étant de -10°C dans la région de Katinnik, il est considéré que la température de l'eau avoisine les 0°C . D'après le site internet (*Eau*, s. d.), la masse volumique de l'eau et sa viscosité dynamique sont respectivement de $999,9 \text{ kg/m}^3$ et $0,00168 \text{ kg/m.s}$, en moyenne, entre zéro et cinq degrés Celsius. Ce sont ainsi les deux valeurs utilisées pour les calculs de puissances et de pertes de charge qui surviennent dans les simulations.

Les paramètres à dimensionner

Parmi tous les paramètres et toutes les grandeurs à étudier dans une STEP, on peut considérer que le dimensionnement passe par la détermination des variables ci-dessous, liés aux conditions hydrauliques :

- La hauteur de chute. Elle est directement liée au site et représente la puissance qui y est naturellement disponible.
- La capacité. Elle est représentée par la taille des réservoirs et détermine l'autonomie de la STEP ; c'est-à-dire la durée pour laquelle l'installation peut fonctionner à sa puissance maximale. Elle est essentielle pour un réseau électrique visant un tel taux d'intégration d'énergie fluctuante.

- Le débit. Il s'agit de l'unique paramètre pilotable qui permet de jouer sur les performances de la STEP. Le débit maximal de l'écoulement détermine notamment la taille des conduites forcées et des turbines ainsi que l'importance des pertes de charge.

Outre ces points, il s'agit également de dimensionner les paramètres liés à la topologie, c'est-à-dire les caractéristiques qui définissent la structure de la STEP. Bien que cette partie détaille plus avant ce propos, il faut d'ores et déjà comprendre que toutes ces variables influencent principalement le fonctionnement de la STEP, sa flexibilité et les coûts en génie civil à attendre.

- La puissance et le nombre d'unités. Il s'agit du nombre de turbines et de pompes installées et de leurs puissances respectives.
- Le type d'unités. Il s'agit de la nature des turbines et des pompes. Pour les turbines, par exemple, il existe des modèles Francis, Kaplan, Pelton, etc. La typologie dépend uniquement du site d'implantation et des conditions hydrauliques. En effet chaque forme est étudiée pour un type d'écoulement qui émane de ces conditions.
- Les raccords. Cette notion définit la manière dont les conduites forcées sont raccordées aux machines hydrauliques et dont celles-ci sont reliées aux machines électriques.
- Les dimensions des turbines et des pompes. Il s'agit de la géométrie de la turbine qui doit correspondre aux conditions hydrauliques et aux besoins du réseau. Le dimensionnement donne par ailleurs accès au comportement et aux performances de la machine.

Remarque : De part toutes les explications déjà fournies sur le fonctionnement des STEP et plus particulièrement des machines hydrauliques, il est d'ores et déjà remarquable que le site d'implantation est le paramètre central qui détermine toutes les contraintes naturelles pour la réalisation des objectifs du projet. Aussi, les opportunités des sites doivent être étudiées techniquement puis économiquement puisque ce sont les coûts d'investissement dans les travaux et le génie civil qui vont déterminer l'intérêt réel d'un site.

Ceci étant établi, ainsi que toutes les notions fondamentales, les parties 2.4.2 et 2.4.3 s'axent sur la recherche des sites et sur leur viabilité technique. Seulement après, les paramètres techniques, économiques et les dimensions pourront être établis pour chaque site présenté.

2.4.2 Présentation des sites 1 et 2 – lac Watts

Cette partie ainsi que la suivante listent les divers sites d'intérêt pour l'implantation d'une STEP dans les alentours de Raglan. L'idée pour chacun d'eux est de les présenter et de déterminer les paramètres centraux qui les définissent, notamment :

- la hauteur de chute,
- la distance séparant les deux bassins,
- la capacité des réservoirs,
- les travaux en génie civil nécessaires,
- la structure fondamentale de la topologie.

Les lieux d'intérêt, et donc à haute opportunité, sont les zones naturelles pouvant accueillir de l'eau sous forme de bassin (lac, étangs, retenue d'eau etc.) ; et ce, à des altitudes différentes. Pour les trouver, une méthode largement reconnue consiste à utiliser un GIS, *Geographic Information System*, un modèle mathématique scannant la topographie d'une zone en adoptant des critères de sélection comme la distance entre les bassins ou la nature des réservoirs. Plusieurs études utilisant cette technologie sont présentées dans la revue de littérature. N'étant pas le sujet du projet, il n'est pas envisagé d'utiliser un GIS mais plutôt de passer par une recherche « manuelle » des topographies avantageuses dans les alentours de la mine. À ces fins, le logiciel Toporama (Ressources naturelles Canada, 2016) disponible sur le site du gouvernement du Québec permet de visualiser les reliefs et les cours d'eau de toute la région. Grâce aux outils de mesure intégrés, il est également possible de déterminer les volumes d'eau accumulables, les hauteurs de chutes et les distances séparant les réservoirs. En parcourant les cartes altimétriques, la recherche s'axe sur des points d'eau existants et des rivières larges courant dans le fond d'une cuvette ce qui permet la création d'un bassin en construisant une simple retenue d'eau. En gardant à l'esprit que les coûts d'installation d'une ligne de

distribution s'élèvent, d'après Raglan, à 500 000 CAD/km, la recherche doit se faire sur une zone la plus restreinte possible. Ainsi, il est arbitrairement choisi de se limiter à un rayon de 30 km autour de Katinniq.

Au total, trois emplacements ont été sélectionnés. Les deux premiers à travers l'étude topographique de la région, et un troisième directement sur les sites d'exploitations minières de Raglan, en utilisant les données recueillies par les ingénieurs sur place. Les sections suivantes présentent les caractéristiques techniques, les avantages mais aussi les contraintes naturelles environnementales et techniques à surmonter. S'en suit le Tableau 2.6 qui résume toutes ces informations, concluant quant aux meilleures options.

Emplacement et caractéristiques des sites 1 et 2

Le lac Watts, qui se situe à 27 km en ligne droite à l'Ouest de Katinniq, a la particularité d'être entouré de reliefs dans lesquels se forment des étangs et s'écoulent des rivières. Tandis que ce grand lac remplit le rôle de réservoir inférieur, deux options de bassins supérieurs semblent se dessiner. Les Figures Figure 2.13 et Figure 2.14 indiquent l'emplacement des retenues d'eau (en rouge), les zones inondées (en noir) et les emplacements hypothétiques des conduites forcées reliant le lac Watts (en bleu).

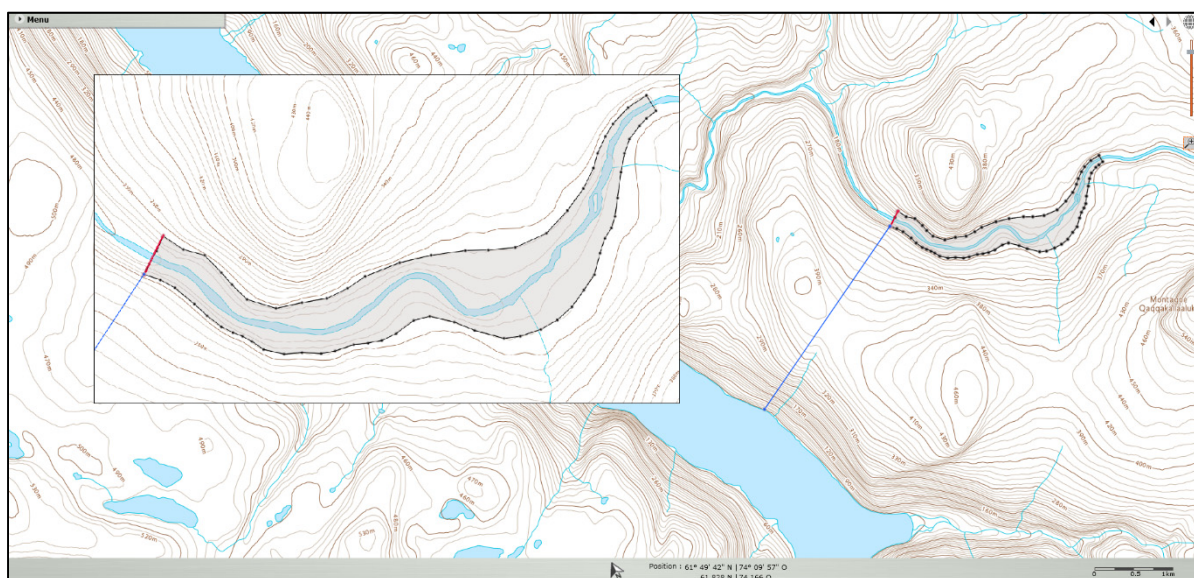


Figure 2.13 Emplacement du site 1 - lac Watts

Observation : La première option est d'utiliser la rivière Faucon et l'escarpement dans lequel s'écoule son lit, formant ainsi une rigole. En érigeant une retenue d'eau de hauteur 30 mètres et de largeur 200 mètres en sa partie supérieure, un volume estimé à 8,27 millions de mètres cubes pourrait s'accumuler dans ce canal naturel. La chute brute séparant les deux surfaces d'eau s'élèverait alors à 190 mètres dans le cas du bassin supérieur rempli.

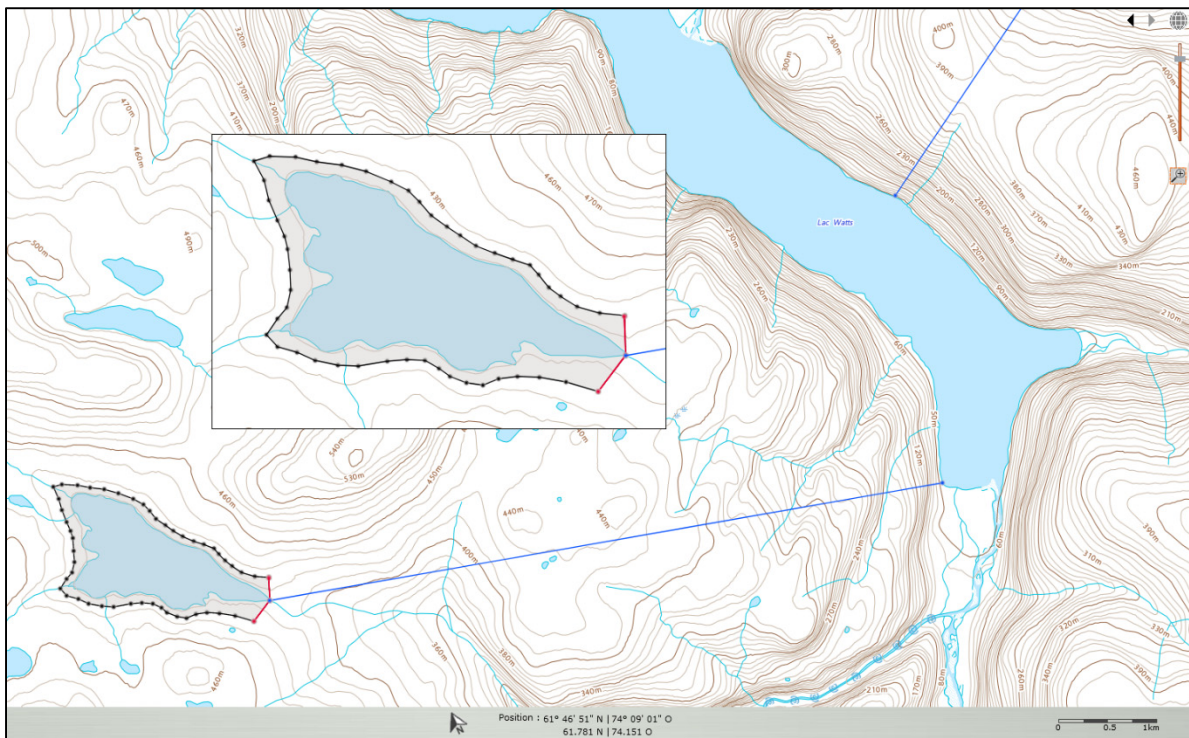


Figure 2.14 Emplacement du site 2 - lac Watts

Observation : La seconde option pour le bassin supérieur considère un petit lac se formant en contremont du lac Watts. Le volume disponible est difficile à déterminer mais est estimé variant de 400 000 à 2 000 000 de mètres cubes. Pour trouver ces valeurs, le lac est considéré de forme pyramidale renversée à base triangulaire et de profondeur de un à cinq mètres. Finalement, la hauteur de chute brute s'élève ici à 370 mètres. Pour rivaliser avec la première option en terme de capacité, il est possible d'envisager une augmentation via la création, une fois de plus, d'une retenue d'eau. De hauteur cinq mètres et de largeur 750 mètres, elle pourrait accroître la taille du bassin pour obtenir près de 9,4 millions de mètres cubes.

Remarque : L'avantage indéniable de ces sites est, avant tout, la capacité très importante des bassins. En outre, l'absence de contraintes environnementales drastiques est un autre attrait qui appuie grandement l'intérêt de ces sites. En effet, tandis que, dans la plupart des projets hydrauliques à réservoirs, l'inondation de zones naturelles est désignée comme source de destruction de l'environnement, l'absence de faune et de flore dans cette région désertique semble laisser penser que la problématique en est atténuée. Par ailleurs, ces retenues sont créées sur des cours d'eau se jetant naturellement dans le lac Watts, ce qui ne perturbe pas le cycle de l'eau.

Limites des sites

Malgré la pertinence de ces sites, deux caractéristiques contraignantes peuvent être relevées :

- la distance les séparant de Katinniq et du réseau 25 kV qui impose donc la création de lignes haute tension et d'une route d'accès dont les coûts s'élèvent respectivement à 500 000 et 700 000 CAD/km. D'après les ingénieurs qui ont étudié le site 1, il serait possible d'utiliser une portion déjà existante de la route allant jusqu'à la Baie Déception. De cette manière, il resterait 25 km de route à créer et 40 km de ligne haute tension qui la longerait pour relier le lac à Katinniq. Avec ces hypothèses que l'on retient pour les deux sites, le prix des projets s'élève d'ores et déjà de à 37,5 MCAD d'investissement.
- la distance séparant les bassins supérieurs des bassins inférieurs. Respectivement de 2,9 et 7,1 kilomètres pour les sites 1 et 2, la longueur des tunnels à creuser pour installer les conduites forcées peuvent grandement affecter la faisabilité technique et économique, d'abord à cause des pertes charges (*voir Équation (2.2)*) puis à cause des volumes à excaver.

Remarque : La création de la route d'accès et de lignes haute tension pourrait être vue comme une opportunité d'installer des éoliennes à moindres coûts. En effet, il serait possible d'envisager la création d'un parc dans les régions avoisinant ces réseaux, permettant d'économiser le prix du raccord électrique et de la construction de la route. En revanche, cela

nécessiterait une étude complète du potentiel éolien mais aussi de l'opportunité que pourrait représenter le foisonnement pour la flexibilité du réseau.

Création des réservoirs supérieurs

Comme vu avec les Figures Figure 2.13 et Figure 2.14, l'accumulation de grands volumes d'eau dans les bassins supérieurs passe par la création de barrages. La construction d'un tel édifice représente un grand investissement qu'il s'agit d'estimer. Pour ce faire, on s'appuie à la fois sur les connaissances de Raglan concernant les dépenses liées aux travaux et sur la littérature présentant les différentes structures de retenues d'eau. À ce titre, la société des barrages des États-Unis (USSD) (2009) propose un rapport sur les matériaux composant les barrages en remblais. La Figure 2.15 qui y est disponible représente la section d'une retenue en remblais.

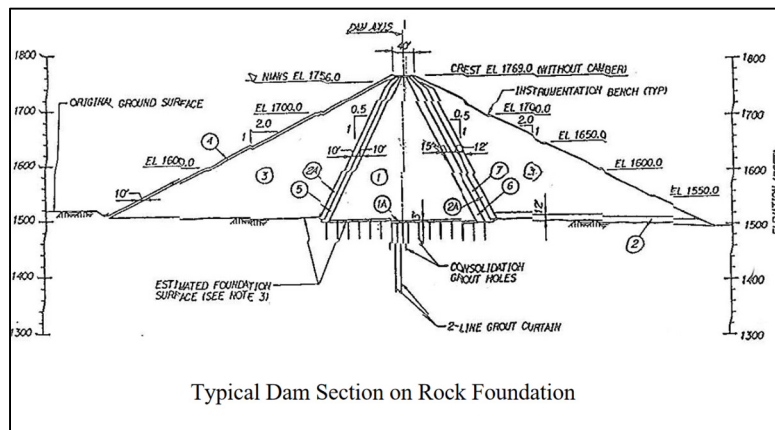


Figure 2.15 Section d'un barrage en remblais
Tirée de USSD (2009, p. 31)

Observation : Le barrage se compose d'un noyau dur, fait de matériaux lourds et compactés, et de remblais plus léger qui l'enveloppe sur toute sa longueur. En s'inspirant de cette coupe et des dimensions associées, il est possible d'estimer les volumes totaux du noyau et du remblais. Les barrages des sites 1 et 2 sont respectivement de longueur 200 et 750 mètres et de hauteur 30 et 5 mètres. En rapportant à l'échelle les longueur des bases il est possible d'estimer les sections et donc les volumes totaux (voir Tableau 2.5).

Tableau 2.5 Volumes des noyaux et des remblais
des barrages des sites 1 et 2

	Noyau (m^3)	Remblais (m^3)
Barrage site 1	100 000	228 000
Barrage site 2	12 000	27 000

Observation : Bien que la retenue du site 2 soit quasiment quatre fois plus longue que celle du site 1, sa hauteur bien plus faible divisée par 8,5 les volumes nécessaires pour sa construction. Comme remarqué dans la partie 4.2.1, cette différence mène, en partie, à favoriser l'utilisation du site 2.

Topologie générale des sites 1 et 2

Après avoir déterminé les paramètres principaux du site (chute, capacité, longueur des conduites), la méthodologie tend à étudier la topologie associée. Ce point est certainement l'un des plus complexes à considérer et nécessite d'imposer certains choix. En l'occurrence, la hauteur de chute est le premier paramètre sur lequel s'appuie le dimensionnement de la topologie. En effet, c'est un bon indicateur pour choisir le type de turbines, de telle manière que pour des hauteurs de 160 et 370 mètres, les modèles les plus adéquates sont respectivement une Francis et une Pelton. En effet, il est considéré ici qu'au-delà de 300 mètres de chute, l'utilisation des Francis nécessite des géométries particulières. Les Pelton quant à elles peuvent tout à fait fonctionner normalement d'une centaine à plus d'un millier de mètres (Sabourin, s. d.-b). Ce premier paramètre peut faciliter la prise de décision qui s'ensuit. Par exemple, le choix d'utiliser des turbines réversibles pour éviter l'achat de pompes peut être envisagé. En l'occurrence, pour le site 2, la question ne se pose pas puisque les machines à action Pelton ne peuvent fonctionner qu'en mode turbine. Ainsi, le réseau hydraulique doit spécifiquement disposer de pompes. En revanche, pour le site 1, il est envisageable d'utiliser la réversibilité des Francis. En effet, en tant que machine à réaction, il est possible de les utiliser en mode pompe en inversant le sens de rotation. De cette manière, les Francis agissent comme des pompes centrifuges. En revanche, les turbines prévues pour cet emploi doivent être

dimensionnées et construites de manière particulière car l'utilisation des deux modes modifie singulièrement leurs performances et leur comportement. Ainsi, en considérant ces deux cas, il est choisi, pour simplifier l'étude, de dissocier les turbines et les pompes ; et plus encore de dissocier les ensembles {turbines + génératrices} des ensembles {pompes + moteurs}. Finalement, dans la même approche, il est considéré que les turbines et les pompes disposent de leurs propres conduites forcées. Ainsi, on retient l'hypothèse selon laquelle chaque turbine et chaque pompe peut fonctionner de manière simultanée. La Figure 2.16 représente alors les topologies générales des sites 1 et 2.

Remarque : Bien que l'étude ne porte pas sur les régimes transitoires, une telle hypothèse permet d'affirmer que la flexibilité, la rapidité et la stabilité du réseau s'en trouvent renforcées.

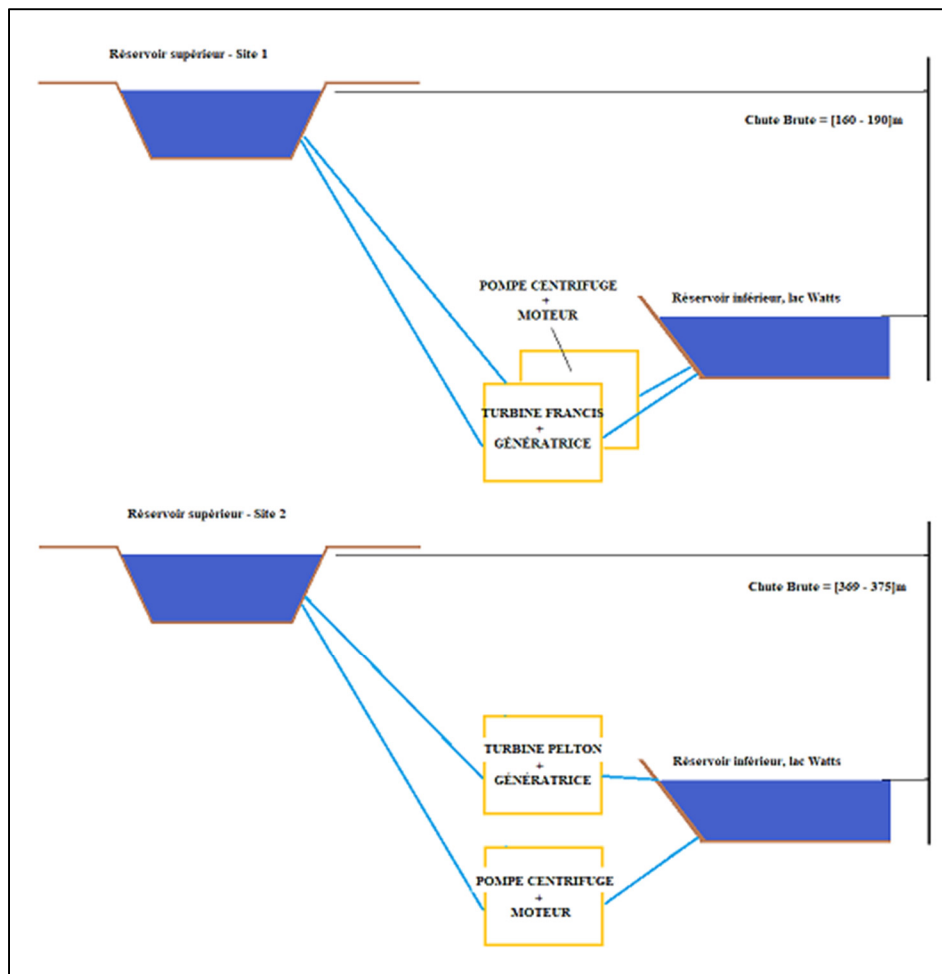


Figure 2.16 Topologie schématisée des STEP - sites 1 et 2

Observation : Concernant le modèle de pompe, il est choisi d'utiliser des machines centrifuges. Ces dernières ont une géométrie semblable à celle des turbines Francis à la différence que le sens de rotation inversé tend à aspirer l'eau à travers la roue.

Remarque : Pour revenir sur la méthodologie du dimensionnement, on note que cette série d'hypothèses posées est un exemple des choix envisageables lorsqu'il s'agit de dimensionner une STEP. Dans le cas de cette étude, puisqu'il s'agit d'un prédimensionnement, il est possible de faire des hypothèses simplifiées, comme ci-dessus, puisqu'on ne dispose pas d'informations supplémentaires influençant la direction des décisions. Par exemple, la connaissance exacte de la topographie pourrait déterminer le besoin de réduire au maximum la taille de la centrale électrique. Dans cette mesure, il aurait pu être envisagé d'utiliser la même machine électrique comme moteur et génératrice pour un couple de {pompe + turbine}.

À présent que les sites 1 et 2 sont présentés et que les premières notions liées à la topologie ont été posées, il est possible d'étudier le troisième site. En s'appuyant sur les notions déjà vues, on peut le présenter en axant les commentaires sur sa caractéristique principale, puisqu'il s'agit d'un site souterrain.

2.4.3 Présentation du site 3 – Mine 2

À l'instar de la partie précédente, on présente ici toutes les caractéristiques du site comme l'emplacement, la hauteur de chute et la capacité des réservoirs en axant une partie de l'étude sur les travaux nécessaires à la création du bassin inférieur. En effet, l'étude des galeries de la mine est l'élément qui permet de déterminer le volume d'eau utilisable pour le stockage. Ensuite, une partie se concentre sur les contraintes du site qui imposent un ensemble de choix à mener liés à la topologie de la mine qui est schématisé, elle-aussi, par un dessin. Pour finir, une dernière section rappelle toutes les limites des hypothèses et les contraintes liées à la nature des STEP souterraines déjà présentées dans la revue de littérature, partie 1.2.1.

Emplacement et caractéristiques du site

À 8.6 km à l'Est de Katinniq se trouve Mine 2, le site d'extraction le plus profond de Raglan, descendant jusqu'à 860 mètres sous la surface. Bien qu'il soit encore en fonctionnement, il est prévu de cesser ses activités en été 2022. Il est d'ailleurs intéressant de noter qu'il reprend le principe de fonctionnement des STEP souterraines (UPHS) déjà évoqués puisqu'en plus d'utiliser les anciennes galeries pour le bassin inférieur, il est possible d'utiliser l'entrée de la mine en guise de réservoir supérieur. De forme conique, ce dernier crée un bassin naturel comme l'illustre la Figure 2.17, ci-dessous, qui est une représentation en trois dimensions de l'entrée de la mine.

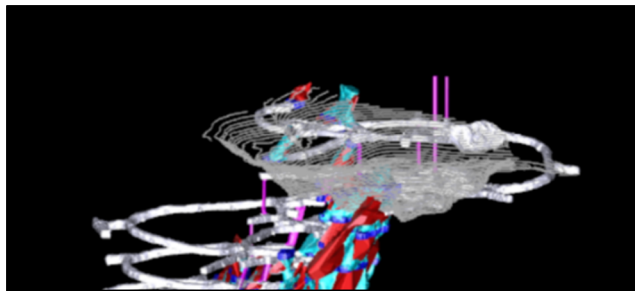


Figure 2.17 Plan 3D de la surface de Mine 2

Observation : On comprend alors qu'en obstruant l'entrée des galeries, il est envisageable de stocker un grand volume d'eau. Bien qu'il soit difficile à estimer, on considère que le paramètre limitant se trouve être le volume du bassin inférieur. L'hypothèse veut en revanche que la hauteur du fil d'eau varie entre les niveaux 1550 et 1500 mètres.

Remarque : Les niveaux de la mine sont donnés de 1550 (niveau le plus haut) à 690 (niveau le plus bas). Ils ne représentent pas l'altitude exacte par rapport au niveau de la mer mais, du reste, sont donnés en mètres. Le potentiel maximal de chute s'élève donc à 860 mètres.

Création du réservoir inférieur

Concernant le bassin inférieur, la difficulté est de déterminer la capacité volumique existante et l'amplitude des travaux associés. Pour cela, une méthodologie est appliquée, utilisant les plans de la mine en deux dimensions fournis par Raglan. L'ANNEXE V décrit la méthode

utilisée afin d'obtenir l'évolution de la quantité d'eau qu'il est possible de stocker sous terre en remontant étage par étage. La Figure 2.18 illustre cette évolution ainsi que le volume à excaver pour obtenir ces quantités.

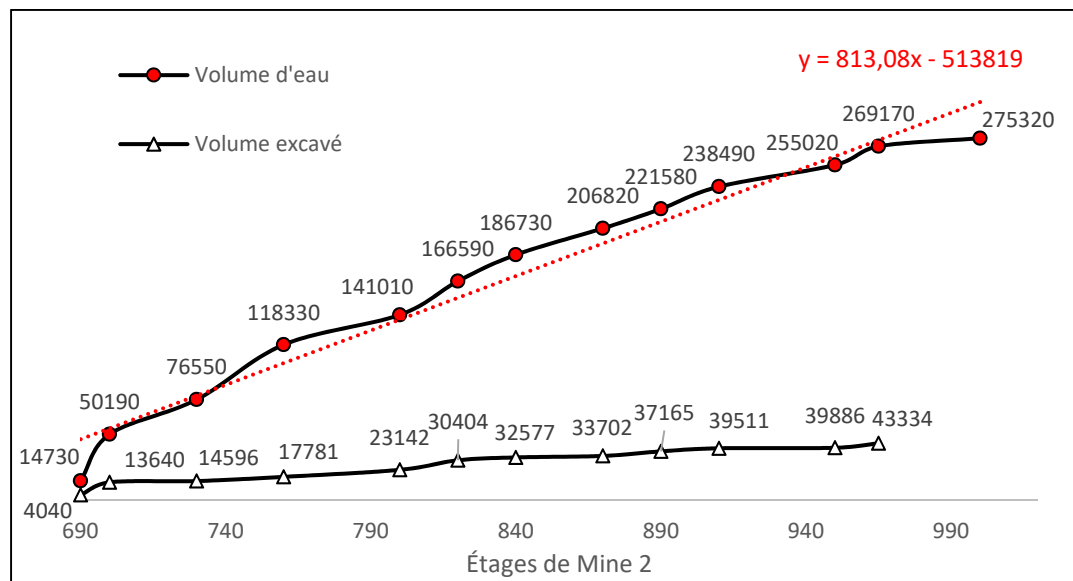


Figure 2.18 Évolution du volume d'eau stockable en fonction des étages noyés

Observation : Du fond de la mine (niveau 690) au niveau 1000 le volume d'eau stockable par noyage des galeries est linéaire et atteint une capacité de 275 000 mètres cubes à condition d'excaver 43 000 mètres cubes de roche. Cette augmentation linéaire est un avantage certain pour les simulations à venir car il est alors possible de relier simplement la capacité à la hauteur d'eau du bassin. Ainsi, il est possible de représenter le bassin inférieur comme un cylindre de section 965 m² et de longueur 310 mètres. On note alors qu'il s'agit d'une forme toute particulière pour un bassin d'eau. En effet, dans le cas d'un volume d'eau naturel classique, sa section se veut bien plus grande que sa profondeur.

Remarque : Comme expliqué dans l'ANNEXE V, il est envisagé de pouvoir étendre le volume total en creusant de nouvelles galeries. Le coût total d'excavation s'élevant à 396 CAD/m³ d'après les données fournies par Raglan et en accord avec l'article de Madlener & Specht (2020) traitant du sujet, l'enjeu de ce site 3 va être de trouver le juste milieu entre autonomie de fonctionnement et coûts en génie civil.

Topologie générale du site 3

En considérant que le remplissage du bassin inférieur s'arrête au niveau 1000, la différence d'altitude minimale entre les deux fils d'eau est de 500 mètres. Ainsi, à l'instar du site 2, il est choisi d'installer une turbine Pelton. En revanche, étant une machine à action elle doit nécessairement se situer au-dessus du bassin inférieur pour permettre à l'eau de s'écouler naturellement dans le réservoir après avoir actionné la roue. Ainsi, la turbine est au mieux installée au niveau 1000, limitant la chute brute à 550 mètres. La Figure 2.19, ci-dessous, schématise la topologie envisageable. De plus, le choix se porte à nouveau sur l'utilisation des machines centrifuges pour le réseau de pompage de l'eau.

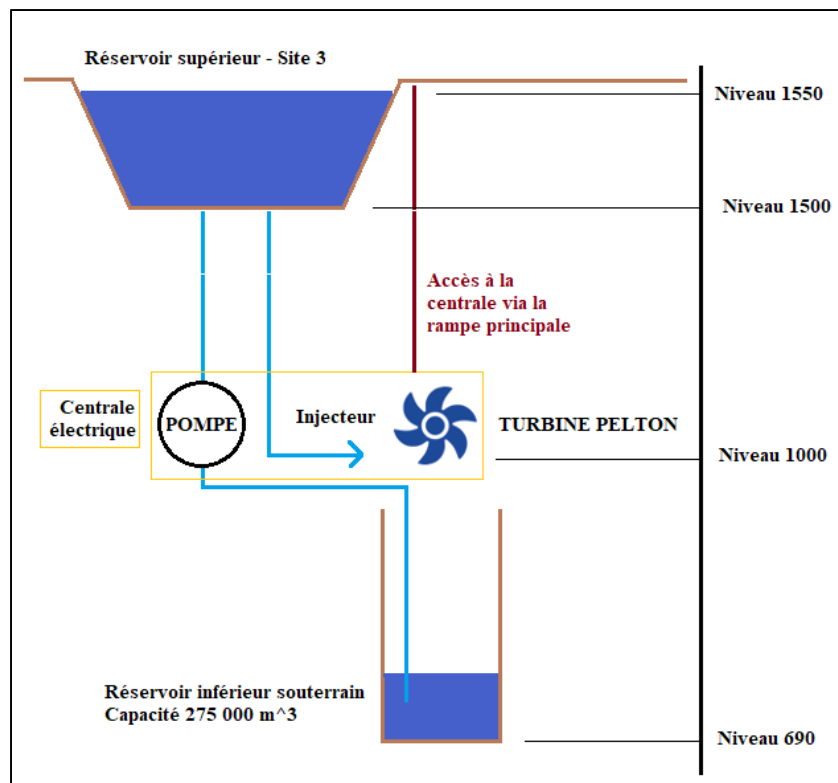


Figure 2.19 Topologie de la STEP - site 3

Observation : La chute brute vue par la turbine Pelton est la différence d'altitude entre le fil d'eau du bassin supérieur et la roue. Elle varie donc entre 550 et 500 mètres. À l'inverse, pour les pompes centrifuges, la chute brute à compenser est la différence d'altitude entre les fils

d'eau des deux bassins. Elle varie donc entre 500 et 860 mètres, ce qui représente une large plage de valeurs.

Remarque : Il est possible d'envisager un élargissement du bassin inférieur via l'excavation de volumes supplémentaires. Dans ces conditions, la contrainte limite est financière puisqu'il est estimé, grâce aux données de Raglan, que le marinage d'un mètre cube de roche coûte 396 CAD. Ainsi, les simulations présentées dans les chapitres 3 et 4 visent à trouver le point optimum entre la capacité naturelle choisie, la hauteur de chute obtenue et l'extension du réservoir par l'excavation de matériaux supplémentaires.

Avant de conclure sur la topologie de la STEP, il est nécessaire de traiter un dernier point qui est capital pour l'intérêt de ce site. Il s'agit de la méthode de branchement des pompes centrifuges qui, comme représentée sur la Figure 2.19, est dite en 'aspiration'. Dans cette configuration, la pompe est surélevée par rapport au bassin inférieur et aspire l'eau grâce à une conduite forcée dont l'entrée repose au fond des galeries. À cet égard, le rapport (KSB Aktiengesellschaft, 2005), qui traite très exhaustivement de l'utilisation des pompes centrifuges, illustre parfaitement ce mode de fonctionnement à la page 16.

L'intérêt de ce branchement est simple. En effet, même après la construction de la STEP, il faut avoir accès à la centrale électrique pour assurer l'opération et la maintenance des appareils. Pour la turbine, d'abord, l'accès est immédiat grâce à la partie supérieure non noyée des galeries existantes. En revanche, si la pompe venait à être disposée au fond de la mine, en mode charge, (*voir* (KSB Aktiengesellschaft, 2005), p.17), il aurait fallu créer une nouvelle rampe d'accès pour l'atteindre, ce qui réduit tout l'intérêt du site utilisant les anciens tunnels. Ainsi, en favorisant l'aspiration de l'eau, il est possible de retenir l'hypothèse selon laquelle les pompes peuvent être installées dans la même centrale électrique que les turbines, ce qui assure l'accès et leur entretien sans surcoût au niveau du génie civil.

Cette dernière remarque conclut donc cette section sur la topologie toute particulière de la STEP souterraine. Toutefois, il faut garder à l'esprit que cette technologie innovante est encore

en développement. La partie suivante liste donc les limites liées au sujet ; limites qu'on attribue principalement au manque de connaissances.

Limites du site

Pour finir sur ce site de Mine 2, il est nécessaire d'évoquer les hypothèses et les limites qu'il s'agit de surpasser pour un tel projet. En effet, comme vu dans la revue de littérature, la faisabilité technique des STEP souterraines reste un vaste sujet de débat. Plusieurs contraintes doivent être étudiées et surpassées. Toutes les références sur le sujet sont présentées dans la partie 1.2.1.

Parmi les contraintes évoquées, on retrouve la question de la résistance des structures souterraines qui doivent être en mesure de soutenir la charge hydraulique et les hautes pressions. Par ailleurs, la nature de la roche représentée par la porosité et la perméabilité, entre autres, doit limiter les fuites et la dispersion de l'eau dans les roches. De plus, il faut également se pencher sur la modification chimique possible de l'eau due au contact avec les résidus rocheux de la mine. Encore peu étudiée, cette question est toutefois importante d'un point de vue environnemental, dans le cas de fuites d'eau, et d'un point de vue technique pour la dégradation des machines hydrauliques. Finalement, noyer les galeries de la mine suppose de les vider des toutes infrastructures humaines telles que les réseaux d'eau, d'électricité et de ventilation qui parcourent les tunnels.

En conclusion, imaginer l'installation d'une STEP souterraine requiert un large panel d'études complémentaires afin d'assurer la viabilité technique, économique et environnementale du projet. Dans le cadre de ce mémoire, ces points sont volontairement mis de côté mais doivent rester à l'esprit pour questionner l'intérêt réel du site.

Résumé des sites

Le Tableau 2.6 résume tous les paramètres importants et faits saillants relatifs à chaque site.

Tableau 2.6 Récapitulatif des paramètres des sites étudiés pour implanter la STEP

	Site 1 lac Walls	Site 2 lac Walls	Site 3 Mine 2
Chute brute vue par les turbines (m)	190 – 160	375 - 369	550 – 500
Chute brute vue par les pompes (m)	190-160	375 - 369	860 - 500
Capacité des bassins supérieurs (m^3)	8 270 000	9 400 000	/
Capacité des bassins inférieurs (m^3)	/	/	275 000
Longueur des conduites (m)	2 900	7 100	500 (turbines) 860 (pompes)
Longueur des lignes HT à créer (km)	40	40	0
Longueur de la route à créer (km)	25	25	0
Avantages	. Grande capacité	. Grande capacité	. Haute chute . Localisation
Contraintes	. Longueur des conduites . Localisation	. Longueur des conduites . Localisation	. Faible capacité . Les contraintes physiques et environnementales
Création d'un barrage (m^3)	100 000 (noyau) 228 000 (remblais)	12 000 (noyau) 27 000 (remblais)	0
Excavation souterraine des bassins (m^3)	0	0	44 000
Type de turbine	Francis	Pelton	Pelton
Type de pompe	Centrifuge	Centrifuge	Centrifuge

Observation : Bien que chaque site ait ses propres avantages et ses propres inconvénients, il s'avère que le paramètre le plus limitant, lorsqu'il s'agit d'assurer un très haut taux d'intégration renouvelable, est l'autonomie et donc la capacité de la STEP. En effet, dans la plupart des études dédiées au sujet, le système fonctionne avec un stockage dit journalier, exigeant rarement plus de 10 à 20 heures d'autonomie. En revanche, dans le cas d'un réseau déconnecté et majoritairement renouvelable, les besoins sont foncièrement plus importants. Il s'agit certainement d'une des observations les plus importantes ; observation qui est renouvelée et illustrée dans les parties 4.2.1 et 4.2.2.

Remarque : Pour conclure sur cette partie, on note que le calcul des volumes d'eau se fait sans prendre en compte d'éventuelles fuites ni le remplissage par la pluie ou la fonte des neiges. Il est toutefois attendu que ce dernier paramètre ait une vraie influence positive sur le fonctionnement de la STEP. Pour l'estimer, une étude hydrologique pourrait être menée.

Par ailleurs, la question du gel n'est pas abordée non plus. Avec une température locale de -10°C en moyenne, il faut s'attendre à ce que le gel pose des soucis techniques. En effet, bien que l'eau dans les bassins ne gèle qu'à la surface sur une épaisseur d'un mètre, il est probable que l'humidité dans les passages hydrauliques puisse amener des complications. En effet, si une conduite ou une turbine est arrêtée depuis un temps allongé, il est possible que le gel accumulé réduise les performances globales et détériore les matériaux. Encore une fois, ces considérations sont laissées de côté pour la suite de l'étude bien qu'elles méritent une étude complémentaire.

À ce stade de l'étude, les caractéristiques principales des sites sont connues ainsi que les hypothèses générales sur les topologies des STEP. Pour aller plus loin dans leur définition, on se concentre à présent sur le dimensionnement des conduites forcées et le calcul des pertes de charge.

2.4.4 Dimensionnement des pompes/turbines et hypothèses sur les topologies

Cette partie se divise en trois sections aux objectifs différents. La première, purement théorique, introduit les notions fondamentales nécessaires au dimensionnement exact des turbines Francis et Pelton. Bien que cet exercice ne soit pas nécessaire à l'échelle de ce projet, il s'agit d'un des points les plus importants du dimensionnement. L'idée est donc d'introduire le sujet et de rediriger le lecteur vers des études complétant la méthodologie. Ensuite, les deux parties suivantes reviennent sur l'objectif principal du mémoire en définissant les dernières caractéristiques de la topologie qui n'ont pas encore été abordées. À partir des hypothèses posées, il est alors possible de calculer les pertes de charge des écoulements et les diamètres des conduites forcées.

Dimensionnement des turbines et des pompes

La totalité du fonctionnement de la STEP et de ses performances est régie par les caractéristiques de pompes et de turbines. Leur dimensionnement est donc le centre du problème pour une étude visant à créer un système hydraulique. À ce titre, les turbines sont tellement importantes qu'il s'agit, pour la plupart du temps, de machines créées sur mesure pour que les dimensions conviennent aux caractéristiques du site et aux besoins du réseau. Puisqu'il est ici question du dimensionnement de turbines Francis et Pelton, il faut distinguer la méthodologie employée pour ces deux machines.

- En effet, le dimensionnement de la première s'appuie sur un outil déjà évoqué dans la revue de littérature : la colline de rendement. En laboratoire sont créés des modèles réduits de turbines de formes différentes. Pour une chute donnée sont alors calculées les puissances et les rendements obtenus pour une multitude de débits et de vitesses de rotations. La représentation graphique de ces points de fonctionnement s'appelle la colline. Elle est propre à la forme du modèle réduit et à sa chute de sorte que, en factorisant toutes ses dimensions par un même nombre, son comportement est identique et donc sa colline de rendement également. C'est le principe de similitude hydraulique. Ainsi, à partir de catalogues de modèles réduits, il est possible de sélectionner la turbine la plus adéquate au site étudié et d'en déterminer les dimensions réelles pour le projet.

Pour compléter le sujet, des exemples concrets explicitent la méthodologie dans le cours d'énergie hydraulique proposé par Mr. Sabourin, professeur à l'ÉTS de Montréal (Sabourin, s. d.-a).

- Pour le cas des Pelton en revanche, le dimensionnement se fonde sur des lois empiriques qui permettent, à partir de la chute et de la puissance électrique désirée, de connaître l'intégralité des dimensions de la roue, jusqu'à la taille même de la chambre électrique la contenant. À l'inverse des collines de rendement et des dimensions des modèles réduits de Francis associés, les lois empiriques permettant le dimensionnement des Pelton sont connues. À ce propos, le cours obtenu sur le site de l'Université de Science et de Technologie de Norvège (NTNU, 2020), contient la totalité de la méthodologie à employer.

Comme expliqué plus tôt, il s'avère que les dimensions exactes n'ont pas besoin d'être connues pour une simple étude de faisabilité technique. En effet, en partant du principe que les machines peuvent être construites sur mesure pour répondre aux contraintes des sites, on retient l'hypothèse que seules la puissance installée et la topologie ont un intérêt pour prouver la viabilité d'un site.

Remarque : Concernant les pompes centrifuges, le principe est similaire aux turbines Francis puisqu'il s'agit de machines à réaction et de géométrie semblable. En revanche, le dimensionnement se fonde plus couramment sur l'étude des courbes caractéristiques de la pompe et la recherche du point de fonctionnement permettant de la raccorder au réseau hydraulique qui est également régit par une courbe caractéristique. Le document « détermination des pompes centrifuges » (KSB Aktiengesellschaft, 2005) traite de manière approfondie de ce sujet et de la méthode employée afin de les dimensionner en tenant compte du réseau hydraulique.

Hypothèses sur la topologie commune aux trois sites

Bien que le dimensionnement exact des machines électriques ne soit pas nécessaire, il faut porter attention à la topologie de la STEP car ce sont ces caractéristiques qui définissent le

fonctionnement de la technologie. En effet, toutes les informations liées au nombre de conduites forcées, au nombre de machines électromécaniques et à leurs raccords permettent de décrire les plages de puissance accessibles et l'envergure des travaux en génie civil. Ainsi, pour conclure, il faut définir la topologie de la STEP pour pouvoir simuler son fonctionnement via des algorithmes et évaluer son coût d'investissement.

Ce travail se découpe en deux morceaux. Le premier, pour lequel cette partie est dédiée, vise à établir toutes les hypothèses importantes liées à la topologie commune à chaque site, tandis que le second, traité dans la section suivante, vise à dimensionner les conduites forcées et l'écoulement.

Ainsi, il a été établi que les turbines installées sont respectivement des Francis pour le site 1 et des Pelton pour les sites 2 et 3. Ensuite, il est choisi d'installer des machines centrifuges pour pomper l'eau. Il est alors décrété que les conduites forcées utilisées pour les turbines sont distinctes de celles utilisées pour les pompes. Par ailleurs, chaque machine hydraulique est raccordée à sa propre machine électrique. Grâce à ces deux hypothèses, les machines peuvent fonctionner indépendamment les unes des autres et donc, à fortiori, simultanément.

À ce stade, il reste à déterminer le nombre de conduites forcées et le nombre de machines à installer par conduite. Mais avant cela, il est préférable de discuter des types de raccords choisis entre les machines hydrauliques et les machines électriques. Pour ce projet, il est choisi de fonctionner avec des ensembles à vitesse variable. Comme expliqué dans la revue de littérature, ceux-ci permettent de fonctionner avec une large gamme de puissances en maintenant un rendement élevé. Par exemple, pour les Francis, fonctionner à vitesse variable permet de se déplacer sur la colline pour chercher les meilleurs rendements. La prise de charge ne se fait donc plus à vitesse constante mais bien à vitesse progressive pour fonctionner avec une plus grande efficacité. Grâce à cela, il est possible de fonctionner de 60 à 100% de la puissance nominale avec un rendement variant entre 90 et 94% pour une Francis standard. Ainsi, considérant que les pompes centrifuges fonctionnent sur un principe semblable, on retient l'hypothèse qu'elles aussi peuvent varier de 60 à 100% avec un rendement de 92%.

Remarque : Les turbines Pelton ont un rendement maximal supérieur à celui des Francis puisqu'il atteint les 96%. En revanche, pour ne pas surévaluer le rendement sur la plage totale de puissance atteignable à vitesse variable, il est choisi de considérer un rendement également constant à 92%. Ainsi, pour les trois sites, le rendement global de la STEP peut être estimé à $0,92 \times 0,92 = 0,85$, ce qui est conforme aux rendements évoqués par l'IHA (2021c). En outre, le rendement des machines électriques, en moteur, comme en génératrices, est fixé à 98%.

Remarque : La nature du raccord à vitesse variable n'est pas détaillée. Aussi, il pourrait tout autant s'agir d'un ensemble {Machine Synchrone + Convertisseurs de Fréquence} ou un ensemble {Machine Asynchrone + Convertisseurs de Puissance}. On considère, en accord avec la revue de littérature, que ces deux technologies sont suffisamment semblables techniquement et économiquement pour être confondues à cette échelle de précision.

À présent, il est possible de revenir sur la question du nombre de conduites forcées à installer. L'intérêt de disposer de plusieurs conduites est de subdiviser la puissance totale et d'installer des machines de moindre puissance pouvant fonctionner simultanément. Ainsi, logiquement, plus le nombre de conduites est creusée, plus la STEP est flexible dans les puissances qu'elle peut produire. C'est un paramètre important pour le réseau car, avec un taux aussi élevé d'énergie intermittente dans le mix énergétique des trois scénarios, il apparaît évident que l'énergie à produire par les turbines et à injecter par les pompes pourra varier très vite et sur la totalité de la plage de puissance couverte par la production éolienne et la demande énergétique. Ainsi, le nombre de conduites installées est guidé par les contraintes suivantes :

- pouvoir produire toutes les puissances allant de zéro au pic de demande du réseau,
- pouvoir injecter le plus de puissance possible due à la surproduction éolienne pour le pompage de l'eau.

Ainsi, puisque les machines à vitesse variable permettent un fonctionnement à rendement élevé de 60 à 100% des puissances installées, il est au minimum possible d'installer deux conduites pour les turbines et deux conduites pour les pompes. En effet, en actionnant les diverses unités

avec des charges bien définies, on obtient une balance entre la production et consommation qui permet d'obtenir toutes les plages de puissances désirées allant de la puissance totale des pompes à la puissance totale des turbines. Pour conclure, installer quatre conduites est le minimum nécessaire pour pouvoir disposer de la pleine gamme de puissance de la STEP.

Par ailleurs, d'un point de vue financier, il serait moins rentable d'en installer plus que quatre. Bien que la flexibilité s'en trouve accrue, les coûts en génie civil deviennent plus importants encore. On retient donc l'hypothèse d'une topologie à quatre conduites forcées.

Remarque : En réalité, cette hypothèse retenue est forte et pourrait être reconsidérée puisqu'il serait tout à fait pertinent, quitte à accroître les coûts, de préférer installer trois conduites par turbines et par pompes. Par ailleurs, d'un point de vue économique, ce résultat n'est pas évident non plus et dépend des choix posés. L'ANNEXE VI présente le dimensionnement des conduites forcées et permet de conclure sur ce point précis.

Pour finir, il reste à considérer le nombre de pompes et de turbines à installer en série pour chaque conduite forcée. Concernant les turbines tout d'abord, l'intérêt est de maximiser la chute sans joncher les conduites d'obstacles afin d'éviter les pertes de charge. Ainsi, chacune des deux conduites prévues à cet effet doit disposer d'une seule turbine installée à son plus bas niveau. Concernant les pompes en revanche, le choix est plus complexe car ce sont des machines généralement moins puissantes qui peuvent nécessiter de diviser la chute en plusieurs étages. Pour autant la question peut être laissée de côté tant que les courbes caractéristiques des modèles ne sont pas connus. Par ailleurs, il n'est pas nécessaire d'en connaître le nombre pour simuler le fonctionnement de la STEP. En effet, pour dix mégawatts de pompes en série, un branchement en 2x5 MW ou en 4x2,5 MW n'affecte pas le fonctionnement. Pour reprendre l'analogie avec les grandeurs électriques, le résultat est le même puisque la puissance absorbée reste de 10 MW et que le débit est constant sur tout le réseau en série à l'instar du courant dans les fils électriques.

Bien que cette partie soit relativement lourde, on retient pour l'essentiel l'installation de quatre conduites sans considérer le nombre de machines qui y sont raccordées. C'est à présent grâce à ces informations qu'il est possible de dimensionner la taille des conduites forcées, ce qui est une étape nécessaire car, l'objectif parallèle est d'évaluer l'importance des pertes de charge.

Dimensionnement des conduites forcées

Pour le dimensionnement des conduites forcées, l'ANNEXE VI présente la méthodologie employée en passant par le calcul des pertes de charge linéaires et l'estimation des coûts de génie civil associés. En limitant les pertes de charge à 10% de la chute brute minimale, c'est-à-dire respectivement 16, 37 et 50 mètres pour les sites 1, 2 et 3, il est possible de fixer un diamètre précis et les coûts engendrés. La Figure 2.20 présente ces résultats pour les conduites des turbines et des pompes pour les trois sites et les trois scénarios.

			m	m/s	10 ⁶	m	m	MCAD	MCAD
			D	U	Reynolds	Pertes charges	Chute nette minimale	Coûts excavation	Coûts totaux
SITE 1	Sc 1	Turbines	1,98	4,59	5,51	15,7	144,3	7,07	13,05
		Pompes	1,82	4,42	4,87	15,8	175,8	5,98	
	Sc 2	Turbines	1,64	4,18	4,16	15,8	144,2	4,85	8,96
		Pompes	1,51	4,01	3,67	15,7	175,7	4,11	
	Sc 3	Turbines	1,18	3,55	2,54	15,8	144,2	2,51	4,65
		Pompes	1,09	3,39	2,24	15,5	175,5	2,14	
SITE 2	Sc 1	Turbines	1,43	3,81	3,30	36,7	333,3	9,03	16,73
		Pompes	1,32	3,63	2,90	36,1	406,1	7,70	
	Sc 2	Turbines	1,19	3,43	2,48	35,9	334,1	6,25	11,50
		Pompes	1,09	3,33	2,20	36,8	406,8	5,25	
	Sc 3	Turbines	0,86	2,89	1,51	35,2	334,8	3,27	6,02
		Pompes	0,79	2,79	1,33	35,6	405,6	2,76	
SITE 3	Sc 1	Turbines	1,5	2,56	2,33	1,1	498,9	0,70	1,91
		Pompes	1,55	1,95	1,83	1,0	501,0	1,21	
	Sc 2	Turbines	1,2	2,50	1,82	1,3	498,7	0,45	1,29
		Pompes	1,29	1,76	1,37	1,0	501,0	0,84	
	Sc 3	Turbines	0,9	1,96	1,07	1,1	498,9	0,25	0,69
		Pompes	0,93	1,49	0,84	1,0	501,0	0,44	

Figure 2.20 Dimensionnement des conduites forcées, pertes de charge et coûts d'excavation

Observation : Outre les observations techniques déjà évoquées dans l'ANNEXE VI, il est intéressant de remarquer l'intérêt de cette étude. En premier lieu, elle permet d'affirmer la viabilité technique des sites étudiés, ce qui est loin d'être évident lors que les bassins sont espacés de plusieurs kilomètres. Par ailleurs, outre l'estimation des coûts qui sont réutilisés dans la partie suivante dédiée aux paramètres économiques, l'intérêt est de décrire la méthode de calcul des pertes de charge utilisée dans la simulation MATLAB et représentée dans l'algorithme de la Figure 3.3, partie 3.3.1.

Remarque : La méthodologie utilisée permet de challenger le choix d'installer quatre conduites par STEP. Il s'avère que pour un même CAPEX, l'installation de six conduites mène seulement à des pertes de charge légèrement plus importantes ; de l'ordre de quelques mètres pour le site 1. Puisqu'ici, la règle choisie est de ne pas dépasser les 10% de pertes, on reconduit l'hypothèse initiale. Pour autant, il est prouvé que sa légitimité n'est pas absolue et mériterait une étude plus approfondie.

L'estimation des coûts de marinage pour la réalisation des conduites forcées mène à la dernière partie de ce chapitre qui vise à établir les CAPEX et OPEX des STEP en fonction, notamment, de leur site.

2.4.5 Données financières relatives aux STEP

À l'instar des parties similaires rédigées pour les génératrices thermiques et les éoliennes, les sections suivantes visent à déterminer les paramètres financiers qui permettront, a posteriori, dans le chapitre 3, d'estimer les coûts de chaque simulation. Il s'agit donc d'une recherche généralisée à cette étape de la méthodologie.

Coûts d'investissement

Déterminer les coûts d'investissement d'un projet de STEP est particulièrement complexe dans la mesure où celui-ci est grandement dépendant du site d'installation. Pour une même puissance installée, l'amplitude des travaux en génie civil, la distance des raccords électriques

ou encore la création de routes d'accès sont des facteurs centraux. Il n'est donc pas forcément concluant d'appliquer un simple modèle exprimant le CAPEX en CAD/kW ou en CAD/kWh, comme on le trouve communément dans la littérature.

Pour autant, il est intéressant de parcourir les rapports bibliographiques pour s'appuyer sur des décompositions de coûts et de les remanier afin d'approcher des dépenses réalistes pour chaque site proposé dans la partie précédente. L'ANNEXE VII présente les articles et rapports utilisés ainsi que les hypothèses posées pour déterminer un tableau des coûts adaptables aux différents emplacements. La Figure 2.21 présente la table de calcul regroupant les catégories de dépenses et les paramètres financiers utilisés pour déterminer les CAPEX des STEP.

Site :										
Scénario :										
Tableau :		Quantités		Prix/unité		Source	X	Prix		
Réservoir inférieur	Excavation	0	m3	396	CAD/m3	Raglan	1	0	CAD	
	Barrage compacté	0	m3	50			1	0		
	Barrage remblais	0	m3	20			1	0		
Reservoir supérieur	Excavation	0	m3	396	CAD/m3	Raglan (R. Madlener, 2020)	1	0	CAD	
	Barrage compacté	0	m3	50			1	0		
	Barrage remblais	0	m3	20			1	0		
Tunnels		Excavation	0	km	396	CAD/m3	Raglan	1	0	CAD
Route		Création	0	km	700 000	CAD/km	Raglan	1	0	CAD
Ligne HT		Création	0	km	500 000	CAD/km	Raglan	1	0	CAD
Centrale électrique	electromécanique	0	kW	600	USD/kW	(Montgrid et al, 2020)	1	0	CAD	
	Structure CÉ					(ORNL, 2022)				
	Excavation CÉ	0	kW	97	USD/kW	(Black & Veatch, 2012)	2	0	CAD	
COÛTS DIRECTS								0	MCAD	
Ingénierie et gestion construction						25 % des coûts directs				
Coûts financiers (contingences et assurances)										
Coûts développement (permis, licences, acquisition du site)										
COÛTS INDIRECTS								0	MCAD	
COÛTS TOTAUX						0			MCAD	

Figure 2.21 Gabarit de décomposition des coûts d'installation d'une STEP

Observation : La décomposition utilisée permet d'observer que les paramètres liés à la création de la route, des lignes hautes tensions et des réservoirs sont fixes pour chaque site et ne dépendent donc pas de la puissance installée. En revanche, les dépenses liées à la centrale électrique et à la création des conduites forcées le sont directement et indirectement.

Toutefois, les coûts des conduites ont déjà été déterminés pour les différents sites et pour les puissances installées de 40, 25 et 10 MW en pompes et en turbines. Logiquement, il faudrait donc garder ces puissances ce qui permettrait d'accéder directement aux coûts liés aux centrales électriques. Pour autant, cette méthode retirera toute possibilité d'optimisation de la puissance installée pour chercher à réduire au mieux les coûts tout en répondant aux exigences du réseau. Ainsi, l'hypothèse est posée selon laquelle les coûts d'excavation des conduites forcées restent fixes même si la puissance, et donc *a fortiori* le débit, changent.

Remarque : Bien qu'il est d'ores et déjà possible de présenter les coûts fixes de chaque site, ce travail est présenté dans la partie résultats pour ne pas se répéter et alourdir la lecture du rapport. Ainsi, tous les détails liés aux calculs sont donnés dans le chapitre 4 parties 4.2.1 et 4.2.2.

Remarque : La durée de vie des STEP étant estimée à plus de cinquante ans, la question du renouvellement touche uniquement les machines hydrauliques et électriques qui ont, généralement, une durée de vie supérieure à 20 ans. Ainsi, avec une installation prévue au mieux en 2023, aucun CAPEX de remplacement ou de rénovation n'est à prévoir d'ici 2037.

Coûts d'opération et de maintenance

Finalement, concernant les coûts d'opération et de maintenance, l'ANNEXE VII développe également la méthodologie permettant de les estimer. Pour cette variable en revanche, les dépenses sont fixes s'élevant à 72,5 CAD/kW-an. Ainsi, contrairement au cas des éoliennes et des génératrices, on considère que les OPEX ne dépendent pas de la production énergétique mais bien de la puissance installée.

Remarque : À l'inverse des éoliennes, aucune évolution des coûts d'investissement et de maintenance ne sont à prévoir pour les années à venir du fait de la maturité de la technologie.

Pour clore cette partie et l'intégralité de ce chapitre, on peut conclure qu'à travers les recherches effectuées et les hypothèses posées, on dispose des grandeurs et des paramètres

nécessaires à la simulation du réseau 25 KV. En effet, les unités thermiques, éoliennes et hydrauliques étant définies à la fois par leur production historique et par leurs dimensions (puissance, nombre...), on peut recréer une version simplifiée mais cohérente du réseau de Raglan.

Dans la suite du mémoire, les données techniques associées aux simulations fournissent des indices de performances et de comportements tandis que les paramètres financiers fournissent l'ensemble des CAPEX et des OPEX, qui donnent matière aux évaluations économiques. Les chapitres 3 et 4 présentent donc la méthodologie des simulations ainsi que les résultats associées.

CHAPITRE 3

SIMULATIONS

3.1 Introduction

Dans ce chapitre, sont présentés les algorithmes sur lesquels reposent les simulations. Ces derniers tentent de reproduire le fonctionnement du réseau 25 kV en considérant les diverses sources de production (génératrices, éoliennes et STEP) ainsi que les besoins en électricité et en chaleur. Pour les introduire, on définit d'abord les variables du projet, leurs interdépendances et leurs influences sur le fonctionnement du réseau et sur les dépenses énergétiques. Par la suite, on introduit l'algorithme MATLAB simulant le réseau et le programme Excel permettant l'analyse de la faisabilité technico-économique.

3.2 Les variables du projet

Avant d'étudier en détail le fonctionnement des algorithmes, il est important de connaître toutes les variables du projet qui les composent. Comprendre les liens logiques et les influences existant entre elles permet alors d'apprécier, *a posteriori*, les décisions prises pour maximiser les performances techniques des installations sur le réseau tout en réduisant au plus les dépenses relatives. À ce titre, la Figure 3.1 liste exhaustivement toutes ces variables que l'on classe en quatre catégories : les variables fixes, de dimensionnement, de performance et de faisabilité. Pour chacune d'elles sont données les caractéristiques et leurs influences sur les autres.

Observation : Ce tableau est central pour la compréhension des simulations, de l'optimisation des dimensionnements et surtout pour le traitement et l'évaluation des performances et de la faisabilité du projet. Par ailleurs, les quatre catégories représentent la chronologie et le cheminement de pensée de ce mémoire. De plus, elles peuvent être séparées en deux grands groupes : les données d'entrées et de sorties.

	Variable	Caractéristique	Influence
Variables fixes	Appel de puissance	Détermine les besoins des réseaux d'électricité et de chaleur.	La taille du parc éolien, la puissance installée en pompes/turbines et la quantité d'eau nécessaire dans les réservoirs. Les scénarios imposent une base de production thermique dans la balance.
	Production des éoliennes	Fournie la puissance renouvelable injectable dans le réseau,	L'autonomie nécessaire de la STEP causée par les périodes sans vent ainsi que le nombre d'éoliennes dans le parc pour répondre à l'appel du puissance.
	Site d'implantation	Chacun site à ses propres opportunités et limites.	La chute, la capacité, les pertes de charges, les travaux en génie civil et donc le CAPEX de la STEP.
Dimensionnement	Nombre d'éoliennes	Fournie à chaque instant la production totale renouvelable sur le réseau.	Le taux d'intégration et donc la quantité de production hydraulique et thermique nécessaire. Influence le CAPEX et les OPEX du parc.
	Puissance en turbines	Fournie la plage de puissance injectable sur le réseau	La plage de puissance disponible pour la production soutenant la génération éolienne et évitant la thermique. Influence le CAPEX et les OPEX de la STEP.
	Puissance en pompes	Fournie la plage puissance soustrayable au réseau	La plage de puissance disponible pour pomper l'eau. Influence la quantité d'énergie éolienne perdue et la vitesse de remplissage du bassin supérieur et par extension l'énergie disponible pour les turbines.
Performances	Production éolienne utile	Quantité d'énergie éolienne injectée dans le réseau directement ou via les turbines	Influence le taux d'intégration, la réduction des GES ainsi que les OPEX des éoliennes et des génératrices thermiques.
	Production de turbines	Quantité d'énergie injectée dans le réseau via la STEP	Influence le taux d'intégration, la réduction des GES ainsi que les OPEX des éoliennes et des génératrices thermiques.
	Pertes éoliennes	Quantité d'énergie en surplus qui n'a pas pu être pompée	Ouvre des opportunités pour d'autres stockages. Les pertes sont influencés par la puissances installée en pompe, la capacité d'eau des réservoirs et le nombre d'éoliennes.
	Production des génératrices	Part du mix énergétique restée carbonée	Influence les OPEX liés au diesel et aux taxes carbonées. Influence les émissions de GES.
	Heures de fonctionnement des génératrices	Représente la vitesse de vieillissement des génératrices	Influence leur durée de vie et donc leur CAPEX de remplacement.
Faisabilité	Faisabilité technique	Capacité du réseau à répondre aux besoins de la mine via un fonctionnement cohérent des unités de production Intérêt réel de la STEP qui doit apporter une contribution significative dans la production renouvelable Cohérence des hypothèses posées dans le chapitre 3, des sites étudiés et des dimensions choisies	
	Faisabilité économique	L'investissement initial doit être envisageable La balance totale en 2037 doit être positive Rentabilité doit être assurée avant 2037	
	Émissions de GES	Il n'y a pas d'indicateur précis mais la plus grande réduction possible est visée	

Figure 3.1 Liste des variables du projet

3.2.1 Données d'entrée

Elles se composent des variables fixes et de dimensionnement. Elles forment l'ensemble des paramètres qui sont utilisés dans les algorithmes pour simuler le fonctionnement du R25kV.

Variables fixes

Pour commencer, les variables fixes représentent les trois parties qui composent le chapitre précédent sur la méthodologie. En effet, tandis que le scénario impose l'appel de puissance du réseau, la production éolienne représente le potentiel énergétique pour répondre à cette demande. Enfin, le choix du site étudié fournit toutes les caractéristiques fondamentales de la STEP (hauteur de chute, capacité et topologie). Ces trois variables sont donc les points de départ de chaque simulation.

Variables de dimensionnement

Les variables de dimensionnement, ensuite, représentent la taille des unités de production. Ce sont les trois données sur lesquelles l'optimisation va être possible, en jouant sur les quantités d'énergie qu'il est possible d'injecter ou de pomper. Comme expliqué dans Figure 3.1, la puissance du champ éolien, des pompes et des turbines influencent les performances du réseau ; c'est-à-dire la quantité d'énergie éolienne utilisée, pompée, turbinée et même jetée.

En effet, en cas de surdimensionnement, le bassin supérieur risque d'être souvent rempli, ce qui mènerait à une trop grande perte énergétique et donc à des investissements inutiles. À l'inverse, en sous dimensionnant, le réservoir risque d'être trop souvent vide, ce qui mènerait à trop solliciter les génératrices auxiliaires ; voire créer un déficit énergétique. Ainsi, en optimisant ces variables, il est possible de chercher un équilibre entre performances et investissement financier.

Par ailleurs, comme présenté plus loin, l'évolution du volume d'eau dans le bassin supérieur est un outil visuel utile pour évaluer la cohérence du dimensionnement et donc de toute la technologie.

3.2.2 Données de sortie

Les données de sorties se définissent ainsi car elles correspondent à toutes les informations et performances qu'il est possible de retirer du R25kV. On détermine, d'abord, les comportements purement techniques du réseau ; puis, a posteriori, tous les critères qui permettent d'évaluer le projet dans sa cohérence et sa faisabilité.

Performances du réseau

Les performances du réseau se traduisent, tout d'abord, par la production réellement utile des éoliennes, qui correspond à la quantité d'énergie qui est, soit injectée directement dans le réseau, soit, utilisée à travers le pompage puis le turbinage de l'eau. Elle permet notamment de calculer le taux d'intégration d'énergie renouvelable par rapport aux besoins globaux du R25kV. En parallèle, la production des turbines donne accès à la part due aux éoliennes et celle due au SS, ce qui permet d'évaluer son intérêt réel. Par ailleurs, on calcule également la perte d'énergie éolienne qui survient lorsque le pompage n'est pas possible, que ce soit par trop-plein de bassin ou par insuffisance de puissance installée. Comme expliqué précédemment, cette variable permet de juger les cas de surdimensionnement. Finalement, le fonctionnement des génératrices auxiliaires est étudié, ce qui fournit toutes les informations nécessaires pour établir la quantité de litre de diesel consommée, les émissions de GES associées et tous les coûts d'opération et de maintenance. Par ailleurs, les heures de mise en marche de chaque modèle sont calculées pour établir leurs besoins de renouvellement.

Évaluation technique, économique et environnementale

Finalement, il reste à traiter la question de la faisabilité du projet. Celle-ci s'évalue en trois points. D'abord, l'aspect technique, qui s'appuie sur les performances décrites plus haut mais également sur les variables fixes et le dimensionnement pour juger de :

- la capacité du réseau à répondre aux besoins de la mine (déficit nul),
- l'intérêt réel de la STEP qui doit apporter une vraie contribution en augmentant significativement le taux d'intégration éolien dans le mix énergétique,
- la cohérence des hypothèses posées, des sites étudiés et des dimensions choisies.

Ensuite, vient l'étude économique qui repose sur des indices financiers qui permettent d'avoir plusieurs angles de vue sur les dépenses du projet. Bien qu'ils soient présentés en détail dans une partie ultérieure, il est possible de les nommer ici :

- la valeur actualisée nette (VAN),
- la période de retour sur investissement (PRI),
- l'investissement initial à apporter au projet.

Remarque : Outre ces trois indices, le coût actualisé de l'énergie (LCOE) est également calculé bien qu'il s'agisse plus d'une donnée informative pour le lecteur et Raglan qu'un indice financier à évaluer.

Finalement, le dernier critère d'évaluation repose sur les émissions de GES. Bien que les critères techniques et économiques passent au premier plan lorsqu'il s'agit d'évaluer l'intérêt d'un projet, il ne faut pas oublier l'objectif initial qui est de réduire les émissions de la mine. On note, toutefois, que le calcul des émissions de GES causées par le fonctionnement d'un réseau électrique est un sujet à part entière qui demande de très nombreuses recherches approfondies sur le cycle de vie complet des appareils qui le composent. Dépassant de loin l'ambition de cette approche technico-économique, la variable écologique n'est, ici, prise en compte qu'à travers la quantité de diesel consommée par la mine. Il s'agit alors d'estimer la quantité de rejet de CO_2 évitée grâce à l'ensemble {éolien + STEP} et à la mise en arrêt des génératrices.

Pour conclure sur cette partie, tandis que les données d'entrée définissent toutes les caractéristiques des unités de production, les données de sorties représentent, elles, toutes les performances du R25kV mais également les interprétations qu'il est possible d'en faire.

L'évaluation des indices techniques et économiques révélera alors que l'optimisation des données d'entrée est affaire de choix et de compromis. En effet, le dimensionnement doit maximiser la faisabilité technique tout en minimisant les coûts et les émissions de carbone.

Finalement, on note que le lien entre les données d'entrée et de sortie n'est autre que la simulation du réseau 25 kV qui est créée via les algorithmes présentés dans la partie suivante.

3.3 Algorithme et programme

À présent que toutes les variables du dimensionnement et les critères d'évaluation sont identifiés avec précision, il est possible de décrire l'algorithme et le programme utilisés pour les simulations. Dans un premier temps, un programme MATLAB reproduit le fonctionnement du R25kV, en créant les unités de production définies par les données d'entrées vue précédemment. La simulation d'une année de fonctionnement donne alors accès aux performances techniques qui sont implantées dans un programme Excel ayant pour but de traiter les résultats et conclure quant aux indices de faisabilités techniques, économiques et environnementaux.

3.3.1 Structure de l'algorithme MATLAB

La structure du programme se découpe en deux grandes parties, la première qui vise à définir les unités de production (éoliennes, génératrices et STEP). La seconde se compose d'une boucle qui simule les besoins en électricité de la mine et ainsi les ordres de fonctionnement donnés à chaque unité pour y répondre.

Implémentation des unités de production sur le réseau

Pour simuler le fonctionnement du réseau, il faut définir les unités de production qui le compose et importer les vecteurs de données annuelles nécessaires. Aussi, via un dossier Excel et la fonction *xlsread()*, sont importées :

- la production horaire des paires d'éoliennes E82 E4 en 2021.
- les appels de puissance calculés pour les trois scénarios de décarbonation (*voir 2.2.4*).

En dehors de leur production, les unités sont également définies par leurs dimensions. Pour cela, l'algorithme utilise les paramètres listés dans la Figure 3.2. On reconnaît les données liées aux éoliennes, à la STEP et aux génératrices. Les valeurs utilisées en guise d'exemple sont celles des sites 1 et 2 au lac Watts dans le cas du scénario 2.

Scénario	2	Site	2	1	
Nombre d'éoliennes			17	17	s.d.
Puissance turbine			23	23	MW
Puissance pompe			30	30	MW
Diamètre des conduites turbines			1,19	1,64	m
Diamètre des conduites pompes			1,09	1,51	m
Longueur des conduites			7100	2900	m
Volume d'eau total			9,4	8,26	M.m ³
Chute brute minimale			369	160	m
Profondeur du bassin supérieur			5	30	m
Nombre d'EMD disponibles			2	2	s.d.
Production de base des EMD			50 800	50 800	MWh
Fonctionnement de base des EMD			17 520	17 520	heures

Figure 3.2 Exemple des variables du programme – scénario 2, sites 1 et 2

Observation : Sur ce tableau se retrouvent les paramètres fixes définis par le site (chute, capacité, longueur entre les réservoirs, etc.) ainsi que les diamètres des conduites qui ont été fixés (voir ANNEXE VI). Les débits, les pertes de charge et les puissances hydrauliques peuvent être calculés à partir de ces données. Sont également définis les paramètres variables : le nombre d'éoliennes ainsi que les puissances installées en pompes et turbines. Finalement, un dernier point mérite d'être éclairci concernant le traitement des génératrices dans l'algorithme. Il a été expliqué dans le chapitre 2 que pour chaque scénario, il existe une part de la production assurée par les EMD. Ces parts sont respectivement de 0%, 33,9% et 58,2% pour les scénarios 1, 2 et 3 (voir Tableau 2.2). Cette production de base s'accompagne nécessairement d'une consommation de diesel et d'heures de fonctionnement définies à l'avance. À partir de là, la production supplémentaire des génératrices peut être qualifiée d'« auxiliaire ». Il faut alors ajouter les deux types de fonctionnement pour obtenir la production thermique totale, la consommation de diesel associée et la vitesse de vieillissement

des machines. Toutes ces variables sont définies pour chaque simulation effectuée. En effet, l'algorithme est modulable de telle manière qu'en modifiant seulement le numéro du site et du scénario, le programme entier aligne ses paramètres en fonction de ces choix.

Boucle principale simulant le fonctionnement du réseau

Une fois que les unités de production sont définies par leurs vecteurs de données et leur dimensions, il est possible de simuler le fonctionnement du réseau. À ce titre, une boucle de 8760 itérations, représentant les heures d'une année complète, tourne en comparant la production éolienne à la demande d'énergie sur le réseau. En fonction de ces estimés horaires, des choix sont menés pour actionner les pompes, les turbines ou les génératrices auxiliaires. Le principe est donc de gérer le surplus ou le manque de production grâce à la STEP et les génératrices de manière à répondre parfaitement à l'appel de puissance des appareils électriques. La Figure 3.3 donne l'algorithme représentant la boucle principale et les ordres donnés aux unités de production en fonction de l'état du réseau.

Observation : Pour appuyer l'algorithme, le programme fonctionne dans son ensemble, en évaluant les besoins horaires de la mine par rapport à la production éolienne horaire. L'état du réseau est donc questionné pour s'avoir si la STEP doit emmagasiner de l'électricité ou bien en injecter dans les lignes haute tension. Le SS répond alors au mieux de ses capacités en fonction du remplissage du bassin et des puissances demandées. Dans le cas d'une surproduction éolienne ne pouvant être pompée entièrement par la STEP, l'énergie excédante est envoyée à la terre et comptabilisée comme perdue. À l'inverse, si la production cumulée des éoliennes et des turbines ne répond pas à l'appel de puissance, les génératrices doivent être actionnées en suivant des règles de priorité. Ainsi, après avoir calculé les besoins manquants, les EMD sont actionnées en premier lieu pour y répondre, suivie, si nécessaire, de la MAN puis des CAT. Dans le cas extrême où le cumul de production éolienne, hydraulique et thermique ne suffit pas à répondre aux besoins, le déficit d'énergie est comptabilisé afin de juger d'un sous dimensionnement du parc éolien ou d'un manque d'autonomie de stockage. Pour finir, compter les génératrices en marche fournit le cumul des heures sur l'année entière.

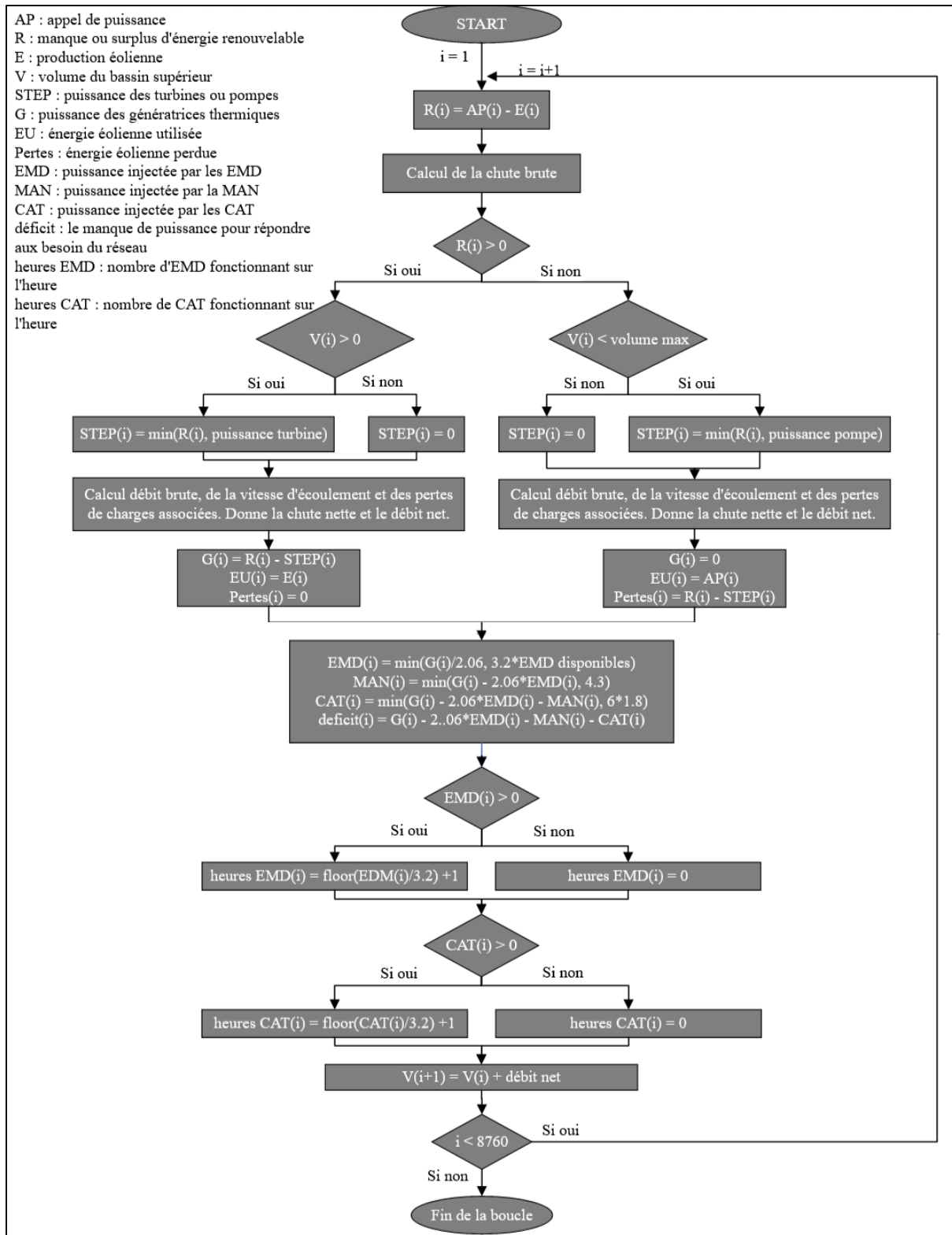


Figure 3.3 Algorithme de la boucle principale

Avant de finir la boucle, le volume est calculé en sommant sa valeur précédente et le débit calculé (négatif en turbinage et positif en pompage). Le débit en question est estimé au préalable dans le programme lorsque la puissance de pompe/turbine est calculée. Pour cela, un premier débit est calculé en utilisant la chute brute trouvée plus tôt via le volume du bassin supérieur. Ce débit fournit alors une vitesse d'écoulement qui donne accès aux pertes de charge linéaires. La chute nette est alors trouvable, ce qui permet de recalculer le débit nécessaire pour obtenir la puissance désirée pour répondre aux besoins du réseau.

Remarque : Les points centraux étant expliqués, il reste quelques remarques à fournir pour approfondir la compréhension de l'algorithme. Tout d'abord, bien que le mode pompe soit clairement séparé du mode turbine, il faut rappeler que toutes les machines hydrauliques peuvent fonctionner simultanément, ce qui permet d'utiliser toute la plage de puissance installée. L'algorithme fait alors l'hypothèse que la valeur étudiée est la résultante des puissances de turbinage et de pompage. Ainsi, bien que l'écoulement puisse être bilatérale, la STEP est vue dans son ensemble comme consommatrice ou productrice d'électricité.

En second point, il faut faire remarquer que la mise en marche des EMD suppose la cogénération. De ce fait, lorsqu'il y a un manque d'énergie à combler par les génératrices diesel, la récupération de chaleur permet automatiquement de réduire cette charge. Par ailleurs, grâce aux données de Raglan, il est estimé que pour chaque mégawatt électrique produit, il est possible de récupérer 2,06 MW de chaleur par la somme des récupérateurs HX01 et HX02 ; ce qui explique le terme $EMD(i) = \min(G(i)/2.06, 3.2 * EMD \text{ disponible})$. Pour finir sur ce point, on rappelle que pour chaque scénario, il existe un total d'EMD à l'arrêt pouvant être utilisées pour la production auxiliaire. Ces EMD dites disponibles sont au nombre de 4, 2 et 0 respectivement pour les trois scénarios 1, 2 et 3.

Pour conclure sur le fonctionnement de l'algorithme MATLAB, on rappelle que c'est en sortie de boucle que sont calculés tous les paramètres qui définissent les performances du réseau (énergie électrique utile, production turbines, pertes éoliennes, déficit énergétique, production thermiques etc.). Ajoutées aux dimensions du parc éolien et de la STEP, ces données sont

implémentées sur un programme Excel qui permet l'analyse technico-économique de ces résultats.

3.3.2 Analyse technico-économique sur Excel

Grâce au programme Excel, l'analyse des résultats obtenus sur MATLAB peut se faire en deux étapes. D'abord, l'évaluation des paramètres purement techniques en suivant toutes les exigences déjà largement présentées, notamment dans la Figure 3.1. Ensuite, le programme permet l'analyse économique en prenant en compte tous les paramètres financiers définis dans le chapitre 2 et particulièrement dans les annexes associées. Cela permet d'établir les CAPEX et les OPEX de toutes les unités de production.

Hypothèses et fonctionnement de l'étude

L'hypothèse centrale qui régit toute l'étude économique est la reproductivité des simulations menées sur une année via l'algorithme MATLAB. Comme déjà présenté dans l'ANNEXE III, la production éolienne pour l'année étudiée peut être considérée comme représentative et reproductible. Cela tient principalement de l'hypothèse selon laquelle la distribution du vent est identique en 2019, 2020 et 2021, et particulièrement de l'hypothèse que les éoliennes ne perdent pas en efficacité en vieillissant ; ce qui, par ailleurs, constitue certainement le point le plus discutable.

Toujours est-il qu'on suppose la reproductibilité aussi bien pour la production éolienne que pour l'appel de puissance. À partir de là, on retient l'hypothèse que le comportement des unités de production est semblable, du moins en terme d'ordre de grandeur, pour toutes les années à venir. En revanche, cette conjoncture ne touche qu'aux productions des éoliennes, des turbines, des pompes et des génératrices. En effet, la plupart des paramètres financiers évoluent dans le temps, comme le prix du diesel par exemple.

Outre la reproductibilité, la seconde hypothèse revient à considérer que l'étude économique est menée de 2023 jusqu'à 2037. En effet, les permis d'exploitation des mines échoient au bout

de 20 ans. Raglan ayant lancé son activité en 1997, la mine devra demander un troisième renouvellement à cette échéance. Ne pouvant d'ores et déjà pas affirmer la reconduction du permis, le projet doit pouvoir prouver sa rentabilité avant 2037.

Ainsi, l'étude économique est relativement simple puisqu'elle revient à conjuguer les productions énergétiques constantes aux prix variables de l'énergie, et ce, jusqu'en 2037. Cela permet d'établir les coûts annuels à prévoir et ainsi vérifier la faisabilité technique.

Tableau des coûts

En suivant les explications fournies dans la section précédente, il est possible d'établir un tableau de coûts qui reprend annuellement la production de chaque unité et le prix relatif à cette production. Bien que les coûts se composent évidemment de CAPEX, ce tableau s'intéresse seulement aux calculs des OPEX. En effet, les investissements n'apparaissant, pour la plupart, qu'en 2023, on se propose de les observer séparément pour ne pas alourdir la lecture du tableau. Ainsi, la Figure 3.4 présente tous les paramètres financiers, les énergies générées sur l'année et donc les coûts d'opération et de maintenance des unités de production. Les valeurs affichées proviennent de simulations menées sur le site 2 pour le scénario 2 ; et ce, en isolant deux années successives. Cela permet de distinguer les paramètres variables et fixes. Il faut alors comprendre que ce tableau est reproductible de 2023 à 2037.

Observation : Comme prévu, la Figure 3.4 permet de visualiser les données fixes et variables dans le temps pour une simulation donnée. Chaque année, les coûts d'opération et de maintenance sont additionnés pour connaître les dépenses annuelles en énergies. Par ailleurs, en ajoutant les divers CAPEX du projet, il est possible d'établir la somme totale de ceux-ci pour chaque année et donc sur le total des 15 ans. À ce titre, la première simulation est celle du réseau récréant le R25kV dans son état actuel. Disposer du scénario de référence, c'est-à-dire sans décarbonation, permet d'établir l'enveloppe budgétaire pour les projets renouvelables et, bien sûr, leur rentabilité. Ainsi, pour chaque simulation, les coûts sont comparés, année après année, avec ceux du *statu quo*.

Site	2			
Scénario	2			
	2028	2029		
production éolienne	144647	144647	MWh	F
OPEX éolien	17,59	17,46	CAD/MWh	V
OPEX ÉOLIEN TOTAUX	2,54	2,53	MCAD	V
Puissance installée	26,5	26,5	MW	F
OPEX STEP	72	72	CAD/kW	F
OPEX STEP TOTAUX	1,91	1,91	MCAD	F
Production EMD	52130	52130	MWh	F
Maintenance des EMD	19,2	19,2	CAD/MWh	F
Rendement EMD	3,93	3,93	kWh/L	F
Heures de fonctionnement EMD	18137	18137	heures	F
Heures fonctionnées totales EMD	378 845	396 982	heures	V
Durée de vie EMD	720 000	720 000	heures	F
Besoin de remplacement EMD	Non	Non	s.d.	V
Production MAN	321	321	MWh	F
Maintenance de la MAN	38,5	38,5	CAD/MWh	F
Rendement MAN	3,9	3,9	kWh/L	F
Heures de fonctionnement MAN	125	125	heures	F
Heures fonctionnées totales MAN	27 134	27 259	heures	V
Durée de vie MAN	120 000	120 000	heures	F
Besoin de remplacement MAN	Non	Non	s.d.	V
Production CAT	29	29	MWh	F
Maintenance des CAT	58,8	58,8	CAD/MWh	F
Rendement CAT	3,6	3,6	kWh/L	F
Heures de fonctionnement CAT	30	30	heures	F
Heures fonctionnées totales CAT	176 881	176 911	heures	V
Durée de vie CAT	390 000	390 000	heures	F
Besoin de remplacement CAT	Non	Non	s.d.	V
Prix diesel	0,857	0,862	CAD/L	V
Consommation diesel total	13	13	ML	F
Taxe Carbone	120	135	CAD/tCO ² eq	V
Emissions CO ²	2,78	2,78	kgCO ² eq/L	F
Emissions CO ² totales	37099	37099	tCO ² eq	F
Prix diesel total	11,45	11,51	MCAD	V
Taxes Carbones totales	0	0	MCAD	V
Maintenance génératrices totales	1,01	1,01	MCAD	F
OPEX GÉNÉRATRICES TOTAUX	12,46	12,53	MCAD	V
OPEX TOTAUX	16,91	16,96	MCAD	V

Figure 3.4 Exemple des OPEX et des paramètres financiers – scénario 2, site 2

Remarque : Le calcul des heures de fonctionnement de chaque type de génératrices permet de connaître l'évolution de leur durée de vie restante. Lorsque ces dernières dépassent la limite, Raglan doit investir dans leur renouvellement en suivant les dépenses présentées dans le Tableau 2.3.

Critères d'évaluation économique

L'estimation des coûts annuels jusqu'en 2037 et la comparaison avec ceux du *statu quo* permettent de calculer les trois indicateurs financiers évoqués dans la partie 3.2.2. Le premier est la valeur nette actualisée (VNA) qui donne la somme de tous les coûts et bénéfices du projet sur toute sa période ; et donc de 2023 à 2037. L'adjectif 'actualisé' réfère à l'évolution du prix de l'argent de telle manière qu'il soit ramené à sa valeur pour l'année désirée. Ici, il s'agit de l'année de commencement du projet. Cela permet de ramener à une base comparable les dépenses effectuées au début du projet et les bénéfices retirés dans les années futures. À ce titre, l'article de Montmarquette & Scott (2007) définit le taux d'actualisation en ces mots :

[Le taux d'actualisation] est un élément critique du calcul économique qui doit être effectué lors de l'évaluation des projets publics envisagés. Ce taux permet de ramener sur une base comparable les coûts et les bénéfices qui sont échelonnés sur plusieurs périodes. En effet, un taux trop élevé aura pour effet de valoriser le présent au détriment du futur et vice-versa (Montmarquette & Scott, 2007).

Bien que les investissements publics soient évoqués ici, le fonctionnement est identique pour chaque type d'investissement et il est choisi de se baser sur les recommandations de cet article. Il est alors suggéré de considérer un taux d'actualisation de 8% et un taux d'inflation de 2%. La formule utilisée pour calculer la VNA prenant en compte ces deux paramètres est la suivante, l'Équation (3.1).

$$Valeur\ Actualis\acute{e}e = Valeur * \frac{(1+i)^{N-1}}{(1+t)^N} \quad (3.1)$$

$$avec \begin{cases} N : le\ nombre\ d'ann\acute{e}e\ s\acute{e}parant\ la \\ d\acute{e}pense\ \grave{a}\ la\ date\ d'actualisation \\ i : le\ taux\ d'inflation \\ t : le\ taux\ d'actualisation \end{cases}$$

Remarque : Chaque investisseur est libre de choisir ses propres taux d'inflation et d'actualisation pour juger de la faisabilité économique de ses projets. De ce fait, il est choisi, pour les simulations à venir, de montrer les résultats obtenus sous deux angles, le premier avec l'actualisation et l'inflation et le second sans aucun des deux ; laissant libre opinion au lecteur.

En comparant les valeurs actualisées nettes des projets et les dépenses du *statu quo*, il est possible d'évaluer la rentabilité de chaque simulation. Ainsi, si la différence est positive, on peut envisager un retour sur investissement. Par ailleurs, mesurer la différence cumulée année après année permet de connaître l'année exacte où le projet devient rentable. Il s'agit du deuxième indice de faisabilité économique : la période de retour sur investissement (PRI).

Finalement, le troisième critère choisi dépend d'un paramètre directement lié à l'état financier de l'entreprise qui souhaite investir. Il s'agit de la hauteur de l'investissement initial. En effet, même si un projet est rentable, l'investissement initial doit pouvoir être assuré ; ce qui implique que l'entreprise doit disposer d'une trésorerie suffisante et/ou obtenir des aides extérieures (subventions, prêts etc.).

CHAPITRE 4

RÉSULTATS ET DISCUSSIONS

4.1 Introduction et résumés des

À présent que la méthodologie de l'étude économique a été présentée, on établit la liste des simulations menées, pour ensuite en visualiser les résultats et conclure quant à la faisabilité des projets pour les divers scénarios. Bien que les résultats soient commentés au fur et à mesure du développement, une dernière partie propose une discussion plus globale sur le projet. On y met en avant les limites et difficultés rencontrées ainsi que les hypothèses posées afin de les questionner et de proposer des études complémentaires à effectuer pour aller plus loin. On rappelle, par ailleurs, que pour ce chapitre, les objectifs sont doubles. Ils consistent, d'abord, à déterminer la meilleure configuration possible pour la mine Raglan et donc établir la faisabilité économique du projet. Ensuite, on souhaite conclure quant à la pertinence du site de Mine 2 pour l'installation d'une STEP souterraine ; permettant ainsi d'apporter des résultats à la littérature existante sur le sujet.

4.2 Résultats des simulations

Cette partie se découpe en séparant les deux sous-problématiques évoquées ; et donc pour les sites 1 et 2, puis pour le site 3. Chaque partie se structure alors de la même manière en présentant, d'abord, les performances des unités de production ainsi que le comportement des bassins d'eau des STEP sur l'année simulée. Ensuite, sont établis les paramètres économiques de chaque technologie ainsi que les indices financiers présentés en 3.3.2. Cela permet d'évaluer les meilleures simulations au travers des indicateurs connus. Par la suite, une étude complémentaire est menée pour prouver la sensibilité du prix du diesel et des crédits carbone dans la viabilité économique des projets renouvelables.

4.2.1 Les meilleures configurations – sites 1 et 2

Dimensions et performances

Cette première partie dédiée aux résultats se concentre sur l'évaluation des sites 1 et 2. Vues leurs capacités énergétiques semblables et vue leur proximité, il est possible de les comparer directement. Pour ne pas alourdir la lecture, seulement un couple de simulation est présenté dans la Figure 4.1. Elle compare les performances techniques obtenues pour le scénario 2 de décarbonation. Pour rappel, ce dernier suppose une décarbonation totale du R25kV à l'exception du réseau de séchage, ce qui nécessite la mise en marche constante de deux EMD. De plus, il s'agit du scénario préférentiel pour Raglan, d'où l'intérêt de le présenter en priorité.

Dimensions	Scénario	2	Site	2	1	
	Nombre d'éoliennes			17	17	s.d.
	Puissance installée turbines			23	23	MW
	Puissance installée pompes			30	30	MW
Technique	Production éolienne utile			134 000	126 000	MWh/an
	Pertes d'énergie éolienne			2 800	9 700	MWh/an
	Production turbines			48 700	40 200	MWh/an
	Litre diesel consommés			13,3	14,6	L/an
	Émissions de CO ² totales			37 100	40 500	tCO ₂ eq/an
	Besoin de renouvellement des génératrices			Non	Non	s.d.
	Taux d'intégration par rapport au R25kV			51,1	48,1	%
	Taux d'intégration par rapport à l'objectif			97,7	91,8	%
	Déficit énergétique			0	0	MWh

Figure 4.1 Meilleures configurations de dimensionnement – scénario 2, sites 1 et 2

Observation : Ces premiers résultats permettent de valider les indices de faisabilité technique puisque :

- le déficit énergétique est nul, ce qui permet d'affirmer que les besoins du R25kV sont comblés par l'ensemble des unités de production,
- la production des turbines représente 25% du mix énergétique visé par la décarbonation du scénario 2, ce qui prouve l'intérêt concret de la STEP. De plus, *le taux d'intégration*

par rapport à l'objectif, qui fait alors référence à cette part du mix énergétique, révèle des résultats satisfaisants puisque dans les deux cas, l'objectif est atteint à plus de 90%.

Le dernier point à vérifier est la cohérence des sites et des dimensions pour l'installation de la STEP. Il s'agit sans aucun doute des caractères les plus délicats à traiter. Tandis que le premier est évoqué dans la partie suivante dédiée aux discussions, (*voir* 4.3.1), le second est traité dans la section suivante.

Remarque : Au vu des résultats, le second site paraît plus performant que le premier en tous points. Cela s'explique principalement par la hauteur de chute plus élevée qui réduit les débits de turbinage et de pompage de telle manière que l'autonomie des bassins est plus grande. Le recours aux génératrices thermiques est donc plus rare, ce qui, techniquement, se traduit par une réduction des émissions de GES et par un taux d'intégration élevé des énergies renouvelables. Néanmoins, pour départager les deux sites, il est nécessaire de mener une étude de terrain spécialisée. À ce stade de l'étude de faisabilité, on peut seulement postuler de l'intérêt réel de ces deux emplacements pour répondre à l'objectif de décarbonation.

À ce titre, on note que la réduction des énergies thermiques implique que les émissions de GES passent sous la barre des 50 000 tCO_2eq qui est la limite à partir de laquelle les taxes carbone sont imposées par le gouvernement fédéral (Environnement et Changement climatique Canada, 2022). Finalement, à titre comparatif, la quantité annuelle de diesel consommée est réduite de 38 à moins de 15 millions de litres. On remarque également que les dimensions choisies pour le parc éolien et la STEP ne correspondent pas aux valeurs prévues. En effet, le prédimensionnement annonçait 16 éoliennes (*voir* 2.3.2) et 25 MW de puissances installées en pompes et en turbines (*voir* ANNEXE VI). Cette différence vient de l'optimisation qui est présentée de la partie suivante.

La méthode d'optimisation

De manière assez simple, l'optimisation se fait par itération en testant les variables de dimension sur des plages de valeurs gravitant autour de celles initialement prévues. Ainsi, en

comparant chaque simulation, il est possible de trouver la meilleure composition possible pour chaque site.

À cette étape, avant même de prendre en compte l'aspect économique, il est possible d'utiliser l'évolution du volume du réservoir supérieur comme preuve de la qualité du dimensionnement. En effet, si les bassins sont trop souvent pleins (respectivement vides), la puissance de pompe ou le nombre d'éoliennes ont été surdimensionnés (respectivement sous-dimensionnés). Cette simple observation permet d'imposer des bornes pratiques pour la taille du parc et de la STEP. La Figure 4.2 montre l'évolution du volume du bassin supérieur correspondant aux simulations présentées plus haut.

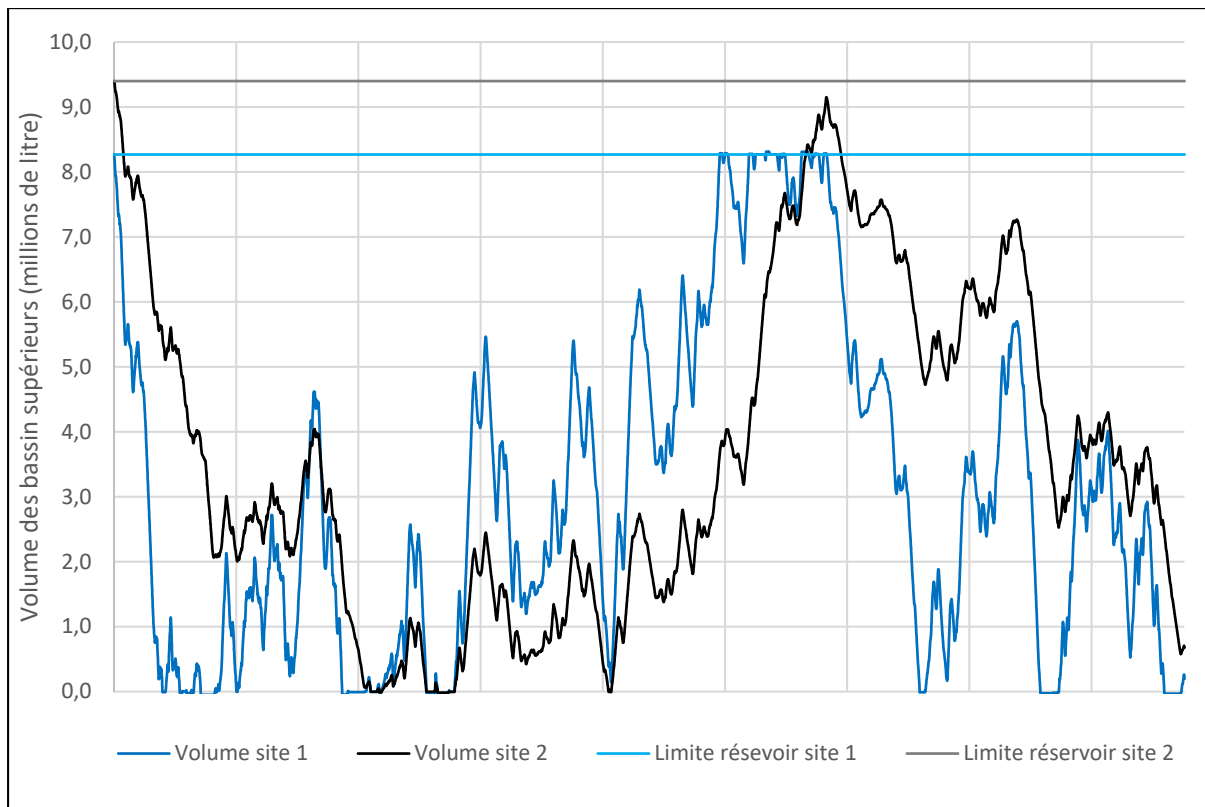


Figure 4.2 Évolution du volume dans le bassin supérieur – scénario 2, sites 1 et 2

Observation : Grâce aux dimensions trouvées, il y a un bon équilibre dans la gestion des volumes d'eau. En effet, les épisodes d'excès et de manque sont relativement rares, ce qui indique que l'ordre de grandeur des dimensions choisie est juste.

Remarque : Comme expliqué plus haut, la différence de chute influence les performances de la STEP puisque le remplissage et le vidage du bassin se font beaucoup plus rapidement dans le cas du site 1 qui a une chute plus de deux fois inférieure à celle du site 2.

Finalement, il faut comprendre que l'optimisation est affaire de choix. Dès lors que l'aspect financier entre en jeu, des compromis techniques doivent être faits pour trouver un optimum global. Seuls les décideurs peuvent déterminer la configuration qui répond au mieux aux besoins techniques et aux capacités financières de la mine. Toujours est-il que, pour la suite, les paramètres présentés dans la Figure 4.1 peuvent être vus comme une référence. En effet, ils correspondent à une configuration cherchant l'équilibre entre performances et investissement.

Aspect financier

L'aspect technique étant vu et validé, il faut à présent s'intéresser aux indices financiers pour évaluer la faisabilité économique. Toutefois, avant cela, on présente les coûts d'installation de la STEP. En gardant l'exemple d'optimisation déjà présenté (voir Figure 4.1), les détails des coûts d'investissement pour les sites 1 et 2 se lisent sur la Figure 4.3 ci-dessous.

Observation : Avec un coût avoisinant les 100 millions de dollars canadiens pour la création des STEP, le prix revient à près de 3 800 CAD par kilowatt installé. À titre comparatif, un rapport de l'IHA publié en 2021 estime que le CAPEX gravite autour de 2 000 USD/kW (IHA, 2021c), ce qui revient à près de 2 600 CAD/kW avec un taux de change de 1,299 CAD/USD. Ainsi, les options présentées sont 50% plus onéreuses que la moyenne. Cela s'explique principalement par la localisation du lac Watts qui impose automatiquement 37,5 MCAD de travaux pour la création d'une route et d'une ligne haute tension. Par ailleurs, le génie civil prévu pour créer les bassins supérieurs font, eux aussi, pencher la balance. En effet, les sites les plus prisés et donc les plus rentables sont naturellement ceux qui disposent de deux réservoirs déjà existants.

Site :		1									
Scénario :		2									
Tableau :				Quantités		Prix/unité		Source	X	Prix	
Réservoir inférieur	Excavation	0	m3	396					1	0	
	Barrage compacté	0	m3	50	CAD/m3		Raglan		1	0	CAD
	Barrage remblais	0	m3	20					1	0	
Reservoir supérieur	Excavation	0	m3	396					1	0	
	Barrage compacté	97957	m3	50	CAD/m3		Raglan (R. Madlener, 2020)		1	4897866	CAD
	Barrage remblais	227607	m3	20					1	4552134	
Tunnels	Excavation	22700	m3	396	CAD/m3		Raglan		1	8 989 200	CAD
Route	Création	27	km	700 000	CAD/km		Raglan		1	18900000	CAD
Ligne HT	Création	40	km	500 000	CAD/km		Raglan		1	20000000	CAD
Centrale électrique	electromécanique	26500	kW	600	USD/kW	(Montgrid et al, 2020)			1	20654100	CAD
	Structure CÉ					(ORNL, 2022)					
	Excavation CÉ	26500	kW	97	USD/kW	(Black & Veatch, 2012)			2	6678159	CAD
COÛTS DIRECTS										85	MCAD
Ingénierie et gestion construction						25 % des coûts directs					
Coûts financiers (contingences et assurances)											
Coûts développement (permis, licences, acquisition du site)											
COÛTS INDIRECTS										21	MCAD
COÛTS TOTAUX							106			MCAD	

Site :		2									
Scénario :		2									
Tableau :				Quantités		Prix/unité		Source	X	Prix	
Réservoir inférieur	Excavation	0	m3	396					1	0	
	Barrage compacté	0	m3	50	CAD/m3		Raglan		1	0	CAD
	Barrage remblais	0	m3	20					1	0	
Reservoir supérieur	Excavation	0	m3	396					1	0	
	Barrage compacté	11661	m3	50	CAD/m3		Raglan (R. Madlener, 2020)		1	583050	CAD
	Barrage remblais	27096	m3	20					1	541920	
Tunnels	Excavation	29100	m3	396	CAD/m3		Raglan		1	11 523 600	CAD
Route	Création	27	km	700 000	CAD/km		Raglan		1	18900000	CAD
Ligne HT	Création	40	km	500 000	CAD/km		Raglan		1	20000000	CAD
Centrale électrique	electromécanique	26500	kW	600	USD/kW	(Montgrid et al, 2020)			1	20654100	CAD
	Structure CÉ					(ORNL, 2022)					
	Excavation CÉ	26500	kW	97	USD/kW	(Black & Veatch, 2012)			2	6678159	CAD
COÛTS DIRECTS										79	MCAD
Ingénierie et gestion construction						25 % des coûts directs					
Coûts financiers (contingences et assurances)											
Coûts développement (permis, licences, acquisition du site)											
COÛTS INDIRECTS										20	MCAD
COÛTS TOTAUX							99			MCAD	

Figure 4.3 Décomposition des CAPEX des STEP – scénario 2, sites 1 et 2

Remarque : Comme évoqué dans la partie 2.4.5 sur les paramètres économiques du système de stockage, les dépenses liées au génie civil sont propres à chaque site et chaque scénario. Ainsi, puisqu'elles sont fixes, la seule source d'optimisation vient de la puissance électrique

installée. De plus, c'est également le cas pour les OPEX qui sont donnés en CAD/kW-ans. À ce titre, avec 70 CAD/kW-ans d'opération et de maintenance, les dépenses annuelles s'estiment à 1,9 MCAD. Cette valeur est supposée fixe sur l'intégralité de la durée de vie de la STEP.

Outre les CAPEX et OPEX liés à la STEP, la Figure 4.4 établit la liste des coûts des autres unités de production en suivant le fonctionnement de la Figure 3.4. Les valeurs sont données comme la somme de toutes les dépenses annuelles de 2023 à 2037. Il s'agit donc des coûts totaux, donnés en millions de dollars canadiens, pour chaque unité de production.

		Scénario	2	Site	2	1
Économique - Coûts en MCAD	Coûts diesel				175	191
	Coûts Taxes Carbones				0	0
	Coûts Maintenance				15,2	17
	Remplacement CAPEX				0	0
	TOTAL génératrices				190,2	208
	OPEX éoliennes				37,6	37,6
	CAPEX éoliennes 2023				93,5	93,5
	CAPEX éoliennes 2032				9,4	9,4
	TOTAL éoliennes				140,5	140,5
	Maintenance STEP				28,8	28,8
	Installation STEP				98,6	106
	TOTAL STEP				127,4	134,8
	TOTAL des coûts				458,1	483,3

Figure 4.4 Total des CAPEX et OPEX sur toute la durée du projet – scénario 2, sites 1 et 2

Observation : Les seules différences de coûts proviennent, d'abord, du prix d'installation de la STEP, comme on a pu le voir ; mais également de l'opération des génératrices. Puisque le site 1 a moins d'autonomie, la consommation de diesel est plus fréquente. Toutefois, c'est un constat à relativiser puisque, ramenée sur une année, la différence s'élève à peine à 1,5 MCAD. Économiquement, on peut donc affirmer que ces deux sites sont semblables.

De plus, grâce à cette décomposition, mais aussi via les productions d'énergies présentées dans la Figure 4.1, il est possible d'estimer le coût actualisé de l'énergie (LCOE) qui se calcule en considérant l'intégralité des coûts divisés sur la durée de vie de l'unité de production ; ou dans le cas présent, sur la quantité totale d'énergie qu'elle génère. La Figure 4.5 résume ces valeurs pour chaque technologie.

Scénario	2	Site	2	1
LCOE éoliennes (CAD/MWh)			69	69
LCOE STEP (CAD/MWh)			174	206
LCOE génératrices (CAD/MWh)			221	202

Figure 4.5 LCOE des unités de production – scénario 2, sites 1 et 2

Observation : Sur une même durée de vie de 15 ans, les LCOE des éoliennes et de la STEP sont inférieurs à ceux des génératrices, ce qui explique la rentabilité des installations. En effet, en comparaison, pour le *statu quo*, le LCOE global s'élève à 256 CAD/MWh.

Pour finir sur l'aspect financier, un dernier point reste à traiter. En effet, après avoir détaillé l'ensemble des coûts d'investissement, d'opération et de maintenance, il faut vérifier la validation des indices financiers. À cet égard, la Figure 4.6 présente la VAN, la PRI et l'investissement initiale à prévoir en 2023.

	Scénario	2	Site	2	1	
Économique	Coûts totaux actualisés			327	346	MCAD
	Balance finale actualisée			24,5	5,6	MCAD
	Coûts totaux non actualisés			458	483	MCAD
	Balance finale non actualisée			148	122	MCAD
	PRI balance non actualisée			2033	2034	s.d.
	OPEX annuels moyens non actualisés			17,1	18,3	MCAD/an
	CAPEX en 2023 non actualisés			192	199	MCAD

Figure 4.6 Indices financiers – scénario 2, sites 1 et 2

Observation : La balance fait référence à la différence entre les coûts totaux du *statu quo* et les coûts du projet simulé. Lorsqu'elle est positive, le projet est donc rentable. Comme prévu dans le chapitre précédent, les coûts sont montrés avec et sans l'actualisation de la valeur. On note alors l'importance capitale de ce paramètre qui donne des résultats tout à fait différents. En effet, avec des taux d'actualisation et d'inflation fixés respectivement à 8 et 2%, l'investissement initial est rentabilisé avec difficulté. Cela s'explique par la valeur de l'argent qui est moindre à mesure que les années passent. Ainsi, les économies réalisées à la suite de l'investissement initial s'amenuisent et peinent à le recouvrer.

À l'inverse, sans l'actualisation, les OPEX annuels gardent leur valeurs moyennes de 17,1 et 18,3 MCAD respectivement. Calculés à part, les OPEX moyens du *statu quo* s'élèvent, quant à eux, à près de 36 MCAD/an. Ainsi, en plus des 18 millions de dollars économisés chaque année, le succès de la simulation provient du renouvellement des génératrices thermiques qui n'est pas nécessaire, évitant donc 56 MCAD de CAPEX à déboursier dans l'horizon 2035.

Pour conclure simplement sur ces premiers résultats relativement denses, il est possible de dire que les simulations valident la faisabilité à la fois technique et économique des deux projets de STEP au lac Watts ; et ce, dans le cas du scénario 2. Concernant les autres scénarios, les résultats montrés dans l'ANNEXE VIII permettent de conclure en ces termes. D'abord, pour le scénario 1, on retrouve une grande similitude économique entre les sites 1 et 2 bien que le second soit plus performant techniquement. À ce titre, le taux d'intégration atteint quasiment les 90% sur tout le R25kV, ce qui divise par dix la consommation annuelle de diesel et les émissions de GES associées. De plus, économiquement, les deux projets sont rentables avec une balance positive à plus de 100 millions de dollars en 2037 (non actualisés). En revanche, le CAPEX est plus important que pour le scénario 2 et s'élève à 300 MCAD en 2023 et, finalement, en tenant compte de l'actualisation, la balance est négative en avoisinant les -25 MCAD.

Ensuite, concernant le scénario 3, il s'avère que l'objectif de décarbonation est peu pertinent car sous-dimensionné pour les sites 1 et 2. À titre d'exemple, l'étude de l'évolution du volume

contenu dans le bassin supérieur du site 2 indique qu'il ne se vide jamais en dessous de 70% de sa capacité totale pendant toute l'année. Ce constat mène à laisser le scénario 3 de côté pour l'étude des STEP au lac Watts.

Remarque : Finalement, l'annexe présente également l'évolution des dépenses énergétiques de la mine cumulées de 2023 à 2037. Les courbes représentent le *statu quo* et les deux simulations traitées jusqu'ici, ce qui permet d'aborder les résultats avec un autre angle de vue.

Pour aller plus loin dans la conclusion, la partie 4.3.1 dédiée aux discussions met en avant les aspects pertinents des projets et des simulations, ainsi que les limites et les hypothèses à reconsidérer ou à approfondir. Toutefois, avant cela, il faut également conclure quant aux résultats apportés par les simulations menées sur le site 3.

4.2.2 La meilleure configuration – site 3

Comme on le démontre dans cette partie, le site 3 est le moins pertinent pour l'installation de la STEP à Raglan, notamment à cause du manque de capacité énergétique dans les bassins. Ainsi, l'intérêt de cette partie est moins de montrer la faisabilité pour Raglan que de discuter autour des avantages et des limites que peuvent apporter les STEP souterraines dans les mines de nickel désaffectées.

Pour cela, à l'inverse de la partie précédente, on présente simultanément les valeurs trouvées pour les scénarios 2 et 3, qui pour le dernier, engendre des puissances plus faibles, ce qui réduit le problème du manque d'autonomie. Encore une fois, on présente successivement les dimensions et les performances techniques, puis, les variables financières.

Dimensions et performances

En premier lieu sont présentées les configurations qui paraissent les plus adéquates pour répondre aux besoins du réseau tout en limitant au mieux les coûts d'investissement. À ce titre,

la Figure 4.7 donne les dimensions et les performances associées pour les simulations des scénarios 2 et 3.

Dimensions	Site	3	Scénario	2	3	
	Nombre d'éoliennes			16	9	s.d.
	Puissance installée turbines			25	9	MW
	Puissance installée pompes			25	13	MW
Technique	Production éolienne utile			103 200	54 600	MWh/an
	Pertes d'énergie éolienne			22 900	13 900	MWh/an
	Production turbines			19 400	13 700	MWh/an
	Litre diesel consommés			18	25,7	L/an
	Émissions de CO ² totales			49 300	71 400	tCO ² eq/an
	Besoin de renouvellement des génératrices			Non	Oui	s.d.
	Taux d'intégration par rapport au R25kV			39,4	20,8	%
	Taux d'intégration par rapport à l'objectif			75,21	86,4	%
	Déficit énergétique			0	0	MWh

Figure 4.7 Meilleures configurations de dimensionnement – scénarios 2 et 3, site 3

Observation : On remarque que pour le scénario 2, l'énergie produite par les turbines est bien plus faible que pour les sites 1 et 2, ce qui provient de la capacité limitée des réservoirs. Ceux-ci étant trop petits, le manque de volume nécessite l'appui des génératrices auxiliaires. Par ailleurs, le même problème se constate pour le pompage car les pertes élevées d'énergie éolienne traduisent la rapidité à laquelle la STEP se remplit. Ce problème se visualise, par ailleurs, via l'évolution du volume du bassin supérieur, Figure 4.8.

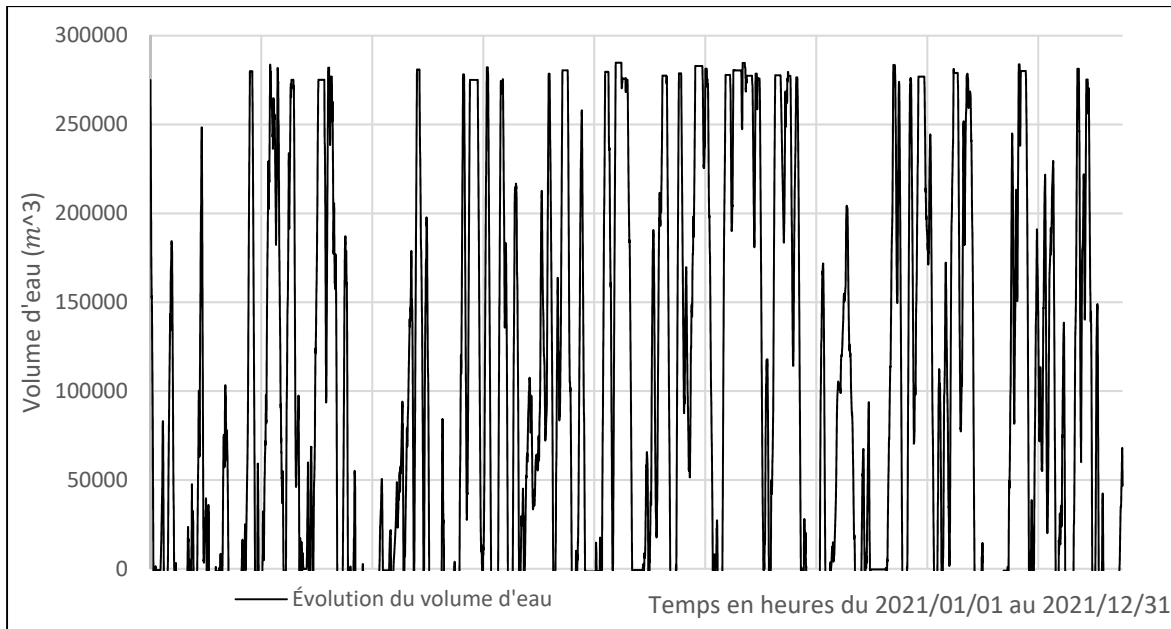


Figure 4.8 Évolution du volume dans le bassin supérieur – scénario 2, site 3

Observation : Par cette courbe d'évolution, on visualise parfaitement le problème que cause le manque de capacité énergétique des réservoirs puisque le volume transite successivement entre le manque et le trop-plein. Pour autant, en revenant sur les résultats du tableau de la Figure 4.7, on remarque que le mix énergétique visé par la décarbonation pour le scénario 2 a la décomposition suivante :

- 58,5% éolien,
- 16,7% hydraulique et,
- 24,8% thermique.

De ce fait, la STEP n'est pas inutile et le résultat est plutôt positif puisque du point de vue du R25kV, l'énergie pourrait être décarbonée à 40%, soit seulement à 10% de moins que pour les sites 1 et 2. En outre, les émissions de GES restent inférieures à la barre des 50 000 tCO_2eq qui limitent la taxation carbone du gouvernement fédéral. Finalement, les économies de diesel associées sont de 20 millions de litres par an.

En suivant le même raisonnement, on remarque que le scénario 3, moins exigeant en autonomie de stockage, donne des résultats de décarbonation encore plus satisfaisants pour la part visée.

En effet, le mix énergétique en question a la répartition suivante : 64,7% éolien, 21,7% hydraulique et 13,6% thermique.

Ces premiers résultats techniques nous permettent de conclure quant aux indices de faisabilité. Outre l'intérêt concret de la STEP qui vient d'être prouvé pour les deux scénarios, le déficit énergétique est encore une fois nul, ce qui valide la capacité des unités de production à répondre aux besoins de la mine. Ainsi, le dernier point à valider reste la cohérence du site et de l'installation. Ce point est de loin le plus discutable, notamment à cause du manque de connaissances sur le sujet des STEP souterraines et de leurs limites techniques. Ces sujets sont abordés dans la revue de littérature (*voir* 1.2.1) puis résumés dans la partie 2.4.3. Ils forment sans aucun doute le point de litige le plus saillant pour l'étude de ce site. En revanche, mis à part ce manque de connaissances qui devra être comblé par les études à venir, les simulations permettent de montrer l'intérêt d'une STEP souterraine à petite capacité dans les réseaux allant jusqu'à 25 MW d'appel de pointe.

L'aspect technique étant traité, il faut à présent se pencher sur les considérations économiques pour évaluer la pertinence de la STEP souterraine par le prisme financier.

Aspect financier

Une fois de plus, on commence l'analyse financière en présentant le tableau des coûts d'investissement de la STEP. Le calcul est mené pour le site 3 dans le cas du scénario 2 (*voir* Figure 4.9).

Site :		3							
Scénario :		2							
Tableau :									
		Quantités		Prix/unité		Source	X	Prix	
Réservoir inférieur	Excavation	43 000	m3	396			1	17028000	
	Barrage compacté	0	m3	50	CAD/m3	Raglan	1	0	CAD
	Barrage remblais	0	m3	20			1	0	
Reservoir supérieur	Excavation	0	m3	396			1	0	
	Barrage compacté	0	m3	50	CAD/m3	Raglan (R. Madlener, 2020)	1	0	CAD
	Barrage remblais	0	m3	20			1	0	
Tunnels	Excavation	3250	m3	396	CAD/m3	Raglan	1	1 287 000	CAD
Route	Création	0	km	700 000	CAD/km	Raglan	1	0	CAD
Ligne HT	Création	0	km	500 000	CAD/km	Raglan	1	0	CAD
Centrale électrique	Électromécanique	25000	kW	600	USD/kW	(Montgrid et al, 2020) (ORNL, 2022)	1	19485000	CAD
	Structure CÉ								
	Excavation CÉ	25000	kW	97	USD/kW	(Black & Veatch, 2012)	2	6300150	CAD
COÛTS DIRECTS								44,10	MCAD
Ingénierie et gestion construction Coûts financiers (contingences et assurances) Coûts développement (permis, licences, acquisition du site)						25 % des coûts directs			
COÛTS INDIRECTS								11,03	MCAD
COÛTS TOTAUX						55,13			MCAD

Figure 4.9 Décomposition des CAPEX des STEP – scénario 2, site 3

Observation : Pour le scénario 2, le prix total de la STEP s'élève à 55,13 MCAD, ce qui correspond à un investissement de 2 200 CAD par kilowatt installé. Ce résultat est sensiblement inférieur aux 2 600 CAD/kW prévu par l'IHA (2021c) alors même que Madlener & Spetch (2020) estiment que les UPSH sont plus onéreuses que les STEP traditionnelles. Une discussion complète de ce résultat est proposée dans la partie 4.3.2 en se basant sur les données fournies par la littérature.

Remarque : Dans le cas du scénario 3, les coûts sont encore plus faibles du fait de la réduction de la puissance installée. Le CAPEX total s'élève alors à 36,3 MCAD, ce qui représente un investissement de 4 000 CAD/kWh installé.

Pour la suite, on présente successivement la décomposition des coûts totaux (voir Figure 4.10) et les indices financiers représentés par la VAN, la PRI et le CAPEX initial en 2023. Chaque résultat est présenté à la fois pour les scénarios 2 et 3.

		Site	3	Scénario	2	3
Économique	Coûts diesel				232	336
	Coûts Taxes Carbones				0	42
	Coûts Maintenance				22	33
	Remplacement CAPEX (2033)				0	56
	TOTAL génératrices				254	467
	OPEX éoliennes				35,4	17,9
	CAPEX éoliennes 2023				87,2	43,6
	CAPEX éoliennes 2032				9,4	9,4
	TOTAL éoliennes				132	71
	Maintenance STEP				27	12
	Installation STEP				55	36
	Total STEP				82	48
	TOTAL des coûts				468	587

Figure 4.10 Total des CAPEX et OPEX sur toute la durée du projet – scénarios 2 et 3, site 3

Observation : Pour commencer, on remarque que dans le cas du scénario 2, les coûts totaux sont du même ordre de grandeur que ceux des sites 1 et 2 (respectivement de 472 et 458 CAD). Cette observation permet de conclure que les économies provenant de la réduction des CAPEX de la STEP souterraine sont entièrement recouverts par la consommation de diesel et la maintenance des génératrices.

Tandis que les résultats du scénario 2 semblent encourageants, ceux du scénarios 3 sont notablement différents. En effet, alors même que l'investissement initial est plus faible, le prix final s'élève à près de 120 millions de dollars en plus. Cela s'explique par le coût d'opération des génératrices qui est bien supérieur aux cas précédents. En effet, dans le scénario 3, la consommation des deux réseaux de chauffage est prise en charge par quatre EMD fonctionnant en simultanée. Outre la consommation de diesel engendrée, ce sont les émissions de CO_2 et le besoin de renouvellement des génératrices qui creusent l'écart financier. Les dépenses associées s'élèvent respectivement à 42 et 56 millions de dollars canadiens. Pour synthétiser ces informations, la Figure 4.11 résume les indices financiers pour juger de la rentabilité du projet dans ces conditions.

Économique	Site	3	Scénario	2	3	
	Coûts totaux actualisés			320	363	MCAD
	Balance finale actualisée			31,9	-11,8	MCAD
	Coûts totaux non actualisés			468	587	MCAD
	Balance finale non actualisée			137	18,1	MCAD
	PRI balance non actualisée			2033	2035	s.d.
	OPEX annuels moyens non actualisés			21,1	26,7	MCAD/an
	CAPEX en 2023 non actualisés			142	80	MCAD

Figure 4.11 Indices financiers – scénarios 2 et 3, site 3

Observation : Logiquement, en accord avec les résultats obtenus précédemment, le cas du scénario 2 est toujours sensiblement équivalent pour les trois sites ; et ce, malgré la nature des dépenses et des économies qui sont différentes. Dans le cas du scénario 3, en revanche, on voit que l'investissement, bien que faible, est difficilement remboursé. De plus, en tenant compte de l'actualisation, la rentabilité n'est pas assurée et le déficit financier final s'élève à 11,8 millions de CAD.

Remarque : À l'instar de l'étude financière menée sur les sites 1 et 2, une annexe présente l'évolution des dépenses énergétiques cumulées entre 2023 et 2037 ; et ce, pour le *statu quo* est les scénarios 2 et 3 (voir ANNEXE IX).

Plusieurs conclusions peuvent être tirées de cette partie, notamment concernant les aspects techniques et économiques de la STEP souterraine. En revanche, la plus grande part des discussions et des conclusions associées sont établies dans la seconde partie de ce chapitre. À cette étape de l'étude des résultats, on peut toutefois souligner le poids des taxes carbone et du renouvellement des génératrices dans la balance finale. En effet, pour le *statu quo*, le prix total lié à la pollution s'élève à 73,9 MCAD (non-actualisés) sur l'ensemble des années de 2023 à 2037. Outre ces points, on s'attache à évaluer l'importance du prix du diesel dans le processus décisionnel. Pour cela, la partie suivante présente les résultats obtenus pour des simulations utilisant les divers scénarios d'évolution du prix du litre établis dans la partie 2.2.5.

4.2.3 Influence du prix du diesel

Cette partie a pour but de déterminer l'influence du prix du diesel dans l'analyse financière et les prises de décisions. La méthodologie est simple, puisque les balances économiques entre les sites 1 et 2 sont relativement équivalentes pour le scénario 2, on peut réduire l'étude à seulement l'une d'elle. Ainsi, l'algorithme MATLAB est inchangé, au même titre que les performance techniques. Seule l'étude financière sur Excel est modifiée puisqu'on change le vecteur de prix du diesel entre 2023 et 2037. On compare alors quatre scénarios :

- le scénario de « référence », utilisé jusqu'à maintenant,
- le scénario « bas » qui prévoit une diminution puis une stagnation du prix du litre,
- le scénario « haut », qui prévoit une forte augmentation jusqu'en 2050,
- le scénario de « Raglan » qui considère les prévisions d'évolution calculée par la mine.

Sur ce point, il faut expliquer que les prévisions de Raglan, données également en CAD/litre, tiennent compte du prix des crédits carbone dans la valeur totale. Ainsi, pour ne pas compter ces grandeurs deux fois, le programme est modifié pour retirer le prix des taxes carbone considérées jusqu'alors. On note également que ces données sont confidentielles et ne sont donc pas renseignées. Toutefois, celles-ci se situent entre le scénario de « référence » et le scénario « haut ». Le tableau de la Figure 4.12 fournit le prix total du projet ainsi que la balance, qui correspond à la différence avec le *statu quo*, lui-même recalculé avec les différents scénarios. Les résultats sont fournis avec et sans l'actualisation des coûts.

Économique	Scénario	2	Site	2	Bas	Référence	Raglan	Élevé
	Coûts totaux actualisés (MCAD)				300	327	327	378
	Balance finale actualisée (MCAD)				-13,0	24,5	79,1	96,5
	Coûts totaux non actualisés (MCAD)				411	458	458	546
	Balance finale non actualisée (MCAD)				85	148	240	268

Figure 4.12 Coûts totaux et balances en fonction des scénarios de prix du diesel – scénarios 2 et 3, site 3

Observation : Ces résultats sont assez explicites et permettent, sans détour, de conclure quant à l'importance du prix du diesel dans la balance économique. À ce titre, dans le cas du scénario de « Raglan » et du scénario « haut », après 15 ans d'exercice, les bénéfices se trouvent même supérieurs à l'investissement initial qui approche les 200 MCAD. Par ailleurs, en tenant compte de l'actualisation, le projet perd sa rentabilité dans le cas où le prix du diesel venait à ne pas augmenter.

La conclusion centrale à amener sur ce sujet touche à la politique énergétique. En effet, même en appliquant les taxes carbone, la possibilité d'une diminution du prix du diesel menace la faisabilité économique et le développement des projets d'énergie renouvelable. Dans ce cas de figure, l'intervention de l'État est une réponse envisageable pour maintenir une tendance de décarbonation. Que ce soit pas la régulation Keynésienne du marché pétrolier ou par la subvention des projets renouvelables, les gouvernements doivent être prêts à influencer les prises de décisions pour assurer une transition énergétique à la hauteur des exigences connues et largement relayées, déjà en 1970, par le rapport Meadows (Meadows et al., 1972), puis, plus récemment, par le Groupe d'Experts Intergouvernementale sur l'Évolution du Climat (GIEC) (*AR6 Synthesis Report*, s. d.), entres autres.

En plus de cette conclusion intermédiaire et de toutes les observations menées lors de l'exposition des résultats, la partie suivante propose de résumer les traits principaux de l'étude afin de les interpréter et de répondre aux deux sous-problématiques de ce mémoire.

4.3 Discussions et recommandations

Dans cette ultime partie du mémoire, sont présentées les discussions liées aux résultats obtenus, d'abord pour les sites 1 et 2, puis pour le site 3. Toutefois, puisque les objectifs de deux sous-problématiques diffèrent, chaque partie dispose d'un contenu unique. Ainsi, pour les sites 1 et 2, la discussion se concentre en premier lieu sur l'analyse des hypothèses posées qui, en cas de révision, pourraient apporter des améliorations à l'étude. Ensuite, sont proposées plusieurs pistes de travaux complémentaires à mener pour aller plus loin dans la réalisation du

projet ; et ce, avant de conclure en proposant un résumé des résultats saillants obtenus. Enfin, la deuxième partie de la discussion traite du troisième site en apportant une comparaison entre les résultats obtenus et la littérature sur les STEP souterraines. L'intérêt est alors de résumer les propositions de réponses établies dans ce mémoire en les comparant à une base de référence. Cette vue comparative permet alors de discuter autour de la pertinence des résultats et des hypothèses posées. Les trois sections dédiées traitent alors des choix quant à la topologie de la STEP, des résultats techniques et des indicateurs économiques.

4.3.1 Recommandations et discussion autour des résultats - sites 1 et 2

Discussion autour des hypothèses principales

La remise en question des hypothèses posées tout au long de la méthodologie permet de voir ses aspects les plus discutables et donc les modifications qui pourraient être apportées afin d'améliorer la qualité de ce travail. Pour rappel, les conjectures principales sont les suivantes :

- Pour les scénarios 1 et 2, tous les aspects techniques et financiers des unités de production de chaleur pour les procédés de séchage du minerai et de chauffage du glycol sont ignorés. Ainsi, pour prétendre juger de la rentabilité exacte des projets et établir un plan de décarbonation plus précis, il faut connaître les installations exactes qui peuvent être utilisées pour répondre à l'un et à l'autre des besoins de la mine.
- La production éolienne est identique tous les ans. Cette hypothèse est capitale puisque le dimensionnement du parc éolien repose exclusivement dessus. Par ailleurs, l'historique des données semble accorder l'idée que la production de 2021 est légèrement supérieure à celle obtenue les années précédentes. Pour juger de l'influence de cette conjecture, il est alors possible d'effectuer les mêmes simulations avec les productions antérieures.
- Le fonctionnement du réseau utilisant les données de 2021 est reproductible aux années futures. La totalité de l'analyse économique repose sur cette hypothèse établie dans la partie 3.3.2 puisqu'on considère que la consommation du R25kV et la production éolienne seront identiques jusqu'en 2037. Cette supposition simplifie grandement

l'étude et s'éloigne de la réalité puisque d'après Raglan, il faut s'attendre à une légère augmentation des besoins dans les années à venir, puis à une réduction progressive.

- La prix de la pollution est comptabilisé en utilisant les taxes carbone et non les crédits compensatoires. Bien qu'il est difficile d'estimer l'évolution d'un marché financier, il pourrait être intéressant de projeter un scénario moyen pour l'évolution du prix des crédits et de comparer les dépenses liées aux émissions de GES dans les deux cas.

Ainsi, au vu de ces remarques, il pourrait être intéressant de simuler de nouveau le fonctionnement des unités de production en tenant compte des procédés de chauffage du glycol et de séchage, en ajoutant un paramètre variable dans l'estimation de la production éolienne, en tenant compte des prévisions des besoins énergétiques de Raglan jusqu'en 2037 et finalement, en utilisant les crédits compensatoires plutôt que les taxes carbone pour l'analyse financière. Outre ces quatre points majeurs, il existe un certain nombre de travaux qu'il est nécessaire de mener pour compléter l'étude de faisabilité et pouvoir prétendre aboutir à la réalisation du projet. La section suivante traite des plus évidents ainsi que de certaines pistes de réflexion qu'il pourrait être intéressant d'explorer.

Études complémentaires à mener

Les propositions suivantes sont traitées sans attribuer d'ordre d'importance ou de difficulté. Pour commencer, bien que les résultats techniques des STEP au lac Watts soient très encourageants, il n'existe à ce stade aucune preuve soutenant la possibilité de créer des ouvrages hydrauliques à ces emplacements. En effet, il faut avant tout mener des études géologiques pour connaître la nature du terrain et ainsi évaluer les besoins en travaux et la possibilité de créer des infrastructures sur place. Ensuite, on peut penser à des études topographiques pour évaluer l'accès aux sites et la possibilité d'acheminer des engins et du matériel. À ce titre, il faut également pouvoir construire le plancher de la centrale, qui correspond à un local créé spécialement sur place pour pré-assembler les passages hydrauliques et les machines hydroélectriques. Il s'agit d'un paramètre majeur dans la gestion des projets qui nécessite un grand espace, des engins et des outils massifs. De plus, il existe bien d'autres études à mener, notamment sur l'hydrologie du site pour prendre en compte le

remplissage des bassins par ruissellement par exemple. On pense également aux études liées au gel des passages hydrauliques qui viseraient à évaluer les risques de bris, de disfonctionnement ou simplement de pertes de charge liées à la formation de glace dans les conduites et les turbines. Pour finir, il faut aussi s'assurer que le site du lac Watts est envisageable en tenant compte des politiques environnementales et sociales liées à la région.

Ensuite, toujours concernant les systèmes de stockage, il est vu dans les résultats qu'il existe une partie de l'énergie éolienne qui est perdue. Cela provient soit du manque de puissance installée en pompe, soit d'un trop-plein du réservoir supérieur. Toujours est-il qu'il existe un potentiel d'augmentation du taux d'énergie renouvelable en ajoutant d'autres systèmes de stockage auxiliaires. Une étude complète pourrait être menée pour connaître les opportunités qu'offrent les différentes technologies existantes, que ce soit des batteries Li-ion classiques, des batteries redox, ou finalement, des cuves d'hydrogène, qui pourraient d'ailleurs être associées à la décarbonation des véhicules utilisés à Raglan. Finalement, une dernière solution de stockage peut être imaginée pour avoir une meilleure gestion de la production de chaleur. Dans le cas du scénario 2 par exemple, si la récupération liée à la mise en marche des EMD est plus importante que la demande, il pourrait être possible d'utiliser un stockage de chaleur latente ou sensible pour la réutiliser à un moment plus propice.

Au-delà des systèmes de stockage, on peut s'intéresser aux études à mener pour l'installation du parc éolien. En effet, dans la méthodologie a été retenue l'hypothèse selon laquelle le parc serait installé dans la même zone ayant accueilli les deux premières unités. Pour justifier ce choix, il est nécessaire de réaliser une étude sur les relevés météorologiques de cette zone mais également des alentours pour s'assurer d'exploiter, au mieux, le potentiel du vent dans la région. Il est donc envisageable que le parc propose de meilleures performances dans un endroit éloigné de la mine, ce qui modifierait singulièrement les coûts d'installation, de par le besoin de créer une route d'accès et de relier des lignes hautes tensions. À cet égard, le raccord entre la mine et une STEP au lac Watts peut créer de nouvelles opportunités pour installer le parc éolien à moindre coût entre ces deux points.

Ensuite, une ultime étude éolienne pourrait être menée afin d'améliorer encore le potentiel renouvelable, voire même, de réduire les coûts d'investissement initiaux. Cette étude traiterait de la question du modèle d'éolienne choisi. En effet, l'Enercon E82 E4 de 3 MW, actuellement utilisée, a une puissance standard. Aussi, lorsqu'il s'agit d'installer plus de 90 MW dans un seul parc (scénario 1 avec ses 31 unités), il peut être pertinent de chercher à utiliser des turbines plus puissantes pour réduire le nombre d'unités à installer. Ainsi, à titre d'exemple, une recherche pourrait être menée sur le modèle E126 d'Enercon d'une puissance de 7,56 MW et d'une hauteur de mât de 128 mètres (Enercon, 2015). Cette dernière caractéristique peut, en outre, être une opportunité intéressante en comparaison avec les 84 mètres du mat des E82 E4. En effet, à une altitude plus élevée, l'effet de la couche limite atmosphérique est moins prononcé, ce qui augmente la vitesse du vent et donc la puissance exploitable. Il est donc possible que le facteur de capacité puisse être meilleur pour des E126. Néanmoins, moult incertitudes s'imposent d'ores et déjà. On pense, par exemple, à la question du transport de pièces de grandes tailles dans la région, ou encore, à la question du gel qui, à haute altitude, risque de générer des problèmes significatifs.

Pour finir, une autre catégorie d'études doit être menée avant d'intégrer des unités de production intermittentes sur un réseau. Il s'agit des études dynamiques qui évaluent le comportement des composants électriques pendant les périodes transitoires. Sur des échelles de temps allant de la milliseconde à quelques minutes, on observe leur rapidité de réponse et leur stabilité afin d'évaluer leur flexibilité. Par ailleurs, il faut également étudier la qualité de l'énergie intégrée dans le réseau. En effet, dans ce rapport, on se concentre uniquement sur l'équilibre des puissances actives, ce qui revient à considérer la stabilité en fréquence. En revanche, les énergies renouvelables sont grandement productrices d'énergie réactive, qui, en plus d'influencer la stabilité en tension, réduit aussi la qualité de l'énergie. En intégrant plus de 50% de production éolienne dans le réseau, Raglan s'expose donc au risque de réduire la qualité de son électricité, ce qui peut endommager l'électronique de puissance utilisée dans la distribution de l'énergie.

Ces cinq grandes pistes de réflexions restent des propositions en lien avec les projets tels qu'ils sont présentés dans ce mémoire. En effet, il s'agit d'études nécessaires pour concrétiser ces propositions sans soumettre d'autres alternatives. Enfin, pour permettre au lecteur d'extraire les points essentiels à retenir des résultats, on propose de les résumer dans la section suivante.

Résultats saillants à retenir

Parmi les résultats et les observations établis dans la partie 4.2.1, on choisit d'extraire les informations centrales à retenir pour Raglan, que ce soit par des variables chiffrées ou par des appréciations. Le tableau de la Figure 4.13 présente les résultats centraux liés aux performances techniques et à l'analyse financière des simulations réalisées sur les sites 1 et 2. Les résultats sont directement comparés à la simulation du *statu quo*.

	Scénario 1		Scénario 2		Statu Quo
	Site 1	Site 2	Site 1	Site 2	
Taux d'intégration renouvelable sur le R25kV (%)	86,0	89,4	48,1	51,1	6,5
Consommation annuelle de diesel (ML/an)	4,9	3,7	14,6	13,3	38
Émissions annuelles de GES (tCO ₂ eq/an)	13 700	10 300	40 500	37 100	105 500
Année de rentabilité	2035	2035	2034	2033	x
Investissement initial 2023 (MCAD)	311	305	199	192	x
Balance finale 2037 (MCAD)	101	124	122	148	x

Figure 4.13 Résumé des résultats technico-économiques principaux – sites 1 et 2

Observation : Dans tous les cas de figure, le taux d'intégration renouvelable permet de réduire les émissions de GES sous la barre des 50 000 tCO₂eq à partir desquels la taxation carbone est imposée aux entreprises (Environnement et Changement climatique Canada, 2022). Par ailleurs, tous les projets, indépendamment de leurs envergures, sont rentabilisés à l'horizon 2035.

En plus de l'intérêt certain pour Raglan, ces observations peuvent servir de référence pour les projets renouvelables futurs dans le Nord canadien. À ce titre, on résume le prix de l'énergie établi pour le scénario 2 et les sites 1 et 2. Pour les éoliennes d'abord, le CAPEX s'élève à

6,23 MCAD/unité, soit 2,08 MCAD/MW installé. En outre, les OPEX moyens sont estimés à 17,33 CAD/MWh produit. Ces montants tiennent compte de la localisation de la mine qui augmente tous les coûts liés au transport, au génie civil et à l'assemblage des unités.

À l'instar, on évalue les coûts liés à la création et à l'opération de la STEP. Pour les sites 1 et 2 et les divers scénarios étudiés, on estime que le CAPEX est compris entre 3 100 et 4 000 CAD par kilowatt installé, ce qui est corroboré par Madler & Specht (2020). De plus, pour les coûts d'opération et de maintenance, la prise en compte de l'emplacement de Raglan permet d'estimer un montant fixé à 72,5 CAD/kW-an.

Remarque : À l'inverse des coûts des éoliennes, il est probable que les CAPEX des STEP aient été sous-évalués notamment concernant l'envergure des travaux de génie civil. Il s'agit ici d'une interprétation personnelle à considérer comme telle.

Ensuite, on peut évoquer la sensibilité du prix du diesel et des taxes carbone dans le processus décisionnel des projets renouvelables. À ce titre, sur les quinze ans à venir, les dépenses liées à la pollution s'élèvent à près de 74 millions de dollars dans le cas du *statu quo*. Sans ce paramètre capital, il s'avère que la rentabilité des projets n'est plus assurée lorsque le calcul est mené avec en tenant compte de l'actualisation du prix de l'argent (à 8%) et de l'inflation (à 2%). Par ailleurs, l'évolution du marché du pétrole est également fondamentale pour le succès des projets renouvelables. Dans le cas du scénario de l'EIA projetant une réduction du prix du diesel dès 2023 (*voir* Figure 2.10), les simulations établies dans ce projet ne sont plus viables économiquement.

Finalement, pour clore cette partie, on peut évoquer les paramètres volontairement mis de côté qui peuvent singulièrement soutenir la viabilité du projet. On pense d'abord au programme ÉcoPerformance mis en place par le gouvernement du Québec et qui vise à soutenir financièrement les projets de décarbonation (*Programme ÉcoPerformance*, s. d.). Dans le cas de grands projets industriels, le montant maximal de cette subvention s'élève à 40 millions de dollars, ce qui correspond à plus de 8% du prix total de l'énergie sur les quinze ans à venir. En

outre, on pense également à l'avantage mercantile pouvant être obtenu via un projet de décarbonation. En s'affichant comme entreprise soucieuse des enjeux de la transition énergétique au point d'investir dans la réduction drastique de ses propres émissions de GES, Raglan peut développer sa visibilité et obtenir un avantage concurrentiel certain.

Tandis que ces quelques conclusions s'adressent principalement à Raglan ou aux lecteurs étudiant la question de la faisabilité des projets renouvelables dans le Nord Québécois, la partie suivante traite essentiellement de la question des STEP souterraines. L'intérêt est de pouvoir apporter de nouveaux résultats chiffrés et de nouvelles observations à la recherche dédiée au sujet.

4.3.2 Discussion autour des résultats – site 3

Cette dernière partie se construit différemment de la précédente puisqu'il s'agit ici de présenter, par catégorie, les résultats obtenus qui semblent avoir un intérêt pour le développement des UPHS. On traite alors de la question de la topologie choisie, des performances de la STEP simulée, puis de la décomposition des coûts d'investissement.

Topologie de la STEP

La topologie de la STEP, qui est présentée dans la partie 2.4.3 est unique en comparaison aux modèles et aux schémas trouvables dans la littérature. Cela s'explique principalement par le fait que la recherche, encore peu développée sur le sujet, se concentre majoritairement sur l'exploitation des anciennes mines de charbon. Le réseau de galeries souterraines étant complètement différent de celui des mines de nickel (*voir* Figure-A V-1, ANNEXE V), il est nécessaire de réévaluer la topologie et de l'adapter aux sous-sols de Raglan. Les Figures Figure 4.14 et Figure 4.15 illustrent la topologie classique des UPSH dans des mines de charbon.

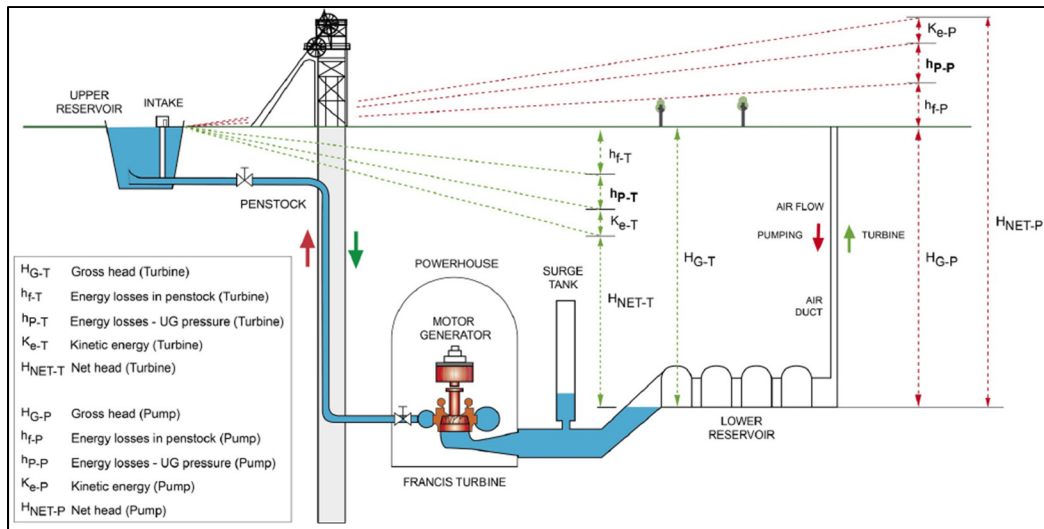


Figure 4.14 Schéma d'une STEP souterraine
Tirée de Menéndez et al. (2019, p. 3)

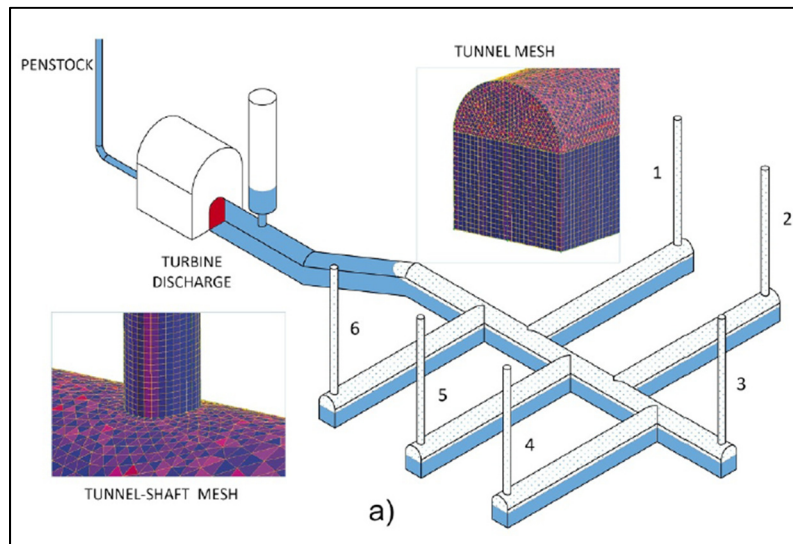


Figure 4.15 Schéma des galeries souterraines
utilisées comme bassin inférieur
Tirée de Menéndez et al. (2020, p. 4)

À la différence des mines de nickel, il y a un large trou d'accès, d'un diamètre avoisinant les sept mètres, qui relie verticalement la surface aux galeries souterraines. Les conduites forcées y sont construites et l'espace supplémentaire permet toujours l'accès au fond de la mine pour opérer dans la centrale électrique. À Raglan, le minerai est atteint via une rampe en colimaçon de section 25 mètres carrés, ce qui risque d'être trop petit pour accueillir les conduites forcées

tout en laissant un accès pour le transport vers la centrale. La Figure 4.16 redonne le schéma simplifié de la topologie imaginée pour ce projet.

Ainsi, comme expliqué, l'« accès à la centrale » représenté sur le dessin fait référence à la rampe en colimaçon laissée libre d'accès pour le transport. Il est donc choisi d'installer les conduites forcées dans des tunnels à excaver. Toutefois, installer les conduites dans la rampe pourrait rester une option pertinente, quitte à l'élargir si besoin ; bien que, dans ce cas, la longueur des conduites serait beaucoup plus importante et constamment en virage, ce qui, d'abord, augmenterait grandement les pertes de charge régulières et singulières, et, ensuite, nécessiterait des conduites construites sur mesure, et ce, pour l'intégralité des pièces.

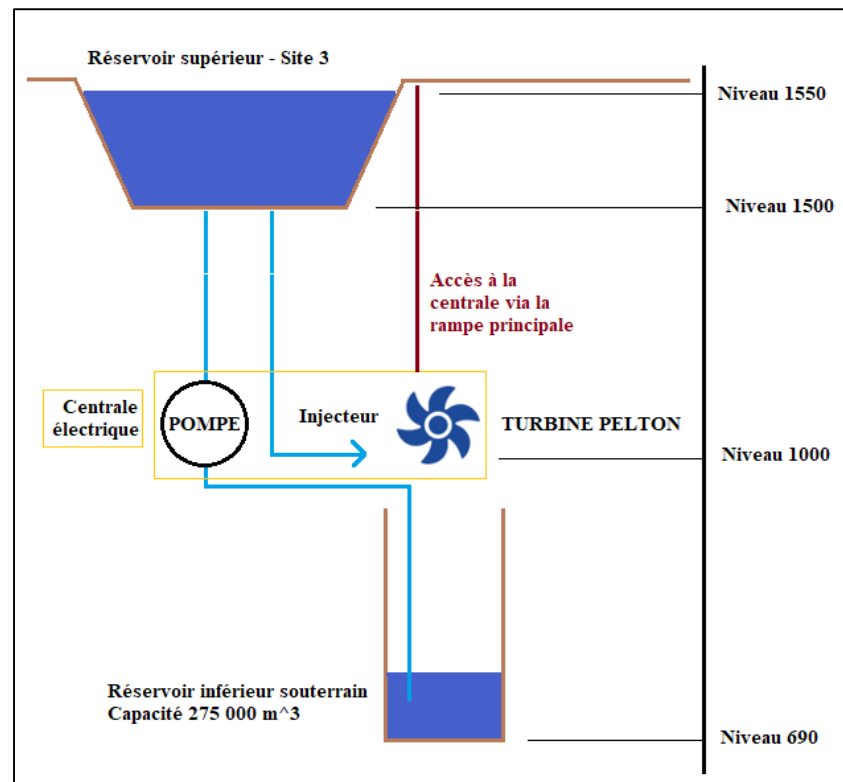


Figure 4.16 Topologie de la STEP - site 3

Une seconde différence notable entre les deux topologies est la forme prise par le bassin inférieur. En effet, les galeries des mines de charbon se développent de manière horizontale sur de grandes distances tandis que la mine de nickel est beaucoup plus verticale. Pour obtenir

un volume d'eau convenable, il faut donc pouvoir noyer les tunnels sur plusieurs étages. Par ailleurs, c'est de ce point précis que naît une autre caractéristique de la topologie présentée. Puisque les galeries doivent être noyées sur plusieurs étages, le fond de la mine n'est pas accessible par la rampe principale. De ce fait, la centrale électrique doit se trouver nécessairement au-dessus de la zone immergée, ce qui impose l'emploi de turbines à action et de pompes branchées en aspiration. Sur ce sujet, le travail présenté se contente de mettre en avant l'existence de cette option sans prouver son efficacité. Il pourrait donc être intéressant d'établir les dimensions des pompes centrifuges qui répondraient au fonctionnement simulé ici.

Pour finir sur la question de la topologie, il reste à aborder l'une des limites principales liée à la nature des galeries souterraines. Il s'agit de la question du montage et de l'assemblage des passages hydrauliques et des machines électromécaniques. En effet, transporter, manipuler et assembler tous les éléments qui composent la STEP dans les galeries est très certainement un défi majeur. Pour conclure sur ce point, il s'agirait alors d'évaluer la faisabilité de ces tâches, l'ampleur des travaux à prévoir et les conditions à respecter sur la taille et sur le nombre de composants pouvant être installés.

Faisabilité technique

Pour commencer, les résultats des performances techniques de la STEP simulée sur le site 3 donnent des conclusions assez encourageantes. Les points saillants sont résumés dans le Tableau 4.1.

Observation : Grâce à ces résultats, on peut voir que la STEP a un intérêt concret dans l'augmentation du taux d'intégration renouvelable. Toutefois, on remarque également qu'une grande quantité d'énergie est perdue, ce qui s'explique principalement par la capacité volumique de la STEP qui est limité à 275 000 mètres cubes.

Avant de passer à la section suivante traitant de la faisabilité économique, on rappelle, une fois de plus, qu'il existe un large panel de sujets sur lesquels la recherche n'a pas apporté de

réponses. Concernant la faisabilité technique, il reste à prouver, entre autres, que les structures souterraines peuvent accueillir de grands volumes d'eau.

Tableau 4.1 Résumé des performances techniques - site 3

	Scénario 2	Scénario 3
Puissance de pointe appelée	25 MW	10 MW
Puissance moyenne appelée	15,7 MW	8,6 MW
Énergie totale consommée	137 500 MWh	75 300 MWh
Énergie éolienne	58,5%	64,7%
Énergie hydraulique	16,7%	21,7%
Énergie thermique	24,8%	13,6%
Énergie éolienne perdue	22 900 MWh	13 900 MWh

Faisabilité économique

Pour la question de la faisabilité économique, on s'appuie sur la décomposition des coûts présentés dans le tableau de la Figure 4.17.

Site : 3									
Scénario : 2									
Tableau :		Quantités		Prix/unité		Source	X	Prix	
Réservoir inférieur	Excavation	43 000	m3	396			1	17028000	
	Barrage compacté	0	m3	50	CAD/m3	Raglan	1	0	CAD
	Barrage remblais	0	m3	20			1	0	
Réservoir supérieur	Excavation	0	m3	396			1	0	
	Barrage compacté	0	m3	50	CAD/m3	Raglan (R. Madlener, 2020)	1	0	CAD
	Barrage remblais	0	m3	20			1	0	
Tunnels	Excavation	3250	m3	396	CAD/m3	Raglan	1	1 287 000	CAD
Route	Création	0	km	700 000	CAD/km	Raglan	1	0	CAD
Ligne HT	Création	0	km	500 000	CAD/km	Raglan	1	0	CAD
Centrale électrique	Électromécanique Structure CÉ	25000	kW	600	USD/kW	(Montgrid et al, 2020) (ORNL, 2022)	1	19485000	CAD
	Excavation CÉ	25000	kW	97	USD/kW	(Black & Veatch, 2012)	2	6300150	CAD
COÛTS DIRECTS								44,10	MCAD
Ingénierie et gestion construction Coûts financiers (contingences et assurances) Coûts développement (permis, licences, acquisition du site)						25 % des coûts directs			
COÛTS INDIRECTS								11,03	MCAD
COÛTS TOTAUX						55,13			MCAD

Figure 4.17 Décomposition des CAPEX des STEP – scénario 2, site 3

Observation : Tout d'abord, les montants totaux pour la création des STEP s'élèvent à 55,13 et 36,30 MCAD respectivement pour les scénarios 2 et 3, ce qui correspond à des investissements de 2 200 et 4 000 CAD par mégawatt installé. D'un point de vue énergétique, cela correspond, pour un bassin de $275\,000\text{ m}^3$ et donc de 319 000 MWh, à un montant de 172,8 et 113,8 CAD par mégawattheure. À titre comparatif, la littérature prévoit des coûts d'investissement avoisinant les 3 500 – 5 000 CAD/kW installé (IHA, 2021d) ; ou encore, pour une UPSH de chute 500 mètres, un montant de 361 EUR/kWh (Madlener & Specht, 2020). Convertie avec un taux de 1,498 CAD/EUR, cette somme équivaut à 540 CAD/kWh.

Cette comparaison est intéressante, car elle permet de montrer que l'évaluation des coûts en fonction de la puissance et de la capacité donne des résultats complètement différents. En effet, lorsqu'on étudie un site sous différentes configurations, l'économie d'échelle peut fonctionner dans les deux sens puisqu'énergétiquement, le scénario 2 est moins avantageux, alors même qu'il l'est du point de vue de la puissance. Ainsi, il est dur de conclure en appliquant une simple comparaison avec les valeurs de la littérature.

En revanche, on peut détailler plusieurs observations pour appréhender les résultats obtenus. D'abord, en comparaison aux STEP des sites 1 et 2, une partie des coûts n'est plus considérée puisque ni la création d'une route d'accès, ni la création d'une ligne haute tension ne sont nécessaires vue l'emplacement du site. Il s'agit, sans nul doute, de l'un des avantages principaux des STEP utilisant d'anciennes mines. À terme, les exploitations minières travaillant sur plusieurs sites pourraient choisir d'utiliser ceux récemment désaffectés pour l'installation du système de stockage. Les raccords existants, les routes entretenues et les commodités sur places pourraient mener à des économies certaines.

Bien qu'il s'agisse d'une interprétation personnelle, on s'attend à ce qu'une partie des coûts liés à l'aménagement du bassin inférieur ait été oubliée. En effet, la méthodologie utilisée et présentée dans l'ANNEXE V, afin de calculer le volume d'eau utilisable dans les galeries souterraines, ne prend en compte que les travaux liés au cheminement de l'eau. En effet, pour éviter d'emprisonner le liquide dans des impasses et ainsi de créer des surpressions, les galeries

sont rallongées et raccordées entre elles, ce qui nécessite le marinage de 43 000 mètres cubes de matériaux. Ainsi, il s'agit de la seule dépense considérée pour la création du bassin inférieur. Pour autant, il faut s'attendre à ce que les coûts soient dupliqués notamment afin d'aménager les galeries noyées. En effet, la mine, pour son utilisation, dispose de nombreuses infrastructures telles que des réseaux d'électricité et de ventilation qui devront être retirés avant de pouvoir mettre la STEP en marche.

Ainsi, malgré certains coûts qui ont certainement été sous-évalués, les résultats obtenus des simulations prouvent la rentabilité des scénarios 2 et 3 avec des marges (non-actualisées) respectives de 137 et 18 MCAD. Dans l'absolu, ces gains finaux pourraient être vus comme les investissements maximaux qu'il est possible d'ajouter à la création de la STEP, tout en assurant sa rentabilité.

Pour conclure, la méthodologie employée permet d'établir une nouvelle topologie envisageable pour la création de STEP souterraine ; et ce, pour les mines de nickel se développant de manière semblable à celles de Raglan. Par ailleurs, les simulations menées sur une année indiquent que, malgré la capacité faible de 275 000 mètres cubes (pour 500 mètres de chute), il est possible d'augmenter le taux d'intégration éolien de 16,7 et 21,7% respectivement pour des réseaux de puissance moyenne 15,7 et 8,6 MW. Pour ce faire, les investissements s'élèvent à 55,13 et 36,3 MCAD avec une rentabilité assurée lorsque l'actualisation et l'inflation ne sont pas considérées. Les résultats obtenus sont donc très encourageants, mais nécessitent un grand nombre de recherches complémentaires pour espérer apporter des conclusions plus concrètes, et à terme, voir émerger des projets de STEP souterraines.

CONCLUSION

Dans un souci de décarbonation de ses activités, la mine Raglan souhaite augmenter le taux d'intégration d'énergie renouvelable dans son mix autonome. Dans ce contexte, cette étude se concentre sur les réseaux principaux d'électricité et de chaleur qui consomment 38 millions de litres de diesel, ce qui correspond à 105 550 tCO_2eq émis annuellement. Le fonctionnement atypique de la mine, qui utilise la cogénération des génératrices thermiques pour injecter la chaleur dans ses réseaux de chauffage, permet d'établir trois scénarios de décarbonation visant à réduire respectivement 100%, 66% et 42% du diesel consommé annuellement. Pour ce faire, cette étude propose une électrification des procédés qui utilisent la chaleur et dimensionne un parc éolien répondant à la charge électrique totale équivalente. Aussi, pour réduire les effets de la fluctuation de la production éolienne, un système de stockage hydraulique est envisagé, notamment pour la flexibilité et la maturité de cette technologie. Toutes les caractéristiques nécessaires à la simulation du fonctionnement de trois STEP sont étudiées via la recherche de sites potentiels, le dimensionnement des passages hydrauliques et les hypothèses posées sur les topologies des stations. Deux des STEP, traditionnelles, disposent de topographies avantageuses, tandis que la troisième a la caractéristique principale d'utiliser les galeries d'une mine désaffectée. À cet égard, la technologie des STEP souterraines étant encore au stade de la recherche, on utilise le support de cette étude pour dégager une sous-problématique visant à établir la faisabilité technique et économique de l'emploi d'un tel système à Raglan. Toujours est-il qu'avec les paramètres techniques et financiers déterminés pour les trois unités de production (thermiques, éoliennes et hydrauliques), leur capacité à répondre aux besoins horaires de la mine est simulée. Il s'agit donc d'une étude à régime permanent, visant à établir l'équilibre entre la puissance horaire active appelée et injectée dans le réseau ; et ce, sur une année entière discrétisée en 8760 données.

L'évaluation des résultats se fait alors à travers des indices techniques et économiques qui questionnent, d'abord, la capacité des unités à répondre aux besoins de la mine, la capacité de la STEP d'augmenter le taux d'intégration éolien et la cohérence des dimensionnements et des topologies choisies. Ensuite, financièrement, l'étude calcule le prix annuel de l'énergie, de

2023 à 2037, pour les simulations du couplage {éolien + STEP}, mais également pour le cas du *statu quo*. En les comparant, on en déduit les trois indices financiers : la balance finale, la période de retour sur investissement et l'investissement initial à prévoir en 2023.

Parmi les nombreux résultats obtenus, on conclut que les sites des STEP classiques permettent d'atteindre une réduction effective moyenne ; de 88,6%, 63,3% et 42,0% de la consommation de diesel pour les trois scénarios prévus. En plus de valider les trois critères techniques, toutes les configurations choisies sont rentables avec un retour sur investissement estimé à l'horizon 2035. En outre, sans tenir compte de l'actualisation et de l'inflation, la balance finale est positive et s'élève à plus de 100 millions de dollars, en 2037, par rapport au *statu quo*. De plus, pour les scénarios 1 et 2, les investissements initiaux avoisinent les 300 et 200 millions de dollars canadiens. À ce sujet, les montants d'investissement des éoliennes et des STEP des sites 1 et 2 sont estimés, respectivement, à 2 080 CAD/kW et 3720 CAD/kW, tandis que les OPEX sont estimés à 17,3 CAD/MWh et 72,5 CAD/kW-an.

Avant de conclure quant aux résultats obtenus pour l'étude de la STEP souterraine, on établit un dernier point central observé dans les résultats. Une série de simulations complémentaires, testant divers scénarios d'évolution du prix du diesel, permettent d'avancer qu'il s'agit d'un paramètre central pour la faisabilité économique. En effet, tandis que les valeurs fournies précédemment sont calculées avec le scénario de référence établi par l'EIA, il s'avère que les scénarios d'augmentation et de réduction du prix du carburant changent grandement les résultats, doublant ainsi les gains, dans le meilleur des cas, ou empêchant la rentabilité finale, dans le pire des cas. On note également que les taxes carbone, suivant le système de tarification fondé sur le rendement, sont prises en compte et soutiennent significativement la viabilité économique des projets renouvelables.

Concernant la STEP souterraine à présent, l'étude des galeries et des plans de la mine a permis d'établir une topologie innovante afin d'installer une STEP (voir Figure 4.16) En effet, la littérature sur le sujet traite principalement des stations utilisant d'anciennes mines de charbon, dont les sous-sols sont grandement différents de ceux des mines de nickel exploitées par

Raglan. En plus de proposer cette topologie, on détermine le volume d'eau utilisable et les travaux d'excavation associés. Avec ses 275 000 mètres cubes d'eau et sa chute de 500 mètres, la STEP répond avec difficulté aux objectifs des scénarios 2 et 3 puisque la réduction de consommation du diesel est estimée, respectivement, à 52,6% et 32,4%. Toutefois, en plus des indices techniques validés, la rentabilité est assurée pour les deux scénarios (sans l'actualisation). Concernant le prix de la STEP souterraine, l'investissement est estimé à 55 et 36 MCAD pour l'installation respectivement de 25 et 10 mégawatts de turbines. En revanche, il est estimé qu'une large partie des coûts a été négligée, notamment ceux liés à la réhabilitation des souterrains nécessaire à l'accueil des volumes d'eau. Pour aller plus loin dans l'étude, il faudrait donc estimer le montant nécessaire pour retirer toutes les anciennes infrastructures (réseaux de ventilation, réseaux d'électricité, etc.). En outre, la suite logique de ce travail serait de valider la faisabilité technique de la topologie proposée et de l'améliorer en dimensionnant les turbines et les pompes à utiliser pour répondre aux exigences du réseau.

Pour conclure, on retourne sur la problématique initiale liée à la décarbonation de Raglan afin d'ouvrir le sujet en proposant des études complémentaires. À cet égard, l'étude de la faisabilité des STEP des sites classiques est certainement la prochaine étape la plus importante. Il est nécessaire de pouvoir approfondir l'évaluation des coûts, de l'accès au site, de la possibilité de construire des infrastructures vis-à-vis de la topographie, de l'influence du gel sur le comportement de la STEP, etc. Ainsi, il reste un large panel d'études à mener pour s'assurer de la réelle viabilité du projet. À cette étape de la réflexion, ce travail de mémoire permet d'affirmer qu'il y a un intérêt certain à mener ces études complémentaires.

ANNEXE I

CALCUL DE LA CHARGE DE CHALEUR TRANSMISE AUX RÉCUPÉRATEURS DU RÉSEAU GLYCOLÉ

Lorsque les génératrices EMD sont en fonctionnement, une boucle d'eau froide les traverse permettant leur refroidissement. La chaleur récupérée par cette boucle est alors transmise au réseau de glycol pour en chauffer l'eau à travers le récupérateur 31-HX-02, Figure-A I-1.

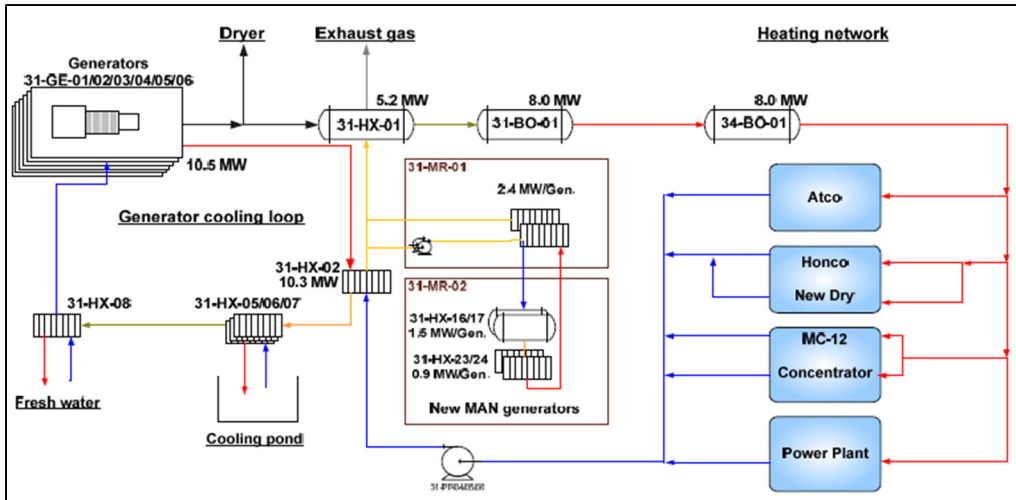


Figure-A I-1 Réseau d'eau glycolée de Raglan

Remarque : On note que le récupérateur a une puissance nominale de 10,2 MW mais une puissance réelle de fournie au fluide de 8 MW au maximum comme l'indique la Figure-A I-2.

Observation : Ces courbes comparent l’amplitude de la charge assumée par le récupérateur HX-02 sur le réseau de glycol par rapport à la charge totale. On remarque alors qu’en dessous de 5 MW, le récupérateur assure presque entièrement le chauffage de l’eau. En hiver, lorsque la charge est trop élevée et nécessite le support des autres sources de chaleur, le HX-02 assure une charge variant de cinq à huit mégawatts.

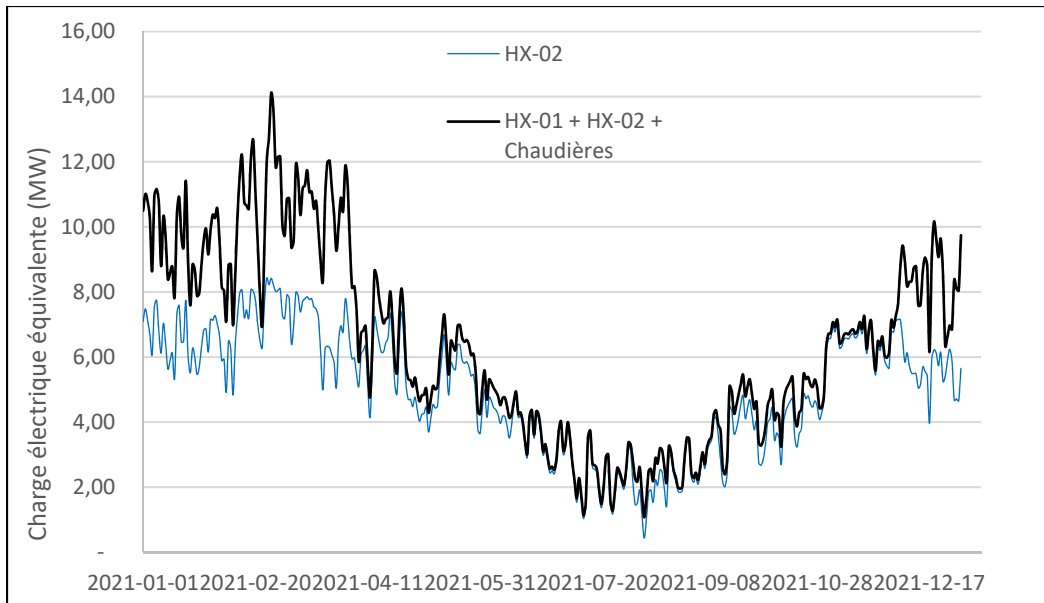


Figure-A I-2 Appel de puissance du réseau glycol et du récupérateur HX-02

L'idée est alors d'établir une relation de proportionnalité entre la production des EMD et la charge maximale pouvant être transmise à l'eau glycolée par le HX-02. Pour ce faire, on isole les périodes où l'appel de chaleur est supérieure à ce que peut fournir au maximum les EMD à travers la boucle de refroidissement. On considère alors que logiquement, pendant ces périodes, toute la chaleur récupérable est transmise au réseau glycolé. En la comparant avec les données de production des EMD sur les années 2019, 2020 et 2021, on obtient un rapport moyenne de 0,45 ; c'est-à-dire que, pour tout mégawatt produit par les EMD, la charge de chaleur disponible pour le chauffage de l'eau est de 0,45 mégawatt.

Cette relation de proportionnalité simple est essentielle pour les simulations. En effet, comme il le sera expliqué plus tard, la charge des EMD est laissée libre dans ses variations pour répondre aux besoins du réseau. À chaque instant, la chaleur récupérée sera déduite de la charge électrique équivalente devant être assurée par les éoliennes.

Remarque : Pour aller plus loin, le même phénomène doit être pris en compte pour l'échangeur HX-01, qui utilise les gaz d'échappement non envoyés au réseau de séchage. Les calculs correspondant sont établis lors de la présentation de l'algorithme de simulation, partie 3.3.1.

ANNEXE II

COÛTS DES ÉMISSIONS CARBONES

Les engagements du Québec

Depuis 2005, trois plans d'action sur les changements climatiques ont été proposés par le gouvernement du Québec. Chacun avec les objectifs suivants (Gouvernement du Québec, 2020), Tableau-A II-1 :

Tableau-A II-1 Objectifs de réduction des GES
du gouvernement du Québec

2006 – 2012	Objectif -6% sous le niveau de 1990
2013 – 2020	Objectif -20% sous le niveau de 1990
2021 - 2030	Objectif -37,5% sous le niveau de 1990

Tandis que la cible de 2012 a été atteinte avec -8% de réduction des GES par rapport à 1990, la tendance a vite changé puisqu'entre 2014 et 2019 les émissions ont augmenté de nouveau jusqu'à atteindre 84,3 $MtCO_2eq$ émis ; soit seulement 2,7% de moins qu'en 1990 (*Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre en 2019*, s. d.). Ce résultat est d'autant plus surprenant qu'en 2013 était lancé le *système de plafonnement et d'échange de droits d'émission (Crédits compensatoires*, s. d.) du Québec, plus simplement appelé le marché du carbone ; marché du carbone qui finance majoritairement le *Fonds d'Électrification et de Changement Climatique* qui soutient les parties prenantes privées, publiques et indépendantes dans leurs projet de décarbonation.

Les taxes carbone

En 2020, le gouvernement du Canada propose le plan '*un environnement sain et une économie saine*' qui impose, pour les provinces participantes, un accroissement du prix du carbone dans les années à venir. Actuellement fixé à 30 CAD/tCO_2eq , cette taxe devrait augmenter annuellement de 15 CAD à partir de 2023 ; et ce, jusqu'en 2030 pour atteindre un plafond de

170 CAD/tCO₂eq (Environnement et Changement climatique Canada, 2022). Ainsi, pour chacune des tonnes émises au-delà de 50 000, toutes les entreprises y sont soumises.

Le marché du carbone

Bien que cette taxe soit proposée au niveau fédéral, les provinces peuvent disposer de leur propre tarification du carbone dans la mesure où elle remplit les exigences imposées par le Canada. Ainsi, depuis 2013, le Québec fonctionne avec son propre plan de réduction des GES à travers le marché des crédits compensatoires qui s'est par la suite élargi à la Californie en 2014. Le principe du marché carbone (*cap and trade* en anglais) est de fixer un nombre de crédits (ou tonnes émises) admissibles pour les entreprises émettrices de plus de 25 000 tCO₂eq par an. Un marché existe alors entre toutes les entreprises qui peuvent s'échanger ces crédits et le gouvernement qui alimente ce marché par des ventes aux enchères. Ainsi, à l'inverse du système par taxe, le prix du crédit suit la loi de l'offre et de la demande, bien qu'il soit minoré par une valeur minimum imposée. Par ailleurs, la quantité totale de crédits carbone devrait diminuer d'années en années, rarifiant les droits à la pollution. Le prix du crédit s'en trouvant augmenté, les entreprises se verront dans l'obligation de limiter leur émissions. La Figure-A II-1 présente la décroissance prévue du nombre de crédits disponibles sur le marché québécois de 2015 à 2030 :

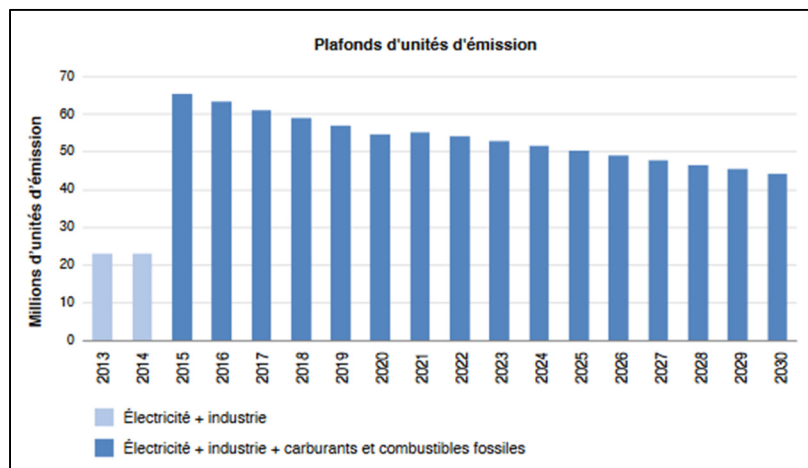


Figure-A II-1 Plafonds d'unités d'émission distribuées par le gouvernement du Québec

Observation : Bien que la quantité de crédits gratuits soit réduite chaque année, on peut faire observer que l'actuelle distribution est relativement généreuse, de telle sorte que, Raglan, entre autres compagnies, n'ait pas eu à acheter de crédits carbone en 2021.

L'avantage principal est de proposer un plan de réduction des émissions plus souple pour les entreprises qu'un système de taxe. À titre d'exemple, le prix minimal imposée pour le prix d'un crédit en 2020 s'élève à 10,75 CAD avec une augmentation annuelle prévue à +5%, en plus de l'inflation (Ministère du développement durable, environnement et parc du Québec, 2013). Ce taux minimum est donc bien inférieur à celui imposé par un système de taxation. En outre, le gouvernement acquiert également des bénéfices grâce à la vente aux enchères des crédits supplémentaires.

Hypothèses du projet

De par sa nature imprévisible, il est difficile de déterminer la projection de coûts des crédits carbone pour les décennies à venir. Par ailleurs, le droit accordé au Québec et aux autres provinces leur permettant d'instaurer un marché du carbone indépendant n'est pas définitif. Chaque année la viabilité des plans provinciaux est évaluée de telle manière que si ceux-ci venaient à ne plus satisfaire les standards fédéraux, les provinces devraient se plier au plan de taxation. En 2022, ce droit a été renouvelé alors que le Québec est loin de répondre aux exigences du plan de décarbonation prévue pour 2030 (*voir* Tableau-A II-1). Ainsi, une future politique plus exigeante peut être envisagée par le gouvernement envers les provinces.

Pour l'ensemble de ces raisons l'étude considère la taxe carbone comme la référence pour déterminer le prix des émissions de Raglan. Ainsi, chaque tonne dépassant la limite annuelle de 50 000 tCO₂eq est facturée à hauteur de 30 CAD à partir de 2023 puis avec une augmentation constante de 15 CAD/an pour se fixer à 170 CAD/tCO₂eq en 2030.

ANNEXE III

ÉTUDE DE LA DISTRIBUTION DES VITESSES DU VENT

Pour permettre le dimensionnement du parc éolien, plusieurs hypothèses sont posées. L'une d'elle impose que les vitesses de vent récoltées en 2021 et utilisées dans les simulation à venir sont représentatives des années passées et à venir. Pour le justifier, la Figure-A III-1 montre la distribution des vitesses de vent sur les années 2019 à 2021.

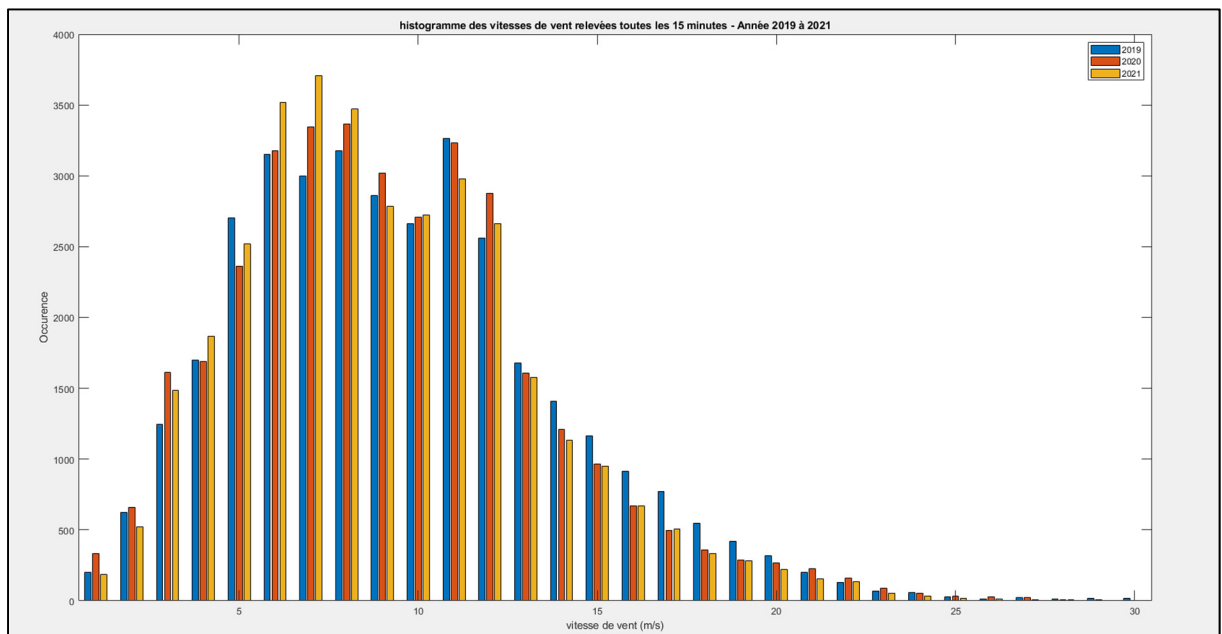


Figure-A III-1 Distribution des vitesses de vent - années 2019 à 2021

Observation : Les distributions sur ces trois années sont considérées assez semblables pour valider l'hypothèse. Il est alors possible de considérer que les productions éoliennes associées sont, elles aussi, représentatives et ne changeront pas dans les années à venir. De ce fait, les données horaires de production relevées en 2021 sont choisies comme la référence.

ANNEXE IV

PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES DES ÉOLIENNES

Les deux types de coûts à déterminer sont ceux liés à l'investissement initial, c'est-à-dire les CAPEX, et ceux liés aux dépenses apparaissant pendant la durée de fonctionnement des éoliennes, c'est-à-dire les OPEX. Pour cela, on s'appuie, bien sûr, sur les données récoltées lors de l'installation des deux premières unités, mais également sur des rapports proposant des évaluations financières pour les projets éoliens.

Remarque : Il est intéressant de noter dès maintenant que le modèle E82 E4 de 3 MW se porte particulièrement bien aux comparaisons avec les études financières trouvées dans la littérature puisqu'il s'agit ici d'une puissance standard voire de référence retrouvée dans la plupart des études présentées.

Évaluation des CAPEX

Les connaissances récoltées par Tugliq, l'entreprise en charge de l'installation des deux éoliennes de Raglan, permet directement de connaître le prix des unités. Achetées au Royaume-Uni en 2015 et 2017, les Enercon E82 E4 ont coûté, chacune d'entre elles, 2,3 MGBP. En revanche, pour connaître l'investissement total, il faut considérer également les coûts d'installation, de gestions de projet et autres. Pour les déterminer, on s'appuie sur les décompositions des coûts des rapports de l'IRENA (2012) et du NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) (Stehly et al., 2020) qui présentent des décompositions des investissements initiaux, Figure-A IV-1.

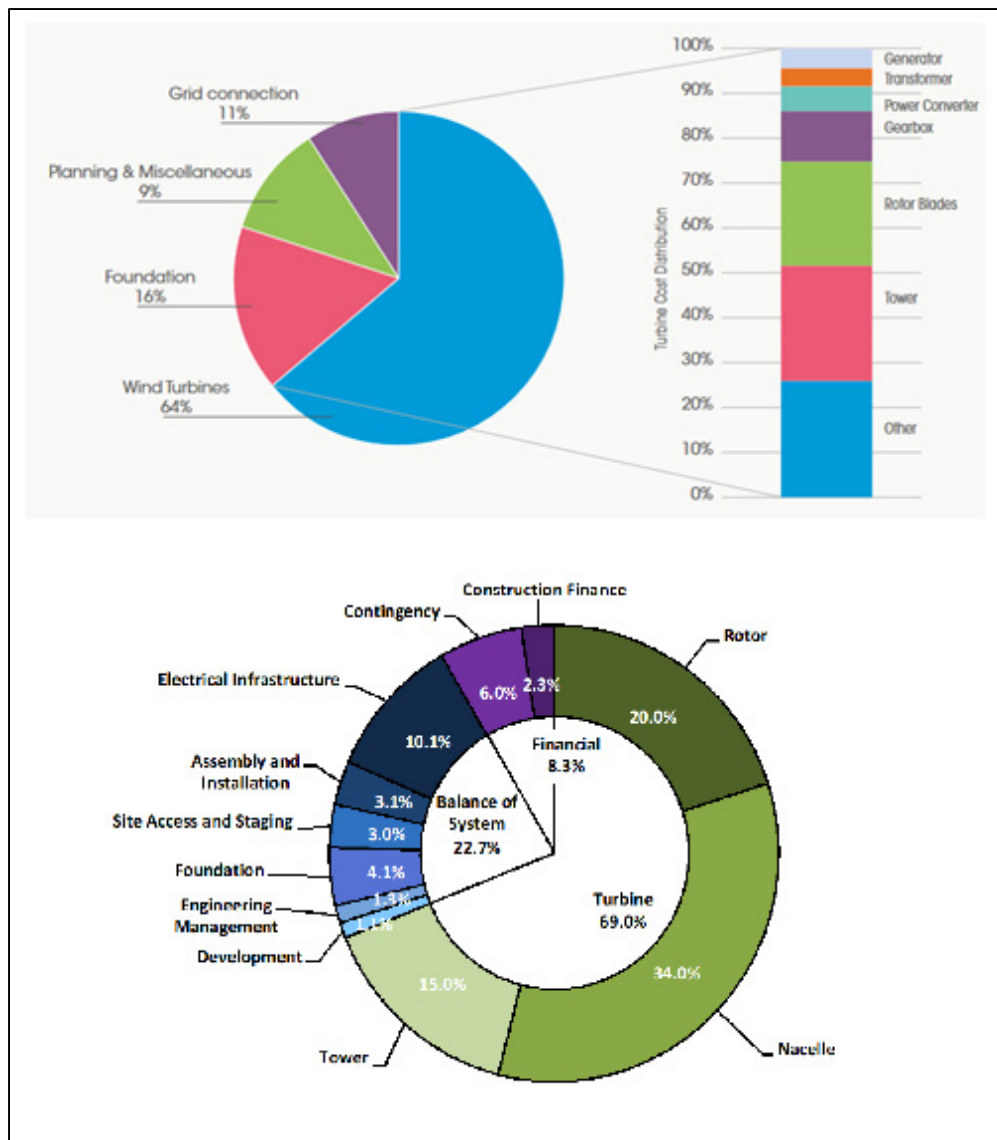


Figure-A IV-1 Décomposition des coûts d'investissement des projets éoliens
Tirée de IRENA et Stehly et al. (2012, p. 18; 2020, p. 7)

Observation : Les répartitions présentées ici montrent, par catégorie, la nature et l'importance de chaque coût. Aussi, le prix d'achat de l'éolienne correspond respectivement à 63 et 69% du total pour les rapports de l'IRENA et du NREL. En s'inspirant de ces valeurs, il serait possible d'estimer le prix total investi pour chaque éolienne. Pour autant, un découpage aussi précis permet également de prendre en compte la localisation de Raglan dans l'évaluation des coûts. En effet, la difficulté d'accès au site, d'installation et d'acheminement du matériel augmentent grandement l'investissement classiquement prévu. Il est donc choisi d'utiliser la répartition des

coûts présentée et de doubler ceux directement influencés par la localisation de Raglan, Tableau-A IV-1.

Tableau-A IV-1 Répartition et valeur des investissement initiaux pour l'achat et l'installation d'une Enercon E82 E4 à Raglan

	Coûts projet classique kGBP	X	Coûts projet Raglan kGBP
Turbine	2 300 (69%)	1	2 300 (62.6%)
Finances	276,7 (8,3%)	1	276,7 (7,5%)
Développement	36,7 (1,1%)	1	36,7 (1,0%)
Management	43,3 (1,3%)	1	43,3 (1,2%)
Génie civil	136,7 (4,1%)	2	273,4 (7,4%)
Accès au site	100,0 (3%)	2	200,0 (5,4%)
Assemblage	103,3 (3,1%)	2	206,6 (5,6%)
Infrastructures électriques	337 (10,10%)	1	337 (9,2%)
Total	3,33 MGBP (100%)		3.67 MGBP (100%)

Observation : Pour prendre en compte l'emplacement de la mine dans l'investissement initial, ce sont les coûts liés au génie civil (les fondations de l'éolienne), à l'assemblage et à l'accès au site qui sont multipliés par deux, ce qui modifie la répartition des dépenses et augmente le prix de 3,33 à 3,67 millions de livre sterling par éolienne.

Cette valeur étant calculée par rapport aux projets de 2015 et 2017, il est intéressant de considérer l'évolution du prix dans le futur. Cette technologie étant de plus en plus mature et répandue, les investissements tendent en effet à diminuer comme l'indique l'étude Allemande (Sens et al., 2022). Les auteurs fournissent des prévisions d'évolution des CAPEX des projets éoliens et photovoltaïques pour les années 2030 et 2050. Le tableau de la Figure-A IV-2 fournit le résumé des coûts de références de 2012 et 2020 et ceux prévus pour ces dates à venir.

	2012	2020	2030	2050	
Turbine	1770	1593	1421	1241	CAD/kW
Fondation	326	207	165	126	CAD/kW
Autre	724	374	271	185	CAD/kW
Total	2821	2174	1856	1552	CAD/kW
Prix par éolienne	8462	6521	5569	4657	kCAD/u

Figure-A IV-2 Prévion des CAPEX éoliens jusqu'en 2050

Observation : Les valeurs présentées ci-dessus ne sont pas celles directement proposées dans l'article puisqu'elles sont converties de l'euro au dollar canadien après avoir été factorisées par des coefficients prenant en compte la localisation de Raglan à l'instar du Tableau-A IV-1.

Remarque : Dans l'étude (Sens et al., 2022), les coûts sont donnés en EUR/kW avec l'euro ramené à sa valeur en 2020, prenant ainsi en compte l'inflation. La conversion faite de l'euro au dollar canadien, quant à elle, est faite grâce au taux moyen calculé via les valeurs mensuelles de 2017 à 2022 disponibles sur le site du gouvernement du Canada. (Statistique Canada Gouvernement du Canada, s. d.). Le taux utilisé est 1,498 dollar canadien par euro.

Avant de pouvoir comparer le prix des éoliennes de Raglan en 2016 aux prévisions à la Figure-A IV-2, il faut pouvoir ramener ce prix à celui de 2020 en prenant en compte l'évolution de la valeur de l'argent. À cet égard, le calculateur d'inflation de la *bank of England (Inflation Calculator, s. d.)* permet de savoir qu'entre 2016 et 2020 l'inflation moyenne est de 1,9% par an.

De ce fait, les 3,67 MGBP payés en 2016 sont ramenés à 3.96 MGBP en 2020. Grâce au taux de conversion moyen calculé entre 2017 et 2022 et égal à 1.708 CAD/GBP, le CAPEX est estimé à 6,76 MCAD/unité. Il est alors possible de tracer la courbe d'évolution du prix de l'éolien en CAD/unité en intégrant le prix calculé pour 2016, Figure-A IV-3 :

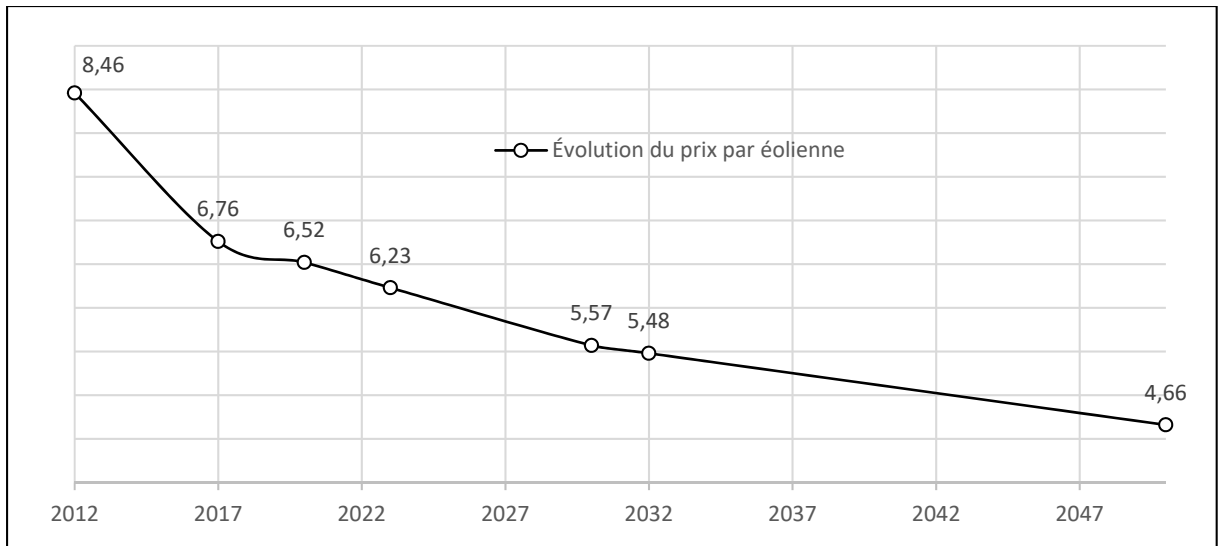


Figure-A IV-3 Projection des coûts des E82 E4 en MCAD/unité ramenés à 2020

Observation : Avec cette figure on remarque que le prix des éoliennes payé en 2015 et 2017 semble plus bas que ce que la tendance laisse imaginer. Pour autant, il est volontairement choisi de garder cette courbe évolutive comme référence pour la suite du projet. Par ailleurs, la tendance des courbes permet de déterminer la projection des prix pour 2023 et 2032. Ces dates sont montrées en particulier car elles représentent respectivement la date d'achat des prochaines éoliennes à installer et la date de fin de vie des deux turbines existantes, ce qui nécessiterait le rachat de deux nouvelles unités.

Finalement, avant de passer au calcul des OPEX, il faut noter que les coûts prévus en 2032 pour l'achat de nouvelles éoliennes ne correspond pas tout à fait à la réalité attendue pour le projet de Raglan. En effet, cette date correspond au renouvellement des deux unités déjà existantes, ce qui techniquement, réduit grandement le CAPEX total. Le Tableau-A IV-2, issu du Tableau-A IV-1, reprend la distribution des coûts normaux avec la valeur calculée pour 2032. En factorisant par zéro les dépenses évitées du fait du renouvellement, il est possible d'obtenir le CAPEX réel par unité.

Tableau-A IV-2 Répartition des coûts pour le renouvellement des éoliennes en 2032

	Coûts projet classique (en kCAD)	Facteur	Coûts projet Raglan (en kCAD)
Turbine	3 780 (69%)	1	3 780 (80,4%)
Finances	455 (8,3%)	1	455 (9,7%)
Développement	60 (1,1%)	1	60 (1,2%)
Management	71 (1,3%)	1	71 (1,4%)
Génie civil	225 (4,1%)	0	0
Accès au site	164 (3%)	1	164 (3,5%)
Assemblage	170 (3,1%)	1	170 (3,6%)
Infrastructures électriques	554 (10,10%)	0	0
Total	5.48 MCAD (100%)	x	4,70 MCAD (100%)

Observation : En considérant que les fondations et les lignes hautes tensions sont déjà créées, on pose l'hypothèse qu'il est possible de soustraire tous les coûts liés au génie civil et aux infrastructures électriques, ce qui permet d'économiser 780 000 CAD par éolienne renouvelée en 2032, soit un total de 1,56 millions de dollars canadiens.

OPEX

La question des CAPEX étant réglée, il faut à présent déterminer les OPEX, c'est-à-dire les coûts engendrés pendant l'utilisation de l'éolienne. À ce sujet, le rapport NREL se fonde sur les résultats proposés par Wiser et al. (2019) qui publient un article résumant les résultats connus et publiés pour des projets au États-Unis. Cette revue apporte les conclusions suivantes :

- pour les projets mis en place entre 2015 et 2018, ce qui, par ailleurs, est le cas des deux éoliennes de Raglan, les OPEX gravitent autour de 11 USD/MWh ;
- plus largement, les données récoltées permettent d'estimer le prix des OPEX compris dans l'intervalle de 9 à 16 USD/MWh pour les éoliennes construites dans cette période.

En procédant de la même manière que pour l'évaluation des CAPEX ajustés au projet de Raglan, on utilise la répartition des coûts présentés dans (Wiser et al., 2019), Figure-A IV-4 :

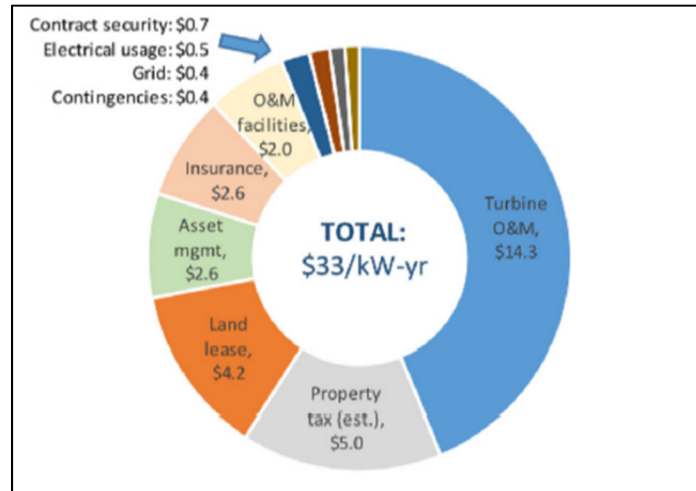


Figure-A IV-4 Décomposition des OPEX
des éoliens classiques
Tirée de (Wiser et al., 2019)

Ainsi, partant de ce schéma, on adapte les coûts à la localisation. D'abord, on peut doubler les dépenses liées à la maintenance de la turbine et à celles de la structure en général. En revanche, on peut annuler tous les coûts liés à la location des terres, à l'utilisation de l'électricité puisqu'il s'agit d'un réseau indépendant et ceux liés au contrat de sécurité. Ainsi, il est possible d'établir le tableau de la Figure-A IV-5 en recalculant la répartition des coûts.

	Coûts projet classique CAD/kW-an	%	Facteur	Coûts projet à Raglan CAD/kW-an	%
Turbine	17,6	43.7	2	35,1	65.6
Taxe de propriété	6,1	15.3	1	6,1	11.5
Location du terrain	5,2	12.8	0	0,0	0
Management	3,2	8.0	1	3,2	6.0
Assurances	3,2	8.0	1	3,2	6.0
O&M équipements	2,5	6.1	2	4,9	9.2
Contingences	0,5	1.2	1	0,5	0.9
O&M réseau	0,5	1.2	1	0,5	0.9
Achat d'électricité	0,6	1.5	0	0,0	0
Contrat de sécurité	0,9	2.1	0	0,0	0
Total	40,2	100%	x	53,6	100%

Figure-A IV-5 Décomposition des OPEX éoliens adapté au projet de Raglan

Observation : En modifiant pour chaque paramètre l'influence de la localisation de la Mine, les OPEX annuels sont multipliés par un facteur de 1,33. Ainsi, en partant du principe que les OPEX standards des projets implantés entre 2015 et 2018 s'élèvent en moyenne à 11 USD/MWh, on considère que ce prix s'élève à 14,53 USD/MWh, soit encore 18,87 CAD/MWh.

Remarque : Toutes les valeurs données dans cette étude sont valables pour le marché des États-Unis. Aussi, les valeurs du tableau sont converties au préalable en CAD grâce au taux de change déjà calculé précédemment et égal à 1,299 CAD/USD.

À l'instar de l'investissement initial, une réduction des OPEX est prévue dans les années à venir. À cet égard, la revue de Wiser et al. (2019) fournit aussi un résumé des prévisions établies par divers rapports notamment de l'IEA et de l'IRENA et conclut qu'en moyenne, il est possible de prévoir une réduction linéaire annuelle des OPEX pour atteindre entre -12 et -18% des OPEX actuels en 2040, Figure-A IV-6 :

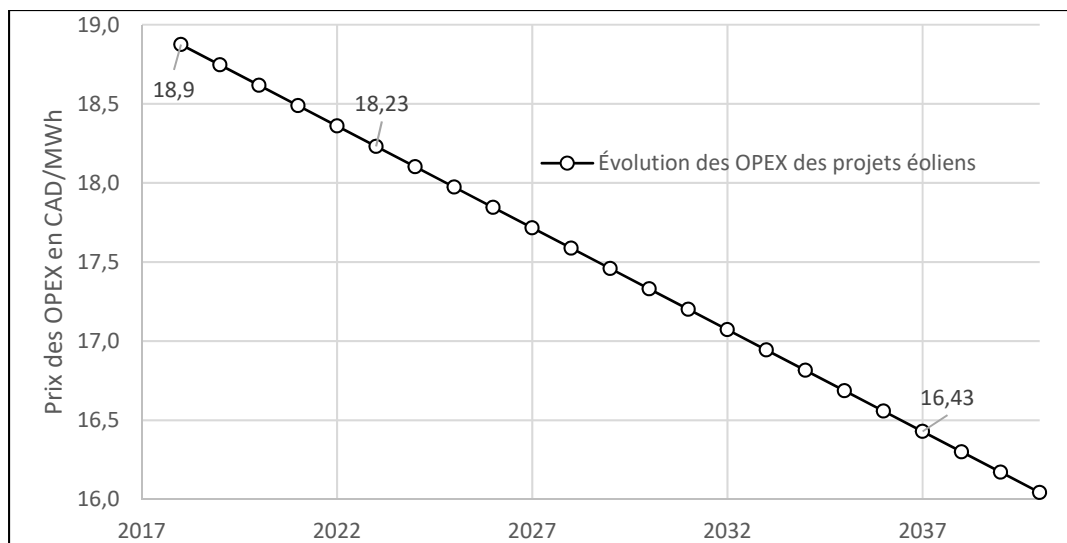


Figure-A IV-6 Évolution des OPEX des éoliennes de 2018 à 2040

Observation : Ces informations sont importantes pour les simulations car elles permettent de prendre en compte la tendance positive qui tend à soutenir le développement des énergies renouvelables.

Remarque : Il est à noter que l'évolution des coûts ne prend pas en compte la fatigue des éoliennes, c'est-à-dire la vieillesse des unités qui mène irrémédiablement à l'augmentation des prix de maintenance. En effet, il est considéré que les valeurs des OPEX présentées dans les études prennent déjà en compte ce fait et fournit alors le prix moyen qui se situe entre les OPEX de début de vie et de fin de vie.

ANNEXE V

CALCUL DES VOLUMES D'EAU SOUTERRAINS

Développement des galeries souterraines

Pour déterminer les espaces disponibles dans les galeries souterraines, les plans en 2D des étages de la mine sont utilisés. Avant de décrire la méthodologie précise, il est intéressant de présenter le réseau de tunnel en question. Comme le montre le plan en 3D de la Figure-A V-1, les mines de nickel se développent autour d'une rampe en colimaçon qui descend afin d'atteindre des lentilles de minerai. Tout au long de la rampe sont tirés des tunnels plus ou moins horizontaux qui mènent à ces lentilles formant ainsi des réseaux de galeries sur des étages séparés en moyenne d'une vingtaine de mètres. Outre par la rampe, les étages sont reliés en certains points par des tunnels verticaux faisant passer des échelles et/ou des conduites d'eau et de ventilation.

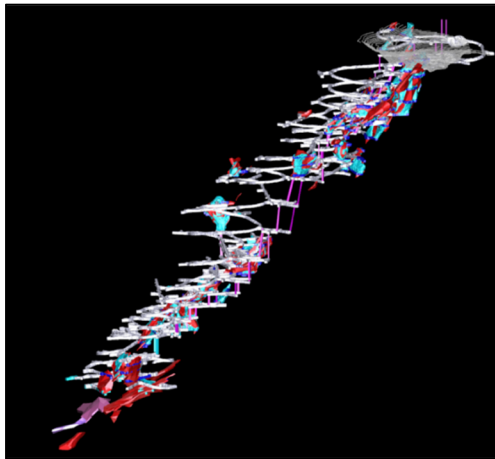


Figure-A V-1 Vue 3D de Mine 2

Objectifs et contraintes

Ainsi, à partir des connaissances des galeries et de leurs dimensions, l'idée est de trouver un volume utilisable pour stocker l'eau. L'objectif étant de maximiser la hauteur de chute pour avoir les meilleures performances possibles, on choisit de remplir la mine depuis le fond laissant l'eau remonter au fur et à mesure du remplissage.

Ce fonctionnement pose en revanche un certain nombre de problèmes techniques à surmonter, le principal étant de devoir éviter la suppression de l'air lors du remplissage des galeries. En effet, comme évoqué dans la revue de littérature, 1.2.1, les articles (Menéndez et al., 2019, 2020) traitent de l'influence de la pression dans les bassins inférieurs des UPHS. Lors du remplissage, les volumes d'air enfermés dans les galeries au bout des impasses montent en pression, ce qui, en plus de poser d'éventuels problèmes de structure, réduisent le rendement de la turbine. En effet, la montée en pression de l'air est vue par la machine hydraulique comme une réduction de la hauteur de chute, ce qui amène nécessairement à une réduction de la puissance (*voir* l'Équation (2.1)), partie 2.4.1). Pour pallier à ce problème, les articles (Menéndez et al., 2019, 2020) concluent qu'il est possible de creuser des conduites d'air d'un mètre de diamètre pour relier ces volumes d'air à l'extérieur. C'est sur ce point que la problématique se dessine.

En effet, bien que la rampe soit de toute manière reliée à la surface et donc à l'air libre, certains tunnels se terminent en impasses. Celles-ci, se remplissant d'eau, emprisonneraient des bulles d'air comprimé. Pour éviter cela, il faut soit condamner l'entrée de ces impasses, quitte à perdre des volumes utilisables ; soit creuser un tunnel reliant l'impasse aux galeries de l'étage supérieur.

Méthode pour déterminer les volumes

Pour déterminer les volumes utilisables, on considère les plans 2D des étages des mines. En partant de l'étage le plus bas, on peut imaginer l'eau remonter les galeries. D'après Raglan, les galeries sont creusées avec une section de 4,7 mètres par cinq mètres (*voir* Figure-A V-2). Il suffit donc de calculer la longueur totale des tunnels à chaque étage et la multiplier par la section du schéma ; du moins pour ceux horizontaux. Pour les rampes, l'inclinaison est prise en compte pour connaître la longueur réelle de la galerie mesurée en 2D.

Les deux règles suivantes définissent finalement la méthode qui permet le calcul des volumes :

- Les tunnels s'éloignant de la rampe principale par une pente descendante (respectivement montante) doivent être prolongés pour relier l'étage d'en dessous

(respectivement d'en dessus). De cette manière l'eau pourra bien circuler sur tous les étages sans stagner au fond d'une impasse (respectivement créer une surpression d'air).

- Les lentilles ayant été remblayées ne sont pas prises en compte dans les volumes à noyer. L'accès est donc condamné par du génie civil.

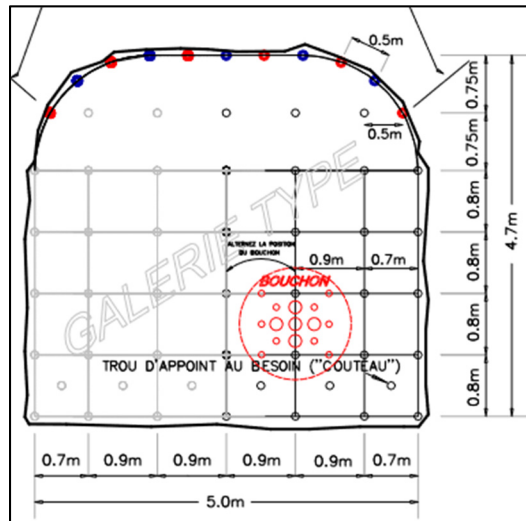


Figure-A V-2 Dimension des sections des galeries souterraines

En suivant toutes ces indications, il est possible de déterminer les volumes mais également le chemin parcouru par l'eau. La quantité de remblais et de tunnels condamnés est comptée pour estimer l'ampleur technique et économique des travaux. La Figure-A V-3, fournit alors l'évolution de la quantité d'eau en partant du fond de la mine puis en remontant les étages. En parallèle sont indiqués les volumes de matériaux à excaver pour respecter les règles présentées.

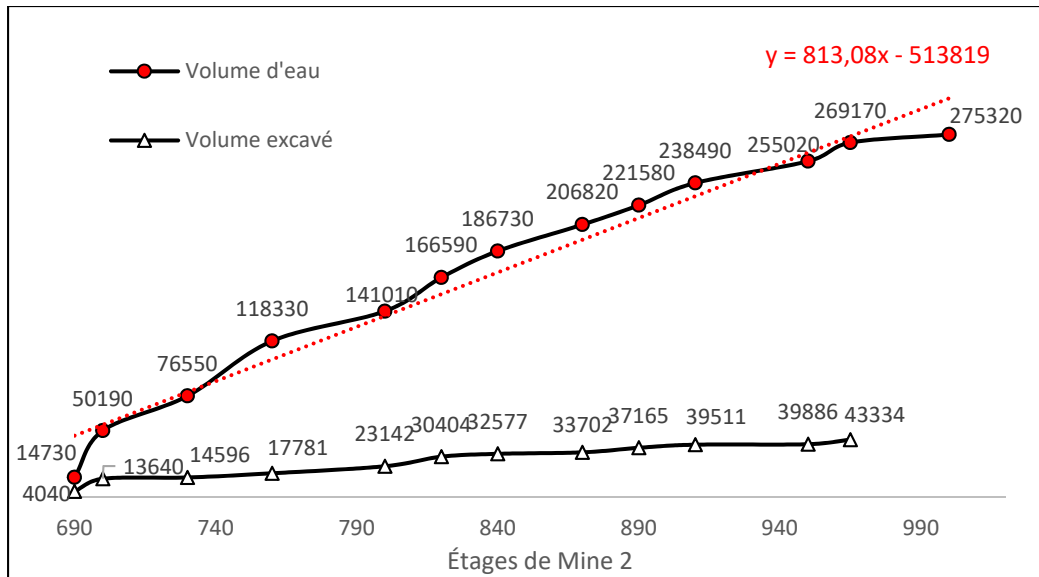


Figure-A V-3 Volume disponible en remontant les étages - Mine 2

Observation : L'étude s'arrête au niveau 1000 de Mine 2 car il s'agit de trouver le juste milieu entre la capacité des réservoirs et la chute disponible. En effet, la turbine Pelton devant se trouver au-dessus du bassin inférieur, laisser le volume d'eau monter trop réduirait d'autant la chute qui est l'avantage principal de ce site. En plaçant la turbine au niveau 1000, la capacité totale disponible serait de 275 000 mètres cubes pour une chute brute variant entre 500 et 550 mètres. Par ailleurs, les travaux qui en résultent nécessitent 43 300 mètres cubes excavés et 31 tunnels à condamner. Pour une section de 25 mètres carrés, cela revient à ériger 775 mètres carrés de murs en remblais.

Outre ces informations techniques, il est remarquable que la courbe du volume d'eau ait une tendance linéaire. L'avantage est de pouvoir relier, par un calcul simple, la capacité de la hauteur de chute associée à chaque instant. Ainsi, dans les simulations, ces deux paramètres pourront être connus en tout temps pour être au plus proche d'un comportement réel d'une STEP.

Remarque : Le volume disponible en sous terrain n'est pas limité à celui présenté ici. En effet, il est toujours possible d'envisager la création de nouvelles galeries pour étendre la capacité totale. Cette option est suggérée dans l'article de référence (Madlener & Specht, 2020) qui

explique toutefois que les coûts engendrés sont très élevés ; pouvant ainsi atteindre 50% du CAPEX initial total. Par ailleurs, ce même article propose des évaluations économiques pour le forage et l'excavation souterraine avec un prix estimé variant entre 200 et 400 USD/ m^3 . Ces valeurs corroborent les données fournies par Raglan qui permettent d'estimer le prix d'excavation à 396 CAD par mètre cube.

ANNEXE VI

DIMENSIONNEMENT DES CONDUITES FORCÉES

Dans cette annexe, l'étude se porte sur le dimensionnement des conduites forcées et en l'occurrence sur le choix de leur diamètre. De ce paramètre peut alors être déterminé le volume de matière à excaver pour créer les tunnels comportant les conduites forcées. La méthodologie utilisée est relativement simple et se résume par les parties suivantes. Pour chaque site étudié et pour chaque scénario, le cheminement se déroule comme suit :

Calcul du débit nominal des pompes et des turbines

Une fois que la puissance installée en pompes et turbines est connue, il est possible de déterminer les débits équivalents grâce à la chute brute. Ces débits peuvent être alors divisés par deux grâce à l'hypothèse selon laquelle les STEP se composent de deux conduites pour les turbines et pour les pompes. Pour le choix des puissances totales installées, la contrainte veut, pour les turbines du moins, que la capacité approche l'appel de puissance maximal du réseau. De ce fait, dans le cas de figure d'une période sans vent, la STEP pourrait assurer la production entièrement. De manière plus arbitraire, il est également choisi d'imposer une puissance de pompe identique.

Remarque : Ces choix sont grandement discutables et sont abordés plus bas. À des fins d'optimisation, la puissance réellement installée est réétudiée dans le chapitre 3 dédié aux simulations.

Toujours est-il que d'après les trois scénarios de décarbonation, les pics de puissances s'élèvent respectivement à 40, 25 et 10 MW. Ainsi, grâce aux Équations (2.1) de la partie 2.4.1, il est possible de calculer les débits nominaux en turbinage et en pompage. Le tableau ci-dessous résume les résultats obtenus (Figure-A VI-1).

		Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
	Puissance	40	25	11
SITE 1	Débit par turbine	14,13	8,83	3,89
	Débit par pompe	11,49	7,18	3,16
SITE 2	Débit par turbine	6,11	3,82	1,68
	Débit par pompe	4,97	3,11	1,37
SITE 3	Débit par turbine	4,52	2,83	1,24
	Débit par pompe	3,68	2,30	1,01

Figure-A VI-1 Débits nominaux pour chaque sites et scénarios

Observation : Les débits sont donnés pour chaque pompe et pour chaque turbine. On note logiquement que ces débits se réduisent lorsque la puissance désirée diminue et lorsque la chute augmente. En effet, les chutes brutes des sites 1, 2 et 3 sont croissantes et respectivement égales à 160, 370 et 500 mètres au plus bas. On observe également que les débits sont plus élevés en) turbinage qu'en pompage ce qui s'explique par la gravité qui, dans un sens puis dans l'autre, facilite et s'oppose à l'écoulement.

Calcul des pertes de charge linéaires

Pour rappel, l'équation des pertes de charge linéaires est :

$$\Delta H_{reg} = \lambda \frac{U^2 L}{2gD} \quad (\text{A-V.1})$$

$$\text{avec} \begin{cases} L : \text{longueur des conduites hydrauliques [m]} \\ D : \text{diamètre des conduites hydrauliques [m]} \\ U : \text{vitesse d'écoulement [m/s]} \\ \lambda : \text{coefficient de frottements} \end{cases}$$

Ainsi, outre la longueur des conduites, ce sont la vitesse d'écoulement et le diamètre des conduites qui influencent les pertes de charge. Par ailleurs, ces deux paramètres se retrouvent également dans la formule du coefficient de frottement. En effet, ce dernier se détermine de manière empirique ou via le diagramme de Moody, (voir Figure-A VI-2). Pour cela, il faut d'abord définir la nature de l'écoulement via le nombre de Reynolds $Re = U * D / \nu$, avec ν la viscosité cinématique de l'eau égale à $1.68 \times 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$. Si $Re < 2000$, alors l'écoulement est laminaire et $\lambda = 64/Re$ d'après la loi de Hagen-Poiseuille. En revanche, si $Re > 3000$, alors

le régime est turbulent, et le coefficient peut être déterminé par plusieurs lois ou graphiquement via le diagramme de Moody, Figure-A VI-2 :

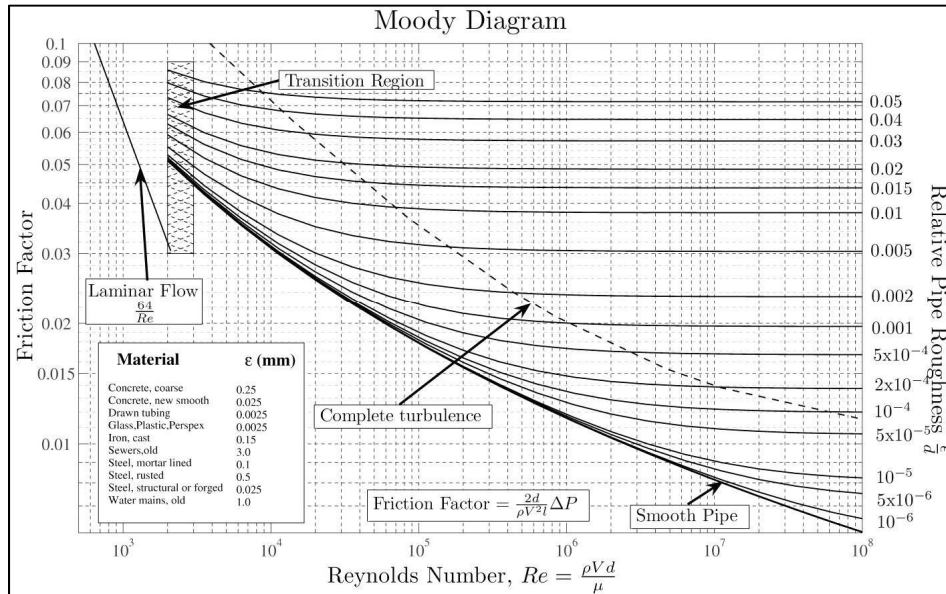


Figure-A VI-2 Diagramme de Moody
Tirée de Collins and Beck (2008)

Observation : Dans le cas du régime turbulent, le matériau utilisé pour les conduites forcées a une influence dans le coefficient de frottement. Pour poursuivre dans la démonstration, il est considéré que les conduites forcées utilisées ont une rugosité relative qui s'approche des tuyaux lisses.

Ainsi, à cette étape de la démonstration, il faut retenir que les deux paramètres qui influencent les pertes de charge sont la vitesse de l'écoulement et le diamètres, et qu'ils sont liés par l'équation du débit $Q = U * \frac{\pi D^2}{4}$.

Contraintes liées aux pertes de charge

Puisque le débit pour chaque turbine et chaque pompe est fixe, il est possible d'établir la liste des vitesses d'écoulement et des diamètres qui donnent le débit en question. On les note couple (U,D).

Ainsi, pour chaque couple, il est possible de calculer le nombre de Reynolds, de trouver le coefficient de frottement et d'en déduire les pertes de charge. En parallèle, est évalué le volume à excaver pour créer les conduites forcées. En effet, la diamètre donne accès à la section qui, multipliée par la longueur des conduites et leur nombre fournit le volume total. Enfin, ce volume donne accès aux coûts d'excavation grâce au prix évalué à 396 CAD/m³. Cette variable est discutée dans la partie 2.4.5 dédiée aux paramètres économiques des STEP.

De cette manière, le tableau de la Figure-A VI-3 est créé et montre le cas des turbines pour le site 1 au lac Watts. Ainsi, la chute brute minimale est de 160 mètres et la longueur des conduites de 2,9 km.

m	Scénario 1					Scénario 2					Scénario 3				
	m/s	s.u.	m	m	MCAD	m/s	s.u.	m	m	MCAD	m/s	s.u.	m	m	MCAD
D	U	Reynolds	Pertes charges	Chute nette	Coûts excavation	U	Reynolds	Pertes charges	Chute nette	Coûts excavation	U	Reynolds	Pertes charges	Chute nette	Coûts excavation
1	18,00	10,9	478,7	-318,7	1,80	11,25	6,82	186,99	-26,99	1,80	4,95	3,00	36,20	123,80	1,80
1,1	14,87	9,9	297,2	-137,2	2,18	9,30	6,20	116,11	43,89	2,18	4,09	2,73	22,48	137,52	2,18
1,18	12,92	9,2	209,2	-49,2	2,51	8,08	5,78	81,74	78,26	2,51	3,55	2,54	15,82	144,18	2,51
1,3	10,65	8,4	128,9	31,1	3,05	6,66	5,24	50,36	109,64	3,05	2,93	2,31	9,75	150,25	3,05
1,4	9,18	7,8	89,0	71,0	3,54	5,74	4,87	34,77	125,23	3,54	2,52	2,14	6,73	153,27	3,54
1,5	8,00	7,3	63,0	97,0	4,06	5,00	4,54	24,62	135,38	4,06	2,20	2,00	4,77	155,23	4,06
1,64	6,69	6,7	40,3	119,7	4,85	4,18	4,16	15,76	144,24	4,85	1,84	1,83	3,05	156,95	4,85
1,7	6,23	6,4	33,7	126,3	5,21	3,89	4,01	13,17	146,83	5,21	1,71	1,76	2,55	157,45	5,21
1,8	5,55	6,1	25,3	134,7	5,84	3,47	3,79	9,90	150,10	5,84	1,53	1,67	1,92	158,08	5,84
1,9	4,99	5,7	19,3	140,7	6,51	3,12	3,59	7,55	152,45	6,51	1,37	1,58	1,46	158,54	6,51
1,98	4,59	5,5	15,7	144,3	7,07	2,87	3,44	6,14	153,86	7,07	1,26	1,51	1,19	158,81	7,07
2,1	4,08	5,2	11,7	148,3	7,96	2,55	3,25	4,58	155,42	7,96	1,12	1,43	0,89	159,11	7,96
2,2	3,72	5,0	9,3	150,7	8,73	2,32	3,10	3,63	156,37	8,73	1,02	1,36	0,70	159,30	8,73
2,3	3,40	4,7	7,4	152,6	9,54	2,13	2,96	2,91	157,09	9,54	0,94	1,30	0,56	159,44	9,54
2,4	3,12	4,5	6,0	154,0	10,39	1,95	2,84	2,35	157,65	10,39	0,86	1,25	0,45	159,55	10,39
2,5	2,88	4,4	4,9	155,1	11,27	1,80	2,73	1,91	158,09	11,27	0,79	1,20	0,37	159,63	11,27
2,6	2,66	4,2	4,0	156,0	12,19	1,66	2,62	1,57	158,43	12,19	0,73	1,15	0,30	159,70	12,19
2,7	2,47	4,0	3,3	156,7	13,15	1,54	2,52	1,30	158,70	13,15	0,68	1,11	0,25	159,75	13,15
2,8	2,30	3,9	2,8	157,2	14,14	1,43	2,43	1,09	158,91	14,14	0,63	1,07	0,21	159,79	14,14
2,9	2,14	3,8	2,3	157,7	15,17	1,34	2,35	0,91	159,09	15,17	0,59	1,03	0,18	159,82	15,17
3	2,00	3,6	2,0	158,0	16,24	1,25	2,27	0,77	159,23	16,24	0,55	1,00	0,15	159,85	16,24

Figure-A VI-3 Choix des dimensions des conduites forcées, des pertes de charge et des coûts d'excavation – site 1

Observation : En isolant les colonnes montrant les pertes de charge et les coûts d'excavation pour chaque scénario, on peut observer que, plus le diamètre est grand et plus les pertes de charge linéaires sont faibles, mais plus les coûts sont élevés. Ainsi, il s'agit ici de trouver un équilibre entre ces deux paramètres.

Toute la difficulté est donc de reconnaître à partir de quelles pertes de charge il apparaît un déficit technique ou économique. Pour ce faire, il pourrait être possible de déterminer, pour

une plage de pertes de charge, les chutes nettes et donc les puissances réelles associées disponibles aux turbines. À partir de là, en comparant les productions des champs éoliens à l'appel de puissance du R25kV, il serait aisé de déterminer la distribution des puissances appelées dépassant la puissance réelle disponible aux turbines. L'énergie thermique auxiliaire devant prendre le relais pourrait être estimée ainsi que la quantité de diesel associée. La comparaison entre le prix de l'énergie de la génération thermique et le prix d'excavation des conduites réduisant les pertes de charge pourrait permettre de déterminer le diamètre optimal des conduites forcées. Toutefois, cette étude serait bien trop excessive pour le niveau de précision relatif qui est visé ici. En effet, il ne s'agit pas de dimensionner parfaitement la STEP mais de prouver sa faisabilité technique et économique via des valeurs de dimensionnement cohérentes.

Ainsi, de manière purement arbitraire, il est choisi de limiter les pertes de charge linéaires maximales (dans le cas donc du débit nominal) à 10% de la chute brute. Dans le cas du site 1, la limite se pose donc à 16 mètres. C'est cette borne qui est représentée par le dégradé de bleu sur la Figure-A VI-3.

Avec cette méthode, il est possible de trouver le diamètre des conduites forcées des turbines et des pompes pour les trois scénarios et pour les trois sites étudiés. Le tableau ci-dessous résume les valeurs finales, Figure-A VI-4, page suivante.

Observation : On remarque que dans le cas du site 3, les conduites forcées sont trop courtes pour que les pertes de charge soient significatives. De cette manière, il est possible de choisir des vitesses d'écoulement avec une contrainte bien moins importante. Ainsi, pour les trois scénarios, on peut limiter les pertes de charge à un mètre sans dépasser deux millions de CAD pour le marinage des conduites.

			m	m/s	10 ⁶	m	m	MCAD	MCAD
			D	U	Reynolds	Pertes charges	Chute nette minimale	Coûts excavation	Coûts totaux
SITE 1	Sc 1	Turbines	1,98	4,59	5,51	15,7	144,3	7,07	13,05
		Pompes	1,82	4,42	4,87	15,8	175,8	5,98	
	Sc 2	Turbines	1,64	4,18	4,16	15,8	144,2	4,85	8,96
		Pompes	1,51	4,01	3,67	15,7	175,7	4,11	
	Sc 3	Turbines	1,18	3,55	2,54	15,8	144,2	2,51	4,65
		Pompes	1,09	3,39	2,24	15,5	175,5	2,14	
SITE 2	Sc 1	Turbines	1,43	3,81	3,30	36,7	333,3	9,03	16,73
		Pompes	1,32	3,63	2,90	36,1	406,1	7,70	
	Sc 2	Turbines	1,19	3,43	2,48	35,9	334,1	6,25	11,50
		Pompes	1,09	3,33	2,20	36,8	406,8	5,25	
	Sc 3	Turbines	0,86	2,89	1,51	35,2	334,8	3,27	6,02
		Pompes	0,79	2,79	1,33	35,6	405,6	2,76	
SITE 3	Sc 1	Turbines	1,5	2,56	2,33	1,1	498,9	0,70	1,91
		Pompes	1,55	1,95	1,83	1,0	501,0	1,21	
	Sc 2	Turbines	1,2	2,50	1,82	1,3	498,7	0,45	1,29
		Pompes	1,29	1,76	1,37	1,0	501,0	0,84	
	Sc 3	Turbines	0,9	1,96	1,07	1,1	498,9	0,25	0,69
		Pompes	0,93	1,49	0,84	1,0	501,0	0,44	

Figure-A VI-4 Dimensionnement des conduites forcées, pertes de charge et coûts d'excavation

Remarque : Grâce à cette méthode, il est possible de faire une étude analogue qui vise à comparer les coûts et les pertes de charge dans le cas d'une installation avec trois conduites forcées. Sans alourdir cette annexe d'autres résultats, il s'avère que pour les coûts d'excavation avec trois conduites peuvent être les mêmes que ceux avec deux conduites à la seule condition d'accepter trois mètres de pertes de charge supplémentaires. Ainsi, sur une chute brute de 160 mètres, cette option mérite largement d'être envisagée. C'est pourquoi l'hypothèse retenue selon laquelle les STEP disposent de quatre conduites est loin d'être évidente.

ANNEXE VII

PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES DES STEP

En parcourant les diverses études consacrées aux coûts des projets de STEP, il est possible de trouver une grande variété de décompositions des prix, ce qui permet de visualiser les sources de dépenses et leur part dans le total sous différents aspects.

Parmi les études les plus importantes, on retrouve la revue de littérature (Mongird et al., 2020) du *Pacific Northwest National Laboratory* (PNNL) qui cite particulièrement les travaux de Miller (2020) et de Black & Veatch (2012), qui sont des références dans le sujet. La plupart des tableaux de coûts sont donnés pour des projets de 100 MW et d'autonomie de 10 heures. Des considérations liées à l'économie d'échelle sont également présentées ainsi que des comparaisons des coûts directs et indirects de différents projets, ce qui permet de conclure que ces derniers s'élèvent en moyenne à hauteur de 25% des coûts directs. À noter également qu'ils représentent les frais financiers, les dépenses inattendues, la gestion de projet, l'utilisation des terrains etc.

Plus récemment encore, un rapport écrit par Oladosu & Sasthay (2022), de l'*Oak Ridge National Laboratory* (ORNL), propose des décompositions de coûts pour des projets de différentes échelles, que ce soit pour les CAPEX ou les OPEX avec en moyenne, un prix d'investissement de 1489 USD/kW installé. Pour finir, l'article de Madlener & Specht (2020) traite de la faisabilité économique des STEP souterraines utilisant des mines de charbon abandonnées. L'étude met en avant l'ampleur des coûts de génie civil à prévoir pour la création du bassin souterrain. En plus d'une décomposition type des coûts, les auteurs proposent une prévision des CAPEX par kilowatt installé pour différentes hauteurs de chute et pour différentes capacités volumiques recherchées.

Outre la qualité et la pertinence de ces trois études, plusieurs points sont remarquables. Le premier étant qu'il existe certains paramètres qu'on peut qualifier de constant pour tous les projets de STEP. Principalement, il s'agit de coûts liés aux équipements hydroélectriques et à

la création de la centrale électrique. Les références sur le sujet permettent de conclure sur un coût avoisinant les 700 USD/kW au total, comprenant la création de la salle des machines et des équipements qui la composent. En revanche, toutes les dépenses liées aux réservoirs et aux tunnels sont définitivement liés aux caractéristiques des sites et particulièrement à l'existence ou non des bassins, aux dimensions et au nombre de conduites forcées etc. Par exemple, l'étude (Madlener & Specht, 2020) préconise 114 EUR/kWh de dépenses dans la création d'un bassin d'eau souterrain alors même que l'étude de Black & Veatch (2012) les fixe à 0 USD/kWh pour une STEP traditionnelle possédant un réservoir déjà existant. Par ailleurs, une autre étude signée Black & Veatch et présentée dans le rapport du PNNL (Mongird et al., 2020) impose un coût de 457 USD/kW ou 91 USD/kWh pour chaque bassin à créer ; en considérant que le bassin en question dispose d'une autonomie de 10 heures.

Pour s'affranchir de ces études et du choix de suivre l'une ou l'autre d'entre elles, il est choisi de s'en inspirer et de déterminer directement le prix de la création des réservoirs et des tunnels en suivant les connaissances récoltées par Raglan concernant les travaux de génie civil. La Figure-A VII-1 suivante propose une décomposition générique utilisable pour tous les sites.

Site :									
Scénario :									
Tableau :		Quantités		Prix/unité		Source	X	Prix	
Réservoir inférieur	Excavation	0	m3	396		Raglan	1	0	CAD
	Barrage compacté	0	m3	50	CAD/m3		1	0	
	Barrage remblais	0	m3	20			1	0	
Reservoir supérieur	Excavation	0	m3	396		Raglan (R. Madlener, 2020)	1	0	CAD
	Barrage compacté	0	m3	50	CAD/m3		1	0	
	Barrage remblais	0	m3	20			1	0	
Tunnels	Excavation	0	m3	396	CAD/m3	Raglan	1	0	CAD
Route	Création	0	km	700 000	CAD/km	Raglan	1	0	CAD
Ligne HT	Création	0	km	500 000	CAD/km	Raglan	1	0	CAD
Centrale électrique	electromécanique	0	kW	600	USD/kW	(Montgrid et al, 2020)	1	0	CAD
	Structure CÉ					(ORNL, 2022)			
	Excavation CÉ	0	kW	97	USD/kW	(Black & Veatch, 2012)	2	0	CAD
COÛTS DIRECTS								0	MCAD
Ingénierie et gestion construction						25 % des coûts directs			
Coûts financiers (contingences et assurances)									
Coûts développement (permis, licences, acquisition du site)									
COÛTS INDIRECTS								0	MCAD
COÛTS TOTAUX						0MCAD			

Figure-A VII-1 Table des coûts d'investissement à remplir pour les différents sites et scénarios

Observation : À l’instar de la méthode utilisée pour la détermination des OPEX et des CAPEX des éoliennes, on utilise un facteur par deux pour tenir compte de la localisation de Raglan dans les coûts. En l’occurrence, il n’y a que l’excavation de la centrale électrique qui est touchée puisque tous les autres dépenses de génie civil sont tirées des données fournies par Raglan. L’influence du site est donc déjà comprise dans le paramètre. Par ailleurs, les coûts de la centrale électrique sont données en USD/kW par la littérature. Ainsi, le même taux de change est utilisé que pour l’ANNEXE IV sur les éoliennes ; c’est-à-dire 1,299 CAD/USD.

Pour finir, il reste à déterminer les coûts d’opération et de maintenance. Tandis que le rapport de l’ORNL (Oladosu & Sasthav, 2022) prévoit des dépenses de 39 USD/kW par an en proposant une décomposition détaillée, le rapport du PNNL (Mongird et al., 2020), quant à lui, indique des dépenses avoisinant les 30 USD/kW-an. Le tableau suivant établit la décomposition des coûts présentée dans (Oladosu & Sasthav, 2022) ramenée à un projet à Raglan grâce à la factorisation par deux de certains paramètres, Figure-A VII-2.

	%	USD/kW	X	USD/kW	%
Opération centrale électrique	12,4	4,84	1	4,84	8,7
Utilisation de l'eau	6,3	2,46	1	2,46	4,4
Opération ingénierie	10	3,90	2	7,80	14,0
Opération hydraulique	6,2	2,42	1	2,42	4,3
Location	2,6	1,01	1	1,01	1,8
Autres opérations	21,7	8,46	1	8,46	15,2
Maintenance du barrage	9,8	3,82	2	7,64	13,7
Maintenance centrale électrique	14,3	5,58	2	11,15	20,0
Maintenance des infrastructures	4,5	1,76	2	3,51	6,3
Maintenance ingénierie	4,4	1,72	2	3,43	6,1
Autres maintenances	7,9	3,08	1	3,08	5,5
TOTAL	100	39		55,8	100

Figure-A VII-2 Table de décomposition des coûts ramenés au projet de Raglan

Observation : En ramenant les coûts en dollars canadien via le même taux moyen de 1,299 CAD/USD, il est possible de conclure que les OPEX s’élèvent à 72,48 CAD/kW-an.

Remarque : Que ce soit pour les CAPEX et les OPEX, il est considéré que les coûts sont constants dans le temps du fait de la maturité de la technologie.

ANNEXE VIII

RÉSULTATS SUPPLÉMENTAIRES – SITES 1 ET 2

Évolution des dépenses énergétiques cumulées

Pour commencer, on présente l'évolution des dépenses énergétiques cumulées entre 2023 et 2037 pour le *statu quo*, et les sites 1 et 2 (voir Figure-A VIII-1).

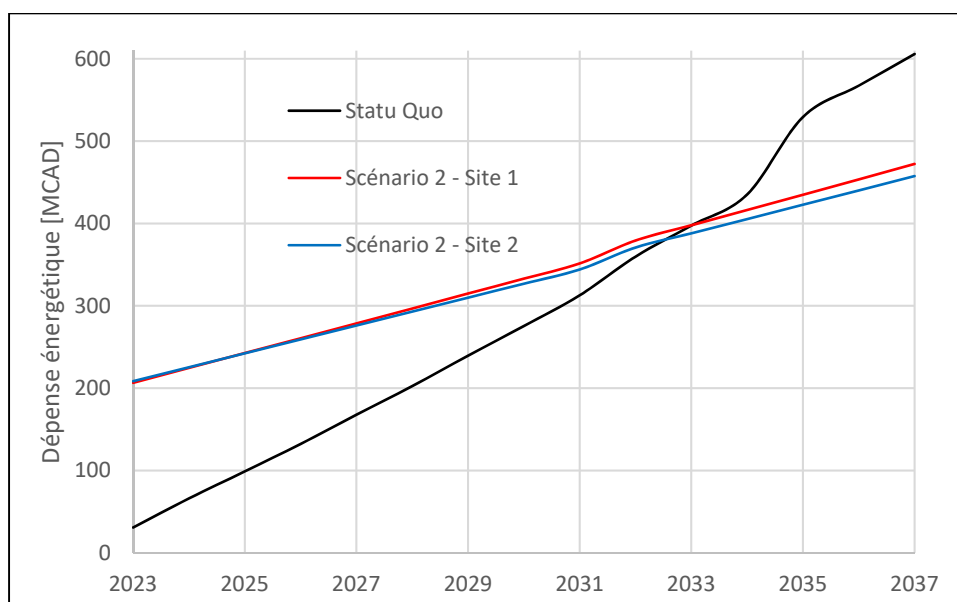


Figure-A VIII-1 Évolution des dépenses énergétiques cumulées –
statu quo + scénario 2, sites 1 et 2

Observation : Ces courbes permettent, entre autres, de visualiser la période de retour sur investissement qui est représenté par le passage des courbes rouge et bleu sous la courbe noire. On remarque, par ailleurs, la sensible ressemblance entre les sites 1 et 2 pour la question de la rentabilité.

Résultats et observations – Scénario 1, sites 1 et 2

En utilisant la même méthodologie d'optimisation présentée dans la partie 4.2.1, on détermine la configuration la plus adéquate pour le dimensionnement du parc éolien et des STEP des sites 1 et 2. Ci-dessous, sont donc mis en évidence les résultats obtenus pour le scénario 1 de

décarbonation qui, pour rappel, vise un mix renouvelable pour la totalité du R25kV (voir Figure-A VIII-2, Figure-A VIII-3, Figure-A VIII-4).

Dimensions	Scénario	1	Site	2	1	
	Nombre d'éoliennes			31	31	s.d.
	Puissance installée turbines			38	38	MW
	Puissance installée pompes			45	45	MW
Technique	Production éolienne utile			234 930	225 990	MWh/an
	Pertes d'énergie éolienne			11 500	19 200	MWh/an
	Production turbines			77 300	65 400	MWh/an
	Litre diesel consommés			3,72	4,9	L/an
	Émissions de CO ² totales			10 300	13 700	tCO ² eq/an
	Besoin de renouvellement des génératrices			Non	Non	s.d.
	Taux d'intégration par rapport au R25kV			89,4	86,0	%
	Taux d'intégration par rapport à l'objectif			89,4	86,0	%
	Déficit énergétique			0	0	MWh

Figure-A VIII-2 Meilleures configurations de dimensionnement – scénario 1, sites 1 et 2

Observation : L'aspect technique de ce premier scénario est grandement encourageant puisqu'en observant les données des génératrices, on remarque que la consommation de diesel et les émissions de GES associés sont divisés par dix par rapport aux grandeurs connues de 2021 pour le R25kV. Ainsi, bien que la décarbonation complète du R25kV n'est pas atteinte, les simulations prévoient un taux d'intégration renouvelable de 86,0 et 89,4% respectivement pour les sites 1 et 2. On note qu'avec les 19 200 et 11 500 MWh d'énergie éolienne perdue, il existe un potentiel d'augmentation de ce taux. Il pourrait être pertinent alors d'étudier l'installation d'un système de stockage auxiliaire, tel que des batterie Lithium-ion, dédié à cette énergie en surplus.

Ces résultats permettent de conclure quant à l'aspect technique de la solution proposée. Une fois de plus, le site 2 paraît légèrement plus performant du fait de sa hauteur de chute bien supérieure. Pour autant, les deux emplacements fournissent des résultats très encourageants. Reste à considérer l'aspect économique à travers les tableaux ci-dessous.

Économique	Scénario	1	Site	2	1	
	Coûts totaux actualisés			373	388	MCAD
	Balance finale actualisée			-21,3	-36,8	MCAD
	Coûts totaux non actualisés			481	504	MCAD
	Balance finale non actualisée			124	101	MCAD
	PRI balance non actualisée			2035	2035	s.d.
	OPEX annuels moyens non actualisés			11,1	12,3	MCAD/an
	CAPEX en 2023 non actualisés			305	311	MCAD

Figure-A VIII-3 Indices financiers – scénario 1, sites 1 et 2

Observation : Concernant l'aspect financier, on peut comparer ces résultats à ceux obtenus pour le scénario 2. En premier lieu, on remarque que, sans l'actualisation, la PRI est identique, et ce, malgré le CAPEX initial plus élevé de 100 millions de dollars. C'est d'ailleurs à travers ce constat qu'apparaît la différence la plus flagrante. En effet, malgré des balances finales (non-actualisées) relativement semblables, le CAPEX initial supérieur joue en la défaveur de la balance finale actualisée. En effet, la dévalorisation de l'argent réduit les économies réalisées au fil des années à tel point qu'elle ne recouvrent pas les 300 millions d'investissement en 2023.

Pour finir sur l'étude financière, le tableau de la Figure-A VIII-4 donne la décomposition des coûts totaux pour chaque type d'unité de production.

		Scénario	1	Site	2	1
Économique - Coûts en MCAD	Coûts diesel				48,6	64,3
	Coûts Taxes Carbones				0	0
	Coûts Maintenance				4,9	6,5
	Remplacement CAPEX				0	0
	TOTAL génératrices				53,5	70,8
	OPEX éoliennes				68,6	68,6
	CAPEX éoliennes 2023				180,6	180,6
	CAPEX éoliennes 2032				9,4	9,4
	TOTAL éoliennes				258,6	258,6
	Maintenance STEP				45,1	45,1
	Installation STEP				124,4	130,3
	TOTAL STEP				169,5	175,4
	TOTAL des coûts				481,6	504,8

Figure-A VIII-4 Total des CAPEX et OPEX sur toute la durée du projet – scénario 1, sites 1 et 2

Observation : Pour finir sur l'analyse financière, on peut conclure quant à l'économie d'échelle. En lisant le tableau de la Figure 4.3, on peut trouver que 65% des coûts sont fixes et indépendants de la puissance installée. Ainsi, il y a économie d'échelle importante par rapport à la puissance. Toutefois, malgré ce constat, le coût total de l'énergie sur les 15 ans de projet reste plus élevé dans le cas du scénario 1 ; ce qui sous-entend que les économies liées à l'opération des génératrices connaissent également un phénomène d'échelle.

ANNEXE IX

RÉSULTATS SUPPLÉMENTAIRES – SITE 3

Cette courte annexe présente l'évolution des dépenses énergétiques cumulées de 2023 à 2037 pour assurer le fonctionnement de la Mine. On présente sur le même graphique les courbes du *statu quo* et des scénarios 2 et 3 pour le site 3 (voir Figure-A IX-1).

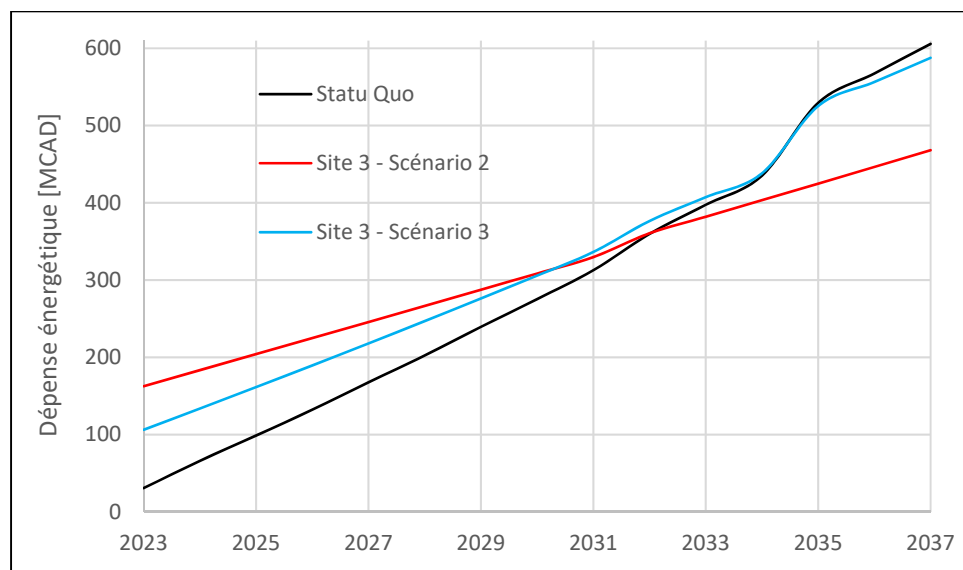


Figure-A IX-1 Évolution des dépenses énergétiques cumulées –
statu quo + scénarios 2 et 3, site 3

Observation : Cette visualisation simplifiée permet notamment de montrer la période de retour sur investissement qui est déterminée par le croisement des courbes rouge et bleu et de la courbe noire. Ainsi, le cas du scénario 2 est rapidement rentabilisé et jouit d'une évolution constante ce qui s'explique par le renouvellement des génératrices qui n'est pas nécessaire en 2035.

BIBLIOGRAPHIE

- Akbari-Dibavar, A., Mohammadi-Ivatloo, B., & Zare, K. (2020). Optimal stochastic bilevel scheduling of pumped hydro storage systems in a pay-as-bid energy market environment. *Journal of Energy Storage*, 31, 101608. <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101608>
- Al-Addous, M., Al Hmidan, S., Jaradat, M., Alasis, E., & Barbana, N. (2020). *Potential and Feasibility Study of Hybrid Wind-Hydroelectric Power System with Water-Pumping Storage : Jordan as a Case Study*. 23.
- Alizadeh Bidgoli, M., Yang, W., & Ahmadian, A. (2020). DFIM versus synchronous machine for variable speed pumped storage hydropower plants : A comparative evaluation of technical performance. *Renewable Energy*, 159, 72-86. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.05.163>
- Alturki, F. A., & Awwad, E. M. (2021). Sizing and Cost Minimization of Standalone Hybrid WT/PV/Biomass/Pump-Hydro Storage-Based Energy Systems. *Energies* (2021), 14(489), 20.
- AR6 Synthesis Report : Climate Change 2022 — IPCC*. (s. d.). <https://www.ipcc.ch/report/sixth-assessment-report-cycle/>
- Bhayo, B. A., Al-Kayiem, H. H., Gilani, S. I. U., & Ismail, F. B. (2020). Power management optimization of hybrid solar photovoltaic-battery integrated with pumped-hydro-storage system for standalone electricity generation. *Energy Conversion and Management*, 215, 112942. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.112942>
- Black & Veatch. (2012). *Cost and performance data for power generation technologies*. Black & Veatch compagny.
- Bontemps, P., Hugo, N., & Dujic, D. (2020). Flexibility Enhancements in Pumped Hydro Storage Power Plants through Variable Speed Drives. *IECON 2020 The 46th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 1820-1825. <https://doi.org/10.1109/IECON43393.2020.9254499>
- Bridier, L. (2016). *Modélisation et optimisation d'un système de stockage couplé à une production électrique renouvelable intermittente*. Université de la Réunion. <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-01525696>
- Caralis, G., Rados, K., & Zervos, A. (2010). On the market of wind with hydro-pumped storage systems in autonomous Greek islands. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(8), 2221-2226. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.02.008>

Crédits compensatoires. (s. d.).

<https://www.environnement.gouv.qc.ca/changements/carbone/credits-compensatoires/index.htm>

Collins, R. & Beck, S. Sheffield, (2008). *English : Moody diagram. Lines created using Swami and Jaine formula. Plot created on Matlab.* Own work. University of Sheffield. https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Moody_diagram.jpg

Ding, H., Hu, Z., & Song, Y. (2012). Stochastic optimization of the daily operation of wind farm and pumped-hydro-storage plant. *Renewable Energy*, 48, 571-578. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.06.008>

Eau, masse volumique, enthalpie, viscosité spécifique, pression atmosphérique, vapeur saturante. (s. d.). https://www.thermexcel.com/french/tables/eau_atm.htm

EIA. (s. d.). *Annual Energy Outlook.* https://www.eia.gov/outlooks/aeo/tables_side_xls.php

Enercon. (2015). *Enercon Product Overview.*

https://www.enercon.de/fileadmin/Redakteur/Medien-Portal/broschueren/pdf/en/ENERCON_Produkt_en_06_2015.pdf

Environnement et Changement climatique Canada. (2022, mars 21). *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre : Rapport annuel au parlement pour 2020.* <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/changements-climatiques/fonctionnement-tarification-pollution/gaz-effet-serre-rapport-annuel-2020.html>

European Commission. Joint Research Centre. Institute for Energy and Transport. (2013). *Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage : A GIS based assessment of pumped hydropower storage potential.* Publications Office. <https://data.europa.eu/doi/10.2790/86815>

Fan, J., Xie, H., Chen, J., Jiang, D., Li, C., Ngaha Tiedeu, W., & Ambre, J. (2020). Preliminary feasibility analysis of a hybrid pumped-hydro energy storage system using abandoned coal mine goafs. *Applied Energy*, 258, 114007. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114007>

Feng, C., Zheng, Y., Li, C., Mai, Z., Wu, W., & Chen, H. (2021). Cost advantage of adjustable-speed pumped storage unit for daily operation in distributed hybrid system. *Renewable Energy*, 176, 1-10. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.05.082>

Gao, C., Yu, X., Nan, H., Men, C., Zhao, P., Cai, Q., & Fu, J. (2021). Stability and dynamic analysis of doubly-fed variable speed pump turbine governing system based on Hopf bifurcation theory. *Renewable Energy*, 175, 568-579. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.05.015>

- Ge, S., Gao, Y., Yao, X., & Liu, J. (2020). Can pumped-storage power in underground coal mine reduce carbon emissions? *Journal of Cleaner Production*, 255, 120344. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.120344>
- Ghorbani, N., Makian, H., & Breyer, C. (2019). A GIS-based method to identify potential sites for pumped hydro energy storage—Case of Iran. *Energy*, 169, 854-867. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.12.073>
- Gouvernement du Québec. (2020). *Plan pour une économie verte 2030*. <https://cdn-contenu.quebec.ca/cdn-contenu/adm/min/environnement/publications-adm/plan-economie-verte/plan-economie-verte-2030.pdf?1653502403>
- Hiratsuka, A., Arai, T., & Yoshimura, T. (1993). Seawater pumped-storage power plant in Okinawa island, Japan. *Engineering Geology*, 35(3), 237-246. [https://doi.org/10.1016/0013-7952\(93\)90012-2](https://doi.org/10.1016/0013-7952(93)90012-2)
- IHA. (2021a). *Hydropower 2050 : Identifying the next 850+ GW towards Net Zero* (p. 21).
- IHA. (2021b). *Hydropower Status Report* (p. 48). hydropower.org/publications
- IHA. (2021c). *Pumped Storage Hydropower Capabilities and Costs* (p. 24). IHA, Pumped Storage Hydropower International Forum. <https://www.hydropower.org/publications/pumped-storage-hydropower-capabilities-and-costs>
- IHA. (2021d). *Innovation Pumped Storage Hydropower configurations and Uses*.
- Inflation calculator*. (s. d.). <https://www.bankofengland.co.uk/monetary-policy/inflation/inflation-calculator>
- Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre en 2019 et leur évolution depuis 1990*. (s. d.). 52.
- Ioakimidis, C. S., & Genikomsakis, K. N. (2018). Integration of Seawater Pumped-Storage in the Energy System of the Island of São Miguel (Azores). *Sustainability*, 10(10), 3438. <https://doi.org/10.3390/su10103438>
- IRENA. (2012). *Renewable energy technologies : Cost analysis series—Wind Power* (p. 64). https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2012/RE_Technologies_Cost_Analysis-WIND_POWER.pdf

- Jamii, J., Abbes, D., & Mimouni, M. F. (2020). *Modeling and frequency control of grid connected including wind farm and pumped storage* (Rapport de Conférence 17th International Multi-Conference on Systems, Signals&Devises (SSD'20); p. 41-46). <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=9364105>
- Katsaprakakis, D. Al., & Christakis, D. G. (2014). Seawater pumped storage systems and offshore wind parks in islands with low onshore wind potential. A fundamental case study. *Energy*, 66, 470-486. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.01.021>
- Katsaprakakis, D. Al., Christakis, D. G., Pavlopoylos, K., Stamataki, S., Dimitrelou, I., Stefanakis, I., & Spanos, P. (2012). Introduction of a wind powered pumped storage system in the isolated insular power system of Karpathos–Kasos. *Applied Energy*, 97, 38-48. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.11.069>
- Kristin Wild. (2009). *Coupled operation of a WF and PS facility—Technico-economic modelling and stochastic optimization* [Thesis for the degree of Master of applied Science]. University of Toronto.
- KSB Aktiengesellschaft. (2005). *Détermination des pompes centrifuges*.
- Kuwabara, T., Shibuya, A., Furuta, H., Kita, E., & Mitsuhashi, K. (1996). Design and dynamic response characteristics of 400 MW adjustable speed pumped storage unit for Ohkawachi Power Station. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 11, 376-384. <https://doi.org/10.1109/60.507649>
- Lisa Mae Dilley. (2016). *The economic feasibility of pumped storage hydropower* [Dissertation for the degree of doctor of philosophy, Washington State University]. https://research.libraries.wsu.edu/xmlui/bitstream/handle/2376/12001/Dilley_wsu_0251E_11098.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Madlener, R., & Specht, J. M. (2020). An Exploratory Economic Analysis of Underground Pumped-Storage Hydro Power Plants in Abandoned Deep Coal Mines. *Energies*, 13(21), 5634. <https://doi.org/10.3390/en13215634>
- Matos, C. R., Carneiro, J. F., & Silva, P. P. (2019). Overview of Large-Scale Underground Energy Storage Technologies for Integration of Renewable Energies and Criteria for Reservoir Identification. *Journal of Energy Storage*, 21, 241-258. <https://doi.org/10.1016/j.est.2018.11.023>
- Meadows, D. H., Meadows, D. l., Randers, J., & III, W. W. B. (1972). *The Limites to Growth : A report to The Cub of Rome* (1972) (p. 9).
- Menéndez, J., Fernández-Oro, J. M., Galdo, M., & Loredó, J. (2020). Efficiency analysis of underground pumped storage hydropower plants. *Journal of Energy Storage*, 28, 101234. <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101234>

- Menéndez, J., Schmidt, F., Konietzky, H., Fernández-Oro, J. M., Galdo, M., Loredó, J., & Díaz-Aguado, M. B. (2019). Stability analysis of the underground infrastructure for pumped storage hydropower plants in closed coal mines. *Tunnelling and Underground Space Technology*, 94, 103117. <https://doi.org/10.1016/j.tust.2019.103117>
- Ministère du développement durable, environnement et parc du Québec. (2013). *Le Québec en action vert 2020 : Plan d'action 2013-2020 sur les changements climatiques : Phase 1*. Ministère du développement durable, environnement et parcs. <http://public.ebookcentral.proquest.com/choice/publicfullrecord.aspx?p=3286354>
- Mongird, K., Viswanathan, V., Alam, J., Vartanian, C., Sprenkle, V., & Baxter, R. (2020). *2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment*. 20.
- Montmarquette, C., & Scott, I. (2007). *Taux d'actualisation pour l'évaluation des investissements publics au Québec*.
- Morabito, A., Spriet, J., Vagnoni, E., & Hendrick, P. (2020). Underground Pumped Storage Hydropower Case Studies in Belgium : Perspectives and Challenges. *Energies*, 13(15), 4000. <https://doi.org/10.3390/en13154000>
- NTNU. (2020). *Design of Pelton turbines*. <http://www.ivt.ntnu.no/ept/fag/tep4195/innhold/Forelesninger/forelesninger%202006/5%20-%20Pelton%20Turbine.pdf>
- Oladosu, G., & Sasthav, C. (2022). *Hydropower Capital and O&M Costs : An Exploration of the FERC Form 1 Data* (ORNL/TM-2021/2297, 1845786; p. ORNL/TM-2021/2297, 1845786). <https://doi.org/10.2172/1845786>
- Olsen, J., Paasch, K., Lassen, B., & Veje, C. T. (2015). A new principle for underground pumped hydroelectric storage. *Journal of Energy Storage*, 2, 54-63. <https://doi.org/10.1016/j.est.2015.06.003>
- Programme ÉcoPerformance | Implantation de grands projets industriels | Innovation et transition énergétiques*. (s. d.). <https://transitionenergetique.gouv.qc.ca/affaires/programmes/ecoperformance/implantation-grands-projets-industriels>
- Portero, U., Velázquez, S., & Carta, J. A. (2015). Sizing of a wind-hydro system using a reversible hydraulic facility with seawater. A case study in the Canary Islands. *Energy Conversion and Management*, 106, 1251-1263. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.10.054>

- Pradhan, A., Marence, M., & Franca, M. J. (2021). The adoption of Seawater Pump Storage Hydropower Systems increases the share of renewable energy production in Small Island Developing States. *Renewable Energy*, 177, 448-460. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.05.151>
- Programme ÉcoPerformance | Implantation de grands projets industriels | Innovation et transition énergétiques*. (s. d.). <https://transitionenergetique.gouv.qc.ca/affaires/programmes/ecoperformance/implantation-grands-projets-industriels>
- Pujades, E., Orban, P., Jurado, A., Ayora, C., Brouyère, S., & Dassargues, A. (2017). Water chemical evolution in Underground Pumped Storage Hydropower plants and induced consequences. *Energy Procedia*, 125, 504-510. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.08.174>
- RE100 Leader. (2020). *Global PHES Atlas—RE100—ANU*. The Australian National University. <http://re100.eng.anu.edu.au/global/>
- Renewable Energy Research Laboratory. (s. d.). *Wind Power : Capacity Factor, Intermittency, and what happens when the wind doesn't blow*. University of Massachusetts a Amherst. <https://ljfo.vermont.gov/assets/docs/envy/2d50be63c1/Wind-Power-Fact-Sheet.pdf>
- Ressources naturelles Canada, Gouvernement du Canada. (2016, septembre 12). *Ressources naturelles Canada. L'Atlas du Canada. Toporama*. Ressources naturelles Canada. <https://atlas.gc.ca/toporama/fr/index.html>
- Sabourin, M. (s. d.-a). *Les collines de rendement, un outil de sélection [Turbines hydrauliques—Capsules théoriques]*. https://michelsabourin.scenari-community.org/SimTurbTech/co/1_25_Colline_de_rendement.html
- Sabourin, M. (s. d.-b). *Les types de turbine hydraulique [Turbines hydrauliques—Capsules théoriques]*. Consulté 2 août 2022, à l'adresse https://michelsabourin.scenari-community.org/SimTurbTech/co/2_0_2_TypesdeTurbine.html
- 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>
- Simao, M., & Ramos, H. M. (2020). Hybrid Pumped Hydro Storage Energy Solutions towards Wind and PV Integration : Improvement on Flexibility, Reliability and Energy Costs. *MDPI*, 23.

- Sivakumar, N., Das, D., & Padhy, N. P. (2014). Variable speed operation of reversible pump-turbines at Kadamparai pumped storage plant – A case study. *Energy Conversion and Management*, 78, 96-104. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2013.10.048>
- Statistique Canada Gouvernement du Canada. (s. d.). *Taux de change moyens mensuels en dollars canadiens*, Banque du Canada. <https://www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=3310016301>
- Stehly, T., Beiter, P., & Duffy, P. (2020). 2019 Cost of Wind Energy Review. *Renewable Energy*, 86.
- TUGLIQ Energy CO. (s. d.). *EcoENERGY Innovation Initiative Demonstration Component Public Report* (Rapport de Projet ecoEII GC 128296; p. 24). <https://tugliq.com/wp-content/uploads/2019/09/2016-11-11-tugliq-raglan-public-report-en.pdf>
- USSD & Committee on Materials for Embankment Dams. (2009). *Materials for embankments dams*. U.S. Society on Dams.
- Viewer | USWTDDB. (s. d.). <https://eerscmap.usgs.gov/uswtdb/viewer/#3/37.25/-96.25>
- Wanfeng, H., Zhengwei, W., & Honggang, F. (2021). Grid synchronization of variable speed pump-turbine units in turbine mode. *Renewable Energy*, 173, 625-638. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.04.012>
- Wessel, M., Madlener, R., & Hilgers, C. (2020). Economic Feasibility of Semi-Underground Pumped Storage Hydropower Plants in Open-Pit Mines. *Energies*, 13(16), 4178. <https://doi.org/10.3390/en13164178>
- Wikman, J. M. (2019). *A Prototype Model for Pumped Hydro Storage of Off-Grid < 10 kW Photovoltaic and Wind-Energy* [A thesis in the Field of Sustainability for the Degree of Master of Liberal Arts in Extension Studies, Harvard University]. <https://dash.harvard.edu/handle/1/37364576>
- 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>
- Wu, Y., Zhang, T., Chen, K., & Yi, L. (2020). A risk assessment framework of seawater pumped hydro storage project in China under three typical public-private partnership management modes. *Journal of Energy Storage*, 32, 101753. <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101753>

- Wu, Y., Zhang, T., Xu, C., Zhang, X., Ke, Y., Chu, H., & Xu, R. (2019). Location selection of seawater pumped hydro storage station in China based on multi-attribute decision making. *Renewable Energy*, 139, 410-425. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.02.091>
- Yahia, Z., & Pradhan, A. (2020). Simultaneous and sequential stochastic optimization approaches for pumped storage plant scheduling with random breakdowns. *Energy*, 204, 117896. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117896>
- Yu, D., & Utigard, T. (2012). TG/DTA study on the oxidation of nickel concentrate. *Thermochimica Acta*, 533, 56-65. <https://doi.org/10.1016/j.tca.2012.01.017>