

Analyse en temps réel des charges auxiliaires d'un système  
d'entreposage d'énergie relié à un micro-réseau

par

Arthur HEISSEL

MÉMOIRE PRÉSENTÉ À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE  
COMME EXIGENCE PARTIELLE À L'OBTENTION DE LA MAÎTRISE  
AVEC MÉMOIRE EN GÉNIE MÉCANIQUE  
M. Sc. A.

MONTRÉAL, LE 22 AVRIL 2026

ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE  
UNIVERSITÉ DU QUÉBEC



Arthur Heissel, 2026



Cette licence Creative Commons signifie qu'il est permis de diffuser, d'imprimer ou de sauvegarder sur un autre support une partie ou la totalité de cette oeuvre à condition de mentionner l'auteur, que ces utilisations soient faites à des fins non commerciales et que le contenu de l'oeuvre n'ait pas été modifié.

**PRÉSENTATION DU JURY**

CE MÉMOIRE A ÉTÉ ÉVALUÉ

PAR UN JURY COMPOSÉ DE:

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

M. Ricardo Izquierdo, président du jury  
Département de génie électrique 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 24 MARS 2026

À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE



## AVANT-PROPOS

Ce mémoire s'inscrit dans un contexte de transition énergétique marqué par la nécessité de réduire la dépendance aux énergies fossiles, en particulier dans les régions isolées où l'accès au réseau électrique national est inexistant. Au Nunavik, les communautés nordiques font face à des conditions climatiques extrêmes et à des besoins énergétiques élevés, traditionnellement couverts par des générateurs diesel, entraînant des impacts environnementaux, économiques et logistiques importants.

Dans cette optique, l'intégration de sources d'énergies renouvelables couplées à des systèmes de stockage d'énergie par batteries (Battery Energy Storage Systems ou BESS) représente une solution prometteuse pour améliorer l'autonomie énergétique de ces communautés et réduire les émissions de gaz à effet de serre. Toutefois, la mise en œuvre efficace de ces technologies repose sur une compréhension fine du fonctionnement réel des systèmes, incluant non seulement la production et le stockage d'énergie, mais également la consommation associée aux équipements auxiliaires nécessaires à l'exploitation des batteries.

Le présent travail porte spécifiquement sur l'analyse et la modélisation des charges auxiliaires d'un système BESS intégré à un micro-réseau isolé. Ces charges, souvent simplifiées ou négligées dans les modèles de simulation traditionnels, jouent pourtant un rôle déterminant dans la performance globale du système et la pénétration effective des énergies renouvelables. En s'appuyant sur des données techniques issues de fabricants et sur le modèle hybride de répartition des flux énergétiques développé et mis à disposition par HATCH, entreprise partenaire de cette recherche, ce travail vise à représenter de manière réaliste le comportement dynamique des auxiliaires en fonction des conditions d'exploitation.

L'objectif de ce projet est ainsi de contribuer à une meilleure compréhension de l'impact énergétique des auxiliaires des BESS et d'améliorer les outils de simulation utilisés pour le dimensionnement et l'optimisation des micro-réseaux en régions isolées. Les résultats obtenus permettent d'offrir une vision plus complète du fonctionnement réel des systèmes de stockage et constituent une base de réflexion pour le dimensionnement des micro-réseaux en régions isolées.



## REMERCIEMENTS

Je tiens tout d'abord à remercier l'entreprise HATCH, et plus particulièrement M. Michel Careau, pour m'avoir accueilli au sein de leurs locaux et pour m'avoir fourni l'ensemble des ressources nécessaires au bon déroulement de cette recherche. L'accès aux données, le prêt de matériel informatique, la mise à disposition d'un espace de travail, le temps consacré à répondre à mes questions, ainsi que les modèles initiaux servant de base à ce travail ont été déterminants pour la réalisation de ce mémoire.

Je souhaite ensuite exprimer ma sincère gratitude à M. Daniel Rousse pour le temps précieux qu'il m'a consacré tout au long de ce projet. Son soutien constant, ses réponses à mes questions, ses relectures attentives et, surtout, la bienveillance dont il a fait preuve durant toute cette recherche ont grandement contribué à la qualité et à l'aboutissement de ce travail.

Je remercie également M. Patrick Turcotte pour le suivi rigoureux qu'il a assuré tout au long de cette période. Les rencontres régulières organisées avec lui et avec l'équipe de travail ont été essentielles pour maintenir mon efficacité. Il a toujours pris le temps de nous accompagner et de nous aider à résoudre les difficultés rencontrées, ce qui a constitué une aide précieuse tout au long de ce projet.

Je tiens également à remercier les membres du groupe L3e, laboratoire de recherche de l'École de technologie supérieure, et plus particulièrement M. Julien Oum Oum, M. Misagh Irandoostshahrestani et M. Cristian David Cadena Zarate, pour leur contribution à l'avancement de ce travail. Les échanges au sein de ce groupe ont été essentiels à la progression du projet, notamment lors de sa phase de démarrage et tout au long de la collaboration.

Enfin, je remercie le groupe L3e pour le partage des locaux de travail à l'ÉTS, qui ont offert une ambiance de travail agréable et motivante, ce qui a contribué au bon déroulement de ce projet.



# **Analyse en temps réel des charges auxiliaires d'un système d'entreposage d'énergie relié à un micro-réseau**

Arthur HEISSEL

## **RÉSUMÉ**

L'intégration de systèmes d'entreposage d'énergie par batteries (BESS) dans les micro-réseaux isolés constitue un levier essentiel pour accroître la pénétration des énergies renouvelables et réduire la dépendance aux générateurs diesel. Cependant, la consommation des charges auxiliaires associées aux BESS, telles que les systèmes de gestion, de conversion et de conditionnement thermique, est souvent négligée ou représentée de manière simplifiée dans les modèles de répartition des flux énergétiques. Cette approche peut conduire à une estimation du comportement global du système éloignée des conditions réelles d'exploitation.

Ce mémoire propose une analyse en temps réel des charges auxiliaires d'un réseau d'entreposage d'énergie intégré à un micro-réseau isolé. Un modèle détaillé de consommation des auxiliaires est développé en fonction des conditions d'exploitation des batteries, notamment des taux de charge et de décharge, de la génération de chaleur et des contraintes thermiques. Ce modèle est ensuite intégré à un modèle hybride de répartition des flux énergétiques afin d'évaluer son influence sur le fonctionnement global du micro-réseau.

L'approche est appliquée à plusieurs communautés isolées du Nunavik, en s'appuyant sur les données du micro-réseau, incluant la charge demandée, la température extérieure et la production énergétique, ainsi que sur le modèle de répartition des flux développé par HATCH. Les résultats montrent que la prise en compte explicite des charges auxiliaires modifie la répartition de l'énergie, la pénétration des énergies renouvelables et le dimensionnement optimal des systèmes de stockage. Cette étude met en évidence l'importance d'une modélisation réaliste des auxiliaires afin d'améliorer la précision des analyses de performance et de soutenir la prise de décision lors du déploiement de BESS en milieu isolé.

**Mots-clés:** BESS, charges auxiliaires, micro-réseaux isolés, répartition des flux énergétiques, Nunavik



# **Real time analysis of auxiliary loads of an energy storage system connected to a microgrid**

Arthur HEISSEL

## **ABSTRACT**

The integration of battery energy storage systems into isolated microgrids plays a critical role in increasing renewable energy penetration and reducing dependence on diesel generation. In many existing energy dispatch models, the auxiliary loads associated with BESS, such as control systems, power electronics, and thermal management, are often simplified or overlooked. As a result, system performance assessments may not accurately reflect real operating conditions.

This thesis presents a real time analysis of auxiliary loads within an energy storage system connected to an isolated microgrid. A detailed auxiliary consumption model is developed based on BESS operating conditions, including charge and discharge rates, heat generation, and thermal constraints. The proposed model is then integrated into a hybrid energy flow dispatch framework to evaluate its impact on overall microgrid operation.

The methodology is applied to several isolated communities in Nunavik using microgrid data such as electrical demand, ambient temperature, and energy production, together with an energy flow dispatch model developed by HATCH. The results demonstrate that explicitly modeling auxiliary loads influences energy distribution, renewable energy penetration levels, and the optimal sizing of storage systems. This work highlights the importance of realistic auxiliary load modeling to improve performance assessment and support informed decision making for BESS deployment in isolated microgrids.

**Keywords:** battery energy storage systems, auxiliary loads, isolated microgrids, energy flow dispatch, renewable energy integration, Nunavik



## TABLE DES MATIÈRES

	Page
INTRODUCTION .....	1
CHAPITRE 1 REVUE DE LITTÉRATURE .....	3
1.1 Cadre contextuel de l'étude .....	3
1.2 Apport des systèmes BESS dans les micro-réseaux .....	6
1.2.1 Rôle stratégique des micro-réseaux dans les zones isolées .....	6
1.2.2 Avantages amenés par l'utilisation des BESS .....	7
1.3 Architecture et composants d'un système BESS .....	9
1.3.1 Critères de sélection de la technologie de batterie .....	9
1.3.2 Description des systèmes auxiliaires intégrés .....	11
1.3.2.1 BMS .....	11
1.3.2.2 EMS .....	13
1.3.2.3 PCS .....	14
1.3.2.4 HVAC .....	14
1.3.2.5 Transformateur .....	16
1.3.2.6 RMSC .....	17
1.4 Analyse du comportement énergétique des auxiliaires d'un BESS .....	17
1.4.1 Le taux de charge (C-rate) .....	17
1.4.2 Consommation énergétique en phase de charge et de décharge .....	18
1.4.3 Consommation énergétique en mode veille .....	19
1.5 Impacts environnementaux associés aux batteries lithium-ion .....	20
1.5.1 Principes de fonctionnement des batteries lithium-ion .....	20
1.5.2 Analyse du cycle de vie de la batterie lithium-ion .....	21
1.5.2.1 Extraction des matières premières .....	21
1.5.2.2 Fabrication de la batterie .....	22
1.5.2.3 Utilisation de la batterie .....	23
1.5.2.4 Fin de vie et recyclage .....	24
1.6 Stratégies d'optimisation de la longévité des batteries .....	25
1.6.1 Facteurs influençant la dégradation des batteries .....	25
1.6.2 Méthodes pour prolonger la durée de vie des batteries .....	29
1.7 Perspectives d'évolution pour les prochaines années .....	30
1.8 Conclusion .....	32
CHAPITRE 2 DÉVELOPPEMENT MÉTHODOLOGIQUE .....	35
2.1 Dimensionnement du réseau isolé .....	35
2.1.1 Dimensionnement du système éolien .....	36
2.1.2 Dimensionnement du système de stockage .....	37
2.2 Modèle de consommation des auxiliaires de batterie .....	38
2.2.1 Composants du système BESS .....	38
2.2.2 Étude de la consommation des auxiliaires .....	41

2.2.2.1	Consommation du système PCS .....	41
2.2.2.2	Consommation du système HVAC .....	42
2.2.2.3	Consommation des autres auxiliaires .....	48
2.3	Modèle hybride de répartition des flux d'énergie .....	49
2.3.1	Paramètres et calculs préliminaires du modèle de répartition des flux énergétiques .....	49
2.3.1.1	Paramètres généraux du modèle .....	50
2.3.1.2	La répartition des générateurs en fonction de la charge demandée .....	52
2.3.1.3	Charge électrique .....	54
2.3.1.4	Production éolienne et solaire .....	58
2.3.2	Le fonctionnement du modèle hybride de répartition des flux .....	60
2.3.2.1	Répartition de la charge et de la production renouvelable avant l'intégration des BESS .....	60
2.3.2.2	Dimensionnement de la réserve tournante requise .....	63
2.3.2.3	Utilisation des BESS dans le modèle .....	65
2.4	Implémentation de la consommation des auxiliaires dans le modèle de répartition des flux .....	67
2.4.1	Calcul de la consommation pour préparer l'implémentation .....	67
2.4.1.1	Calcul de la consommation .....	67
2.4.1.2	Préparation de la liaison avec le modèle hybride de répartition des flux .....	70
2.4.2	Modification du modèle de répartition des flux pour inclure la consommation des auxiliaires .....	72
2.4.2.1	Ajout des données de l'onglet "BESS Auxiliaires" .....	72
2.4.2.2	Calcul du nouvel état de charge .....	73
2.4.2.3	Calcul de la charge à distribuer aux générateurs .....	75
CHAPITRE 3	ANALYSE DES RÉSULTATS .....	77
3.1	Profil de la consommation des auxiliaires .....	77
3.1.1	Répartition des taux de charge .....	79
3.1.1.1	Cas du 100% éolien .....	79
3.1.1.2	Cas du 100% solaire .....	85
3.1.2	Le profil de consommation des auxiliaires .....	86
3.1.3	Tableau de bord du fonctionnement des auxiliaires .....	88
3.2	Impact de la consommation des auxiliaires sur la pénétration des énergies renouvelables dans le micro-réseau .....	92
3.2.1	Évolution de la pénétration avec l'augmentation de la capacité des BESS .....	92
3.2.2	Différence de pénétration entre l'éolien et le solaire dans le micro-réseau .....	95
3.2.3	Calcul de la pénétration pour un mix énergétique variable .....	97
CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS	.....	103
ANNEXE I	.....	105

BIBLIOGRAPHIE ..... 111



## LISTE DES TABLEAUX

		Page
Tableau 2.1	Dimensionnement du nombre d'éoliennes et de BESS en fonction de la communauté .....	36
Tableau 2.2	Description du système d'auxiliaire dans un BESS du type EVLOFLEX 1.65 MWh .....	40
Tableau 2.3	Données de EVLO sur la consommation du PCS .....	41
Tableau 2.4	Consommation du système PCS en fonction du taux de charge des batteries .....	42
Tableau 2.5	Chaleur générée pour un module de batterie de 8.1 kW et pour un conteneur de 1.65 MW en fonction du taux de charge .....	45
Tableau 2.6	Valeur de $R$ et $U$ en fonction de la face .....	46
Tableau 2.7	Pertes thermiques totales d'un conteneur EVLOFLEX pour une température externe de $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ .....	47
Tableau 2.8	Paramètres généraux des communautés .....	51
Tableau 2.9	Répartition de la charge soutenu par les générateurs pour Puvirnituaq ...	52
Tableau 2.10	Rendement moyen du générateur diesel en fonction du facteur de charge .....	53
Tableau 3.1	Consommation totale de diesel pour la communauté de Kangiqsualujjuaq en fonction du scénario. ....	90
Tableau 3.2	Consommation moyenne et répartition des taux de charge en fonction du mode pour la communauté de Kangiqsualujjuaq pour 1 année. ....	91



## LISTE DES FIGURES

	Page
Figure 1.1	Les communautés de la région du Nunavik par Makivvik (2013) ..... 3
Figure 1.2	Prévision des températures Tirée de IPCC (2023) p.75 ..... 4
Figure 1.3	Génératrice Diesel de 2000 kW selon Toromont CAT ..... 7
Figure 1.4	Système BESS fabriqué par EVLO (2024) ..... 8
Figure 1.5	Représentation de la densité énergétique volumique et massique des batteries Tirée de Nyamathulla & Dhanamjayulu (2024), p.4 ..... 10
Figure 1.6	Composition d'un système BESS Tirée de Asian Development Bank (2018), p.7 ..... 11
Figure 1.7	Les rôles du système BMS Tirée de Nyamathulla & Dhanamjayulu (2024), p.5 ..... 13
Figure 1.8	Solution PCS CAB1000 par epcpower selon EPC Power (2025) ..... 15
Figure 1.9	Emplacement du système HVAC dans un BESS selon Spendiff-Smith (2022) ..... 16
Figure 1.10	Les étapes de l'extraction du lithium d'après Langlois (2023) ..... 22
Figure 1.11	Les étapes de la fabrication des batteries Li-ion d'après Busch Canada (2025) ..... 23
Figure 1.12	Processus interne de dégradation de la durée de vie d'une batterie Tirée de Luo <i>et al.</i> (2023), p.3 ..... 26
Figure 1.13	Capacité récupérable estimée après un an de stockage de batteries lithium-ion à différentes températures selon Battery University (2023) .. 27
Figure 1.14	Nombres de cycles en fonction du DoD d'après Battery University (2023) ..... 28
Figure 2.1	Solution EVLOFLEX fournie par EVLO ..... 38
Figure 2.2	Module de batterie ..... 39
Figure 2.3	Résultat rendement en fonction du C-rate selon Bobanac <i>et al.</i> (2021) ... 44

Figure 2.4	Consommation du transformateur .....	48
Figure 2.5	Consommation du PCS .....	48
Figure 2.6	Stratégie globale d'attribution des générateurs en fonction de la charge demandée pour la communauté de Puvirnituaq .....	54
Figure 2.7	Demande électrique du réseau en fonction du temps et la communauté : les 15 premières valeurs .....	55
Figure 2.8	Profil de la demande électrique du réseau en fonction de la période pour Quaqaq de l'année en kW (2022) .....	56
Figure 2.9	Charge thermique et électrique pour la communauté de Quaqaq en kW (2022) .....	57
Figure 2.10	Courbe de puissance de l'éolienne Enercon E82 - 3MW .....	59
Figure 2.11	Première et deuxième partie du modèle de répartition des flux pour la communauté de Puvirnituaq, le 3 Janvier jusqu'à 15h. Partie 1 .....	61
Figure 2.12	Première et deuxième partie du modèle de répartition des flux pour la communauté de Puvirnituaq, le 3 Janvier jusqu'à 15h. Partie 2 .....	62
Figure 2.13	Troisième partie du modèle de répartition des flux pour la communauté de Puvirnituaq, le 3 Janvier jusqu'à 15h, partie 1. ....	63
Figure 2.14	Troisième partie du modèle de répartition des flux pour la communauté de Puvirnituaq, le 3 Janvier jusqu'à 15h, partie 2. ....	64
Figure 2.15	Dernière partie du modèle de répartition des flux pour la communauté de Puvirnituaq, le 3 Janvier .....	66
Figure 2.16	Calcul de la consommation des auxiliaires à chaque intervalle le 14 janvier pour Aupaluk, partie 1. ....	68
Figure 2.17	Calcul de la consommation des auxiliaires à chaque intervalle le 14 janvier pour Aupaluk, partie 2. ....	69
Figure 2.18	Changements effectués dans le modèle hybride de répartition des flux pour inclure la consommation des auxiliaires .....	72
Figure 2.19	Diagramme présentant la distribution de la charge variable des auxiliaires aux éléments du micro réseau .....	74

Figure 3.1	Données récupérées pour le scénario A, pour la communauté de Akulivik, le 1er Janvier .....	78
Figure 3.2	Résumé des données récupérés et consommation des auxiliaires, pour la communauté de Akulivik, le 1er Janvier .....	79
Figure 3.3	Occurrence de chaque mode de fonctionnement du système de BESS pour une année de simulation pour la communauté du Nunavik .....	80
Figure 3.4	Différence du nombre d'occurrence de chaque mode de fonctionnement entre Akulivik, Quaqtac et Kuujuaq .....	81
Figure 3.5	Répartition des taux de charge et de décharge sur 1 année pour la communauté d'Akulivik .....	81
Figure 3.6	Moyenne de la répartition des taux de charge en fonction du mode pour les communautés contenant 2 BESS et 1 turbine .....	82
Figure 3.7	Répartition des taux de charge pour les communautés de Kuujuaq et Puvirnituc avec un ratio BESS/Turbine de 1 .....	83
Figure 3.8	Répartition des taux de charge pour Akulivik dans un scénario 100% solaire .....	85
Figure 3.9	Répartition du taux de charge pour la communauté de Kangiqsualujuaq pour un scénario 100% solaire. ....	87
Figure 3.10	Profil de la consommation unitaire des BESS pour la communauté d'Akulivik dans un scénario 100 % éolien .....	88
Figure 3.11	Profil de la consommation unitaire pour la communauté de Akulivik dans un scénario 100 % solaire .....	89
Figure 3.12	Tableau de bord pour la communauté de Kangiqsualujuaq .....	89
Figure 3.13	Consommation unitaire des auxiliaires par mois en kWh en bleu pour Kangiqsualujuaq et en vert pour Ivujivik .....	91
Figure 3.14	Évolution de la pénétration en fonction de la capacité des BESS (MWh) pour Kangirsuk .....	93
Figure 3.15	Évolution de la pénétration en fonction de la capacité des BESS (MWh) pour Kangiqsualujuaq .....	94
Figure 3.16	Comparaison de l'évolution de la pénétration en fonction de la capacité de stockage pour des scénarios 100 % éolien et 100 % solaire .....	96

Figure 3.17	Évolution de la pénétration en fonction de la capacité des BESS et du mix énergétique pour la communauté de Puvirnitug .....	98
Figure 3.18	Évolution de la pénétration des énergies renouvelables en fonction de la capacité des BESS pour différentes valeurs de mix énergétique pour Puvirnitug .....	99
Figure 3.19	Évolution de la valeur optimale du mix énergétique en fonction de la capacité pour les 12 communautés .....	100

## **LISTE DES ABRÉVIATIONS, SIGLES ET ACRONYMES**

Aux	Auxiliaires
BESS	Battery Energy Storage System
BMS	Battery Management System
CAPEX	Capital Expenditures
COP	Coefficient of Performance
DOD	Depth of Discharge
EMS	Energy Management System
ETS	École de Technologie Supérieure
GES	Gaz à effet de serre
GIEC	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat
HVAC	Heating, Ventilation and Air Conditioning
LCOE	Levelized Cost of Energy
MBMS	Modular Battery Management System
OPEX	Operational Expenditures
PCS	Power Conversion System
RMSC	Remote Monitoring and Supervisory Control
SOC	State of Charge
VBA	Visual Basic for Applications



## LISTE DES SYMBOLES ET UNITÉS DE MESURE

$A$	Surface d'échange thermique	[m <sup>2</sup> ]
$C$	Taux de charge (C-rate)	[-]
$M$	Masse	[kg.mol <sup>-1</sup> ]
$N_{BESS}$	Nombre de systèmes de stockage par batterie (BESS)	[-]
$N_{PCS}$	Nombre de convertisseurs de puissance (PCS)	[-]
$P_{Aux,Inside}$	Puissance des auxiliaires internes au conteneur BESS	[kW]
$P_{Aux,secondaire}$	Puissance des auxiliaires secondaires du système	[kW]
$P_{const,totale}$	Puissance totale des auxiliaires non dépendante de C	[kW]
$P_{el,HVAC}$	Puissance électrique consommée par le système HVAC	[kW]
$P_{module}$	Puissance électrique d'un module de batterie	[kW]
$P_{PCS}$	Puissance électrique consommée par le Power Conversion System	[kW]
$P_{totale}$	Puissance totale consommée par les auxiliaires d'un BESS	[kW]
$P_{Transfo/EMS}$	Puissance électrique consommée par le transformateur et l'EMS	[kW]
$P_{var,totale}$	Puissance totale des auxiliaires dépendant de C	[kW]
$R$	Résistance thermique équivalente	[hr.ft <sup>2</sup> .°F.Btu <sup>-1</sup> ]
$T_{amb}$	Température ambiante extérieure	[K]
$T_{int}$	Température interne du conteneur BESS	[K]
$T_i$	Température externe au pas de temps $i$	[K]
$T_{ref}$	Température de référence	[K]
$U$	Conductance thermique	[W.m <sup>-2</sup> .K <sup>-1</sup> ]
$U^{corr}$	Vitesse du vent corrigée	[m.s <sup>-1</sup> ]
$U_i$	Vitesse du vent à chaque instant $i$	[m.s <sup>-1</sup> ]
$\dot{Q}_{cond}$	Flux thermique échangé par conduction	[kW]
$\dot{Q}_{génération}$	Flux thermique généré par les batteries	[kW]
$\dot{Q}_{HVAC}$	Flux thermique évacué ou fourni par le système HVAC	[kW]
$\eta_1^{ch}$	Rendement du système en phase de charge	[-]
$\eta_1^{dis}$	Rendement du système en phase de décharge	[-]
$\rho_i$	Densité de l'air au pas de temps $i$	[kg.m <sup>-3</sup> ]
$\rho_{ref}$	Densité de l'air de référence	[kg.m <sup>-3</sup> ]



## INTRODUCTION

Les communautés nordiques du Nunavik évoluent dans un contexte énergétique particulièrement contraignant. Située au nord du 55e parallèle, cette région est entièrement isolée du réseau électrique national et dépend presque exclusivement de générateurs diesel pour assurer son approvisionnement en électricité. Cette dépendance s'explique par l'absence d'infrastructures de transport permanentes, par des conditions climatiques extrêmes où les températures peuvent atteindre des niveaux inférieurs à  $-50^{\circ}\text{C}$ , ainsi que par des besoins énergétiques élevés, notamment liés au chauffage. Ce mode de production entraîne toutefois des impacts environnementaux, économiques et logistiques importants, rendant nécessaire le développement de solutions énergétiques plus durables et adaptées aux réalités locales.

Dans ce contexte, plusieurs projets de transition énergétique ont été initiés afin de réduire la consommation de diesel et d'augmenter la part des énergies renouvelables dans les micro-réseaux isolés du Nunavik. L'entreprise HATCH joue un rôle central dans cette démarche en développant et en déployant des solutions intégrant des sources d'énergie renouvelable, telles que l'éolien et le solaire, couplées à des systèmes de stockage d'énergie par batteries (BESS). Afin d'assurer le dimensionnement et l'exploitation optimale de ces micro-réseaux, HATCH a mis au point un modèle hybride de répartition des flux énergétiques permettant de simuler le fonctionnement du réseau en fonction de la demande, des conditions climatiques et de l'état de charge des batteries. Toutefois, ce modèle considère actuellement de manière simplifiée la consommation des équipements auxiliaires des BESS, alors que ceux-ci influencent directement la performance globale du système.

L'objectif principal de ce rapport consiste donc à analyser et à modéliser de manière réaliste la consommation des charges auxiliaires associées aux systèmes BESS intégrés aux micro-réseaux isolés du Nunavik, et d'évaluer leur impact sur la répartition des flux énergétiques et sur la pénétration des énergies renouvelables. Plus spécifiquement, ce travail vise à caractériser le

comportement énergétique des auxiliaires en fonction des conditions d'exploitation des batteries, notamment les taux de charge et de décharge, ainsi qu'à intégrer cette consommation dans le modèle de répartition développé par HATCH.

Pour atteindre ces objectifs, une méthodologie en plusieurs étapes est adoptée. Dans un premier temps, une analyse détaillée des composants auxiliaires des BESS est réalisée à partir de données techniques fournies par les fabricants et de la littérature scientifique. Un modèle de consommation des auxiliaires est ensuite développé en tenant compte des modes de fonctionnement des batteries (charge, décharge et veille) à partir des travaux de M. Félix D'AMBOISE. Ce modèle est intégré au modèle hybride de répartition des flux énergétiques existant afin de représenter de manière plus fidèle le fonctionnement réel du micro-réseau. Enfin, l'approche est appliquée à plusieurs communautés du Nunavik à l'aide de données réelles de charge, de production renouvelable et de conditions climatiques, permettant d'analyser l'influence des auxiliaires sur la performance énergétique globale, la réduction de la consommation de diesel et l'optimisation du dimensionnement des systèmes de stockage.

Le chapitre un présente une succincte mais pertinente revue de la littérature ayant trait à ce projet, le second chapitre aborde et présente la méthodologie mise en œuvre, les résultats sont par la suite présentés et analysés au chapitre 3, alors que les conclusions et recommandations viennent clore ce mémoire.

# CHAPITRE 1

## REVUE DE LITTÉRATURE

### 1.1 Cadre contextuel de l'étude

Le constat initial découle de la consommation significative de diesel des communautés présentes au Nunavik, qui s'élève à environ 27,8 millions de litres par an, selon Tarquti (2025). En effet, cette région est totalement isolée du réseau électrique national, rendant l'accès à l'électricité complexe, alors que les besoins en énergie y sont particulièrement élevés, notamment en raison du chauffage nécessaire face à des températures pouvant atteindre jusqu'à  $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ .



Figure 1.1 Les communautés de la région du Nunavik par Makivvik (2013)

Le Nunavik est une vaste région située au nord du Québec, occupant environ un tiers du territoire de la province, au-delà du 55e parallèle. Bordé à l'ouest par la baie d'Hudson, au nord par le détroit d'Hudson et à l'est par la baie d'Ungava visible sur Makivvik (2013), le Nunavik se

distingue par un climat rigoureux de type subarctique à arctique, marqué par de longues périodes hivernales et des étés courts. Le territoire ne possède aucune route permanente reliant les villages entre eux ou au reste du Québec, ce qui en fait une région isolée et difficile d'accès. Le Nunavik compte environ 14 000 habitants répartis dans 14 villages nordiques, majoritairement inuits, pour qui la langue inuktitut demeure largement utilisée. Le développement de la région repose principalement sur l'exploitation des ressources naturelles, la chasse et la pêche traditionnelles, ainsi que sur les services publics. Toutefois, le Nunavik fait face à de nombreux défis socio-économiques, notamment en matière de logement, d'accès à l'éducation, de santé et d'autonomie énergétique, ce qui rend son développement durable et inclusif d'autant plus crucial.

Par ailleurs, aux quatre coins du monde, les enjeux écologiques actuels sont une préoccupation majeure pour l'avenir de la planète. Étant donné que l'activité humaine, notamment à travers les émissions de gaz à effet de serre, constitue la principale cause du réchauffement climatique, il est impératif de réduire ces émissions afin de limiter leur impact sur l'environnement. Selon les rapports du GIEC, une augmentation médiane de la température mondiale comprise entre 3,3 °C et 5,7 °C est prévue pour 2100, dans le cadre d'un scénario à fort niveau d'émissions de gaz à effet de serre selon IPCC (2023)

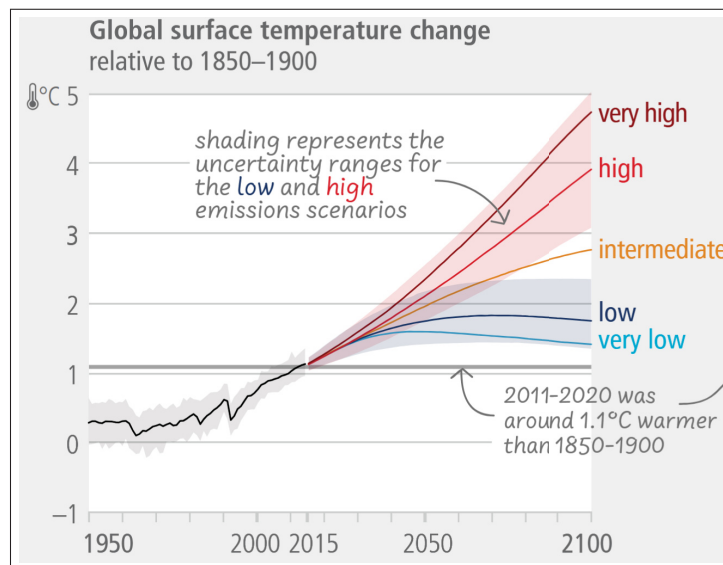


Figure 1.2 Prédiction des températures  
Tirée de IPCC (2023) p.75

Une telle augmentation entraînerait des conséquences désastreuses sur la biodiversité mondiale, tout en exacerbant les phénomènes météorologiques extrêmes et en provoquant une élévation significative du niveau des océans. Ce constat étant unanimement partagé par la communauté scientifique, il est crucial d'agir rapidement.

C'est dans cette optique que plusieurs projets de transition énergétique, destinés aux communautés du Nunavik, ont été initiés en collaboration avec l'entreprise HATCH, visant l'intégration d'énergies renouvelables associées à des systèmes de stockage par batteries (BESS), dans le but de réduire leur dépendance au diesel.

Pour prévoir et dimensionner efficacement les éléments constituant des micro-réseaux, HATCH a développé un modèle détaillé permettant de déterminer la répartition optimale des sources d'énergie en fonction de la demande, des conditions climatiques et de l'état de charge des batteries intégrées dans ces micro-réseaux. Toutefois, ce modèle présente actuellement certaines limites dans la prise en compte précise du comportement des auxiliaires des systèmes de stockage par batteries. En effet, dans le modèle existant, la charge des auxiliaires est intégrée à la charge globale sous la forme d'une valeur constante, bien que cette dernière dépende en réalité de nombreux paramètres variables.

Ainsi, ce travail de recherche porte spécifiquement sur l'analyse détaillée du comportement des auxiliaires dans les systèmes BESS, afin d'améliorer le modèle de simulation existant des micro-réseaux alimentés par des sources d'énergie renouvelable. Cette démarche permettra un dimensionnement plus précis et optimisé des systèmes énergétiques destinés aux communautés isolées. Finalement, l'objectif est de trouver un équilibre entre la pénétration des énergies renouvelables dans le micro-réseau et la conservation de la durée de vie des batteries, afin de minimiser l'impact de celles-ci sur l'environnement.

## **1.2 Apport des systèmes BESS dans les micro-réseaux**

### **1.2.1 Rôle stratégique des micro-réseaux dans les zones isolées**

Dans les régions isolées telles que le Nunavik, l'accès au réseau électrique national est souvent inexistant, entraînant un isolement énergétique important. À l'échelle mondiale, environ 1,18 milliard de personnes ne disposent pas d'un accès fiable au réseau électrique national, selon Min *et al.* (2024). Parmi elles, environ 700 millions, principalement en Afrique, n'ont aucune forme d'accès à l'électricité, selon IRENA (2025). D'autres communautés, bénéficiant de davantage de ressources ou d'assistance, établissent des micro-réseaux autonomes alimentés majoritairement par des sources d'énergie fossile, comme c'est actuellement le cas dans le Nunavik, d'après Tarquti (2025). Ces micro-réseaux sont essentiels pour les habitants de cette région, qui dépendent fortement du chauffage pour survivre aux températures extrêmes rencontrées durant l'hiver.

Les micro-réseaux jouent également un rôle clé dans le développement économique des communautés vivant dans des régions isolées, en particulier lorsqu'ils sont conçus pour répondre aux besoins spécifiques des populations défavorisées. Selon l'étude de Mudaheranwa *et al.* (2023), l'installation de micro-réseaux permet non seulement d'assurer un accès fiable à l'électricité, mais constitue également un levier important pour réduire la vulnérabilité économique des régions isolées. L'électrification locale favorise le développement d'activités génératrices de revenus, telles que l'agriculture améliorée par irrigation, les services artisanaux ou la réfrigération des denrées alimentaires, qui dépendent directement d'une alimentation électrique stable. Par ailleurs, l'énergie distribuée de manière décentralisée réduit la dépendance aux importations de carburants fossiles, permettant ainsi une réduction des coûts opérationnels pour les habitants. L'étude souligne également que la présence d'un système énergétique fiable favorise la scolarisation, l'accès aux soins et l'émergence de micro-entreprises, créant un cercle vertueux de développement socio-économique dans des zones traditionnellement exclues des dynamiques de croissance nationale.

Les générateurs diesel sont fréquemment utilisés malgré leurs inconvénients notables, tels que la pollution environnementale et sonore, selon International Renewable Energy Agency (2017), principalement en raison de leur simplicité d'installation et de leur capacité à fournir une énergie constante et fiable. Voici un exemple de génératrice de 2000 kW utilisée dans la région du Nunavik et fabriquée par l'entreprise Caterpillar selon Toromont CAT.



Figure 1.3 Génératrice Diesel de 2000 kW selon Toromont CAT

### 1.2.2 Avantages amenés par l'utilisation des BESS

La réduction des émissions de gaz à effet de serre implique nécessairement une transition progressive des sources d'énergie fossile vers des sources renouvelables. Cependant, ces dernières souffrent d'une intermittence inhérente liée à leur dépendance aux conditions environnementales, ce qui se traduit par un faible facteur de charge. Par exemple, tandis qu'un générateur diesel fournit une énergie constante, une éolienne dépend directement des conditions météorologiques, affichant au Canada un facteur d'utilisation moyen d'environ 35 % selon Hydro-Québec. Ainsi, une éolienne directement connectée à un micro-réseau ne pourra alimenter celui-ci que durant approximativement un tiers du temps, indépendamment des besoins réels des consommateurs. Ce défi est particulièrement critique dans des régions nordiques comme le Nunavik, où les besoins énergétiques demeurent constants, notamment pour le chauffage en hiver. Par conséquent, l'intégration de systèmes de stockage d'énergie par batterie (BESS) apparaît indispensable pour maximiser la pénétration des énergies renouvelables.

L'intérêt majeur des BESS réside dans leur capacité à renforcer la résilience des micro-réseaux face à l'intermittence des sources renouvelables. En effet, lorsque la production énergétique excède la consommation, les batteries stockent le surplus, et inversement, elles fournissent de l'énergie lors des pics de demande, garantissant ainsi une disponibilité constante et fiable d'énergie. Ce mécanisme permet ainsi d'augmenter significativement la part des énergies renouvelables réellement utilisées.

Malgré les bénéfices de cette solution, elle ne se suffit pas à elle-même car, s'il subsiste une longue période de déficit d'énergie renouvelable par rapport à la demande, les batteries seront alors vidées et le système retournera dans son état initial jusqu'à une période d'excès de production. Il est donc nécessaire de garder des générateurs diesel afin de pallier les manques d'énergies renouvelables. Ainsi, les batteries permettent de réduire l'utilisation des générateurs, mais pas de s'en passer complètement. Dans la région du Nunavik, le fabricant EvLO conçoit des systèmes BESS intégrés dans des conteneurs, reposant sur l'utilisation de batteries lithium-ion EVLO (2024).



Figure 1.4 Système BESS fabriqué par EVLO (2024)

## **1.3 Architecture et composants d'un système BESS**

### **1.3.1 Critères de sélection de la technologie de batterie**

Dans ce cadre, le choix d'une technologie appropriée pour le stockage d'énergie électrique (ESS) est fondamental. Le stockage d'énergie électrique peut être défini comme « un processus consistant à convertir l'énergie d'une forme (principalement électrique) vers une forme stockable, pour la conserver dans divers supports avant de la reconvertir en énergie électrique selon les besoins » selon Bilgili *et al.* (2015). Dans cette recherche, l'énergie électrique provenant des sources renouvelables constitue l'entrée du système de stockage, tandis que l'énergie reconvertie est distribuée au micro-réseau.

Parmi les technologies de stockage disponibles, la présente étude s'intéressera seulement aux systèmes de batteries, car il s'agit de la technologie privilégiée par HATCH pour la mise en place des micro-réseaux. Pour ces batteries, les technologies les plus répandues comprennent les batteries plomb-acide, économiques mais caractérisées par une faible densité énergétique ; les batteries nickel-cadmium et nickel-métal hydrure (Ni-MH), reconnues pour leur longue durée de vie ; les batteries sodium-soufre, très efficaces (75-85%) mais nécessitant une température de fonctionnement élevée (environ 350 °C) ; et les batteries lithium-ion, disposant d'une des plus hautes densités énergétiques (80-200 Wh/kg), comme cela est illustré sur la figure 1.5, et d'une excellente efficacité (95%). Le coût des batteries lithium-ion reste élevé, mais il tend à diminuer avec l'augmentation des volumes de production, la réduction des coûts des composants et également la concurrence internationale, selon Cole *et al.* (2025).

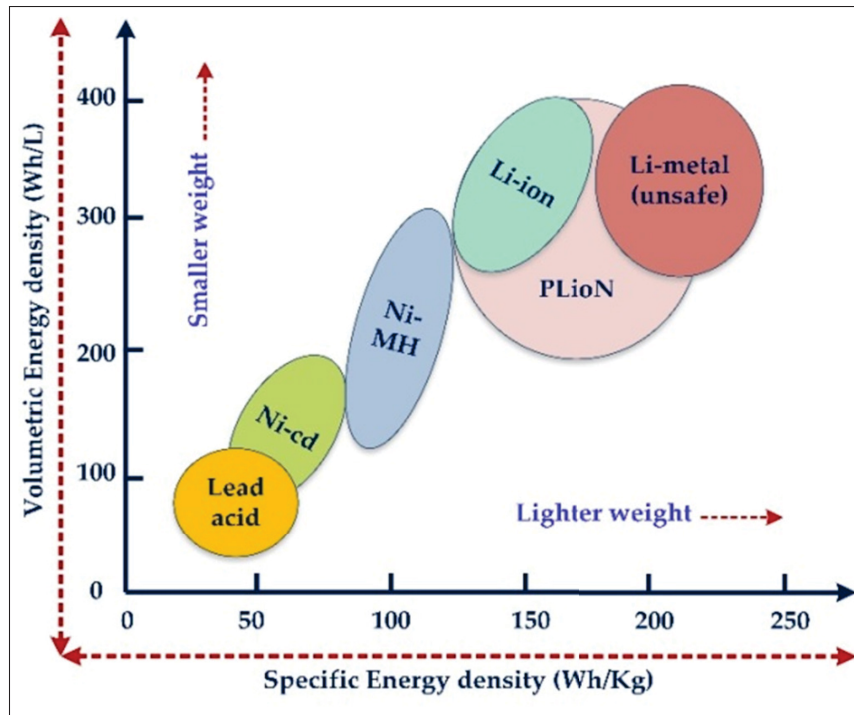


Figure 1.5 Représentation de la densité énergétique volumique et massique des batteries

Tirée de Nyamathulla & Dhanamjayulu (2024), p.4

La technologie lithium-ion est actuellement privilégiée pour les BESS selon Asian Development Bank (2018), grâce à ses performances supérieures en termes de densité énergétique, d'efficacité et de durée de vie, comme le montre la figure 1.5, ainsi que sa capacité à fonctionner efficacement à basse température, un avantage crucial pour les régions froides comme le Nunavik.

De nombreux fabricants adoptent ainsi la technologie lithium-ion pour concevoir des systèmes BESS intégrés dans des micro-réseaux isolés. Généralement, ces batteries sont installées dans des conteneurs équipés des auxiliaires nécessaires à leur bon fonctionnement, comme ceux de EVLO (2024) et EVLO (2025), ainsi que celui de la figure 1.4. L'étude détaillée du comportement de ces auxiliaires constituera l'objet central des prochaines étapes de cette recherche.

### 1.3.2 Description des systèmes auxiliaires intégrés

L'objectif principal de cette étude est la modélisation précise du comportement des auxiliaires d'un système BESS. Pour cela, il est essentiel de déterminer préalablement la liste exhaustive des auxiliaires impliqués dans le fonctionnement du système BESS en analysant les données techniques fournies par les fabricants et la littérature scientifique existante.

La Figure 1.6 présente certains auxiliaires utilisés dans les micro-réseaux, notamment le PCS (Power Conversion System), le BMS (Battery Management System), l'EMS (Energy Management System) ainsi que le conteneur abritant les batteries EG Solar. Ces éléments interagissent étroitement pour assurer une gestion efficace et sécurisée de l'énergie.

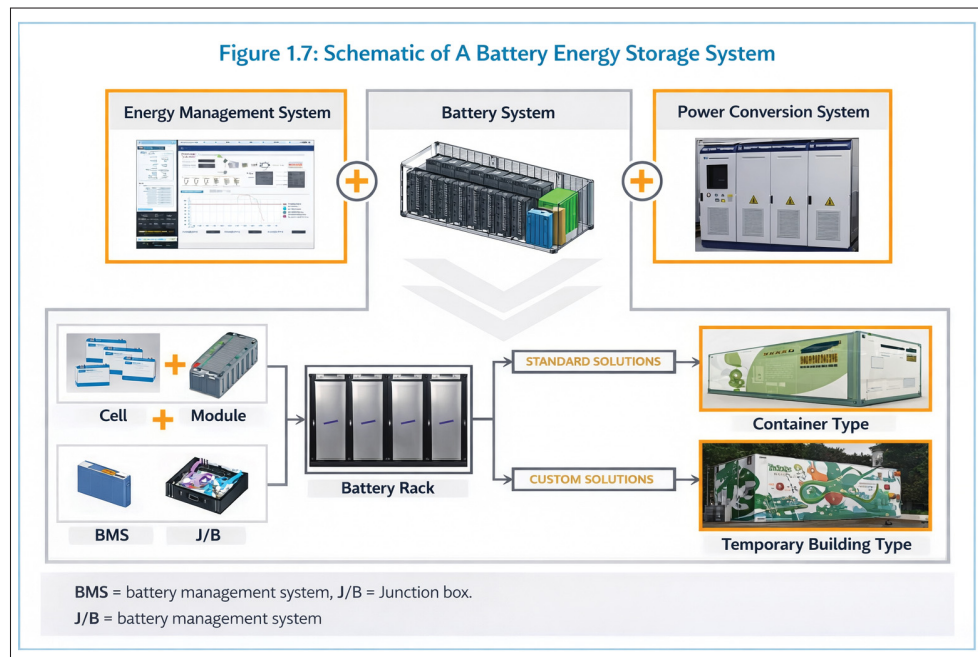


Figure 1.6 Composition d'un système BESS  
Tirée de Asian Development Bank (2018), p.7

#### 1.3.2.1 BMS

Parmi ces composants, le Battery Management System (BMS) joue un rôle essentiel, en assurant le suivi précis et le contrôle continu de l'état des batteries afin de maximiser leur performance et

la sécurité, tout en prolongeant leur durée de vie. Le BMS surveille en temps réel des paramètres clés tels que la tension, le courant, la température et l'état de charge des cellules individuelles. Il effectue également l'équilibrage des cellules pour éviter toute surchauffe ou surdécharge, prolongeant ainsi la durée de vie des batteries. De plus, il intègre des mécanismes de sécurité pour détecter et prévenir les courts-circuits ou les anomalies potentielles, permettant ainsi une intervention rapide en cas de problème (Maher *et al.*, 2024).

Le BMS avancé assure aussi des fonctions diagnostiques complètes en identifiant précocement les dégradations potentielles des cellules et en ajustant dynamiquement les paramètres opérationnels pour optimiser les performances globales du système, notamment dans des conditions climatiques extrêmes ou lors d'une utilisation intensive, améliorant ainsi significativement la fiabilité et la sécurité opérationnelle des BESS. En outre, le BMS moderne peut inclure des stratégies avancées telles que l'estimation précise de l'état de santé (State-of-Health, SOH) et de la durée de vie résiduelle des cellules grâce à des modèles prédictifs sophistiqués. Ces stratégies permettent une gestion proactive de l'usure des batteries, optimisant leur utilisation et réduisant les coûts liés au remplacement précoce des cellules. Par ailleurs, l'intégration du BMS dans les systèmes intelligents et les réseaux énergétiques modernes facilite l'exploitation des données opérationnelles collectées pour améliorer les algorithmes de gestion énergétique globale, contribuant ainsi à une intégration plus efficace des systèmes de stockage dans les micro-réseaux et autres applications énergétiques, selon Nyamathulla & Dhanamjayulu (2024). La figure 1.7 présente les principales fonctions du BMS, notamment l'estimation de l'état de santé des batteries, le pilotage des flux d'énergie au sein des modules ainsi que les fonctions annexes qui assurent le bon fonctionnement du système.

Le Modular Battery Management System (MBMS), ou système modulaire de gestion des batteries, constitue une version avancée du BMS classique. Il est structuré en modules, chacun gérant un groupe restreint de cellules de batterie. Cette modularité permet d'améliorer la précision et la réactivité du contrôle, tout en facilitant la maintenance et le remplacement de sections spécifiques du BESS sans perturber l'ensemble du système. Ce type de système est particulièrement utile dans les grandes installations où une surveillance étroite et individualisée

est nécessaire pour maximiser l'efficacité globale du stockage énergétique (Asian Development Bank, 2018).

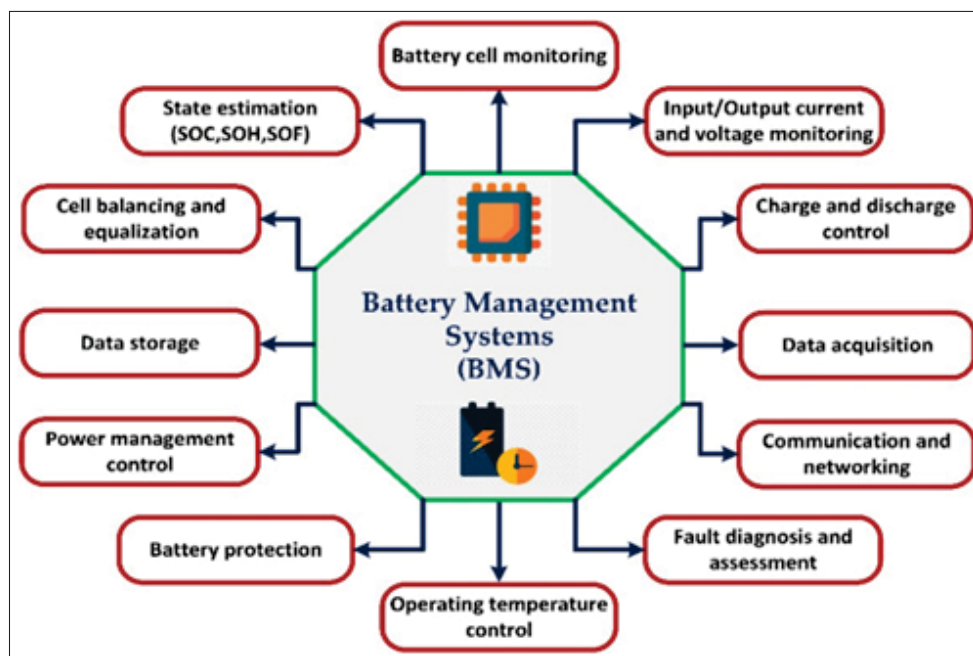


Figure 1.7 Les rôles du système BMS  
Tirée de Nyamathulla & Dhanamjayulu (2024), p.5

### 1.3.2.2 EMS

En complément du BMS et du MBMS, l'Energy Management System (EMS) supervise globalement les flux énergétiques au sein du micro-réseau. L'EMS optimise ainsi l'utilisation de l'énergie produite par les sources renouvelables et stockée dans le BESS. Il ajuste en temps réel la consommation selon divers critères énergétiques, économiques et environnementaux, garantissant l'efficacité opérationnelle et la durabilité énergétique selon TLS (2025). Son objectif principal est d'optimiser le fonctionnement de la batterie afin de fournir des services auxiliaires tout en répondant aux besoins locaux en énergie. Tel que démontré dans l'étude de Shafique *et al.* (2021), l'EMS opère selon une architecture en deux volets : un module de prévision qui établit à l'avance un calendrier d'utilisation du BESS à partir des données historiques de charge, et un module de fonctionnement en temps réel qui ajuste les commandes de charge et de décharge

en fonction des conditions dynamiques du réseau. Cette double structure permet à l'EMS de réaliser simultanément deux fonctions critiques dans un micro-réseau : le peak shaving, qui vise à réduire les pics de consommation afin d'abaisser les coûts de raccordement, et la régulation de fréquence, indispensable pour maintenir la stabilité du réseau en présence de sources d'énergie renouvelable intermittentes.

### 1.3.2.3 PCS

Le Power Conversion System (PCS), quant à lui, joue le rôle crucial d'intermédiaire entre le réseau électrique alternatif et les batteries en courant continu. Il assure une régulation précise des flux d'énergie, permettant ainsi une charge et une décharge efficaces des batteries. Les systèmes PCS modernes peuvent gérer les variations rapides de la charge et maintenir une qualité d'énergie stable, essentielle pour éviter les perturbations dans les micro-réseaux isolés. De plus, ils incluent des mécanismes de protection robustes contre les surcharges, les courts-circuits et les perturbations externes, garantissant ainsi une fiabilité élevée dans des environnements complexes selon EPC Power (2025) et Ebusco (2025).

Le fabricant EPC Power (2025), spécialisé dans les PCS, propose notamment une solution nommée CAB1000, offrant jusqu'à 99 % d'efficacité, un temps de réponse dix fois supérieur à celui des PCS standards et une puissance comprise entre 1 et 1,5 MW par module (Fig. 1.8).

### 1.3.2.4 HVAC

Ces auxiliaires ne sont pas les seuls à être importants pour le fonctionnement et la sécurité des BESS. Si les batteries lithium-ion offrent de nombreux avantages tels qu'une densité énergétique élevée et une efficacité remarquable, elles présentent cependant des défis en termes de sécurité, notamment liés à leur gestion thermique. En effet, cette technologie génère une quantité significative de chaleur durant son fonctionnement (Sun *et al.*, 2025), provoquant ainsi une élévation de la température au sein du conteneur de stockage. Cette hausse de température peut occasionner plusieurs problèmes : d'une part, elle affecte l'efficacité des batteries, dont la



Figure 1.8 Solution PCS CAB1000 par epcpower selon EPC Power (2025)

température optimale de fonctionnement est d'environ 23,4 °C (pour les batteries utilisées dans le cadre des projets de HATCH). D'autre part, elle augmente le risque d'incendie, qui devient particulièrement élevé lorsque la température interne dépasse certaines limites critiques selon Brazis *et al.* (2018).

Ce phénomène peut paraître contre-intuitif compte tenu des conditions climatiques extrêmement froides rencontrées dans la région du Nunavik, où les températures extérieures peuvent atteindre -50 °C. En effet, le conteneur métallique possède une conductivité thermique élevée, ce qui pourrait laisser penser qu'un apport thermique est nécessaire pour maintenir les batteries à une température adéquate. Cependant, en raison de la forte chaleur générée intrinsèquement par les batteries lithium-ion, c'est en réalité une ventilation efficace qui s'avère indispensable pour évacuer l'excès thermique.

C'est le système HVAC (Heating, Ventilation and Air Conditioning) qui assure cette fonction essentielle (Fig. 1.9). Son rôle consiste à contrôler activement la température, l'humidité relative ainsi que la qualité de l'air ambiant à l'intérieur du conteneur, permettant ainsi de maintenir les

batteries dans des conditions thermiques optimales. Une gestion thermique rigoureuse garantit non seulement la préservation des performances énergétiques des batteries, mais contribue également à prévenir leur dégradation prématurée et à assurer leur sécurité opérationnelle. Par conséquent, les systèmes HVAC intégrés aux BESS doivent être conçus en tenant rigoureusement compte des conditions climatiques locales, particulièrement extrêmes dans les régions nordiques telles que le Nunavik. En effet, l'efficacité du système HVAC conditionne directement la performance énergétique globale et la durée de vie du BESS. Ce système est bien représenté dans ces écrits : TLS (2025), Sanjareh *et al.* (2021), Lin *et al.* (2023), Spendiff-Smith (2022).



Figure 1.9 Emplacement du système HVAC dans un BESS selon Spendiff-Smith (2022)

### 1.3.2.5 Transformateur

Le transformateur joue un rôle crucial dans les BESS en ajustant la tension entre le système de stockage et le réseau local pour une intégration efficace de l'énergie stockée. En réduisant ou

en augmentant la tension électrique selon les besoins, le transformateur améliore l'efficacité énergétique et minimise les pertes en ligne, ce qui est essentiel dans les réseaux isolés comme ceux du Nunavik. Les transformateurs modernes utilisés dans les BESS sont conçus pour offrir une efficacité élevée, réduisant ainsi les pertes énergétiques inhérentes à la conversion de tension et maximisant l'utilisation efficace des ressources énergétiques disponibles selon Flinn (2019).

### **1.3.2.6 RMSC**

Finally, le Remote Monitoring and Supervisory Control (RMSC) constitue un système de supervision à distance permettant de contrôler et surveiller en temps réel l'ensemble des auxiliaires du BESS. Grâce à la collecte continue de données, il permet aux opérateurs de détecter rapidement les anomalies et de prendre des mesures correctives immédiatement. Ce système contribue ainsi à minimiser les temps d'arrêt imprévus et à optimiser les performances globales du BESS. L'intégration du RMSC est particulièrement bénéfique pour les micro-réseaux situés dans des zones isolées, où l'accès direct aux installations peut être complexe ou coûteux selon Asian Development Bank (2018) et EVLO (2025).

## **1.4 Analyse du comportement énergétique des auxiliaires d'un BESS**

### **1.4.1 Le taux de charge (C-rate)**

Tout d'abord, le fonctionnement d'un système BESS comprend différents modes opératoires : la charge, la décharge et la veille comme expliqué par le document de MIT Electric Vehicle Team (2008). Le mode charge est caractérisé par la variable C-rate, qui exprime la vitesse à laquelle la batterie est chargée par rapport à sa capacité maximale. De manière analogue, le mode décharge est défini par le taux de décharge. Par exemple, un C-rate de 1C correspond à un chargement complet de la batterie en une heure alors qu'un C-rate de 0.25C correspond à un chargement complet en 4 heures. Un C-rate de 0C correspond donc à une batterie en mode veille. En fonction de l'utilisation de la batterie, un C-rate différent peut être utilisé. Par exemple,

une lampe solaire aura un C-rate bas, aux alentours de 0.25C, alors qu'un drone de course peut atteindre un C-rate d'environ 30C selon (Redway Power, 2024).

Dans le cadre de cette étude, il est supposé que le comportement des auxiliaires lors de la charge et de la décharge est similaire, cette hypothèse étant fondée sur le fait que, pour les batteries lithium-ion, les deux processus s'accompagnent d'un comportement principalement exothermique selon Crawford *et al.* (2020). De plus, la plage de chargement utilisée sera entre 0C et 1C.

#### **1.4.2 Consommation énergétique en phase de charge et de décharge**

La dynamique thermique des batteries lithium-ion dépend fortement du taux de charge, et cette relation se révèle non linéaire. À mesure que le C-rate augmente, la chaleur générée par les batteries croît de manière non linéaire en raison de l'amplification des surtensions et de l'augmentation des phénomènes irréversibles internes selon Maher *et al.* (2024). Cette élévation de la chaleur affecte directement la consommation énergétique des auxiliaires, en particulier celle du système de gestion thermique (HVAC). En effet, pour maintenir les batteries dans une plage de température sécuritaire, les systèmes HVAC doivent intensifier leur fonctionnement en réponse à l'augmentation de la chaleur dégagée, ce qui entraîne une consommation énergétique croissante. Néanmoins, cette hausse de la consommation des auxiliaires n'est pas proportionnelle au C-rate : elle suit également un comportement non linéaire, s'accroissant à des C-rates élevés afin de compenser l'élévation rapide de la température interne des batteries. Ce constat souligne l'importance de prendre en compte l'effet du C-rate sur les besoins thermiques dans les modèles énergétiques de systèmes BESS.

Concernant les autres auxiliaires, la littérature traite très peu de leur consommation énergétique. Il peut toutefois être établi que celle-ci est également influencée par le taux de charge (C-rate), bien que cette relation puisse varier selon leur fonction spécifique au sein du système BESS. Le Battery Management System (BMS), par exemple, voit son activité augmenter à mesure que le C-rate s'élève, notamment en raison de la gestion de flux électriques plus importants, de la nécessité

d'effectuer des mesures plus fréquentes et de l'ajustement continu des stratégies d'équilibrage des cellules afin de prévenir tout risque de surchauffe ou de déséquilibre électrochimique (Nyamathulla & Dhanamjayulu, 2024). Le Modular Battery Management System (MBMS), grâce à sa structure modulaire, ajuste quant à lui sa consommation d'énergie proportionnellement à l'intensité du courant traversant chaque module, ce qui entraîne une augmentation significative de la consommation à des C-rates élevés.

### **1.4.3 Consommation énergétique en mode veille**

Enfin, le mode veille correspond à un état dans lequel aucun échange d'énergie n'a lieu entre le système BESS et le réseau, ce qui se traduit par un taux de charge nul. Néanmoins, dans ce mode il y a quand même une consommation énergétique. En effet, certains systèmes auxiliaires continuent de fonctionner afin d'assurer le maintien de conditions de fonctionnement optimales. C'est notamment le cas du système HVAC, qui opère en mode chauffage pour compenser l'absence de chaleur générée par les batteries, désormais inactives. Par ailleurs, d'autres auxiliaires, tels que les unités de contrôle et de surveillance, restent partiellement alimentés, entraînant une consommation résiduelle susceptible de poser un problème si la batterie est déjà fortement déchargée.

Dans le cadre de la modélisation proposée dans ce mémoire, l'estimation de la consommation énergétique des auxiliaires est fondée sur des données fournies directement par le fabricant. Celui-ci a fourni un jeu de données représentant les consommations associées à différents taux de charge, allant de 0C à 1C. À partir de ces points de référence, il est alors possible d'établir un modèle basé sur une interpolation linéaire, afin de couvrir l'ensemble des valeurs intermédiaires de fonctionnement.

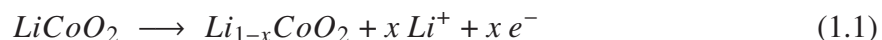
## 1.5 Impacts environnementaux associés aux batteries lithium-ion

### 1.5.1 Principes de fonctionnement des batteries lithium-ion

Afin de pouvoir quantifier l'impact sur l'environnement d'une batterie lithium-ion, il est d'abord nécessaire de comprendre de quoi elle est composée et quelles sont les principales étapes de son fonctionnement.

La batterie lithium-ion repose sur un principe électrochimique d'intercalation réversible des ions lithium ( $\text{Li}^+$ ) au sein des structures cristallines des matériaux d'électrodes, permettant la conversion de l'énergie électrique en énergie chimique et inversement. Elle se compose principalement d'une électrode positive (cathode), généralement formée d'oxydes métalliques tels que le cobaltate de lithium ( $\text{LiCoO}_2$ ), le manganate de lithium ( $\text{LiMn}_2\text{O}_4$ ) ou encore le phosphate de fer lithié ( $\text{LiFePO}_4$ ), et d'une électrode négative (anode), typiquement à base de graphite ( $\text{C}_6$ ). Ces deux électrodes sont séparées par un électrolyte liquide contenant des sels de lithium dissous (généralement du  $\text{LiPF}_6$  dans un solvant organique) ainsi qu'un séparateur polymère perméable aux ions, mais isolant électriquement afin d'éviter tout court-circuit d'après Vallverdu (2020) et Parlons science (2025).

Lors de la phase de charge, sous l'effet d'une tension externe, les ions lithium migrent de la cathode vers l'anode en traversant l'électrolyte et s'intercalent dans la structure lamellaire du graphite, tandis que les électrons circulent simultanément via le circuit externe. La cathode subit alors une oxydation avec libération d'ions lithium et d'électrons selon la demi-réaction présentée dans l'équation (1.1).



Simultanément, à l'anode, une réduction a lieu, permettant l'intercalation des ions lithium dans la structure du graphite selon la demi-réaction présentée dans l'équation (1.2).



Lors de la décharge, ce processus s'inverse spontanément. Les ions lithium se dés-intercalent de l'anode en migrant vers la cathode, tandis que les électrons, libérés du graphite, circulent dans le circuit externe, générant ainsi un courant électrique exploitable. L'électrode positive subit alors une réduction, réincorporant les ions lithium, tandis que l'électrode négative est oxydée, libérant ces ions vers l'électrolyte. L'équilibre global des réactions électrochimiques durant la décharge s'exprime comme dans l'équation (1.3)



Ces processus électrochimiques sont rendus possibles grâce aux propriétés d'intercalation réversible des matériaux utilisés, assurant ainsi une bonne stabilité des structures cristallines et permettant aux batteries lithium-ion de présenter des performances élevées en termes de capacité spécifique, de densité d'énergie et de durée de vie cyclique selon Parlons science (2025).

## **1.5.2 Analyse du cycle de vie de la batterie lithium-ion**

### **1.5.2.1 Extraction des matières premières**

L'extraction des matières premières nécessaires à la fabrication des batteries lithium-ion génère des impacts environnementaux considérables. Le lithium est extrait principalement des saumures en Amérique du Sud par évaporation, un processus particulièrement consommateur d'eau : il faut évaporer environ deux millions de litres d'eau pour produire une tonne de lithium, ce qui conduit à la raréfaction et à la contamination des ressources en eau locales, impactant sévèrement les écosystèmes ainsi que les communautés environnantes d'après CultureSciences Chimie (2021). L'objectif consiste à faire évaporer l'eau afin de précipiter dans un premier bassin le chlorure de sodium (NaCl), ensuite le chlorure de potassium (KCl) et finalement de l'hydroxyde

de magnésium ( $\text{Mg}(\text{OH})_2$ ) avec l'ajout de chaux dans le bassin. Il en résulte une eau saline concentrée en chlorure de lithium (environ 6 % selon Langlois (2023)).

Les étapes permettant la production de carbonate de lithium sont illustrées schématiquement à la Fig. 1.10 :

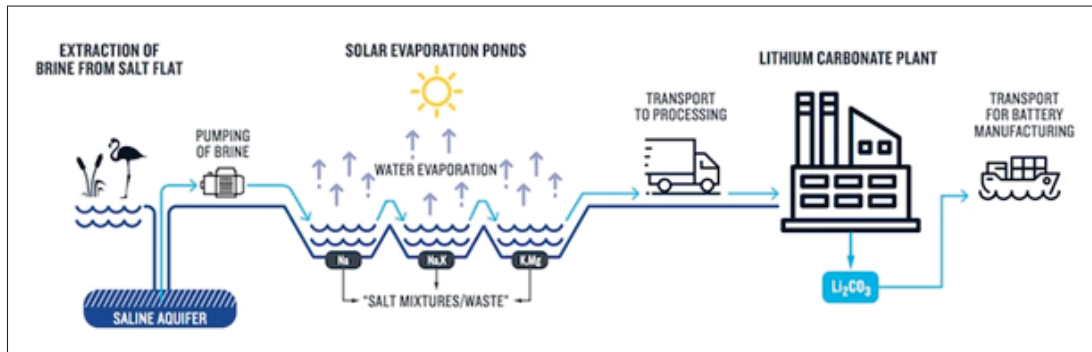


Figure 1.10 Les étapes de l'extraction du lithium d'après Langlois (2023)

Par ailleurs, l'extraction de métaux tels que le cobalt, essentiellement issu de mines en République démocratique du Congo, engendre des problèmes environnementaux majeurs tels que la pollution des sols et des eaux par des métaux lourds et d'autres contaminants chimiques, mais également des problématiques sociales liées à des conditions de travail dangereuses selon VoltR (2025).

### 1.5.2.2 Fabrication de la batterie

La phase de fabrication des batteries lithium-ion (Fig. 1.11) représente une étape à fort impact environnemental en raison de la complexité des procédés industriels mobilisés, environ 20% des émissions globales en GES selon Llamas-Orozco *et al.* (2023). Cette étape comprend notamment la production des électrodes, la fabrication des séparateurs, l'assemblage des cellules et l'intégration dans des modules ou packs d'après Busch Canada (2025). Elle nécessite une consommation énergétique très élevée, en particulier pour le séchage des électrodes et le maintien d'environnements secs et contrôlés dans les salles blanches, contribuant ainsi significativement aux émissions de gaz à effet de serre lorsque l'électricité provient de sources fossiles. De plus, l'utilisation de solvants organiques comme la N-méthyl-2-pyrrolidone (NMP), indispensable

dans la fabrication des électrodes, constitue une source majeure de pollution. Ce composé est classé toxique pour la reproduction humaine et peut entraîner des émissions de composés organiques volatils (COV) s'il n'est pas correctement récupéré selon CultureSciences Chimie (2021).

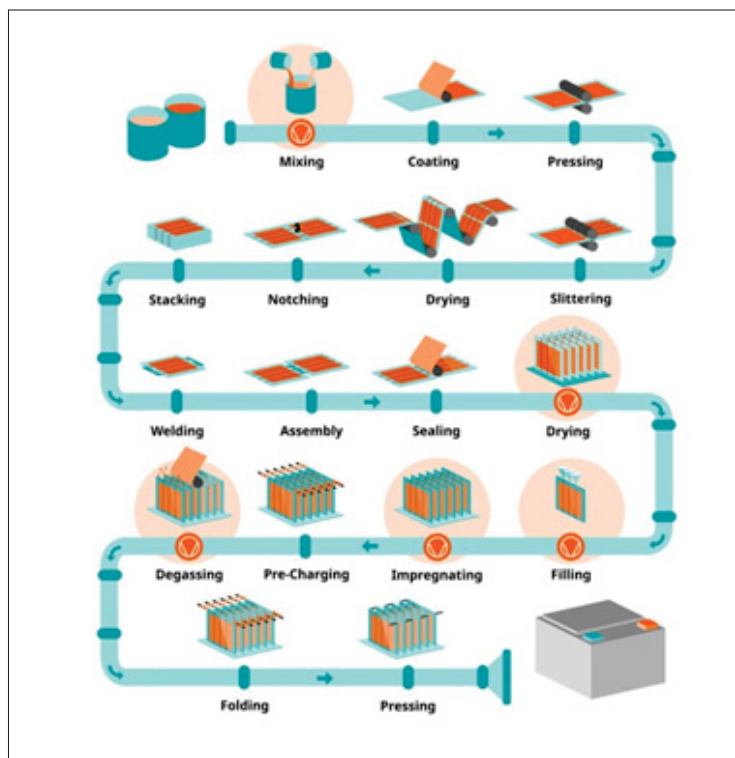


Figure 1.11 Les étapes de la fabrication des batteries Li-ion d'après Busch Canada (2025)

### 1.5.2.3 Utilisation de la batterie

La phase d'utilisation des batteries lithium-ion ne génère que très peu d'émissions directes, ce qui constitue l'un de ses principaux avantages environnementaux par rapport aux autres étapes de leur cycle de vie. Contrairement à la fabrication ou à l'extraction, cette phase n'implique pas de rejets massifs de polluants dans l'air, l'eau ou les sols. Toutefois, certaines émissions indirectes peuvent survenir, notamment via la consommation énergétique des systèmes auxiliaires nécessaires au bon fonctionnement de la batterie, tels que le système de gestion thermique ou le Battery Management System (BMS). Par ailleurs, la manière dont la batterie est utilisée influence

fortement sa longévité. Une mauvaise gestion des conditions de charge, de température ou d'intensité peut accélérer le vieillissement des cellules, réduisant leur durée de vie et augmentant la fréquence de remplacement. Il est donc crucial d'optimiser les conditions d'utilisation pour limiter les impacts environnementaux liés au raccourcissement prématuré du cycle de vie des batteries selon CultureSciences Chimie (2021).

#### 1.5.2.4 Fin de vie et recyclage

La phase de recyclage des batteries lithium-ion joue un rôle central dans la réduction de leur empreinte environnementale, bien qu'elle engendre elle-même certains impacts à ne pas négliger. Selon l'analyse de cycle de vie conduite par Machala *et al.* (2025)), la production de matériaux de cathode de qualité batterie à partir de batteries usagées permet de réduire de manière significative les impacts environnementaux par rapport à l'approvisionnement classique basé sur l'extraction minière. Plus précisément, la consommation d'énergie, les émissions de gaz à effet de serre et la consommation d'eau sont réduites d'environ 85 % lorsque le recyclage est effectué à partir de chutes de production non énergisées, et entre 57 et 77 % lorsqu'il s'agit de batteries usagées en fin de vie d'après l'étude de Machala *et al.* (2025). Ces performances sont attribuables à l'intensité bien moindre du raffinage requis pour traiter les matériaux concentrés des batteries usagées, comparé aux minerais bruts, et à l'optimisation industrielle des procédés mécaniques, pyrométallurgiques et hydrométallurgiques utilisés.

Cependant, le recyclage génère également des formes de pollution spécifiques (CultureSciences Chimie (2021)). Les procédés chimiques, en particulier l'hydrométallurgie, produisent des effluents liquides acides, des résidus métalliques, ainsi que des émissions atmosphériques liées à l'usage d'agents réactifs comme le peroxyde d'hydrogène ( $H_2O_2$ ), qui à lui seul peut représenter jusqu'à 20 % de l'impact environnemental énergétique du processus. De plus, l'impact environnemental du recyclage dépend fortement de la provenance de l'électricité utilisée. Par exemple, l'étude de Machala *et al.* (2025) montre que le recours à un mix électrique bas carbone peut réduire les émissions de  $CO_2$  jusqu'à 93.3 % par rapport au scénario conventionnel, mais au prix d'une hausse potentielle de la consommation d'eau dans le cas de sources hydroélectriques

ou géothermiques. De plus, cette étude illustre la différence entre la fabrication conventionnelle des matériaux pour les batteries par rapport à leur obtention via le recyclage des batteries usagées.

Ainsi, bien que le recyclage ne soit pas exempt de pollution, il constitue un levier stratégique pour éviter les impacts massifs associés à l'extraction primaire, en particulier en matière d'émissions de gaz à effet de serre, de consommation d'eau et d'énergie. Son développement, notamment à l'échelle industrielle, s'impose comme une nécessité pour assurer la durabilité des chaînes d'approvisionnement en batteries dans une perspective d'économie circulaire.

Les batteries sont donc une technologie très intéressante lorsqu'elles sont implémentées dans un micro-réseau afin de réduire les émissions de GES, mais il est nécessaire de se rendre compte que cette technologie a également un lourd impact sur l'environnement à cause, d'une part, des matériaux utilisés et, d'autre part, des techniques de fabrication. Il est donc nécessaire de préserver le plus possible la durée de vie des batteries afin de pouvoir utiliser pleinement leur potentiel environnemental.

## **1.6 Stratégies d'optimisation de la longévité des batteries**

### **1.6.1 Facteurs influençant la dégradation des batteries**

Comme mentionné précédemment, la vitesse de charge d'une batterie est quantifiée par le C-rate ou taux de charge pouvant aller de 0C à 1C. Dans les micro-réseaux alimentés par énergie renouvelable, l'objectif est de charger les batteries lorsque les énergies renouvelables produisent plus que la demande afin d'avoir un stock en réserve à fournir au réseau lorsque la production est inférieure à la demande. Afin de favoriser au maximum la pénétration des énergies renouvelables dans le réseau, les batteries se chargent au maximum de leur capacité et peuvent avoir un taux de charge de 1C lorsque de l'électricité est produite en excès. Ce taux de charge élevé est l'un des premiers facteurs de perte de durée de vie pour les batteries, il augmente la polarisation, génère des gradients de concentration et de température plus importants, et accroît les contraintes

mécaniques, favorisant ainsi le placage de lithium et la fatigue des matériaux d'après Luo *et al.* (2023). Mais il en existe d'autres que l'on va étudier à présent.

Au niveau interne, plusieurs mécanismes électrochimiques et mécaniques contribuent au vieillissement. Leur schématisation est présente sur la figure 1.12 :

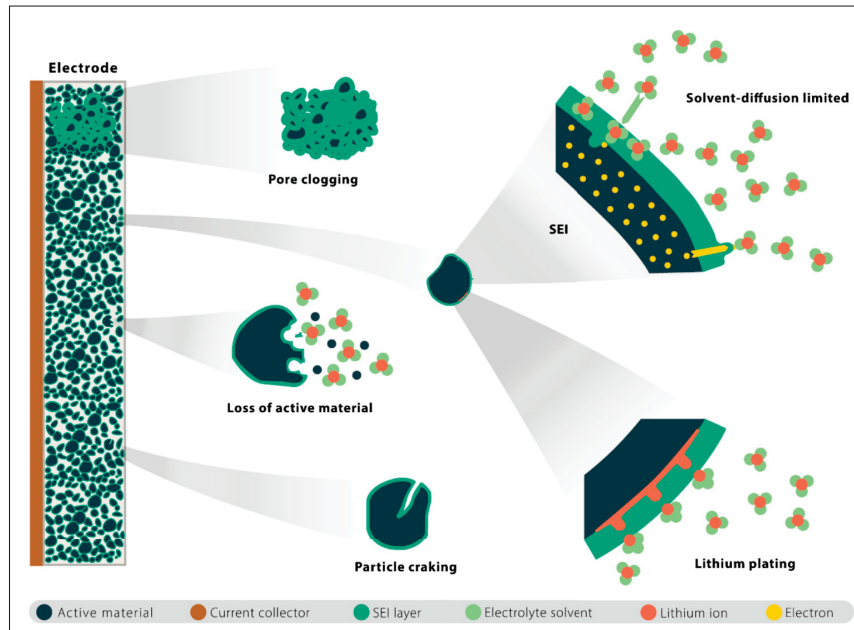


Figure 1.12 Processus interne de dégradation de la durée de vie d'une batterie

Tirée de Luo *et al.* (2023), p.3

La croissance de la couche d'interphase électrolytique solide (SEI) sur l'électrode négative (anode) est l'un des mécanismes les plus significatifs selon Luo *et al.* (2023). Cette couche se forme par la réduction des composants de l'électrolyte à la surface de l'anode ; bien qu'elle soit essentielle pour la stabilité initiale, sa croissance continue consomme du lithium cyclable et des solvants de l'électrolyte, tout en augmentant l'impédance de l'interface, ce qui diminue la capacité et la puissance disponible.

Un autre mécanisme majeur de dégradation des batteries est le placage de lithium métallique (Li plating) à la surface de l'anode, qui survient lorsque les ions lithium se réduisent en métal au lieu de s'intercaler dans le matériau actif Luo *et al.* (2023). Ce phénomène est favorisé par les basses

températures et les courants de charge élevés Battery University (2023). Le lithium plaqué peut devenir inactif (« lithium mort ») en réagissant avec l'électrolyte pour former davantage de SEI, ou former des dendrites susceptibles de percer le séparateur et provoquer des courts-circuits internes.

La dégradation mécanique, notamment la fissuration des particules actives (particle cracking), résulte des contraintes induites par les variations de volume répétées lors des cycles de lithiation/délithiation, un phénomène particulièrement présent dans l'exploitation des BESS en micro-réseaux. Ces fissures créent de nouvelles surfaces réactives favorisant la formation de SEI et peuvent entraîner une perte de matériau actif (LAM), isolant électriquement certaines zones de l'électrode.

Ces mécanismes sont fortement influencés par les conditions externes, en particulier la température ambiante Battery University (2023). Les températures élevées accélèrent les réactions de dégradation, notamment la croissance de la SEI et la décomposition de l'électrolyte, tandis que les basses températures ralentissent l'intercalation et favorisent le placage de lithium, ce qui peut aussi accentuer la fissuration des particules. Comme l'illustre la figure 1.13, une température de stockage plus élevée entraîne une diminution plus rapide de la capacité après un an selon Battery University (2023).

TEMPERATURE	40% CHARGE	100% CHARGE
0°C	98% (after 1 year)	94% (after 1 year)
25°C	96% (after 1 year)	80% (after 1 year)
40°C	85% (after 1 year)	65% (after 1 year)
60°C	75% (after 1 year)	60% (after 3 months)

Figure 1.13 Capacité récupérable estimée après un an de stockage de batteries lithium-ion à différentes températures selon Battery University (2023)

L'état de charge (SOC) et la profondeur de décharge (DOD) jouent également un rôle majeur. Opérer ou stocker une batterie à un SOC élevé pendant de longues périodes augmente le stress sur les matériaux et accélère la croissance de la SEI et d'autres réactions parasites. De même, des DOD importants (cycles profonds) induisent généralement une dégradation plus rapide que des cycles peu profonds. L'utilisation de plages de SOC élevées ou très basses peut également accélérer certains mécanismes spécifiques, le placcage de Li étant particulièrement sensible à la plage de SOC utilisée. L'interaction entre ces différents mécanismes (par exemple, l'effet inhibiteur de la croissance de SEI sur le placcage de Li et les conditions externes) détermine la trajectoire globale du vieillissement de la batterie d'après Luo *et al.* (2023). Cet aspect est mis en évidence grâce aux données de l'étude de Battery University (2023) montrant l'augmentation des nombres de cycles de décharge lorsque la profondeur de décharge (DOD) diminue. La figure 1.14 permet de montrer l'impact de la DOD sur le nombre de cycles en fonction de la technologie de la batterie utilisée.

Depth of Discharge	Discharge cycles	
	NMC	LiPO <sub>4</sub>
100% DoD	~300	~600
80% DoD	~400	~900
60% DoD	~600	~1,500
40% DoD	~1,000	~3,000
20% DoD	~2,000	~9,000
10% DoD	~6,000	~15,000

Figure 1.14 Nombres de cycles en fonction du DoD d'après Battery University (2023)

### 1.6.2 Méthodes pour prolonger la durée de vie des batteries

Les techniques actuelles pour prolonger la durée de vie des batteries au sein d'un micro-réseau sont assez similaires aux techniques utilisées pour les véhicules électriques. Le cœur de ces méthodes est mis en place par le BMS. En effet, il joue un rôle déterminant dans l'optimisation de la durée de vie des batteries lithium-ion, en assurant une gestion intelligente et dynamique des seuils critiques de fonctionnement. Grâce à une surveillance en temps réel de paramètres tels que le SoC, la température, la tension à circuit ouvert (OCV) et l'état de santé (SoH), le BMS est capable de fixer des seuils adaptatifs au-delà desquels il interrompt ou régule la charge. Par exemple, à des niveaux de SoC élevés ou à basse température, conditions propices à la précipitation de lithium comme expliqué précédemment, le BMS peut activer une décharge contrôlée ou stopper temporairement la charge afin d'éviter des réactions dégradantes irréversibles.

Le brevet «*« Method for charging power battery and battery management system »*» élaboré par l'entreprise CATL, qui est un leader dans les innovations énergétiques, précise notamment que «*when the battery parameter of the power battery is larger than or equal to the parameter threshold value and the battery parameter of the power battery changes by the parameter interval value, controlling the power battery to discharge or stop charging*» afin de prévenir les risques de surchauffe et de dépôt de lithium pouvant entraîner une perte de performance ou des incidents thermiques selon Luo *et al.* (2023). De plus, l'intervalle entre les seuils peut être ajusté dynamiquement selon le SoH, ce qui permet une adaptation continue aux conditions d'usure de la batterie. Ce mécanisme de protection, en limitant l'exposition des cellules à des régimes extrêmes de fonctionnement (notamment des C-rates trop élevés ou des SoC trop bas), réduit significativement les risques de surchauffe, de dégradation accélérée ou de perte de capacité, contribuant ainsi à prolonger la durée de vie utile du système de stockage.

## 1.7 Perspectives d'évolution pour les prochaines années

Les développements récents dans le domaine des batteries lithium-ion sont principalement axés sur l'amélioration des performances électrochimiques et sur l'augmentation de la durabilité des cellules. Les travaux de Njema *et al.* (2024) mettent en évidence une intensification des recherches visant à accroître la densité énergétique, à optimiser les matériaux actifs des électrodes et à améliorer la stabilité en cyclage. L'objectif est d'augmenter l'énergie stockée par unité de masse ou de volume, ce qui contribue à rendre les systèmes de stockage plus compacts et plus performants. Toutefois, cette recherche de performance accrue s'accompagne de défis techniques, notamment en matière de stabilité structurale et d'intégrité des interfaces électrode-électrolyte. Les phénomènes de dégradation liés aux réactions parasites et à l'évolution des couches d'interface peuvent limiter la durée de vie des cellules, en particulier lors de cycles profonds (DOD élevé, voir partie 1.6.1). Les stratégies actuelles s'orientent ainsi vers l'ingénierie des interfaces, l'optimisation des formulations électrolytiques et le développement de structures composites plus robustes, afin d'assurer une meilleure stabilité et une longévité accrue en conditions d'exploitation réseau.

Par ailleurs, la revue souligne que les avancées technologiques ne se limitent pas aux performances intrinsèques des cellules, mais concernent également l'optimisation des procédés de fabrication et la réduction de l'empreinte environnementale des batteries. Dans le contexte de la transition énergétique et de l'intégration accrue des énergies renouvelables, ces progrès sont déterminants pour assurer non seulement la performance technique des batteries, mais également leur pertinence économique et environnementale à grande échelle.

Parallèlement aux avancées électrochimiques, la gestion de la consommation des auxiliaires constitue aujourd'hui un axe central d'optimisation des systèmes de stockage. L'étude de Rancilio *et al.* (2024) met en évidence que la performance effective d'un BESS ne dépend pas uniquement des caractéristiques des cellules, mais également des consommations internes liées à l'électronique de puissance, aux systèmes de contrôle et aux équipements auxiliaires. Les auteurs intègrent explicitement la demande énergétique des auxiliaires dans leur modèle de

fonctionnement, montrant que ces consommations réduisent l'énergie réellement disponible pour les services rendus au réseau et influencent directement les indicateurs technico-économiques. Cette approche souligne l'importance de considérer les auxiliaires non comme des pertes marginales, mais comme une composante structurante du bilan énergétique global du système.

Enfin, la gestion thermique représente une composante essentielle de la consommation des auxiliaires. Les recherches récentes proposent une intégration plus étroite entre le modèle thermique des batteries et les algorithmes de gestion énergétique du micro-réseau. L'approche par co-optimisation présentée dans l'article de Singh & Nguyen (2022) repose notamment sur l'utilisation de stratégies de contrôle prédictif, permettant d'anticiper l'évolution de la température des cellules en fonction de l'état de charge, du taux de charge ou de décharge et des conditions climatiques extérieures. Contrairement aux régulations classiques de type proportionnel-intégral, le contrôle prédictif s'appuie sur un modèle dynamique du système afin de prévoir son comportement sur un horizon temporel donné. À partir de ces prévisions, l'algorithme détermine la trajectoire optimale de puissance thermique à appliquer, par exemple la modulation de la ventilation, du débit de fluide ou de la puissance de chauffage, afin de maintenir les batteries dans une plage de température cible tout en minimisant la consommation énergétique associée. Cette approche permet d'éviter les actions correctives brutales et les cycles thermiques répétés, souvent responsables d'une surconsommation auxiliaire et d'un vieillissement accéléré des cellules. En adaptant dynamiquement la puissance des systèmes HVAC aux conditions réelles et anticipées d'exploitation, le contrôle prédictif contribue ainsi à réduire les pics de consommation, à améliorer l'efficacité énergétique globale du BESS et à renforcer la stabilité thermique en exploitation réseau.

Dans ce cadre, les innovations matérielles en gestion thermique jouent également un rôle structurant. La revue de Wu *et al.* (2024) met en évidence la montée en puissance des systèmes de refroidissement liquide comme solution privilégiée pour les batteries lithium-ion à forte densité énergétique. Par rapport au refroidissement par air, le refroidissement liquide présente un coefficient d'échange thermique plus élevé, permettant de réduire la température maximale des modules et les gradients thermiques internes, deux paramètres directement liés au vieillissement

différentiel des cellules. Les architectures à plaques froides offrent un bon compromis entre performance thermique et intégration industrielle. L'optimisation de la géométrie des canaux et du débit du fluide permet par ailleurs de limiter les pertes de charge, réduisant ainsi la puissance nécessaire au pompage et, par conséquent, la consommation auxiliaire associée.

Ainsi, la gestion thermique des BESS évolue vers une approche intégrée combinant optimisation des algorithmes de contrôle et amélioration des technologies de dissipation, avec pour objectif commun la réduction des consommations internes tout en garantissant la stabilité et la longévité des systèmes de stockage.

## **1.8 Conclusion**

Cette revue de littérature a permis de mettre en évidence les apports significatifs des micro-réseaux en matière d'amélioration de la qualité de vie et de développement économique pour les communautés du Nunavik. L'intégration d'un système de stockage par batteries (BESS) au sein de ces micro-réseaux a ensuite été analysée, en soulignant son rôle clé dans l'accroissement de la pénétration des énergies renouvelables et dans la réduction de l'empreinte carbone liée à la production électrique locale. Afin de modéliser de manière réaliste la consommation énergétique du système, une analyse détaillée des auxiliaires du BESS a été conduite, en identifiant leurs fonctions respectives et leurs besoins énergétiques. Par ailleurs, pour évaluer l'intérêt environnemental de l'utilisation de batteries lithium-ion, leur principe de fonctionnement a été explicité, puis l'ensemble de leur cycle de vie a été étudié, avec une attention particulière portée aux impacts environnementaux associés à leur phase de fabrication. Enfin, différentes stratégies permettant de prolonger la durée de vie des batteries ont été examinées, avec un focus sur le rôle du système de gestion de batterie (BMS) dans la préservation de l'état de santé des cellules.

Dans le contexte spécifique du Nunavik, où la transition énergétique doit s'accompagner d'une viabilité à long terme, le BMS apparaît comme un levier technologique essentiel. Bien qu'il soit tentant de maximiser le taux d'utilisation des batteries pour augmenter la pénétration des

énergies renouvelables, cette approche risquerait d'accélérer le vieillissement des cellules et, par conséquent, de multiplier les remplacements, alourdissant ainsi le bilan carbone global du système ; il est alors nécessaire d'identifier un point de fonctionnement permettant de réduire au maximum l'impact environnemental. Une solution envisageable consisterait à accroître la capacité de stockage installée, ce qui permettrait de réduire les contraintes cycliques sur chaque module. Toutefois, cette option induit des coûts supplémentaires, susceptibles d'impacter le prix de l'électricité pour les communautés locales. Ce compromis entre la performance environnementale, la durabilité technologique et la viabilité économique devra faire l'objet d'analyses complémentaires afin d'identifier un point de fonctionnement optimal, garantissant à la fois la résilience énergétique et l'équité sociale des micro-réseaux déployés dans les régions nordiques.



## **CHAPITRE 2**

### **DÉVELOPPEMENT MÉTHODOLOGIQUE**

Cette section constitue le cœur du travail de recherche, consacré au développement d'un modèle de consommation des auxiliaires des systèmes de batteries en vue de son intégration dans l'algorithme de répartition de l'énergie des réseaux isolés du Nunavik. Elle présente la démarche méthodologique mise en œuvre pour prédire la répartition des flux énergétiques au sein du micro-réseau, ainsi que les réflexions et analyses issues des résultats obtenus.

#### **2.1 Dimensionnement du réseau isolé**

Comme souligné antérieurement, la région du Nunavik repose majoritairement sur le diesel pour sa production d'électricité, ce qui entraîne d'importantes émissions de polluants et de gaz à effet de serre (GES). Afin de réduire cette dépendance, l'entreprise Tarquti a initié plusieurs projets en collaboration avec HATCH et Hydro-Québec. Parmi ces initiatives, un projet pilote d'intégration d'éoliennes a été réalisé aux mines de Raglan, où l'ajout de deux turbines a permis une économie annuelle de 4,4 millions de litres de diesel, soit environ 12 000 tonnes de GES évitées (Tarquti (2025)).

L'intégration d'éoliennes dans les réseaux isolés nordiques apparaît ainsi comme une solution prometteuse pour réduire les émissions de GES. Dès lors, la possibilité d'étendre cette stratégie à d'autres communautés du Nunavik constitue une question pertinente. Dans ce contexte, HATCH, le partenaire industriel de ce projet, a mené des études préliminaires sur l'implantation d'éoliennes dans l'ensemble des communautés du territoire.

Dans ce contexte, l'objectif de la présente recherche est de modéliser le comportement des auxiliaires des batteries afin de l'intégrer dans l'étude menée par HATCH, et d'obtenir ainsi des résultats plus représentatifs du fonctionnement réel des micro-réseaux isolés.

### 2.1.1 Dimensionnement du système éolien

Pour étudier la faisabilité de l'intégration de turbines éoliennes dans les micro-réseaux isolés, il est nécessaire de dimensionner le système de production en sélectionnant à la fois le modèle de turbine et le nombre d'unités à installer. Le choix technologique s'est porté sur des turbines Enercon d'une puissance unitaire de 3 MW, le nom du modèle est la turbine ENERCON E82/3000. Il convient ensuite de déterminer la quantité de turbines à intégrer dans le micro-réseau. Ce dimensionnement est réalisé par HATCH en fonction de la charge moyenne du réseau ainsi que du pic de demande.

Tableau 2.1 Dimensionnement du nombre d'éoliennes et de BESS en fonction de la communauté

<i>Communautés</i>	<i>Nombre d'éoliennes</i>	<i>Nombre de BESS</i>
<i>Akulivik</i>	1	2
<i>Aupaluk</i>	1	2
<i>Ivujivik</i>	1	2
<i>Kangiqualujuaq</i>	1	2
<i>Kangisujuaq</i>	1	2
<i>Kangirsuk</i>	1	2
<i>Kuujuaq</i>	4	4
<i>Purvinituq</i>	3	3
<i>Quaqtaq</i>	1	2
<i>Salluit</i>	2	3
<i>Tasiujaq</i>	1	2
<i>Umiujaq</i>	1	2

Le tableau 2.1 permet de constater qu'entre un calcul théorique de puissance optimale pour une éolienne en fonction de la variation de la charge d'un réseau et de la puissance qui est effectivement choisie pour desservir une communauté, il existe un fossé de pragmatisme important. Dans les faits, chacune des 12 communautés citées au tableau 2.1 possède un profil et

une amplitude de consommation différents. Toutefois, lorsqu'il s'agit de choisir une éolienne, le choix des modèles disponibles pour satisfaire à la fois le besoin et subir les contraintes climatiques s'avère limité. Ainsi, l'éolienne ENERCON E82/3000 est de loin d'une puissance supérieure à la charge maximale de plusieurs des 12 micro-réseaux concernés. C'est toutefois la seule pouvant être installée dans le climat particulier où elles auront à fournir de l'électricité de manière fiable pendant les 25 prochaines années.

Le nombre d'éoliennes est donc déterminé pour chaque communauté, mais cela ne suffit pas. L'énergie éolienne étant très variable, il est nécessaire d'ajouter un système de stockage afin d'augmenter la part des énergies renouvelables dans le réseau et de réduire davantage la consommation de diesel au sein des communautés.

### **2.1.2 Dimensionnement du système de stockage**

Le système de stockage retenu est constitué de modules de batteries lithium-ion assemblés en série et en parallèle, puis intégrés dans des conteneurs, comme présenté précédemment. Ces conteneurs sont désignés par l'acronyme BESS (Battery Energy Storage System). Le dimensionnement proposé par HATCH quant au nombre de BESS à déployer est présenté dans le tableau 2.1.

Des considérations similaires au dimensionnement des éoliennes s'appliquent également aux BESS qui, pour des raisons de maintenance, de gestion des actifs et de logistique d'entretien, doivent présenter un certain degré d'uniformité, malgré des besoins énergétiques variables d'une communauté à l'autre.

Une fois le dimensionnement des moyens de production et de stockage établi, l'étape suivante consiste à modéliser la consommation électrique des auxiliaires associés aux systèmes de batteries.

## 2.2 Modèle de consommation des auxiliaires de batterie

La modélisation initiale de la consommation des auxiliaires de batterie repose sur un outil développé par M. Félix D'AMBOISE au sein de l'entreprise HATCH, spécifiquement pour l'étude de la consommation des auxiliaires de systèmes BESS dans la région du Nunavik.

Pour utiliser cet outil, il est nécessaire, dans un premier temps, de définir le modèle retenu pour le système BESS ainsi que l'ensemble des composants auxiliaires qu'il contient. Dans un second temps, le modèle permet d'estimer la consommation individuelle de chaque auxiliaire afin d'en déduire la consommation totale.

### 2.2.1 Composants du système BESS

Le système de stockage BESS utilisé dans le cadre de cette étude est la solution EVLOFLEX développée par l'entreprise EVLO. Ce modèle est intégré dans un conteneur équipé d'un système de ventilation situé sur sa partie supérieure, comme illustré à la figure 2.1.

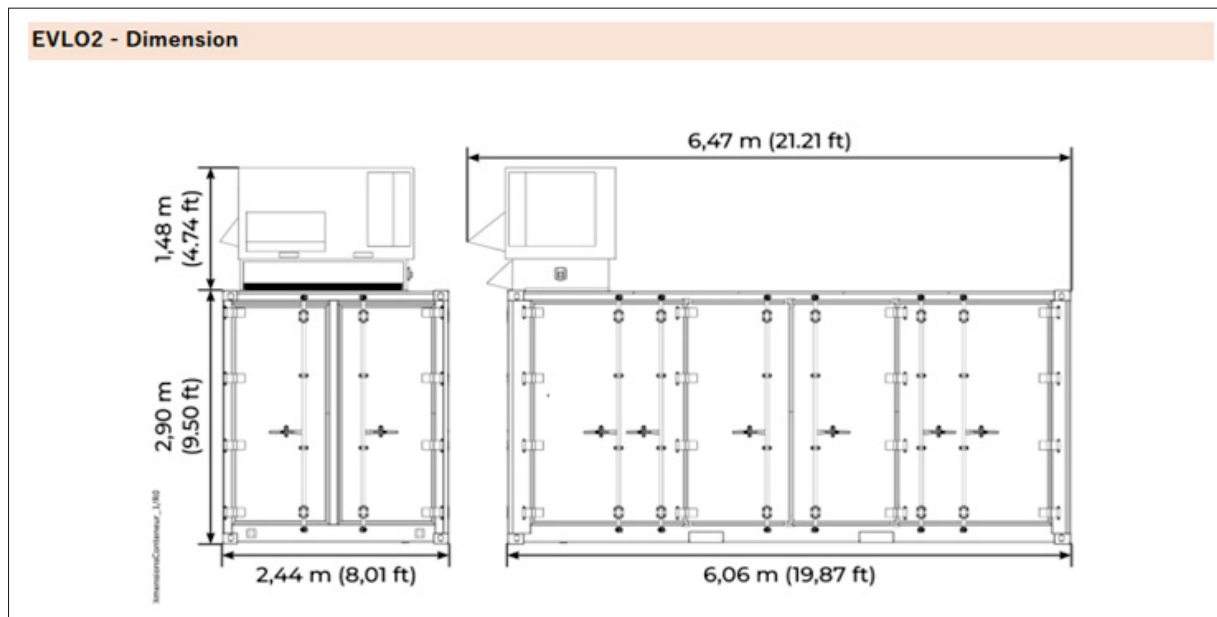


Figure 2.1 Solution EVLOFLEX fournie par EVLO

A l'intérieur de ce conteneur se trouvent les modules de batterie, illustrés à la figure 2.2, pour une capacité de stockage totale de 1,65 MWh, ainsi que les auxiliaires de batterie.

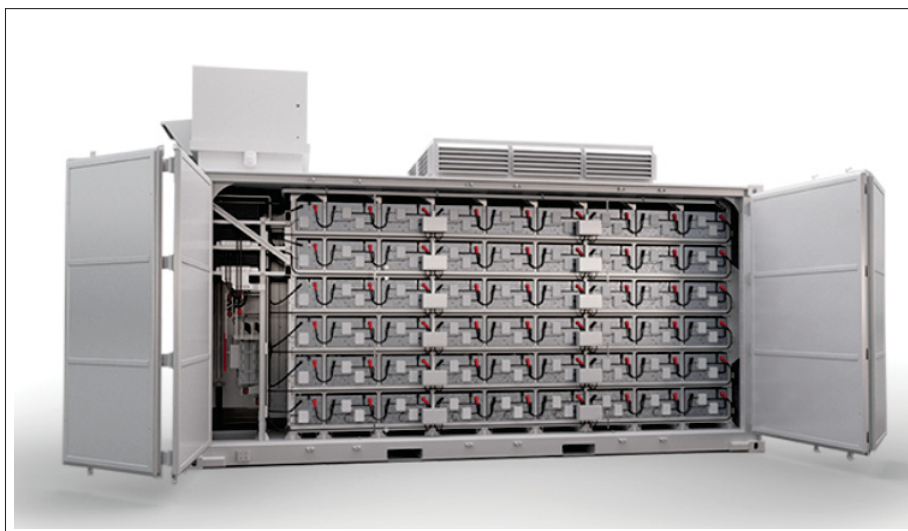


Figure 2.2 Module de batterie

Les modules de batteries sont organisés en branchements en série et en parallèle. La figure 2.2 illustre aussi l'organisation interne des modules au sein du conteneur. Celui-ci comprend quatre "racks" verticaux, chacun composé de 51 modules. Cette configuration sera déterminante pour l'estimation de la chaleur générée par les modules de batterie, permettant ensuite d'évaluer la consommation du système de ventilation.

Concernant les choix de conception du conteneur développé par EVLO, l'un des objectifs consiste à favoriser les échanges thermiques directs avec l'extérieur afin de réduire la charge thermique interne i.e. réduire l'usage du système HVAC en utilisant au maximum la ventilation mécanique lorsque la température extérieure est inférieure à la consigne prescrite. Bien que cela puisse paraître contre-intuitif, l'ensemble des modules de batteries produit davantage de chaleur lors de son fonctionnement qu'il n'en perd par transfert thermique conductif à travers les parois du conteneur, même avec les basses températures extérieures caractéristiques du climat nordique du Nunavik. Dans ces conditions, maximiser les échanges thermiques par conduction contribue à diminuer la consommation énergétique du système HVAC. Cette stratégie sera détaillée ultérieurement lors du calcul de la consommation associée au HVAC.

La prochaine étape consiste à détailler le nombre et le type d’auxiliaires présents dans un conteneur EVLOFLEX. Les informations nécessaires proviennent des documents techniques fournis par EVLO pour ce modèle. Les éléments sont présentés dans le tableau 2.2 :

Tableau 2.2 Description du système d’auxiliaire dans un BESS du type EVLOFLEX 1.65 MWh

<b>Nom</b>	<b>Quantité / conteneur</b>	<b>Description</b>
<b>PCS</b>	$\text{Arrondi\_sup}\left(\frac{\text{Puissance batterie (MW)}}{\text{Puissance PCS (MW)}}\right)$	Le PCS est le système de conversion de puissance comme décrit 1.3.2.3
<b>HVAC</b>	1	Permet d’évacuer la chaleur générée par les batteries
<b>Transformateur</b>	1 pour 3 conteneurs	Permet d’ajuster la tension de sortie pour une intégration efficace dans le réseau
<b>EMS</b>	1 pour 3 conteneurs	Le système de management des flux énergétiques au sein du micro-réseau
<b>BMS</b>	2	Permet de suivre l’état et de faire le contrôle des batteries
<b>MBMS</b>	204	Le MBMS est l’extension du BMS et permet de surveiller et d’envoyer des instructions aux modules de batterie ; il y en a 1 par module
<b>Ventilateurs</b>	204	Permet de faire circuler l’air dans le conteneur pour faciliter le travail du HVAC ; 1 par module de batterie
<b>RMSC</b>	4	Système de supervision à distance ; on a un RMSC par rack de batterie
<b>RMSC fan</b>	4	Même rôle que les ventilateurs mais pour le RMSC

Il est désormais nécessaire d'étudier la consommation de chacun des éléments en fonction du taux de charge, afin de pouvoir déterminer la consommation totale des auxiliaires et d'intégrer cette consommation à la stratégie de répartition de l'énergie du micro-réseau.

## 2.2.2 Étude de la consommation des auxiliaires

L'objectif de cette section est de quantifier la consommation de l'ensemble des auxiliaires présents dans un système BESS et de relier cette consommation au taux de charge de la batterie, également appelé C-rate, tel que défini dans la section 1.4.1. Cette étude s'appuie sur les travaux de M. Félix D'AMBOISE réalisés en collaboration avec EVLO.

### 2.2.2.1 Consommation du système PCS

Pour estimer la consommation associée au Power Conversion System (PCS), le modèle utilise les données fournies par EVLO dans le cadre des travaux de M. Félix D'AMBOISE. Ces données sont présentées ci-après :

Tableau 2.3 Données de EVLO sur la consommation du PCS

	<b>Output (MW)</b>	<b>Aux Power (kW)</b>
<b>Stand-by</b>	0	0.6
<b>Full Power</b>	0.3	1.5
<b>Aux Peak</b>	1.5	2.5

La colonne "Output (MW)" correspond à la puissance de sortie du PCS, tandis que la colonne "Aux Power (kW)" reflète la consommation interne du PCS lors de son fonctionnement selon différents modes. L'objectif est désormais d'exploiter ces données afin de déterminer la consommation en fonction du C-rate.

Le mode "Stand-by" est assimilé au mode veille du système de batterie. Dans ce cas, l'hypothèse est posée que ce mode veille correspond à un taux de charge nul, c'est-à-dire qu'aucune énergie n'est ni fournie ni absorbée par les batteries. À l'inverse, le mode "Aux Peak" correspond au

mode dans lequel la consommation auxiliaire du PCS est maximale. Ce mode est associé à un taux de charge égal à 1, signifiant que la batterie peut être entièrement rechargée en une heure, soit le taux de charge maximal considéré dans ce cadre d'étude.

Pour déterminer la consommation du PCS pour des valeurs intermédiaires de taux de charge, il est nécessaire d'utiliser un outil d'extrapolation ou de prévision basé sur la relation linéaire supposée entre la puissance de sortie et le C-rate. Pour ce faire, une interpolation a été réalisée sur les données du tableau 2.3 en fonction de la puissance de sortie ajustée, ce qui permet d'obtenir la consommation du PCS en fonction du taux de charge. Les résultats sont présentés au tableau 2.4 .

Tableau 2.4 Consommation du système PCS en fonction du taux de charge des batteries

Taux de charge	Output (MW)	Aux Power (kW)
0	0	0.6
0.1	0.15	1.15
0.25	0.375	1.75
0.5	0.75	2
1	1.5	2.5

### 2.2.2.2 Consommation du système HVAC

Pour le système HVAC, la démarche retenue pour estimer la consommation en fonction du taux de charge diffère de celle des autres auxiliaires. Elle repose sur l'établissement d'un bilan thermique visant à déterminer la quantité de chaleur à évacuer ou à fournir afin de maintenir le conteneur à 23,4 °C, valeur spécifiée par le fabricant. Ce bilan est établi à partir des dimensions du conteneur (figure 2.1), des températures extérieures variables dans le temps ainsi que des pertes thermiques générées par les batteries en fonction de leur taux de charge. Une fois la charge thermique déterminée, la consommation électrique du système HVAC est obtenue à l'aide du COP (Coefficient of Performance), également fourni par le fabricant.

En raison du manque d'informations concernant la variation du COP en fonction de la température extérieure et du mode de fonctionnement, plusieurs hypothèses simplificatrices sont posées afin de permettre la poursuite des calculs. La première hypothèse concerne le mode de fonctionnement du système : lorsque les pertes thermiques par conduction excèdent la chaleur générée par les batteries, le mode chauffage est activé ; à l'inverse, lorsque la chaleur produite par les batteries dépasse les pertes thermiques, le mode climatisation est retenu. Ainsi, seuls deux modes de fonctionnement sont considérés, bien qu'en pratique un mode de ventilation puisse également être utilisé lorsque l'air extérieur est suffisamment froid.

La seconde hypothèse concerne la valeur du COP. Celui-ci varie normalement en fonction de la température extérieure et du mode de fonctionnement. Toutefois, les données décrivant ces variations, ainsi que les différences éventuelles entre les modes chauffage et refroidissement, ne sont pas disponibles. Il est donc supposé que le COP fourni par le fabricant demeure constant sur la plage de températures considérée et qu'il est identique pour les deux modes de fonctionnement.

Cette hypothèse ne permet pas d'obtenir une estimation précise de la consommation du système HVAC, mais elle fournit un ordre de grandeur suffisant pour évaluer l'impact de la consommation des auxiliaires dans le modèle hybride de répartition des flux énergétiques. Pour une modélisation plus fine, il serait nécessaire que HATCH puisse obtenir des informations complémentaires sur l'évolution du COP en fonction des conditions climatiques et du mode de fonctionnement. Cela n'est toutefois pas requis par le présent projet.

Le bilan thermique est le suivant :

$$\dot{Q}_{\text{HVAC}} = \dot{Q}_{\text{génération}} - \dot{Q}_{\text{pertes}} \quad (2.1)$$

Avec :

- La chaleur à extraire par le système HVAC :

$$\dot{Q}_{\text{HVAC}} = \text{COP} \times P_{\text{el,HVAC}} \quad (2.2)$$

- Les pertes thermiques par conduction avec l'extérieur :

$$\dot{Q}_{\text{pertes}} = U \times A \times (T_{\text{int}} - T_{\text{ext}}) \quad (2.3)$$

- La chaleur générée par les batteries lors du fonctionnement :

$$\dot{Q}_{\text{génération}} = P_{\text{module}} \times (1 - \text{Efficacité}) \quad (2.4)$$

Pour la chaleur générée par les batteries, la seule inconnue concerne l'évolution du rendement, et donc des pertes thermiques, en fonction du taux de charge. Afin de la déterminer, les résultats de l'étude de Bobanac *et al.* (2021) sont utilisés. Dans cette étude, Bobanac *et al.* analysent le rendement d'une batterie lithium-ion de 11 W. Les résultats observés lors de cette étude sont présentés dans la figure 2.3.

C-rate \ Ener. eff.	$\eta_1^{\text{ch}}$	$\eta_1^{\text{dis}}$	$\eta_1^{\text{ch}} \cdot \eta_1^{\text{dis}}$	$\eta^{\text{E}}$	$\Delta\eta$
0.2C	0.97	0.96	0.93	0.86	8.8%
0.4C	0.95	0.94	0.89	0.82	8.6%
0.6C	0.94	0.91	0.86	0.81	6.1%
0.8C	0.93	0.89	0.83	0.77	6.5%
1.0C	0.92	0.87	0.80	0.75	5.9%
1.2C	0.91	0.85	0.78	0.73	5.8%

Figure 2.3 Résultat rendement en fonction du C-rate selon Bobanac *et al.* (2021)

Pour obtenir le rendement en fonction du C-rate, il est nécessaire de faire une moyenne pondérée entre le rendement lors de la charge noté  $\eta_1^{\text{ch}}$  et le rendement lors de la décharge noté  $\eta_1^{\text{dis}}$ , cette pondération est effectuée en fonction de la fréquence de la charge par rapport à celle de la décharge. Cette pondération est déterminée en analysant la charge et la décharge des batteries dans le modèle de répartition de l'énergie élaboré par Hatch : on obtient alors que, lorsque les batteries fonctionnent, elles fonctionnent pendant 43.7 % du temps en mode charge et 56.3 % du temps en mode décharge. On peut donc appliquer cette pondération pour obtenir le rendement

moyen en fonction du taux de charge. La démarche pour obtenir ces résultats est détaillée dans la partie 3.1.1.1 .

L'hypothèse que ces résultats puissent être utilisés pour un module de batterie d'une plus grande capacité est formulée. Cela permet d'obtenir une valeur pour la chaleur générée pour chaque module de batterie en fonction du taux de charge dans le tableau 2.5.

Tableau 2.5 Chaleur générée pour un module de batterie de 8.1 kW et pour un conteneur de 1.65 MW en fonction du taux de charge

Taux de charge	Rendement	Chaleur générée par module (W)	Chaleur générée par conteneur (kW)
1C	89.2%	874.3	178.4
0.5C	93.4%	268.8	54.8
0.25C	95.9%	82.6	16.8
0.1C	97.6%	19.3	3.9
0C	100%	0.0	0.0

Ensuite, pour obtenir la chaleur à extraire par le système HVAC, il est nécessaire de déterminer les pertes thermiques par les parois du conteneur. Afin de les calculer, l'équation (2.3) est utilisée.

La conductance thermique,  $U$ , est obtenue grâce aux valeurs de résistances thermiques des parois du conteneur, partagées par l'entreprise EVLO. L'unité de la résistance thermique,  $R$ , est donnée en  $\text{hr} \cdot \text{ft}^2 \cdot ^\circ\text{F}/\text{Btu}$  et l'unité de la conductance thermique,  $U$ , pour la formule (2.3) doit être convertie en  $\text{W}/\text{m}^2 \cdot \text{K}$ . Il faut appliquer la conversion suivante :

$$U(\text{W}/\text{m}^2 \cdot \text{K}) = \frac{1}{R(\text{hr} \cdot \text{ft}^2 \cdot ^\circ\text{F}/\text{Btu})} \times 5.678 \quad (2.5)$$

Les valeurs de  $R$  et  $U$  sont ainsi obtenu dans le tableau 2.6.

Un analyste en thermique pourrait argumenter que la valeur de  $U$  dépend des coefficients de transfert convectifs internes et externes sur chaque face et que ces derniers varient en fonction de la vitesse et de la direction des écoulements sur les parois du conteneur : ce qui est exact.

Tableau 2.6 Valeur de  $R$  et  $U$  en fonction de la face

Face	$R$ (hr · ft <sup>2</sup> · °F/Btu)	$U$ (W/m <sup>2</sup> · K)
Top	60	0.095
Floor	28	0.203
Side	28	0.203
Front	28	0.203
Back	28	0.203

Toutefois, d'une part, la résistance thermique est principalement due à celle de la paroi elle-même, ce qui amoindrit l'influence des deux autres. D'autre part, la résistance thermique interne est celle qui isole le plus et celle-ci varie certes beaucoup moins que celle à l'extérieur. Enfin, les valeurs obtenues sont celles fournies par EVLO et il serait puéril de tenter de les estimer sans un travail qui serait somme toute inutile en vertu du paragraphe précédent.

Pour déterminer la surface totale d'échanges thermiques,  $A$ , les dimensions du système BESS notées sur la figure 2.1 sont utilisées pour obtenir les aires de chaque face. Ensuite, la consigne de température interne du conteneur doit être fixée à 23.4 °C selon EVLO. Les calculs sont d'abord effectués pour une température extérieure de -40 °C. Puisque les pertes sont linéairement dépendantes de la différence de température entre l'intérieur et l'extérieur, on détermine ensuite les pertes thermiques totales par kelvin pour permettre d'évaluer, dans le modèle, les pertes thermiques pour toute température extérieure. Le tableau 2.7 permet alors de récapituler les calculs effectués.

Pour le modèle proposé dans cette étude, une majoration de 10% est ajoutée aux pertes thermiques pour prendre en compte les fuites d'air dans le conteneur.

Fort de cet ensemble cohérent d'hypothèses, il est alors possible de déterminer la quantité de chaleur à extraire par le système HVAC pour maintenir la température à 23.4 °C.

Tableau 2.7 Pertes thermiques totales d'un conteneur EVLOFLEX pour une température externe de -40 °C

Face	U (m <sup>2</sup> · K/W)	A (m <sup>2</sup> )	$\dot{Q}_{\text{cond}}(W)$	$\dot{Q}_{\text{cond}}(W)/K$
Top	0.095	14.79	88.71	1.4
Floor	0.203	14.79	190.1	3.0
Side	0.203	17.57	225.94	3.56
Front	0.203	7.08	90.97	1.44
Back	0.203	7.08	90.97	1.44
<b>Somme</b>	-	-	<b>912.65</b>	<b>14.39</b>

Par ailleurs, pour tenir compte de la nature instationnaire des phénomènes étudiés, le modèle de consommation des auxiliaires est déterminé à chaque heure pendant une année complète. Le phénomène continu est alors discrétisé en 8 760 segments d'une heure. Ainsi à chaque heure, la température est mesurée et le taux de charge est calculé (détail par la suite), on utilise ces deux variables pour calculer la consommation des auxiliaires au cours du temps. La base temporelle d'une heure induit l'hypothèse que la puissance est constante sur une heure et que *de facto* la valeur numérique de la puissance moyenne horaire (en kW) correspond à la valeur de l'énergie (en kWh).

Dans le modèle mis en oeuvre, la température est seulement utilisée pour le calcul de la consommation du système HVAC. Pour calculer, la consommation du système HVAC, la première étape consiste à déterminer l'écart de température entre l'extérieur et la consigne interne. Ensuite, les pertes totales du conteneur sont déterminées grâce à la valeur des pertes thermiques par Kelvin et l'écart de température avec les 10% pour les fuites d'air dans le tableau 2.7. Ensuite, la chaleur générée par les batteries est calculée avec le taux de charge et les valeurs du tableau 2.5. La chaleur à extraire par le HVAC est déterminée par l'équation (2.1) puis, la consommation du système HVAC est obtenue avec l'équation (2.2) pour un COP de 3.53.

### 2.2.2.3 Consommation des autres auxiliaires

Pour les autres auxiliaires présentés dans le tableau 2.2, le calcul de la consommation est le même que celui présenté pour le calcul de la consommation des PCS. Les données fournies par les fabricants sur la consommation des auxiliaires pour certaines valeurs de taux de charge permettent d’obtenir la consommation approchée pour toutes les valeurs de taux de charge grâce à une régression polynomiale, telle que celle indiquée sur la figure 2.4 pour le transformateur, ou une régression polynomiale par parties, telle que celle présentée sur la figure 2.5 pour le PCS.

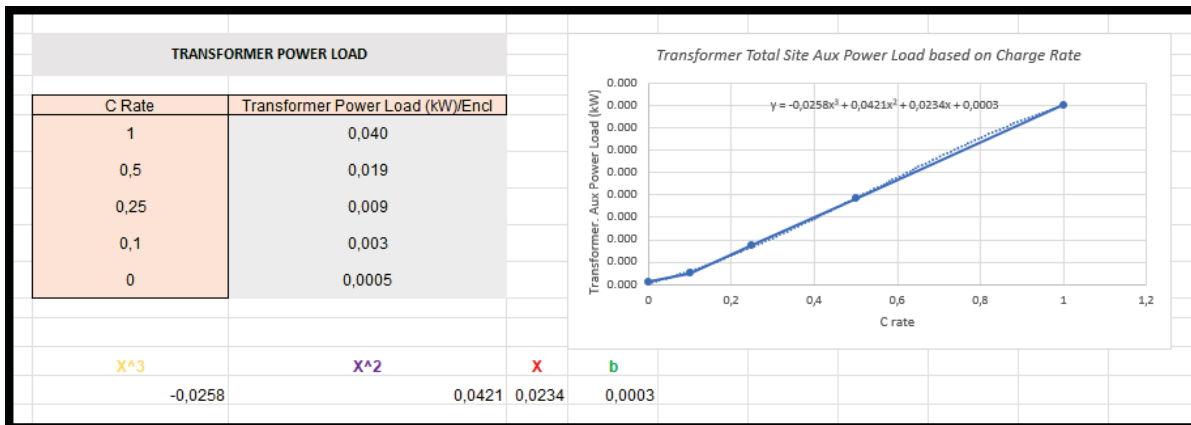


Figure 2.4 Consommation du transformateur

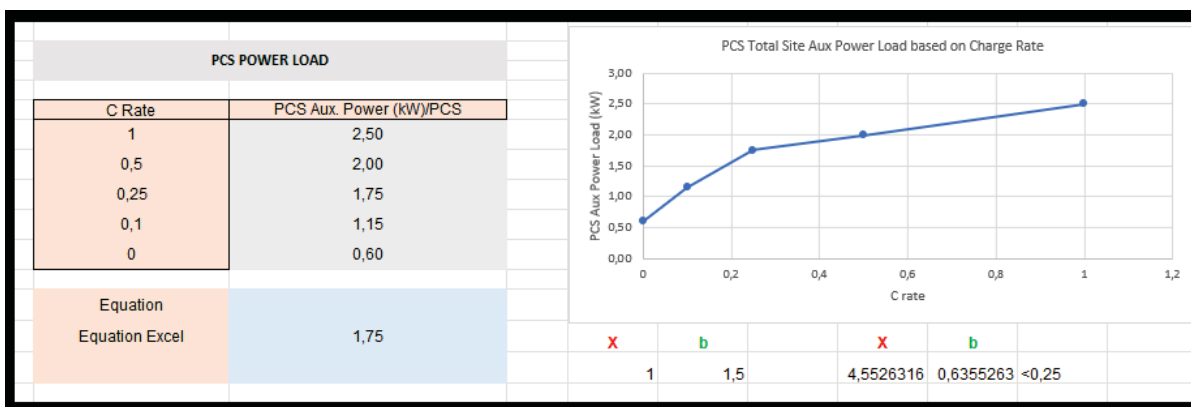


Figure 2.5 Consommation du PCS

Logiquement, en multipliant ces valeurs par le nombre d’auxiliaires similaires de chaque type présent dans le conteneur, la consommation pour chaque type d’auxiliaire est obtenue.

La consommation de chaque type d'auxiliaire est ainsi déterminée en fonction du taux de charge et, pour le système HVAC, de la température. Cette consommation peut désormais être intégrée au modèle de répartition de l'énergie dans les communautés inuites développé par les équipes de HATCH.

## **2.3 Modèle hybride de répartition des flux d'énergie**

Pour présenter clairement la méthode d'implémentation du modèle de consommation des auxiliaires dans le modèle global, il est nécessaire d'expliquer au préalable la structure et le fonctionnement du modèle de répartition des flux d'énergie développé par HATCH. La compréhension de ce modèle constitue un fondement essentiel pour justifier les choix réalisés lors de l'intégration du modèle de consommation des auxiliaires détaillé précédemment. L'objectif final de cette partie est de présenter le fonctionnement de la répartition des flux énergétiques avant l'implémentation de la consommation des auxiliaires.

### **2.3.1 Paramètres et calculs préliminaires du modèle de répartition des flux énergétiques**

Le modèle de répartition des flux repose sur un ensemble d'onglets organisés de manière à représenter les différentes composantes du système énergétique étudié. Chaque onglet correspond à un groupe de paramètres, d'hypothèses ou de calculs qui, ensemble, permettent de simuler le comportement global du micro-réseau hybride dans la partie de répartition de l'énergie. Les sections suivantes décrivent les principales parties du modèle, nécessaires pour comprendre son fonctionnement interne ainsi que l'impact des paramètres sélectionnés sur les résultats obtenus. Certaines parties du modèle ne sont pas nécessairement pertinentes pour l'implémentation dans le code qui permet de réaliser les simulations. Ces dernières ne seront donc pas détaillées dans la suite de ce chapitre.

### 2.3.1.1 Paramètres généraux du modèle

Le premier onglet du modèle rassemble les paramètres généraux qui définissent le cadre de travail et les conditions initiales de la simulation. Cet onglet constitue la base sur laquelle s'appuient toutes les étapes ultérieures du modèle de répartition des flux.

L'un des paramètres les plus importants est la sélection de la communauté de référence parmi les douze communautés étudiées. Ce choix influence automatiquement l'ensemble du modèle en configurant plusieurs éléments essentiels :

- les ressources renouvelables disponibles (gisement éolien et ensoleillement) spécifiques à la communauté ;
- le dimensionnement du système de production d'énergie (turbine éolienne et/ou panneaux solaires)
- le profil de charge électrique journalier et saisonnier ;
- le dimensionnement du système de batteries nécessaire pour répondre à la demande ;
- le type, la puissance et le nombre de générateurs diesel installés dans la communauté ;
- la demande thermique annuelle, particulièrement liée aux besoins de chauffage des bâtiments.

Parmi l'ensemble des paramètres accessibles, seuls ceux ayant un impact significatif sur les flux d'énergie sont détaillés dans la suite de ce chapitre. Un autre paramètre clé de cet onglet est notamment la répartition entre la production solaire et éolienne. Cette répartition est déterminée en amont selon les ressources propres à la communauté étudiée et permet d'ajuster la part relative de chacune des sources renouvelables dans le modèle. Elle conditionne ainsi la disponibilité énergétique globale, le comportement du système hybride et les décisions de répartition effectuées dans les autres composantes du modèle.

Ensuite, pour relier la communauté au dimensionnement du système de batteries nécessaire pour répondre à la demande et au dimensionnement du système de production d'énergie renouvelable et thermique, un tableau est utilisé avec le numéro associé à chaque communauté et, pour chaque communauté, le nombre de turbines éoliennes installées, le nombre de systèmes de batteries utilisés et la limite de production éolienne.

Les paramètres généraux des communautés sont présentés dans le tableau 2.8

Tableau 2.8 Paramètres généraux des communautés

Communautés	Nombre d'éoliennes	Limite de puissance (MW)	Nombre de BESS
Akulivik	1	3	2
Aupaluk	1	3	2
Ivujivik	1	3	2
Kangiqsualujuaq	1	3	2
Kangiqsujuaq	1	3	2
Kangirsuk	1	3	2
Kuujuaq	4	6	4
Purvinituq	3	4.5	3
Quaqtaq	1	3	2
Salluit	2	4.5	3
Tasiujaq	1	3	2
Umiujaq	1	2	2

Ces paramètres sont ainsi automatiquement intégrés dans le système de répartition des flux hybrides en fonction de la communauté sélectionnée dans l'onglet Paramètres.

Dans ce même onglet, plusieurs éléments peuvent être ajustés ou configurés :

- le facteur de capacité minimal des générateurs utilisés dans la communauté sélectionnée ;
- la taille de la batterie déployée ;
- la taille du système de stockage thermique (non utilisé dans le cadre de cette étude) ;
- les coûts de CAPEX et d'OPEX associés aux technologies de stockage et de production considérées ;
- la durée du projet utilisée pour le calcul du LCOE.

L'ensemble des paramètres essentiels susceptibles d'être ajustés et influençant directement le modèle vient ainsi d'être présenté.

### 2.3.1.2 La répartition des générateurs en fonction de la charge demandée

L'objectif de cette section consiste à présenter la partie du modèle consacrée à la répartition de la charge entre les générateurs pour la part de demande qui ne peut être couverte par les BESS ou par les énergies renouvelables.

Tableau 2.9 Répartition de la charge soutenu par les générateurs pour Puvirnitug

Range (kW)	G1 (1437 kW)	G2 (1942 kW)	G3 (1437 kW)	G4 (1942 kW)
[0; 431,1]				
[431,1; 1437]	X			
[1437; 1942]		X		
[1942; 2874]	X		X	
[2874; 3379]	X	X		
[3379; 4816]	X	X	X	
[4816; 5321]		X	X	X
[5321; 6758]	X	X	X	X

Le tableau 2.9 illustre la stratégie d'utilisation des générateurs visant à maximiser leur facteur de charge, afin d'améliorer l'efficacité énergétique : plus un générateur thermique fonctionne loin de sa plage de fonctionnement optimale (environ 90–100 % de charge), plus les pertes associées sont importantes. Pour illustrer ce propos, la capacité énergétique par litre de diesel en fonction du facteur de charge des générateurs utilisés est présentée au tableau 2.10. Outre cette performance énergétique, il faut de surcroît considérer qu'un générateur qui fonctionne sous les 30-50% de sa capacité pollue davantage et s'use prématurément. Cela permet de justifier la volonté d'utiliser une stratégie permettant aux générateurs de fonctionner le plus proche possible de leur point optimal.

Tableau 2.10 Rendement moyen du générateur diesel en fonction du facteur de charge

<b>Facteur de capacité des générateurs</b>	<b>Consommation moyenne (kWh/l)</b>
0%	0
25%	3.44
50%	3.79
75%	3.92
100%	3.97

Ainis, le tableau 2.9 montre également que, pour une charge comprise entre 0 kW et 431,1 kW, aucun générateur n'est assigné, la charge étant inférieure au seuil de 30% de la capacité nominale. Dans ce cas, la question de la fourniture effective de la charge demandée se pose. Afin de délivrer l'ensemble de la charge, une partie de la puissance initialement produite par les éoliennes est volontairement réduite, de manière à atteindre au moins 30% de facteur de charge pour le générateur de plus faible capacité. La totalité de la charge peut ainsi être fournie au réseau tout en maintenant un fonctionnement plus efficace du générateur. Cette logique s'inscrit dans la stratégie globale de répartition des flux, qui sera détaillée plus en profondeur dans une section ultérieure.

Pour être en mesure d'utiliser cette stratégie dans la répartition des flux, les générateurs, les plages de fonctionnement et les assignations en fonction de la charge demandée sont spécifiées pour chaque catégorie selon le modèle visible sur la figure 2.6 pour la communauté de Puvirnitug.

8 Puvirnitug					Puvirnitug								
Minimum number of gensets on line													
0													
							Abs. Min (kW)	Abs. Max (kW)	Normal Min (kW)	Normal Max (kW)	SR Min (kW)	SR Max (kW)	
					G1 (kW)	1437	431,1	1437	431,1	1437	1006	0	
					G2 (kW)	1942	582,6	1942	582,6	1942	1359	0	
					G3 (kW)	1437	431,1	1437	431,1	1437	1006	0	
					G4 (kW)	1942	582,6	1942	582,6	1942	1359	0	
					G5 (kW)	1942	582,6	1942	582,6	1942	1359	0	
					G6 (kW)	1942	582,6	1942	582,6	1942	1359	0	
					G7 (kW)	1942	582,6	1942	582,6	1942	1359	0	
					G8 (kW)	1942	582,6	1942	582,6	1942	1359	0	
					Load	Load	G1 (kW)	G2 (kW)	G3 (kW)	G4 (kW)	G5 (kW)	G6 (kW)	G7 (kW)
Index	Gensets on line	Max	Min Normal	Max Normal			1437	1942	1437	1942	1942	1942	1942
1	0	0	0,0	431		0	431,1						
2	1	1437	431,1	1437	Range (kW)	431,1	1437	x					
3	2	1942	582,6	1942	Range (kW)	1437	1942		x				
4	3	2874	862,2	2874	Range (kW)	1942	2874	x		x			
5	4	3379	1013,7	3379	Range (kW)	2874	3379	x	x				
6	5	4816	1444,8	4816	Range (kW)	3379	4816	x	x	x			
7	6	5321	1596,3	5321,0	Range (kW)	4816	5321	x	x	x	x		
8	7	6758	2027,4	6758,0	Range (kW)	5321	6758	x	x	x	x	x	

Figure 2.6 Stratégie globale d’attribution des générateurs en fonction de la charge demandée pour la communauté de Puvirnitug

Chaque communauté est associée à un numéro, comme indiqué à la section 2.3.1.1. Ainsi, lorsque la communauté de Puvirnitug est sélectionnée, le numéro qui lui correspond est le 8. Une formule de recherche dans Excel parcourt alors la colonne A afin d’identifier la valeur 8. Une fois cette valeur trouvée, Excel applique directement la stratégie de répartition des générateurs, les cellules utilisées pour cette stratégie étant organisées selon la même disposition pour l’ensemble des communautés.

### 2.3.1.3 Charge électrique

L’un des onglets clés du modèle de répartition des flux énergétiques est celui relatif à la charge électrique instantanée du micro-réseau, représentant la puissance demandée par les différentes communautés à chaque pas de temps. Cet onglet constitue une donnée d’entrée fondamentale du modèle, puisque l’ensemble des décisions de gestion énergétique repose directement sur l’évolution temporelle de la charge du réseau. La stratégie de répartition des flux est ainsi évaluée à chaque heure en fonction de la puissance demandée, ce qui permet de déterminer les différents

régimes de fonctionnement du système, lesquels seront analysés dans la section consacrée à la description du principe de gestion de flux.

La structure de cet onglet est organisée de manière matricielle : chaque colonne correspond à une communauté, tandis que chaque ligne représente un pas de temps horaire. Pour chaque communauté, la puissance appelée par le réseau, exprimée en kW, est renseignée pour l'ensemble des heures de l'année, du 1er janvier à 00 h 00 jusqu'au 31 décembre à 23 h 00. Les profils de charge utilisés dans le modèle sont issus de données mesurées sur l'année 2022, garantissant une représentativité réaliste du comportement électrique des communautés étudiées.

La figure 2.7 présente un extrait de ces données pour les 15 premières heures de l'année. En complément des profils horaires, plusieurs indicateurs statistiques sont calculés pour chaque communauté, notamment la puissance minimale, la puissance maximale, la puissance moyenne ainsi que l'énergie totale consommée sur l'année. Ces paramètres jouent un rôle déterminant dans le dimensionnement initial du système, en particulier pour l'évaluation de la capacité énergétique du système de stockage par batteries ainsi que pour la détermination du nombre et de la puissance installée des éoliennes.

Electrical Profile Year	2035	2035	2035	2035	2035	2035	2035	2035	2035	2035	2035	2035
Last Update	2022	2022	2022	2022	2022	2022	2022	2024	2024	2022	2022	2022
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Akulivik	Aupaluk	Ivujivik	Kangiqsujuuq	Kangiqsujuuq	Kangirsuk	Kuujuaq	Puvirnituq	Quaqtaq	Salluit	Tasiujaq	Umiujaq
<b>Sum (GWh):</b>	<b>4.87</b>	<b>3.69</b>	<b>3.57</b>	<b>7.11</b>	<b>7.16</b>	<b>4.69</b>	<b>27.30</b>	<b>16.92</b>	<b>5.2808</b>	<b>12.46</b>	<b>3.57</b>	<b>4.84</b>
<b>Average (kW)</b>	<b>555.781</b>	<b>421.25</b>	<b>407.77</b>	<b>811.72</b>	<b>817.54</b>	<b>535.78</b>	<b>3116.52</b>	<b>1931.96</b>	<b>602.83</b>	<b>1422.57</b>	<b>407.75</b>	<b>552.63</b>
<b>Min (KW)</b>	<b>359.48</b>	<b>269.51</b>	<b>245.12</b>	<b>396.11</b>	<b>372.34</b>	<b>339.15</b>	<b>2122.34</b>	<b>1333.76</b>	<b>362.39</b>	<b>896.09</b>	<b>256.24</b>	<b>354.17</b>
<b>Max (KW)</b>	<b>936.09</b>	<b>702.09</b>	<b>677.69</b>	<b>1395.85</b>	<b>1311.64</b>	<b>867.32</b>	<b>5077.35</b>	<b>3037.85</b>	<b>980.25</b>	<b>2221.35</b>	<b>655.26</b>	<b>921.76</b>
<b>Typical Year</b>												
Date & Time	Load (kW)	Load (kW)	Load (kW)	Load (kW)	Load (kW)	Load (kW)	Load (kW)	Load (kW)	Load (kW)	Load (kW)	Load (kW)	Load (kW)
01012000 00:00	577	439	507	761	800	462	3261	1854	593	1432	352	538
01012000 01:00	583	444	485	755	795	454	3272	1909	576	1479	346	541
01012000 02:00	585	445	474	754	794	458	3211	1896	572	1407	349	516
01012000 03:00	575	438	470	757	796	452	3152	1841	579	1370	344	498
01012000 04:00	560	427	509	721	760	461	3140	1764	562	1367	351	480
01012000 05:00	550	419	497	702	739	474	3187	1768	567	1362	362	480
01012000 06:00	672	508	459	696	730	480	3180	1836	588	1365	366	484
01012000 07:00	644	488	462	700	736	499	3247	1847	579	1326	382	489
01012000 08:00	599	456	453	705	742	528	3210	1859	582	1340	403	496
01012000 09:00	592	451	446	699	734	534	3221	1914	594	1317	408	508
01012000 10:00	593	451	479	763	802	613	3326	1904	582	1345	467	514
01012000 11:00	677	512	484	784	820	639	3443	2135	596	1419	485	578
01012000 12:00	691	522	506	866	887	628	3408	2103	634	1453	477	581
01012000 13:00	713	538	511	905	917	599	3379	2000	669	1482	456	549
01012000 14:00	773	582	485	939	942	578	3435	2085	681	1508	441	565

Figure 2.7 Demande électrique du réseau en fonction du temps et la communauté : les 15 premières valeurs

Pour l'intégration de ces données dans la stratégie de répartition des flux, chaque communauté est associée à un identifiant numérique unique comme présenté dans la partie 2.3.1.1. À partir de cet identifiant, une fonction de recherche permet d'extraire automatiquement, à chaque pas de temps, la valeur de la charge électrique correspondante. Cette puissance demandée constitue alors une entrée directe du modèle de gestion énergétique et conditionne, pour chaque heure, la répartition de la production entre les sources renouvelables, le système de stockage et, le cas échéant, les groupes électrogènes.

Cet onglet permet d'analyser l'évolution de la demande du réseau en fonction des différentes périodes de l'année, comme illustré sur la figure ci-dessous.

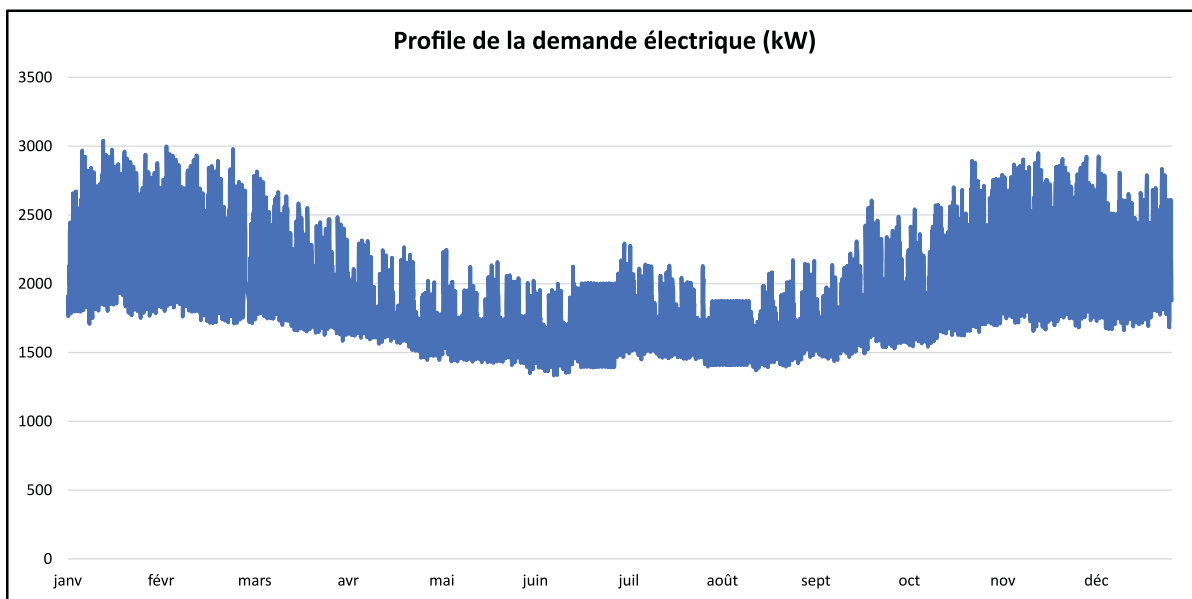


Figure 2.8 Profil de la demande électrique du réseau en fonction de la période pour Quaqtac de l'année en kW (2022)

Ce profil de demande du réseau permet de caractériser l'utilisation de l'électricité au sein des communautés du Nunavik. Il met en évidence une différence relativement limitée entre les périodes de grand froid, s'étendant de novembre à mars, durant lesquelles les températures varient généralement entre  $-5^{\circ}\text{C}$  et  $-30^{\circ}\text{C}$ , et les périodes plus douces, comprises entre avril et septembre, avec des températures variant entre  $2^{\circ}\text{C}$  et  $16^{\circ}\text{C}$ . La variation moyenne de la

demande électrique entre ces deux périodes est de l'ordre de 30 %, traduisant une certaine stabilité des profils de consommation au cours de l'année malgré la variation climatique.

Ce faible écart peut s'expliquer par deux mécanismes distincts. D'une part, il résulte d'une charge électrique de base assez importante (équipements et usages constants, hormis pour l'éclairage en hiver), ce qui tend à stabiliser la valeur moyenne et à réduire l'amplitude de variation saisonnière. D'autre part, il provient d'un chauffage résidentiel majoritairement assuré par une source non électrique. Toutes les habitations sont chauffées au mazout quoique certaines puissent utiliser un chauffage d'appoint à l'électricité. Puisque le chauffage des logements est principalement réalisé au mazout (brûleurs), une part importante de l'énergie consommée en période froide n'apparaît pas dans le profil de demande électrique du réseau.

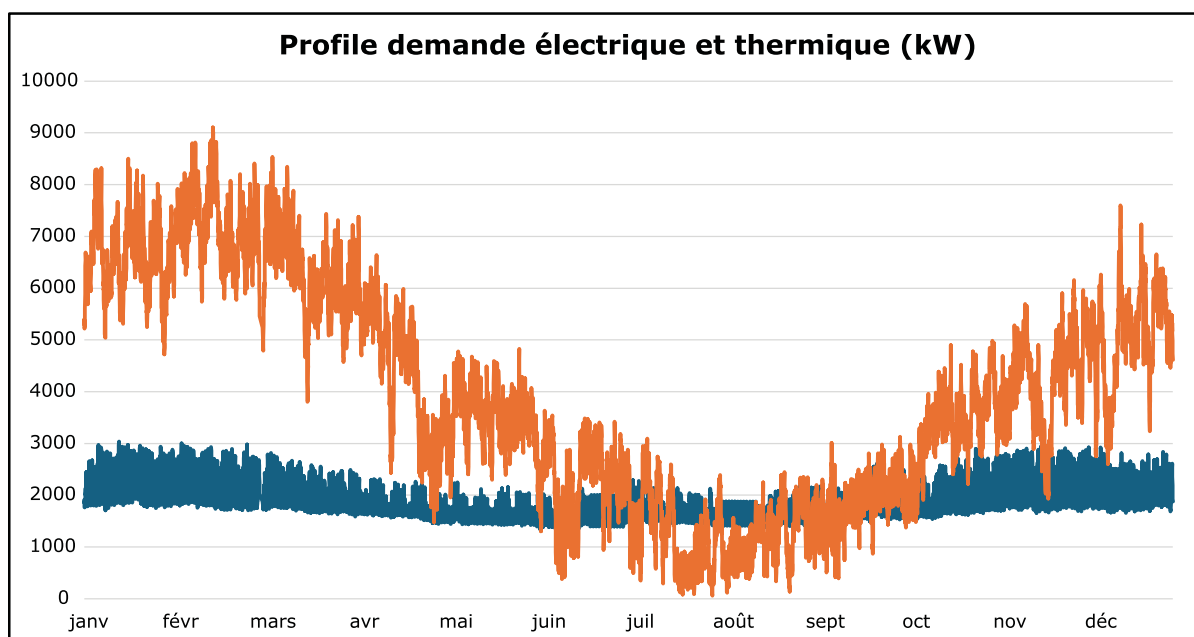


Figure 2.9 Charge thermique et électrique pour la communauté de Quaqtac en kW (2022)

La variation de la charge thermique associée aux basses températures en période hivernale et à l'augmentation des températures en période estivale est illustrée en orange à la figure 2.9, en comparaison avec la demande électrique du réseau. Ce graphique est obtenu à partir d'un onglet dédié au calcul de la charge thermique pour chaque communauté. Bien que cet onglet ne soit pas détaillé dans la suite de l'étude, puisque la charge thermique n'intervient pas directement dans la

stratégie de répartition des flux énergétiques, il permet néanmoins de mieux comprendre le profil de la demande électrique du réseau. De plus, avec le projet des gouvernements de décarboner le Nord du Québec, cette charge sera un jour intégrée à la charge électrique.

La variation saisonnière résiduelle observée sur la figure 2.8 peut notamment être attribuée à la variation marquée de la photopériode. À titre indicatif, le coucher du soleil survient autour de 21 h en juin et autour de 15 h en décembre, ce qui augmente la durée quotidienne durant laquelle l'éclairage et certains usages domestiques sont sollicités en hiver, entraînant une hausse de la demande électrique. Cette interprétation fournit une explication plausible de la tendance, bien que d'autres facteurs puissent également contribuer à cette variation (comportements d'usage, charges communautaires, ventilation et auxiliaires, conditions météorologiques, etc.).

#### 2.3.1.4 Production éolienne et solaire

Pour la production d'énergie renouvelable, deux filières sont considérées dans le contexte du Nunavik : l'éolien et le solaire. La production éolienne est évaluée à partir des données de vitesse du vent mesurées sur chaque site. Ces données fournissent la vitesse du vent à chaque instant, ainsi que la température ambiante. À partir de ces informations, il est possible de déterminer la production électrique de l'éolienne choisie en tenant compte de sa courbe de puissance, présentée à la figure 2.10, et en appliquant une correction liée à la température ambiante au moment de la mesure.

Pour cela, dans un premier temps, le ratio de densité est calculé tel que :

$$\delta = \left( \frac{\rho_i}{\rho_{\text{ref}}} \right)^{\frac{1}{3}} \text{ avec } \rho_i = \frac{p_0 M}{R T_i} \quad (2.6)$$

Ensuite, comme la technologie de régulation de l'éolienne Enercon E82 - 3MW est une technologie à contrôle actif, la vitesse corrigée en fonction du ratio de densité est déterminée et de là, la puissance corrigée est estimée :

$$U^{\text{corr}} = \frac{U_i}{\delta} \quad \text{et} \quad P_w^{\text{corr}}(U_i) = P_w^n(U^{\text{corr}}) \quad (2.7)$$

Ainsi, avec la courbe de puissance, la température et la vitesse du vent, il est possible de déterminer la puissance délivrée par l'éolienne au réseau en fonction de la vitesse du vent et de la température.

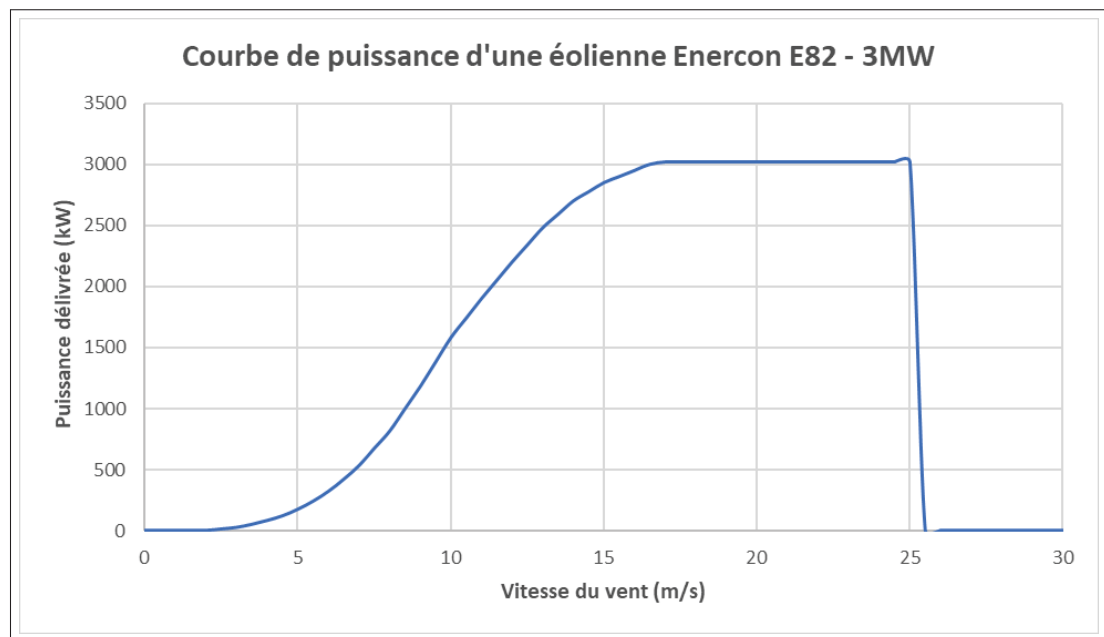


Figure 2.10 Courbe de puissance de l'éolienne Enercon E82 - 3MW

Pour la production solaire, la méthodologie repose sur des données de même nature. La puissance produite est évaluée à chaque instant à l'aide d'un logiciel de prédiction de la production photovoltaïque comme PVWatts, basé sur la zone géographique étudiée. À partir de l'orientation des panneaux solaires, de la puissance installée et de l'angle d'incidence du rayonnement solaire, il est alors possible de déterminer la production énergétique du système photovoltaïque. Enfin, en tenant compte du rendement des panneaux ainsi que du rendement des équipements électriques associés, la puissance électrique effectivement injectée dans le réseau peut être estimée. Les informations relatives au dimensionnement ainsi qu'à la technologie utilisée pour les panneaux solaires ne sont pas disponibles dans le modèle ; seule la valeur de

l'électricité injectée dans le réseau pour une installation de 3 MW de panneaux solaires est fournie.

Afin d'exploiter à la fois les données de production éolienne et solaire, un onglet dédié à la combinaison des sources d'énergie renouvelable est présent dans le modèle. Ainsi, la part relative de l'énergie renouvelable issue de l'éolien et du solaire peut être ajustée via l'onglet Paramètres, décrit à la section 2.3.1.1.

Le taux de répartition ainsi défini est ensuite appliqué dans l'onglet de répartition de l'énergie renouvelable, permettant de calculer la production d'énergie renouvelable en fonction du temps et de la contribution respective du solaire et de l'éolien. Cette production combinée peut alors être utilisée directement dans le modèle global de répartition de l'énergie.

### **2.3.2 Le fonctionnement du modèle hybride de répartition des flux**

Maintenant que l'ensemble des données d'entrée a été présenté, il convient de détailler le principe de fonctionnement du modèle de répartition des flux avant l'intégration de la consommation des auxiliaires.

L'objectif principal de ce modèle est de répartir l'électricité produite par les éoliennes entre les différents composants du micro-réseau afin d'assurer un approvisionnement stable et fiable pour les communautés, tout en réduisant la part des générateurs diesel. Ce modèle est un outil prédictif permettant d'évaluer l'efficacité de la répartition de l'énergie et de soutenir le dimensionnement du micro-réseau pour atteindre les objectifs de stabilité et de réduction de l'usage des combustibles fossiles.

#### **2.3.2.1 Répartition de la charge et de la production renouvelable avant l'intégration des BESS**

Pour l'analyse du modèle, les différentes étapes de la répartition de l'énergie sont décrites dans l'ordre où les décisions sont prises. La première partie, visible sur la figure 2.11, permet d'introduire la demande du réseau en fonction du temps, avec et sans la consommation des

auxiliaires (colonnes 1 et 2). Dans le modèle non modifié, la consommation des auxiliaires est initialement modélisée par une constante ajoutée à la charge du réseau en colonne 2.

	1	2	3	4	5	6	7
	Load without BESS (kW)	Load with BESS Auxiliaries const (kW)	#Genset Online	Genset Capacity Factor	Renewable Power (kW)	Renewable Power (kW) - Limited to Maximum	Net Load (kW)
Date & Time							
03/01/2000 00:00	1963	1969	3	68,5%	0,0	0,0	1969
03/01/2000 01:00	1899	1906	2	98,1%	0,0	0,0	1906
03/01/2000 02:00	1852	1858	2	95,7%	0,0	0,0	1858
03/01/2000 03:00	1827	1834	2	94,4%	0,0	0,0	1834
03/01/2000 04:00	1797	1804	2	92,9%	0,0	0,0	1804
03/01/2000 05:00	1836	1842	2	94,9%	0,0	0,0	1842
03/01/2000 06:00	1839	1845	2	95,0%	0,0	0,0	1845
03/01/2000 07:00	1873	1880	2	96,8%	0,0	0,0	1880
03/01/2000 08:00	1931	1938	2	99,8%	0,0	0,0	1938
03/01/2000 09:00	1990	1996	3	69,5%	268,4	268,4	1728
03/01/2000 10:00	2049	2056	3	71,5%	228,9	228,9	1827
03/01/2000 11:00	2140	2146	3	74,7%	1748,7	1748,7	398
03/01/2000 12:00	2265	2271	3	79,0%	486,6	486,6	1784
03/01/2000 13:00	2170	2176	3	75,7%	1080,3	1080,3	1096
03/01/2000 14:00	2331	2337	3	81,3%	133,4	133,4	2204
03/01/2000 15:00	2369	2376	3	82,7%	0,0	0,0	2376

Figure 2.11 Première et deuxième partie du modèle de répartition des flux pour la communauté de Puvirnituk, le 3 Janvier jusqu'à 15h. Partie 1

Ensuite, en fonction de la charge demandée par le réseau, l'objectif est de déterminer la combinaison de générateurs permettant de maximiser le facteur de capacité. L'index correspond à la combinaison optimale assurant la couverture de la charge tout en maximisant le facteur de capacité afin de réduire les pertes. Ce processus a déjà été détaillé au paragraphe 2.3.1.2, et le système de répartition correspondant est illustré à la figure 2.6. Le facteur de charge est ensuite calculé en divisant la puissance fournie à l'instant considéré par la puissance maximale disponible.

Cette étape simule le fonctionnement du micro-réseau en l'absence d'énergie renouvelable, tel qu'il est historiquement exploité par les communautés locales.

Ensuite, les énergies renouvelables issues de l'onglet présenté au paragraphe 2.3.1.4 sont intégrées dans la colonne 5 de la figure 2.11. Un seuil de sécurité est appliqué afin de s'assurer que la production renouvelable n'excède pas la limite maximale autorisée. La charge résiduelle à

répartir entre les générateurs est obtenue en soustrayant la production renouvelable de la charge totale du réseau. La colonne 8, visible sur la figure 2.12 permet de déterminer s'il est nécessaire ou non d'activer un générateur pour couvrir cette charge résiduelle. Ainsi, lorsque la charge du réseau est supérieure à la production renouvelable, un générateur doit être sollicité puisque la charge nette (colonne 9) demeure positive, l'indicateur 1 apparaît alors en colonne 8. À l'inverse, si la charge est inférieure à l'énergie renouvelable disponible, aucun générateur n'est requis (indicateur 0 en colonne 8); la charge nette est alors nulle et l'excédent d'énergie renouvelable, indiqué en colonne 10, devient positif.

	8	9	10	11	12	13	14
	Flag to select bigger Geneset if no Wind Excess	Net Load (kW)	Renewable Curtailment (Renewable Power Excess) (kW)	Net Load after Renewable Curtailment (kW)	Net Renewable Power (kW)	Total Renewable Curtailment (kW)	Geneset Capacity Factor
Date & Time							
		0					
03/01/2000 00:00	1	591	0	591	0	0	81%
03/01/2000 01:00	1	588	0	588	0	0	81%
03/01/2000 02:00	1	573	0	573	0	0	79%
03/01/2000 03:00	1	575	0	575	0	0	79%
03/01/2000 04:00	1	579	0	579	0	0	80%
03/01/2000 05:00	1	568	0	568	0	0	78%
03/01/2000 06:00	1	592	0	592	0	0	81%
03/01/2000 07:00	1	614	0	614	0	0	84%
03/01/2000 08:00	1	591	0	591	0	0	81%
03/01/2000 09:00	1	524	0	524	89	0	93%
03/01/2000 10:00	1	549	0	549	76	0	97%
03/01/2000 11:00	1	69	0	69	583	0	0%
03/01/2000 12:00	1	505	0	505	162	0	89%
03/01/2000 13:00	1	344	0	344	360	0	61%
03/01/2000 14:00	1	651	0	651	44	0	90%
03/01/2000 15:00	1	770	0	770	0	0	60%

Figure 2.12 Première et deuxième partie du modèle de répartition des flux pour la communauté de Puvirnituk, le 3 Janvier jusqu'à 15h. Partie 2

Cette étape permet de visualiser les flux énergétiques et les choix opérés au sein d'un micro-réseau intégrant des sources d'énergie renouvelable mais dépourvu de technologie de stockage. Elle met ainsi en évidence la notion d'excédent d'énergie renouvelable, concept essentiel pour l'étape suivante consistant à introduire un système de stockage.

### 2.3.2.2 Dimensionnement de la réserve tournante requise

La figure 2.12 et 2.13 présentent la partie du modèle de répartition des flux dédiée au dimensionnement de la réserve tournante. À partir de la charge du réseau et de la production renouvelable, le modèle évalue la capacité restante des générateurs et du système de stockage afin de déterminer si la réserve disponible est suffisante pour garantir la stabilité du réseau. Lorsque ce n'est pas le cas, des générateurs supplémentaires sont activés. Enfin, si le fonctionnement des générateurs descend sous leur seuil minimal de facteur de capacité, une partie de la production renouvelable est écrêtée afin d'assurer un fonctionnement stable du micro-réseau.

Pour avoir plus de détail, voici le fonctionnement de cette partie : en colonne 11, on retrouve la charge nette du réseau après soustraction de la production issue des énergies renouvelables à la charge initiale. La colonne 12 indique la puissance effectivement fournie par les énergies renouvelables, tandis que la colonne 13 représente l'excédent d'énergie renouvelable disponible, qui devient positif lorsque la charge initiale est inférieure à la production renouvelable. La suite est disponible sur la figure 2.13.

	15	16	17	18	19	20	21
	Genset Spining Reserve (kW)	Battery Spining Reserve (kW)	Total Spining Reserve Available (kW)	Spinning Reserve Requirement	Spinning Reserve missing	#Genset Online	Genset Capacity Factor
Date & Time							
03/01/2000 00:00	136	3300	3436	0	0	2	81%
03/01/2000 01:00	139	3300	3439	0	0	2	81%
03/01/2000 02:00	154	3300	3454	0	0	2	79%
03/01/2000 03:00	152	3300	3452	0	0	2	79%
03/01/2000 04:00	148	3300	3448	0	0	2	80%
03/01/2000 05:00	159	3300	3459	0	0	2	78%
03/01/2000 06:00	135	3300	3435	0	0	2	81%
03/01/2000 07:00	113	3300	3413	0	0	2	84%
03/01/2000 08:00	136	3300	3436	0	0	2	81%
03/01/2000 09:00	41	3300	3341	89	0	1	93%
03/01/2000 10:00	16	3300	3316	76	0	1	97%
03/01/2000 11:00	-69	3300	3231	583	0	0	0%
03/01/2000 12:00	60	3300	3360	162	0	1	89%
03/01/2000 13:00	221	3300	3521	360	0	1	61%
03/01/2000 14:00	76	3300	3376	44	0	2	90%
03/01/2000 15:00	522	3300	3822	0	0	3	60%

Figure 2.13 Troisième partie du modèle de répartition des flux pour la communauté de Puvirnitug, le 3 Janvier jusqu'à 15h, partie 1.

La colonne 14 donne le facteur de capacité des générateurs, à partir duquel est calculée, en colonne 15, la réserve tournante des groupes électrogènes (différence entre leur puissance maximale et la puissance actuellement utilisée pour satisfaire la charge résiduelle). La réserve tournante fournie par les batteries, fixée à 3.3 MW, est reportée en colonne 16. La colonne 17 correspond alors à la réserve tournante totale disponible.

La réserve tournante requise, présentée en colonne 18, est définie comme le maximum entre la réserve mécanique disponible (générateurs + batteries) et la puissance produite par les énergies renouvelables, afin de couvrir la perte potentielle de la plus grande source de puissance. La colonne 19 indique l'éventuel déficit de réserve en comparant la réserve requise à la réserve mécanique disponible. Si un déficit est détecté, un générateur supplémentaire est activé (colonne 20), ce qui modifie le facteur de capacité recalculé en colonne 21. Ensuite, la figure 2.14 montre les dernières étapes pour dimensionner la réserve tournante.

	22	23	24	25	26	27	28
	Total Spining Reserve	Check Spining Reserve Deficits	Curtail Renewable Power to Maintain CF above Minimal CF	Net Load after Renewable Curtailment (kW)	Net Renewable Power (kW)	Total Load Served	Genset Capacity Factor
Date & Time							
03/01/2000 00:00	3436	0	0	591	0	591	81%
03/01/2000 01:00	3439	0	0	588	0	588	81%
03/01/2000 02:00	3454	0	0	573	0	573	79%
03/01/2000 03:00	3452	0	0	575	0	575	79%
03/01/2000 04:00	3448	0	0	579	0	579	80%
03/01/2000 05:00	3459	0	0	568	0	568	78%
03/01/2000 06:00	3435	0	0	592	0	592	81%
03/01/2000 07:00	3413	0	0	614	0	614	84%
03/01/2000 08:00	3436	0	0	591	0	591	81%
03/01/2000 09:00	3341	0	0	524	89	614	93%
03/01/2000 10:00	3316	0	0	549	76	625	97%
03/01/2000 11:00	3231	0	0	69	583	652	0%
03/01/2000 12:00	3360	0	0	505	162	667	89%
03/01/2000 13:00	3521	0	0	344	360	704	61%
03/01/2000 14:00	3376	0	0	651	44	696	90%
03/01/2000 15:00	3822	0	0	770	0	770	60%

Figure 2.14 Troisième partie du modèle de répartition des flux pour la communauté de Puvirnituk, le 3 Janvier jusqu'à 15h, partie 2.

Ensuite, on peut voir sur la figure 2.14, la nouvelle réserve tournante déterminée en colonne 22 et vérifiée en colonne 23. Enfin, la colonne 24 contrôle que le facteur de capacité des générateurs (colonne 21) reste supérieur au seuil minimal de 30 %. Si ce seuil n'est pas respecté, une partie

de la production renouvelable est volontairement réduite (curtailment) de manière à augmenter la charge résiduelle sur les générateurs et garantir leur fonctionnement au-dessus du facteur de capacité minimal requis.

### **2.3.2.3 Utilisation des BESS dans le modèle**

Dans la section suivante, le fonctionnement de la batterie en modes charge et décharge est détaillé. Celle-ci alimente le micro-réseau lorsque la production renouvelable ne suffit pas à satisfaire la demande, et se recharge en présence d'un excédent d'énergie renouvelable.

Dans la figure 2.14, en colonne 25, on calcule d'abord la charge nette après la réduction de production renouvelable effectuée pour satisfaire la contrainte de réserve tournante. Cette réduction est ajoutée à la charge nette issue de la colonne 11 de la figure 2.12, ce qui permet d'obtenir la charge résiduelle à fournir au micro-réseau. Cette charge est ensuite répartie entre les batteries et les générateurs, en privilégiant l'utilisation des batteries afin de maximiser la pénétration des énergies renouvelables.

La colonne 26 permet de recalculer la production d'énergie renouvelable après réduction, tandis que la colonne 27 représente la charge totale effectivement desservie, obtenue en additionnant la charge résiduelle et la production renouvelable. La colonne 28 indique le facteur de capacité des générateurs, dont aucun ne se situe entre 0 % (exclu) et 30 %, afin de respecter la contrainte d'exploitation minimale.

Dans la figure 2.15, colonne 29 synthétise l'excédent de production renouvelable disponible pour charger le système de stockage. La charge et la décharge des batteries sont ensuite modélisées respectivement, en colonnes 31 et 32 . Lorsque la charge résiduelle en colonne 25 est positive, cela signifie qu'une partie de la demande demeure non satisfaite. On vérifie alors si l'état de charge du système de stockage (BESS) à l'instant précédent (colonne 33, t-1h) est suffisant pour alimenter le réseau. Si c'est le cas, la batterie est déchargée de la quantité nécessaire (colonne 32), la charge résiduelle devient nulle (colonne 34), et l'état de charge est mis à jour en colonne 33. Si l'état de charge est insuffisant pour couvrir l'intégralité de la demande, la batterie est

déchargée au maximum tout en laissant une part minimale de charge aux générateurs afin que ceux-ci fonctionnent à un seuil d'au moins 30 %.

	29	30	31	32	33	34	35
	Total Renewable Curtailment (kW)	Load Reduction (kW)	Energy Storage Charging (kW)	Energy Storage Discharging (kW)	Energy Storage State of Charge (kWh)	Net Load After Storage (kW)	Genset Capacity Factor
Date & Time							
					1 650		
03/01/2000 00:00	0	0	0	0	0	591	81%
03/01/2000 01:00	0	0	0	0	0	588	81%
03/01/2000 02:00	0	0	0	0	0	573	79%
03/01/2000 03:00	0	0	0	0	0	575	79%
03/01/2000 04:00	0	0	0	0	0	579	80%
03/01/2000 05:00	0	0	0	0	0	568	78%
03/01/2000 06:00	0	0	0	0	0	592	81%
03/01/2000 07:00	0	0	0	0	0	614	84%
03/01/2000 08:00	0	0	0	0	0	591	81%
03/01/2000 09:00	0	89	0	0	0	524	93%
03/01/2000 10:00	0	76	0	0	0	549	97%
03/01/2000 11:00	0	583	0	0	0	69	0%
03/01/2000 12:00	0	162	0	0	0	505	89%
03/01/2000 13:00	0	360	0	0	0	344	61%
03/01/2000 14:00	0	44	0	0	0	651	90%
03/01/2000 15:00	0	0	0	0	0	770	60%

Figure 2.15 Dernière partie du modèle de répartition des flux pour la communauté de Puvirnituk, le 3 Janvier

À l'inverse, si la charge résiduelle en colonne 25 est nulle, cela signifie qu'il existe un excédent de production renouvelable qui peut être stocké. On vérifie alors si cet excédent peut être intégralement absorbé sans dépasser la capacité nominale du système BESS. Si c'est le cas, la batterie est chargée (colonne 31) et l'état de charge mis à jour. Dans le cas contraire, la batterie est chargée jusqu'à sa capacité maximale, et l'excédent est perdu.

Finalement, le facteur de capacité des générateurs est recalculé en colonne 35 pour refléter le fonctionnement du micro-réseau après la contribution du stockage.

La description du fonctionnement du modèle hybride de répartition des flux est désormais complète. L'ensemble des prérequis étant développé, il est maintenant possible de présenter les étapes menant à l'implémentation du modèle de consommation des auxiliaires au sein du modèle hybride de répartition des flux.

## **2.4 Implémentation de la consommation des auxiliaires dans le modèle de répartition des flux**

Pour implémenter le modèle de consommation des auxiliaires, détaillé dans le paragraphe 2.2.2, dans le modèle hybride de répartition des flux, il est nécessaire de déployer une nouvelle fenêtre nommée "BESS Auxiliaries" pour calculer la consommation des auxiliaires, puis d'ajouter cette consommation au modèle hybride de répartition des flux.

### **2.4.1 Calcul de la consommation pour préparer l'implémentation**

#### **2.4.1.1 Calcul de la consommation**

Pour utiliser le modèle de consommation des auxiliaires présenté dans la partie 2.2.2 et développé initialement par M. D'Amboise, il est nécessaire de déterminer le taux de charge de la batterie (C-rate), défini dans la partie 1.4.1, ainsi que de récupérer l'évolution de la température au cours du temps pour la consommation du système HVAC, présentée dans la partie 2.2.2.2. Pour cela, les valeurs de charge et de décharge issues des colonnes 31 et 32 du module 2.3.2.3 sont utilisées.

L'hypothèse retenue stipule que les taux de charge et de décharge sont identiques pour chaque intervalle temporel. Les données de charge, de décharge et de température sont ainsi extraites dans l'onglet « BESS Auxiliaries ». Le C-rate est obtenu en divisant la charge ou la décharge instantanée par la capacité totale du groupement de systèmes BESS. Une répartition équitable de la charge entre les différents systèmes est supposée, conduisant à un C-rate commun pour l'ensemble du groupement. À partir de cette information, la consommation des auxiliaires peut être calculée.

La figure 2.16 illustre l'agencement de l'onglet « BESS Auxiliaries ». On y retrouve les intervalles de temps, le mode de fonctionnement (charge/décharge), la puissance échangée (kW), le calcul du C-rate, la température extérieure, la génération de chaleur des batteries et les pertes thermiques du conteneur BESS.

Nom	_nom	Valeur	Unité				
COP HVAC	_COP	3,53	None				
Enclosure T_ref (°C)	_nb_encl _T_ref	2 23,4	enclosures °C				
Encl. Inst. Heat Loss considering Temp. Delta (kW/K) + 10% Air Loss	_Inst_Heat	0,014471167	kW/K				
Nombre de PCS	_nb_PCS	3,00	None				

Time	Mode	Charging (kW)	Discharging (kW)	C rate	Temp [°C]	Battery_heat_gain (kW)	Heat_loss (kW)
14/01/2000 00:00	Charging	1461,67	0	0,44	-20,0	89,03	1,40
14/01/2000 01:00	Charging	1395,87	0	0,42	-19,4	82,25	1,38
14/01/2000 02:00	Charging	502,77	0	0,15	-19,2	15,06	1,37
14/01/2000 03:00	Inactif	0,00	0	0,00	-19,0	0,00	1,36
14/01/2000 04:00	Inactif	0,00	0	0,00	-19,1	0,00	1,37
14/01/2000 05:00	Inactif	0,00	0	0,00	-19,2	0,00	1,37
14/01/2000 06:00	Inactif	0,00	0	0,00	-19,1	0,00	1,37
14/01/2000 07:00	Inactif	0,00	0	0,00	-18,9	0,00	1,36
14/01/2000 08:00	Inactif	0,00	0	0,00	-18,6	0,00	1,35
14/01/2000 09:00	Discharging	0,00	65	0,02	-18,5	0,94	1,35
14/01/2000 10:00	Discharging	0,00	148	0,04	-18,7	2,58	1,35
14/01/2000 11:00	Discharging	0,00	429	0,13	-18,8	11,77	1,36
14/01/2000 12:00	Discharging	0,00	541	0,16	-19,0	16,92	1,36
14/01/2000 13:00	Discharging	0,00	492	0,15	-19,1	14,54	1,37
14/01/2000 14:00	Discharging	0,00	407	0,12	-19,4	10,82	1,38
14/01/2000 15:00	Discharging	0,00	418	0,13	-19,5	11,28	1,38
14/01/2000 16:00	Discharging	0,00	450	0,14	-19,4	12,64	1,38
14/01/2000 17:00	Discharging	0,00	316	0,10	-19,4	7,39	1,37
14/01/2000 18:00	Inactif	0,00	0	0,00	-20,3	0,00	1,40
14/01/2000 19:00	Inactif	0,00	0	0,00	-20,3	0,00	1,40
14/01/2000 20:00	Inactif	0,00	0	0,00	-19,7	0,00	1,39
14/01/2000 21:00	Inactif	0,00	0	0,00	-19,9	0,00	1,39
14/01/2000 22:00	Inactif	0,00	0	0,00	-20,1	0,00	1,40
14/01/2000 23:00	Inactif	0,00	0	0,00	-20,4	0,00	1,41

Figure 2.16 Calcul de la consommation des auxiliaires à chaque intervalle le 14 janvier pour Aupaluk, partie 1.

Ensuite, les pertes thermiques du conteneur sont calculées à partir de la température extérieure, selon :

$$\dot{Q}_{\text{pertes}}(kW) = \dot{Q}_{\text{cond}}(W)/K \times |T_{\text{amb}} - T_{\text{ref}}| \times N_{\text{BESS}} \quad (2.8)$$

La génération de chaleur des batteries est obtenue à l'aide du modèle défini au tableau 2.5 et de la régression polynomiale introduite dans la partie 2.2.2.3. La relation est exprimée en fonction du C-rate (noté C) :

$$\dot{Q}_{\text{génération}}(kW) = (0.043 \times C^4 - 42,48 \times C^3 + 201.02 \times C^2 + 19.79 \times C) \times N_{\text{BESS}} \quad (2.9)$$

À l'aide des équations (2.8) et (2.9), et du bilan thermique (2.1), la chaleur à évacuer par le système HVAC est déterminée. En connaissant le COP fourni par le fabricant, la consommation

du système HVAC est obtenue via l'équation (2.2). Les résultats pour le cas étudié sont présentés à la figure 2.17.

Time	HVAC consommation (kW)	PCS consommation (kW)	Transformer consommation (kW)	Total Aux load (kW)	EMS Load (kW)	Other Aux Load (kW)	Consommation des auxiliaires totales (kW)
14/01/2000 00:00	0,40	1,91	0,00	2,55	0,00	1,50	6,35
14/01/2000 01:00	0,39	1,91	0,00	2,55	0,00	1,50	6,34
14/01/2000 02:00	0,39	1,91	0,00	2,55	0,00	1,50	6,34
14/01/2000 03:00	0,39	1,91	0,00	2,55	0,00	1,50	6,34
14/01/2000 04:00	0,39	1,91	0,00	2,55	0,00	1,50	6,34
14/01/2000 05:00	0,39	1,91	0,00	2,55	0,00	1,50	6,34
14/01/2000 06:00	0,39	1,91	0,00	2,55	0,00	1,50	6,34
14/01/2000 07:00	0,39	1,91	0,00	2,55	0,00	1,50	6,34
14/01/2000 08:00	0,38	1,91	0,00	2,55	0,00	1,50	6,34
14/01/2000 09:00	0,38	1,91	0,00	2,55	0,00	1,50	6,34
14/01/2000 10:00	0,38	1,91	0,00	2,55	0,00	1,50	6,34
14/01/2000 11:00	0,38	1,91	0,00	2,55	0,00	1,50	6,34
14/01/2000 12:00	0,39	1,91	0,00	2,55	0,00	1,50	6,34
14/01/2000 13:00	0,39	1,91	0,00	2,55	0,00	1,50	6,34
14/01/2000 14:00	0,39	1,91	0,00	2,55	0,00	1,50	6,34
14/01/2000 15:00	0,39	1,91	0,00	2,55	0,00	1,50	6,34
14/01/2000 16:00	0,39	1,91	0,00	2,55	0,00	1,50	6,34
14/01/2000 17:00	0,39	1,91	0,00	2,55	0,00	1,50	6,34
14/01/2000 18:00	0,40	1,91	0,00	2,55	0,00	1,50	6,35
14/01/2000 19:00	0,40	1,91	0,00	2,55	0,00	1,50	6,35
14/01/2000 20:00	0,39	1,91	0,00	2,55	0,00	1,50	6,35
14/01/2000 21:00	0,39	1,91	0,00	2,55	0,00	1,50	6,35
14/01/2000 22:00	0,40	1,91	0,00	2,55	0,00	1,50	6,35
14/01/2000 23:00	0,40	1,91	0,00	2,55	0,00	1,50	6,35

Figure 2.17 Calcul de la consommation des auxiliaires à chaque intervalle le 14 janvier pour Aupaluk, partie 2.

Pour les autres auxiliaires, la consommation est également estimée par régression polynomiale à partir des modèles définis en 2.2.2. On obtient ainsi la consommation en fonction du C-rate pour chaque auxiliaire. Par exemple, pour le PCS :

Pour la consommation des PCS par PCS :

$$\begin{cases} C \in [0; 0.25[ : P_{PCS} = 4.55 \times C + 0.63 \\ C \in [0.25; 1] : P_{PCS} = 1 \times C + 1.5 \end{cases} \quad (2.10)$$

Pour la consommation des transformateurs et des EMS par unité :

$$P_{Transfo/EMS} = -0.258 \times C^3 + 0.042 \times C^2 + 0.0234 \times C + 2.8e - 4 \quad (2.11)$$

Pour la consommation des auxiliaires internes aux BESS, celles-ci ont été regroupées pour simplifier la visibilité du modèle. Cela comprend les ventilateurs, les systèmes MBMS, BMS et RMSC. Pour cette consommation, voici le modèle par système BESS :

$$P_{Aux,Inside} = 3.15 \times C + 1.273 \quad (2.12)$$

Finalement, on retrouve la consommation des auxiliaires mineurs comme les lampes et autres appareils à très faible consommation, ceux-ci ne sont pas liés au taux de charge de la batterie, ils ont donc une consommation stable en fonction du temps, leur consommation par système BESS est la suivante.

$$P_{Aux,secondaire} = 0.75 \quad (2.13)$$

L'ensemble des consommations est désormais lié au taux de charge et calculé en fonction du temps à partir du taux de charge déterminé selon la charge et la décharge des batteries extraites du modèle de répartition de l'énergie, ainsi qu'en fonction de la température extérieure pour la consommation du système HVAC. La consommation totale des auxiliaires est ainsi obtenue en fonction du temps ; il convient désormais de préparer son implémentation dans le modèle hybride de répartition des flux.

#### **2.4.1.2 Préparation de la liaison avec le modèle hybride de répartition des flux**

Pour intégrer la consommation des auxiliaires dans le modèle hybride de répartition des flux, il est nécessaire de décomposer leur consommation totale en une part fixe et une part variable. Cette séparation permet de limiter les modifications à apporter au modèle existant. En effet, la partie fixe peut directement remplacer la consommation auxiliaire initialement incluse dans la colonne 2 du modèle, visible sur la figure 2.11. La partie variable peut ensuite être ajoutée après le calcul du taux de charge, en suivant les phases de charge et de décharge, sans nécessiter une

nouvelle boucle de calcul pour ajuster le facteur de charge des générateurs. Les ajustements correspondants seront détaillés dans la partie 2.4.2.

Pour séparer la partie constante et la partie variable de la consommation auxiliaire, il est nécessaire de sommer les équations (2.11), (2.2), (2.10), (2.12) et (2.13). La composante constante est obtenue en évaluant l'équation de la consommation totale des auxiliaires pour  $C=0$ . On obtient alors :

$$P_{const_{totale}} = ((\dot{Q}_{cond}(W)/K \times |T_{amb} - T_{ref}|) + P_{Aux,secondaire}(0) + P_{Aux,Inside}(0)) \times N_{BESS} + (2 \times P_{Transfo/EMS}(0)) \times Arrondi.sup\left(\frac{N_{BESS}}{3}\right) + P_{PCS}(0) \times N_{PCS} \quad (2.14)$$

Ce qui donne :

$$P_{const_{totale}} = ((\dot{Q}_{cond}(W)/K \times |T_{amb} - T_{ref}|) + 0.75 + 1.273) \times N_{BESS} + (2 \times 2.8e - 4) \times Arrondi.sup\left(\frac{N_{BESS}}{3}\right) + 0.63 \times N_{PCS} \quad (2.15)$$

Pour la partie variable, il suffit ensuite de calculer l'écart entre la consommation totale et la consommation fixe des auxiliaires :

$$P_{var_{totale}} = P_{totale} - P_{const_{totale}} \quad (2.16)$$

Une fois les données de consommation obtenues, il devient possible d'intégrer cette consommation dans le modèle hybride de répartition des flux. Cette intégration requiert au préalable certaines modifications du modèle de répartition initial, afin d'assurer la cohérence entre le fonctionnement du BESS et la prise en compte des charges auxiliaires.

## 2.4.2 Modification du modèle de répartition des flux pour inclure la consommation des auxiliaires

Pour pouvoir ajouter la consommation des auxiliaires dans le modèle hybride de répartition des flux, il est nécessaire de faire des changements pour que la prise en compte de la consommation des auxiliaires ait un sens. En effet, inclure la consommation des auxiliaires a un impact sur le comportement des différentes sources énergétiques des micro-réseaux, car il faut déterminer, en fonction du cas, quel élément énergétique doit alimenter les auxiliaires.

### 2.4.2.1 Ajout des données de l'onglet "BESS Auxiliaires"

La figure 2.18 permet de visualiser les changements apportés au modèle afin d'inclure la consommation variable des auxiliaires.

	30	31	32	A	B	C	D	33	34
	Energy Storage Charging (kW)	Energy Storage Discharging (kW)	Energy Storage State of Charge (kWh)	C rate	BESS Auxiliaires variable load (kW)	New Energy Storage State of Charge (kWh)	Excess of load after auxiliaries	Net Load After Storage (kW)	Genset Capacity Factor
Date & Time			1 650			1650			
14/01/2000 00:00	0	0	0	0,00	0,00	0	0,00	1641	84%
14/01/2000 01:00	0	0	0	0,00	0,00	0	0,00	1103	77%
14/01/2000 02:00	1327	0	1 327	0,40	26,94	1300	0,00	0	0%
14/01/2000 03:00	672	0	1 971	0,20	10,10	1961	0,00	0	0%
14/01/2000 04:00	1339	0	3 300	0,41	27,31	3300	0,00	0	0%
14/01/2000 05:00	0	0	3 300	0,00	0,00	3300	0,00	0	0%
14/01/2000 06:00	0	0	3 300	0,00	0,00	3300	0,00	0	0%
14/01/2000 07:00	0	0	3 300	0,00	0,00	3300	0,00	0	0%
14/01/2000 08:00	0	0	3 300	0,00	0,00	3300	0,00	0	0%
14/01/2000 09:00	0	0	3 300	0,00	0,00	3300	0,00	0	0%
14/01/2000 10:00	0	0	3 300	0,00	0,00	3300	0,00	0	0%
14/01/2000 11:00	0	0	3 300	0,00	0,00	3300	0,00	0	0%
14/01/2000 12:00	0	1278	2 022	0,39	25,49	1996	0,00	0	0%
14/01/2000 13:00	0	1155	841	0,35	21,95	819	0,00	0	0%
14/01/2000 14:00	0	819	0	0,25	13,61	0	13,61	476	33%
14/01/2000 15:00	0	0	0	0,00	0,00	0	0,00	1371	95%
14/01/2000 16:00	0	0	0	0,00	0,00	0	0,00	2289	80%
14/01/2000 17:00	0	0	0	0,00	0,00	0	0,00	1744	90%
14/01/2000 18:00	0	0	0	0,00	0,00	0	0,00	834	58%
14/01/2000 19:00	0	0	0	0,00	0,00	0	0,00	1197	83%
14/01/2000 20:00	0	0	0	0,00	0,00	0	0,00	1047	73%
14/01/2000 21:00	0	0	0	0,00	0,00	0	0,00	719	50%
14/01/2000 22:00	0	0	0	0,00	0,00	0	0,00	545	38%
14/01/2000 23:00	284	0	284	0,09	2,71	281	0,00	0	0%

Figure 2.18 Changements effectués dans le modèle hybride de répartition des flux pour inclure la consommation des auxiliaires

La première étape de l'intégration de la consommation des auxiliaires consiste à ajouter la consommation constante, calculée via l'équation (2.15), dans la colonne 2 de la figure 2.11. Cette opération permet d'intégrer une partie de la charge au tout début du processus de répartition de l'énergie. Pour calculer la consommation variable des auxiliaires, il est ensuite

nécessaire d'ajouter une colonne permettant de déterminer le taux de charge des batteries. Celui-ci correspond à la colonne A de la figure 2.19 et est obtenu à partir des colonnes 30 et 31, comme présenté précédemment. La colonne B permet par la suite de récupérer la consommation variable des auxiliaires, calculée dans l'onglet « BESS auxiliaires » illustré dans la figure 2.4.1.2.

#### **2.4.2.2 Calcul du nouvel état de charge**

Pour la suite, la difficulté principale provient du calcul du nouvel état de charge des batteries en colonne C, après prise en compte de la consommation variable des auxiliaires. Le diagramme présenté à la figure 2.19 développe la stratégie mise en place pour répartir la consommation des auxiliaires dans le modèle afin de favoriser la pénétration des énergies renouvelables dans le réseau.

Afin d'en expliciter le fonctionnement, il est d'abord nécessaire de distinguer les différents cas d'utilisation selon le mode de fonctionnement du BESS. Lorsque la batterie est en charge, c'est-à-dire lorsqu'un excédent de production renouvelable est disponible, il convient de vérifier si cet excédent est suffisant pour couvrir la consommation variable des auxiliaires associée à la charge de la batterie. Pour cela, la différence entre l'excédent disponible et la puissance de charge des batteries est comparée à la consommation variable. Si l'excédent est suffisant, l'état de charge demeure inchangé puisqu'il couvre entièrement la consommation des auxiliaires. Dans le cas contraire, l'excédent est utilisé en totalité et la part restante de la consommation est soutirée du BESS. Le nouvel état de charge correspond alors à l'état de charge avant prise en compte de la consommation variable (colonne 32) diminué de la portion non couverte par l'excédent.

Lorsque la batterie est en décharge, on vérifie si l'état de charge précédent est supérieur à la consommation variable des auxiliaires. Si tel est le cas, le nouvel état de charge s'obtient par simple soustraction. Si, au contraire, l'état de charge est insuffisant pour couvrir l'intégralité de cette consommation, la portion non fournie par les BESS est ajoutée à la charge fournie par les générateurs. Ainsi, il n'est pas nécessaire de vérifier ultérieurement si le facteur de charge de ces derniers dépasse le seuil minimal, fixé ici à 30 %, puisque leur charge précédente garantit déjà

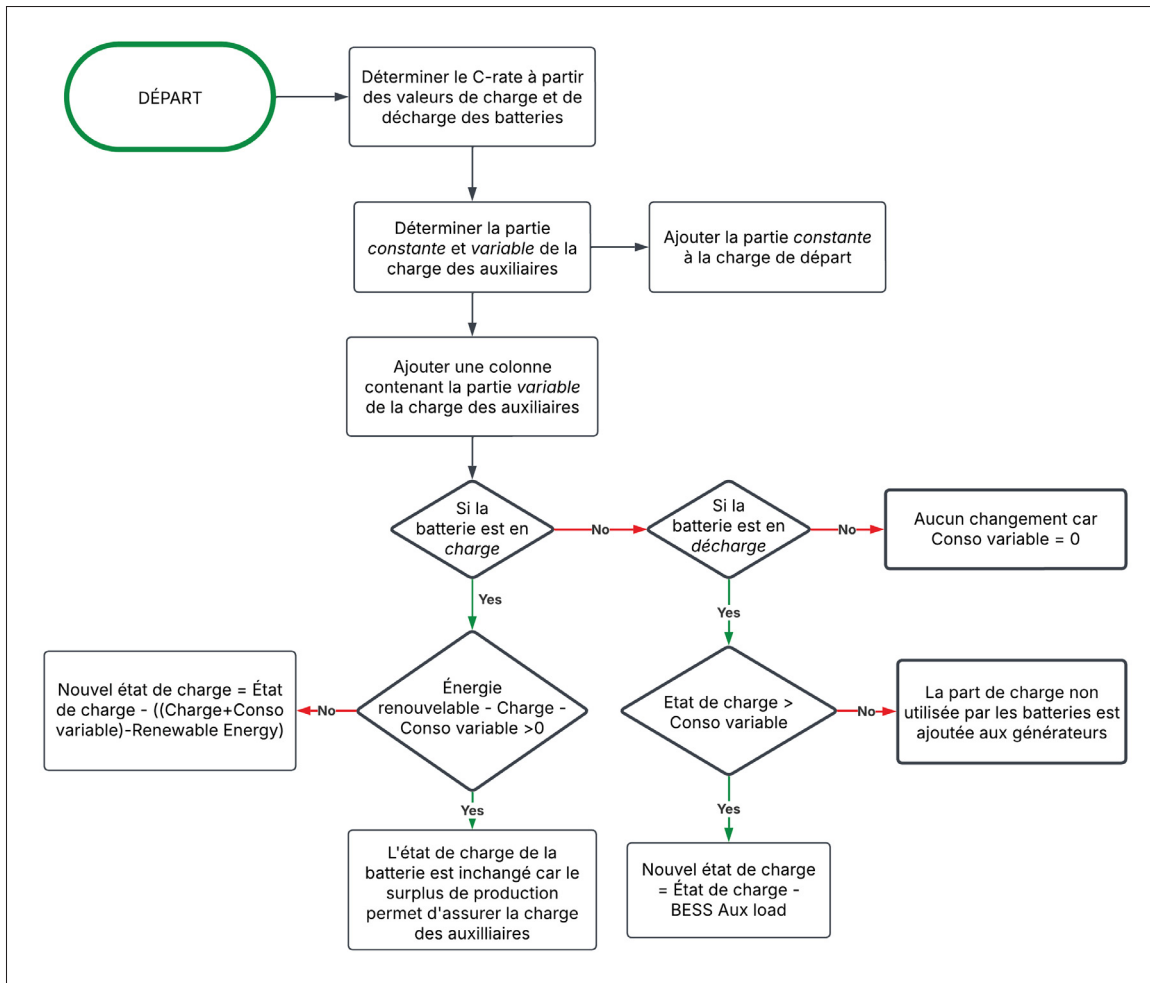


Figure 2.19 Diagramme présentant la distribution de la charge variable des auxiliaires aux éléments du micro réseau

un fonctionnement au-dessus de ce seuil. Il n'est par ailleurs pas possible de dépasser un facteur de charge de 100 %, la décharge de la batterie diminuant la charge attribuée aux générateurs, tandis que la consommation variable des auxiliaires demeure inférieure à la capacité de décharge du BESS à taux de charge égal.

Enfin, lorsque le BESS est en veille, l'état de charge reste inchangé, la consommation variable étant nulle pour un taux de charge égal à zéro.

La dernière étape consiste à modifier les formules de charge et de décharge afin d'assigner le nouvel état de charge comme état de référence pour le reste du processus de répartition des flux.

### 2.4.2.3 Calcul de la charge à distribuer aux générateurs

Pour finaliser l'implémentation, il est nécessaire d'ajouter une colonne supplémentaire, notée colonne D dans la figure 2.18, permettant de calculer la charge à ajouter aux générateurs lorsque la batterie est en décharge et que son état de charge ne permet pas de fournir l'intégralité de la charge demandée par les auxiliaires. Pour effectuer ce calcul, il faut d'abord vérifier que le BESS est effectivement en décharge, puis comparer l'ancien état de charge (colonne 32) à la consommation variable des auxiliaires (colonne B). Si l'ancien état de charge est inférieur à cette consommation, cela signifie qu'une partie de la charge doit être fournie par les générateurs. La charge additionnelle est alors obtenue en soustrayant l'ancien état de charge de la consommation variable des auxiliaires, ce qui permet de déterminer la portion que les générateurs devront couvrir.

Par la suite, la charge résiduelle des auxiliaires est ajoutée dans la charge que les générateurs doivent couvrir, c'est la colonne 33 et alors, le facteur final des générateurs est obtenu en colonne 34.

Ainsi la modification du modèle hybride de répartition des flux est complétée : la distribution énergétique inclut désormais la consommation des auxiliaires.

Le chapitre suivant présentera l'analyse des résultats de la répartition des taux de charges, les profils de consommation et finalement celle des différences des taux de pénétration des énergies renouvelables dans les communautés étudiées.



## **CHAPITRE 3**

### **ANALYSE DES RÉSULTATS**

#### **3.1 Profil de la consommation des auxiliaires**

La répartition totale des flux énergétiques est désormais obtenue en tenant compte de la consommation des auxiliaires des BESS. Afin de proposer une vue d'ensemble des phénomènes associés au fonctionnement de ces auxiliaires dans le modèle, cette section a pour objectif d'établir un tableau de bord de la consommation des auxiliaires issu de la simulation de répartition des flux pour les communautés du Nunavik. Ce tableau de bord permettra notamment d'analyser : (i) la répartition des taux de charge en mode charge et décharge, (ii) le profil de consommation des auxiliaires, (iii) l'origine de la différence de pénétration entre les communautés.

Dans un premier temps, afin d'obtenir les données relatives à la consommation des auxiliaires, à la consommation des générateurs diesel ainsi qu'à la répartition des modes de charge et de décharge des batteries, un nouveau modèle Excel a été développé. Celui-ci permet de collecter l'ensemble de ces données pour chacune des communautés étudiées, dans le but de les synthétiser et de les comparer. Afin d'évaluer l'impact de l'intégration de la consommation des auxiliaires dans le modèle hybride de répartition des flux, trois configurations de fonctionnement du micro-réseau ont été définies.

La première configuration correspond à un fonctionnement exclusivement assuré par les générateurs diesel, servant ainsi de scénario de référence pour l'évaluation de la pénétration des énergies renouvelables et pour quantifier les améliorations obtenues par leur intégration. Dans la seconde configuration, l'électricité renouvelable est intégrée au micro-réseau et un système de stockage BESS est utilisé, mais sans prendre en compte la consommation des auxiliaires dans le modèle. Enfin, la troisième configuration reprend le scénario précédent tout en incluant la consommation des auxiliaires dans le modèle hybride de répartition des flux. Les résultats obtenus reposent sur la méthode d'intégration de la consommation des auxiliaires présentée et employée tout au long du chapitre 2.

Pour la paramétrisation du modèle, le dimensionnement en nombre de BESS s'appuie sur les résultats présentés dans le tableau 2.8. La puissance de la source d'énergie renouvelable est déterminée à partir des données également disponibles dans le tableau 2.8. La première analyse est effectuée pour une source renouvelable composée à 100 % d'énergie éolienne ; les résultats correspondant à une source 100 % solaire seront présentés ultérieurement. Par ailleurs, l'état de charge initial des batteries est fixé à 50 %, conformément aux pratiques courantes observées dans la modélisation de micro-réseaux.

Seulement avec les générateurs au diesel (Scénario A)							
Temps	Etat de fonctionnement	C_rate	Load (kW) A	Genset online A	Capacity factor (%) A	Genset performance (kWh/L) A	Diesel consumption (L) A
01/01/2000 00:00	Discharging	0,18	587,57	2,00	0,81	3,93	149,45
01/01/2000 01:00	Discharging	0,18	593,84	2,00	0,82	3,93	150,97
01/01/2000 02:00	Discharging	0,11	595,76	2,00	0,82	3,93	151,44
01/01/2000 03:00	Discharging	0,02	585,43	2,00	0,81	3,93	148,92
01/01/2000 04:00	Stand By	0,00	569,86	2,00	0,78	3,93	145,12
01/01/2000 05:00	Stand By	0,00	559,63	1,00	0,99	3,97	141,03
01/01/2000 06:00	Stand By	0,00	684,73	2,00	0,94	3,96	172,98
01/01/2000 07:00	Stand By	0,00	655,79	2,00	0,90	3,95	166,01
01/01/2000 08:00	Stand By	0,00	610,49	2,00	0,84	3,94	155,03
01/01/2000 09:00	Stand By	0,00	602,91	2,00	0,83	3,94	153,18
01/01/2000 10:00	Stand By	0,00	604,17	2,00	0,83	3,94	153,49
01/01/2000 11:00	Stand By	0,00	689,76	2,00	0,95	3,96	174,19
01/01/2000 12:00	Stand By	0,00	703,20	2,00	0,97	3,96	177,42
01/01/2000 13:00	Stand By	0,00	725,93	2,00	1,00	3,97	182,87
01/01/2000 14:00	Stand By	0,00	787,10	3,00	0,61	3,85	204,61
01/01/2000 15:00	Stand By	0,00	821,20	3,00	0,64	3,86	212,72
01/01/2000 16:00	Charging	0,09	774,64	3,00	0,60	3,84	201,64
01/01/2000 17:00	Charging	0,20	782,27	3,00	0,61	3,84	203,46
01/01/2000 18:00	Charging	0,23	785,58	3,00	0,61	3,85	204,25
01/01/2000 19:00	Charging	0,22	770,73	3,00	0,60	3,84	200,70
01/01/2000 20:00	Charging	0,18	661,80	2,00	0,91	3,95	167,46
01/01/2000 21:00	Charging	0,06	649,09	2,00	0,89	3,95	164,39
01/01/2000 22:00	Charging	0,04	642,96	2,00	0,88	3,95	162,90
01/01/2000 23:00	Charging	0,00	620,95	2,00	0,85	3,94	157,57
02/01/2000 00:00	Stand By	0,00	615,38	2,00	0,85	3,94	156,22

Figure 3.1 Données récupérées pour le scénario A, pour la communauté de Akulivik, le 1er Janvier

À partir de ces paramètres, le modèle permet de récupérer, pour chaque communauté et à chaque pas de temps, la charge appliquée aux générateurs, le nombre de générateurs actifs, le facteur de capacité, la performance énergétique des groupes en kWh/L, ainsi que la consommation équivalente de diesel. La consommation des auxiliaires est également extraite pour chacune des communautés. La figure 3.1 présente ces résultats pour la communauté d'Akulivik dans le scénario A (sans énergies renouvelables) pour la journée du 1er janvier. La figure 3.2 synthétise par ailleurs la différence de consommation de diesel entre les scénarios A (seulement avec les générateurs), B (sans prise en compte des auxiliaires) et C (avec prise en compte des auxiliaires),

tout en indiquant la consommation totale des auxiliaires ainsi que la consommation nominale par BESS.

Batterie avec le modèle de consommation des auxiliaires (Scénario C)									
Temps	Etat de fonctionnement	C_rate	Net Load (with Renewables and model BESS) (kW)	Genset Online C	Genset Capacity Factor (%) C	Genset Performance (kWh/L) C	Diesel Consumption (L) C		
01/01/2000 00:00	Discharging	0,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
01/01/2000 01:00	Discharging	0,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
01/01/2000 02:00	Discharging	0,11	218,10	1,00	0,39	3,63	60,08		
01/01/2000 03:00	Discharging	0,02	526,68	1,00	0,93	3,96	133,12		
01/01/2000 04:00	Stand By	0,00	571,17	2,00	0,79	3,93	145,44		
01/01/2000 05:00	Stand By	0,00	557,01	1,00	0,99	3,97	140,41		
01/01/2000 06:00	Stand By	0,00	673,08	2,00	0,93	3,96	170,18		
01/01/2000 07:00	Stand By	0,00	632,99	2,00	0,87	3,94	160,49		
01/01/2000 08:00	Stand By	0,00	587,69	2,00	0,81	3,93	149,47		
01/01/2000 09:00	Stand By	0,00	573,18	2,00	0,79	3,93	145,93		
01/01/2000 10:00	Stand By	0,00	532,88	1,00	0,94	3,96	134,61		
01/01/2000 11:00	Stand By	0,00	522,30	1,00	0,92	3,95	132,06		
01/01/2000 12:00	Stand By	0,00	420,60	1,00	0,74	3,92	107,38		
01/01/2000 13:00	Stand By	0,00	413,84	1,00	0,73	3,91	105,82		
01/01/2000 14:00	Stand By	0,00	180,00	1,00	0,32	3,54	50,90		
01/01/2000 15:00	Stand By	0,00	12,70	0,00	0,00	0,00	0,00		
01/01/2000 16:00	Charging	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
01/01/2000 17:00	Charging	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
01/01/2000 18:00	Charging	0,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
01/01/2000 19:00	Charging	0,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
01/01/2000 20:00	Charging	0,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
01/01/2000 21:00	Charging	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
01/01/2000 22:00	Charging	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
01/01/2000 23:00	Charging	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		

Figure 3.2 Résumé des données récupérés et consommation des auxiliaires, pour la communauté de Akulivik, le 1er Janvier

### 3.1.1 Répartition des taux de charge

#### 3.1.1.1 Cas du 100% éolien

La première information intéressante à traiter grâce aux données récupérées est la répartition des taux de charge et des modes de fonctionnement pour le cas où la source est 100% éolienne. Grâce à la colonne "État de fonctionnement", il est possible de déterminer l'occurrence des trois types d'état de fonctionnement au cours de l'année de simulation en appliquant un tableau dynamique avec comme entrée l'état de fonctionnement et en valeur également l'état de fonctionnement. Cela donne les résultats de la figure 3.3 pour la communauté de Akulivik.

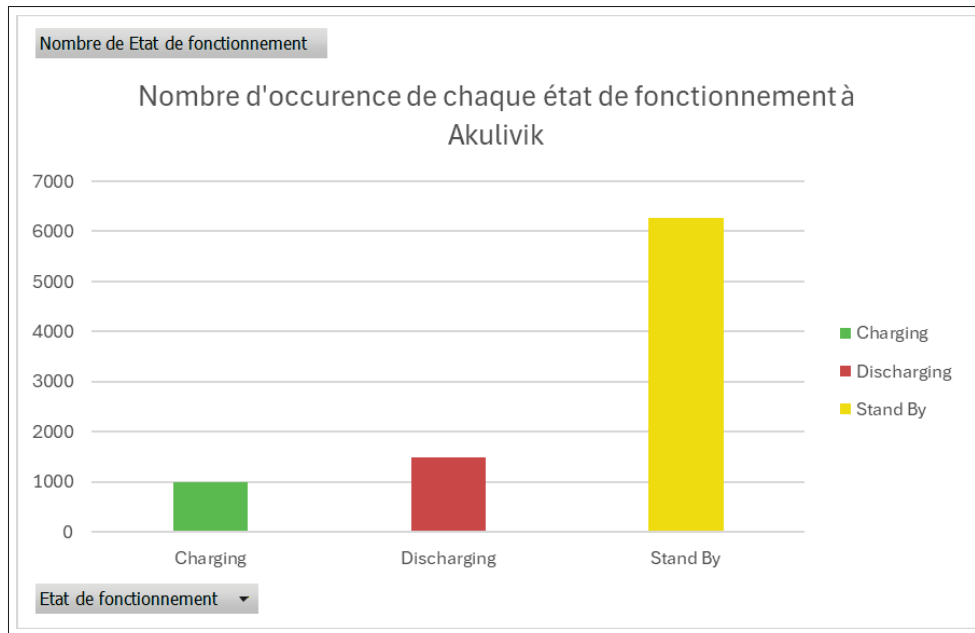


Figure 3.3 Occurrence de chaque mode de fonctionnement du système de BESS pour une année de simulation pour la communauté du Nunavik

Les résultats indiquent que, dans la majorité des cas, environ trois quarts du temps, les batteries ne sont pas sollicitées par le système. Cette situation s'explique soit par un état de charge trop faible, qui ne permet pas aux batteries de couvrir la charge résiduelle du réseau, soit par une production d'énergie renouvelable suffisante pour répondre à la demande sans avoir recours à une autre source de production.

Ce comportement n'est pas propre à Akulivik. Par exemple, dans la communauté de Kuujjuaq, où le nombre d'heures en mode "Stand By" est le plus élevé, comme dans celle de Quaataq, où il est au contraire le plus faible, la batterie demeure majoritairement inactive. Néanmoins, des écarts significatifs sont observés entre les communautés, avec un écart maximal de 27 % pour le mode Charging, de 38 % pour le mode Discharging et de 11 % pour le mode Stand By.

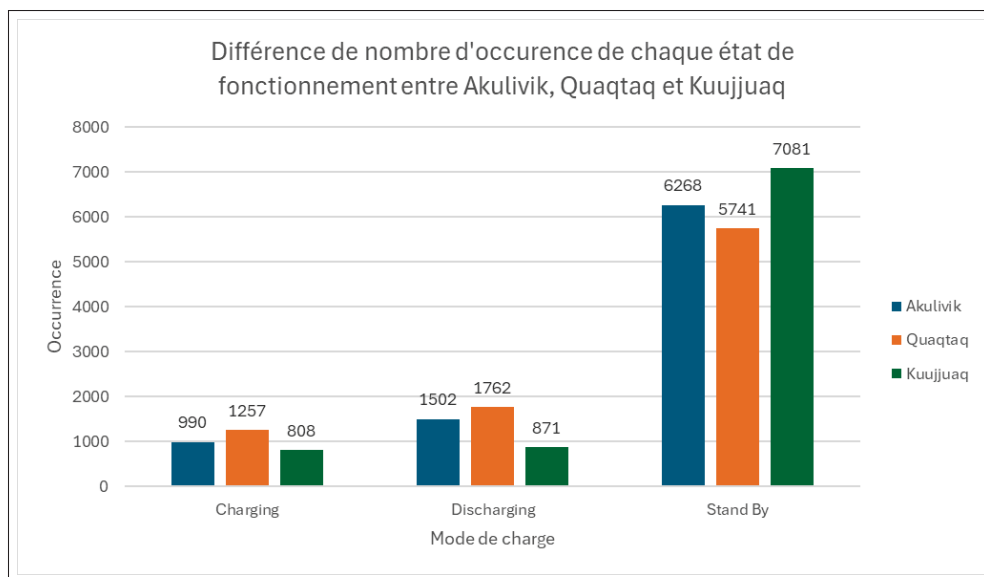


Figure 3.4 Différence du nombre d'occurrence de chaque mode de fonctionnement entre Akulivik, Quaqtac et Kuujuaq

Afin d'analyser plus en détail la répartition et de mettre en évidence les différences majeures entre les communautés, la distribution des taux de charge et de décharge est désormais étudiée. La figure 3.5 présente cette répartition pour des taux compris entre 0 et 1.

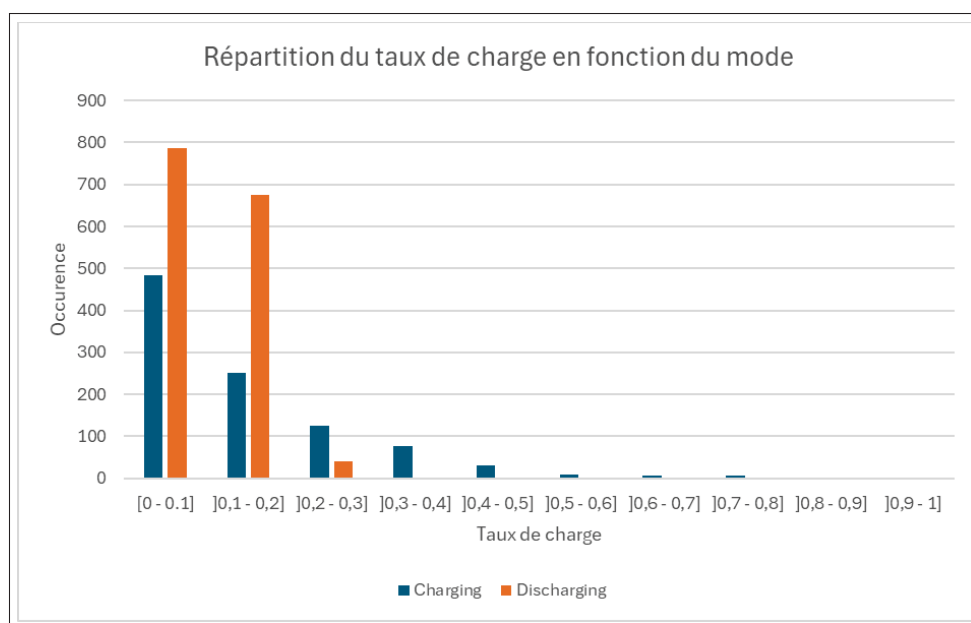


Figure 3.5 Répartition des taux de charge et de décharge sur 1 année pour la communauté d'Akulivik

On observe sur ce graphique que les taux de charge sont fortement concentrés autour de faibles valeurs, avec pratiquement aucune occurrence pour des taux supérieurs à 0.5 C. De même, 95 % des taux de décharge se situent en dessous de 0.2 C.

Pour obtenir la répartition des taux de charge, il a fallu utiliser un code VBA disponible en annexe sur la figure I-1.

Ce qui est particulièrement intéressant avec cette distribution est sa dépendance au nombre de BESS et de turbines présents dans le micro-réseau. Cette dépendance se retrouve notamment dans les communautés présentant la même configuration réseau. Par exemple, les communautés contenant 2 BESS et 1 turbine présentent en moyenne une distribution similaire, comme illustré à la figure 3.6.

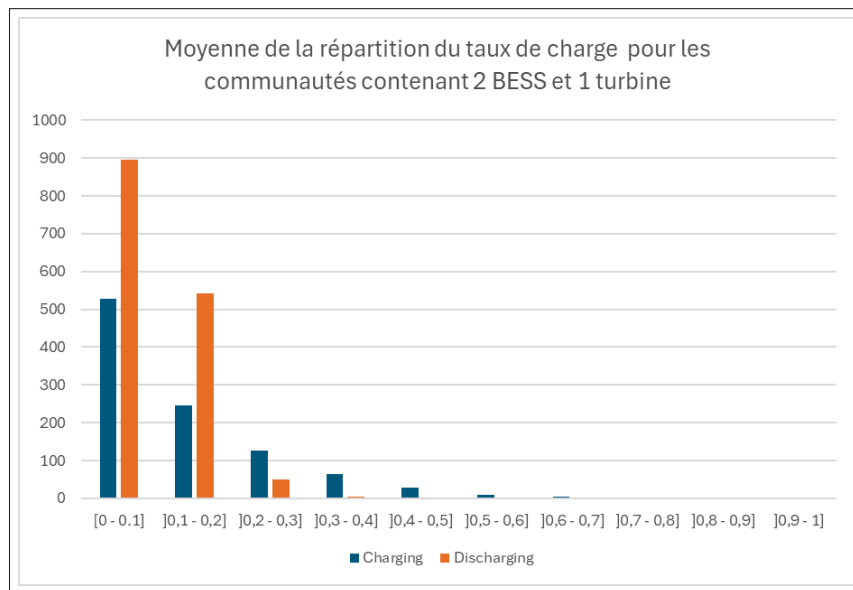


Figure 3.6 Moyenne de la répartition des taux de charge en fonction du mode pour les communautés contenant 2 BESS et 1 turbine

Dans cette figure, le motif observé pour Akulivik peut être repéré (figure 3.5), avec une concentration importante vers les faibles taux de charge, que ce soit en charge ou en décharge, mais avec une proportion de décharge plus élevée.

Lorsque l'on étudie les communautés possédant un nombre de BESS plus important et surtout un ratio BESS/Turbine plus élevé (ce ratio étant égal à 1 pour Kuujjuaq et Puvirnituaq), la distribution évolue vers un temps de veille des batteries plus important, ainsi qu'une répartition plus linéaire pour les taux de charge inférieurs à 0.5 C. Ce comportement est visible à la figure 3.7.

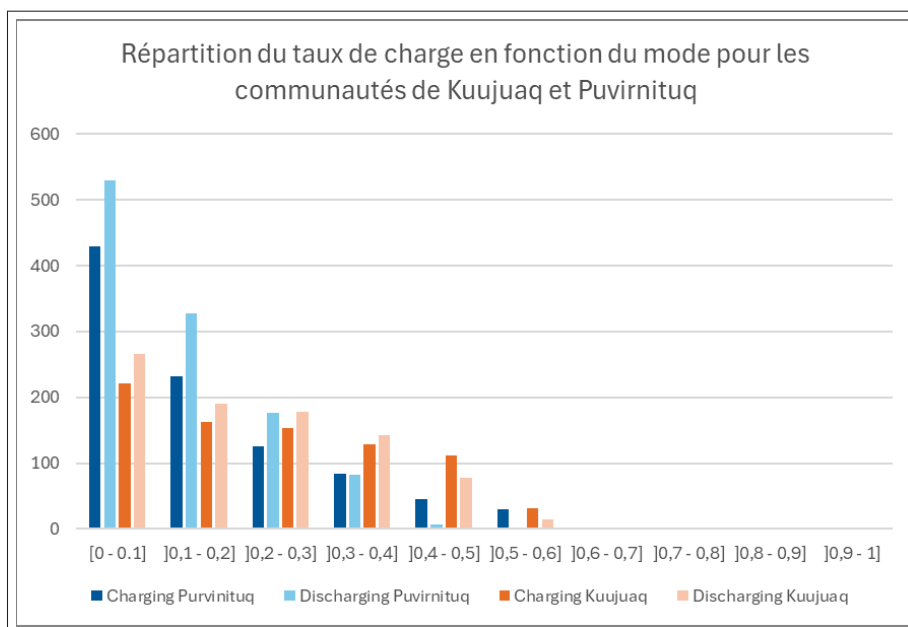


Figure 3.7 Répartition des taux de charge pour les communautés de Kuujjuaq et Puvirnituaq avec un ratio BESS/Turbine de 1

Ce phénomène peut s'expliquer par le ratio entre le nombre de turbines et le nombre de batteries : lorsque ce ratio est élevé, la probabilité d'obtenir un surplus renouvelable lorsque la batterie est déchargée augmente, ce qui facilite sa recharge à des taux de charge élevés. Par ailleurs, Kuujjuaq étant une communauté plus peuplée qu'Akulivik, le dimensionnement du micro-réseau y est plus important, avec une demande électrique environ cinq fois plus élevée. Cette augmentation de la demande ne s'accompagne pas d'une augmentation strictement proportionnelle du nombre de BESS, ce qui augmente la probabilité que le réseau sollicite une plus grande part de leur capacité. Ainsi, l'utilisation des BESS se fait à des taux de charge plus élevés, ce qui explique la distribution plus uniforme observée pour les faibles taux de charge.

Cependant, malgré une utilisation des batteries à des taux de charge relativement élevés, on n'observe presque jamais de taux s'approchant de 1, et ce pour l'ensemble des communautés. Plusieurs phénomènes permettent d'expliquer cette absence.

Le premier concerne la fréquence d'échantillonnage du modèle hybride de répartition des flux, qui est de 1 heure et correspond également à l'intervalle utilisé pour déterminer le taux de charge. Dans ces conditions, il est impossible de dépasser un taux de charge de 1 dans le modèle. En effet, même si la batterie se déchargeait hypothétiquement de l'entièreté de sa capacité en moins d'une heure, le taux resterait limité à 1 sur la période d'échantillonnage. Ce phénomène tend à réduire l'ensemble des valeurs observées et contribue à concentrer les taux de charge autour de faibles valeurs, entraînant un léger écart entre le modèle et la réalité.

Ensuite, il est également pertinent de comprendre les conditions d'apparition des taux de charge et de décharge élevés. Pour la décharge, la survenue de taux supérieurs à 0.5 C est rare car le nombre de BESS est dimensionné pour être supérieur à la charge maximale demandée par le micro-réseau (environ 5h de charge pour Akulivik). Les batteries ne se déchargent donc jamais complètement. Pour atteindre des taux élevés, il faudrait simultanément une charge quasi nulle provenant du renouvelable et un état de charge initial du BESS proche de 100 %, ce qui se produit rarement.

Concernant la charge, l'apparition de taux élevés nécessite qu'une batterie soit totalement déchargée au moment exact où survient un pic de production renouvelable supérieur ou égal à la capacité totale des BESS. Or, cette configuration est très peu probable. De plus, un pic important de production éolienne est généralement précédé d'une phase de montée progressive de la vitesse du vent, durant laquelle la batterie commence déjà à se charger.

L'ensemble de ces phénomènes explique la quasi-absence de taux de charge proches de 1, ainsi que la concentration observée vers les faibles valeurs dans la distribution des taux de charge et de décharge.

### 3.1.1.2 Cas du 100% solaire

Pour le cas où le solaire constitue la seule source d'énergie renouvelable, on observe une utilisation plus intensive des batteries, comme le montre la figure 3.8.

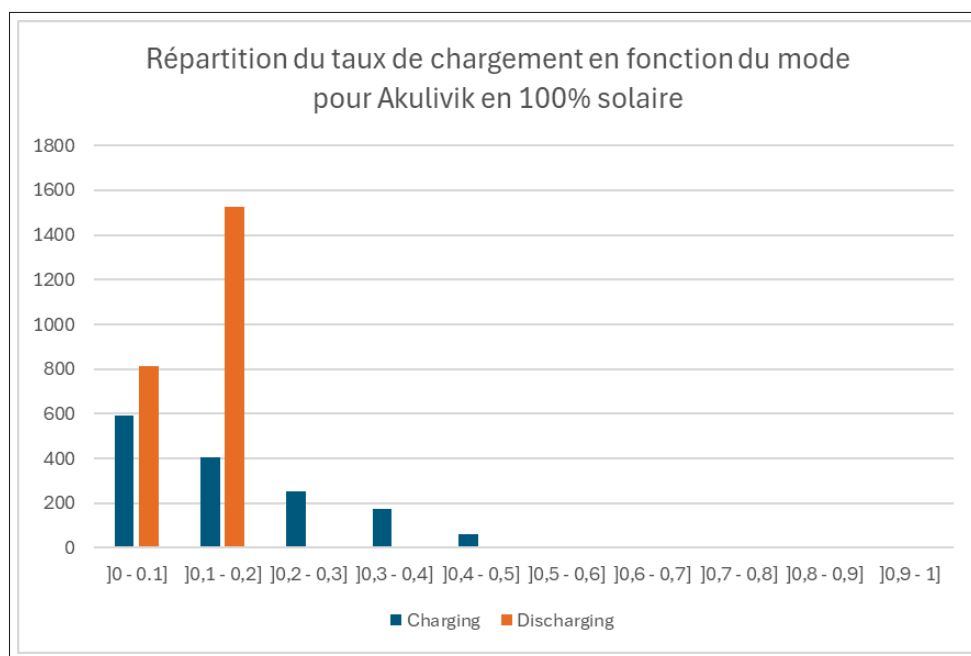


Figure 3.8 Répartition des taux de charge pour Akulivik dans un scénario 100% solaire

Une prédominance des faibles taux de charge pour la communauté d'Akulivik est toujours observée, comme dans le scénario 100 % éolien présenté à la figure 3.5. En phase de charge, la répartition demeure relativement uniforme jusqu'à 0.5 C. En revanche, la décharge présente une augmentation marquée du nombre d'occurrences, liée à la périodicité naturelle des cycles en régime solaire.

En début de journée, la production solaire excédentaire permet la charge des BESS jusqu'à leur capacité maximale, suivie d'une phase d'inactivité lorsque la production suffit à alimenter le micro-réseau. En fin de journée, puis après le coucher du soleil, les batteries assurent seules l'alimentation du réseau pendant environ 5 heures avant d'être entièrement déchargées,

nécessitant alors le recours aux générateurs jusqu'au lever du soleil, comme illustré dans la partie 3.1.2.

Ainsi, une part importante de la journée est caractérisée par une décharge continue des BESS, avec un taux moyen d'environ 0.18 C, correspondant à un dimensionnement pour une autonomie de 5 à 6 heures. Les phases de transition, le matin et en soirée, se traduisent par des taux de charge plus faibles lors de la recharge ou de la décharge progressive.

Un comportement similaire est observé pour la communauté de Kangiqsualujjuaq (figure 3.9), avec toutefois une répartition des taux de charge plus étalée en raison d'une charge moyenne plus élevée. Les phases de transition s'étendent entre 0 et 0.2 C, tandis que les périodes où le micro-réseau est entièrement soutenu par les BESS correspondent à des taux de décharge compris entre 0.2 et 0.3 C, voire davantage lors des pics de demande.

Ce comportement est généralisable à l'ensemble des communautés : plus le ratio entre la charge moyenne du réseau et la capacité des BESS est élevé, plus la durée des phases de décharge est réduite et plus les taux de décharge sont étalés, tandis que le fonctionnement en charge demeure similaire.

### **3.1.2 Le profil de consommation des auxiliaires**

Dans cette section, les profils de consommation des auxiliaires au cours de l'année sont étudiés pour les scénarios 100 % solaire et 100 % éolien.

La figure 3.10 présente le profil de consommation des auxiliaires pour un scénario dans lequel la production d'énergie renouvelable est entièrement éolienne. La consommation est exprimée par unité de BESS afin de permettre une comparaison cohérente entre les différentes communautés.

Ce profil présente des pics de consommation qui coïncident avec les pics de taux de charge des batteries, tels que présentés sur le graphique 3.5. Ces pics apparaissent lors des phases de charge à des taux supérieurs à 0,4 C. On remarque également le caractère aléatoire de ce profil, directement lié à la variabilité des vitesses de vent au cours de l'année. L'intensité de ces

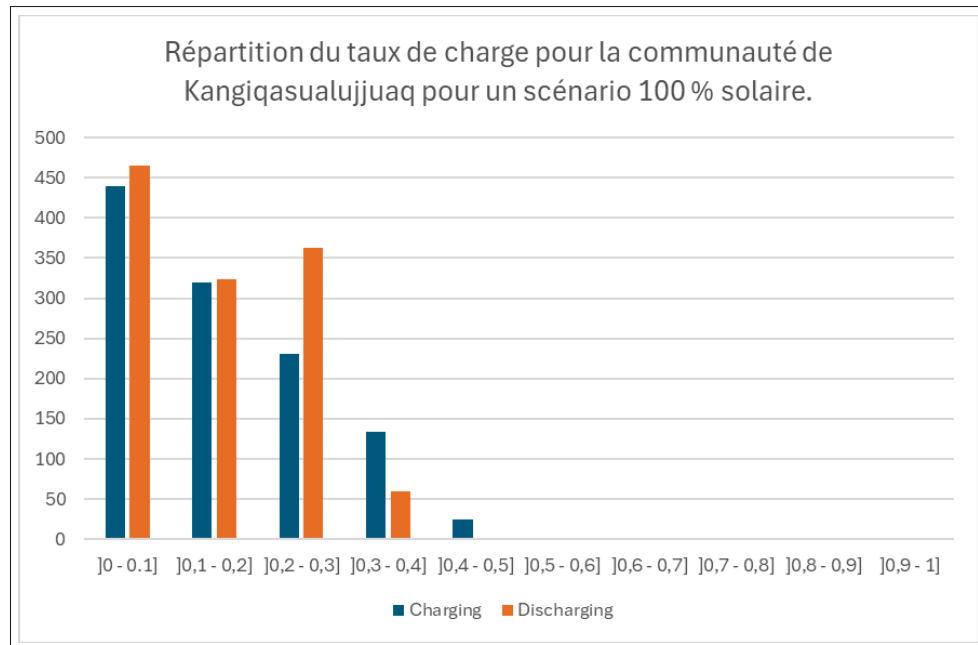


Figure 3.9 Répartition du taux de charge pour la communauté de Kangiqsualujjuaq pour un scénario 100% solaire.

pics peut atteindre jusqu'à 2,4 % de la capacité totale des batteries, ce qui souligne l'impact significatif des périodes de charge rapide sur la consommation des auxiliaires.

Pour le profil de consommation des auxiliaires dans le scénario 100 % solaire, présenté dans la figure 3.11, on observe un comportement très différent du scénario précédent. Dans un premier temps, le profil apparaît plus dense, ce qui s'explique principalement par une utilisation accrue des BESS, comme le met en évidence le graphique 3.8. De plus, l'utilisation de la batterie est fortement concentrée au milieu de l'année, période caractérisée par une augmentation à la fois de la durée d'ensoleillement et de l'intensité du rayonnement solaire. À l'inverse, entre octobre et février, l'utilisation des batteries est nettement plus faible en raison de la courte durée des journées et de la diminution de la puissance solaire due à l'inclinaison saisonnière. On observe également une consommation plus basse car les taux de charge max sont plus faibles, comme expliqué dans la partie 3.1.1.2.

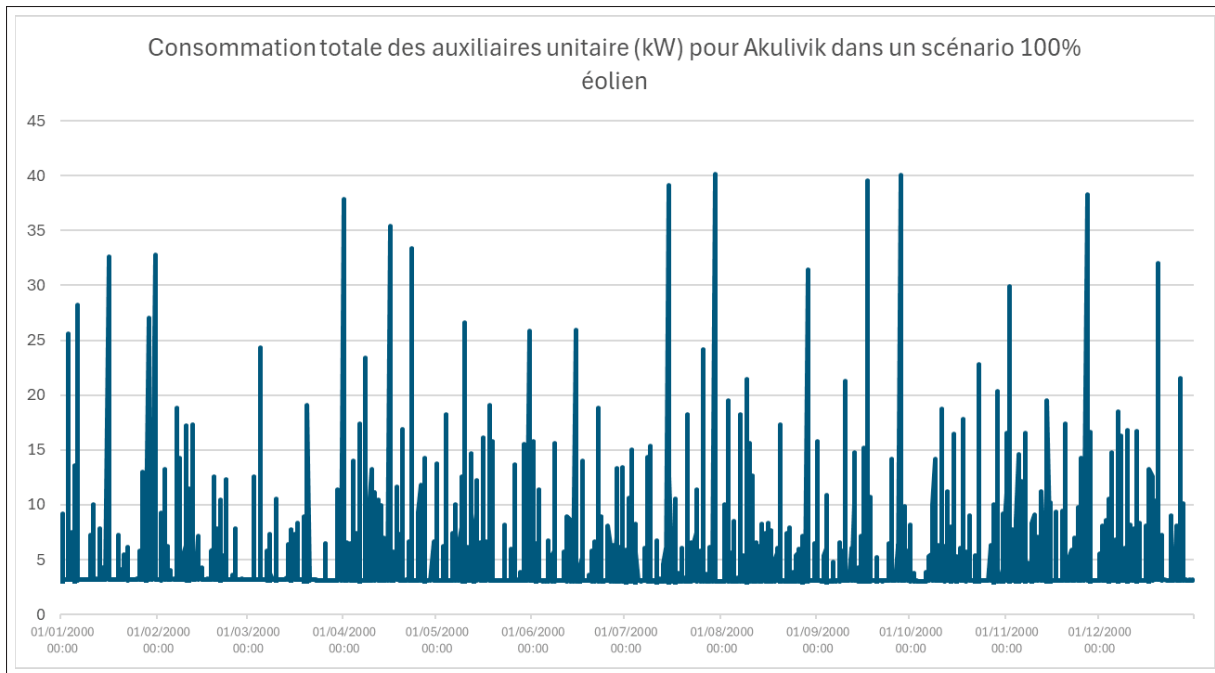


Figure 3.10 Profil de la consommation unitaire des BESS pour la communauté d'Akulivik dans un scénario 100 % éolien

Ces profils sont similaires pour les autres communautés, car les phénomènes gouvernant la consommation des auxiliaires sont identiques d'une communauté à l'autre.

### 3.1.3 Tableau de bord du fonctionnement des auxiliaires

Avant d'analyser l'impact de la consommation des auxiliaires sur la pénétration des énergies renouvelables, les données présentées dans le tableau de bord sont examinées.

Tout d'abord, voici la disposition du tableau de bord, visible dans la figure 3.12

Dans ce tableau, on peut observer en haut à gauche, au niveau de l'étiquette 1, la consommation totale des générateurs en fonction du mode d'utilisation du micro-réseau. Pour rappel, le scénario A correspond au cas où seuls les générateurs sont en fonctionnement. Le scénario B représente l'intégration des énergies renouvelables et des BESS dans le réseau, sans toutefois prendre en

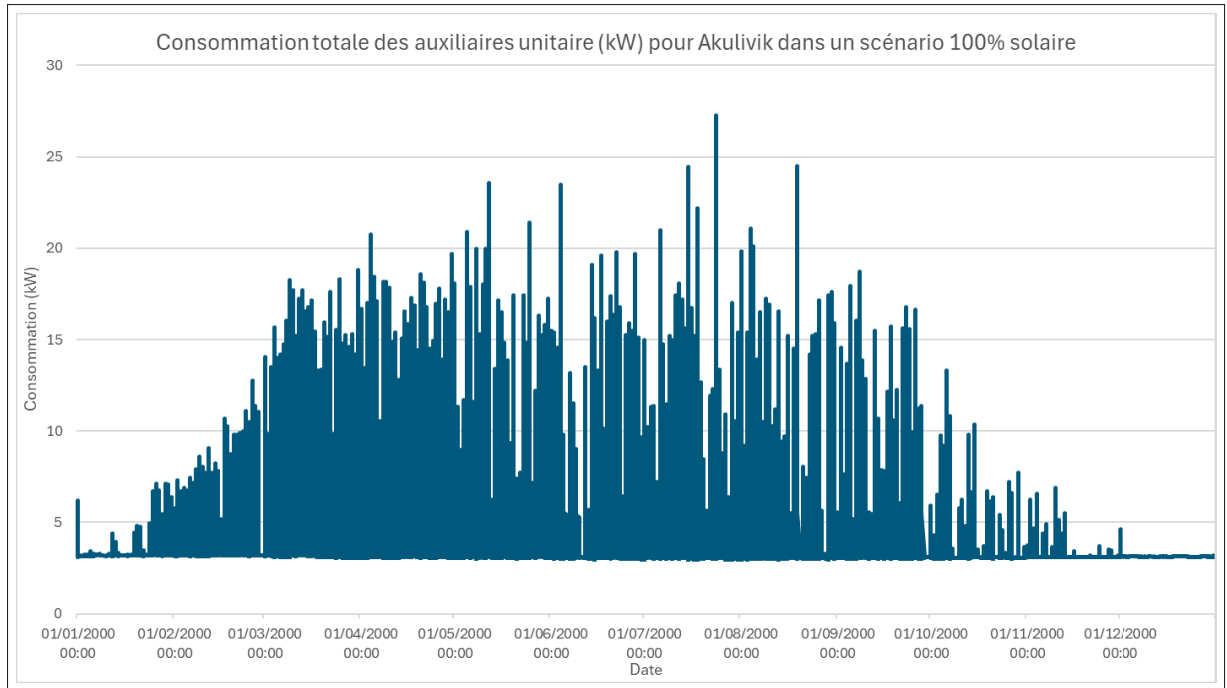


Figure 3.11 Profil de la consommation unitaire pour la communauté de Akulivik dans un scénario 100 % solaire

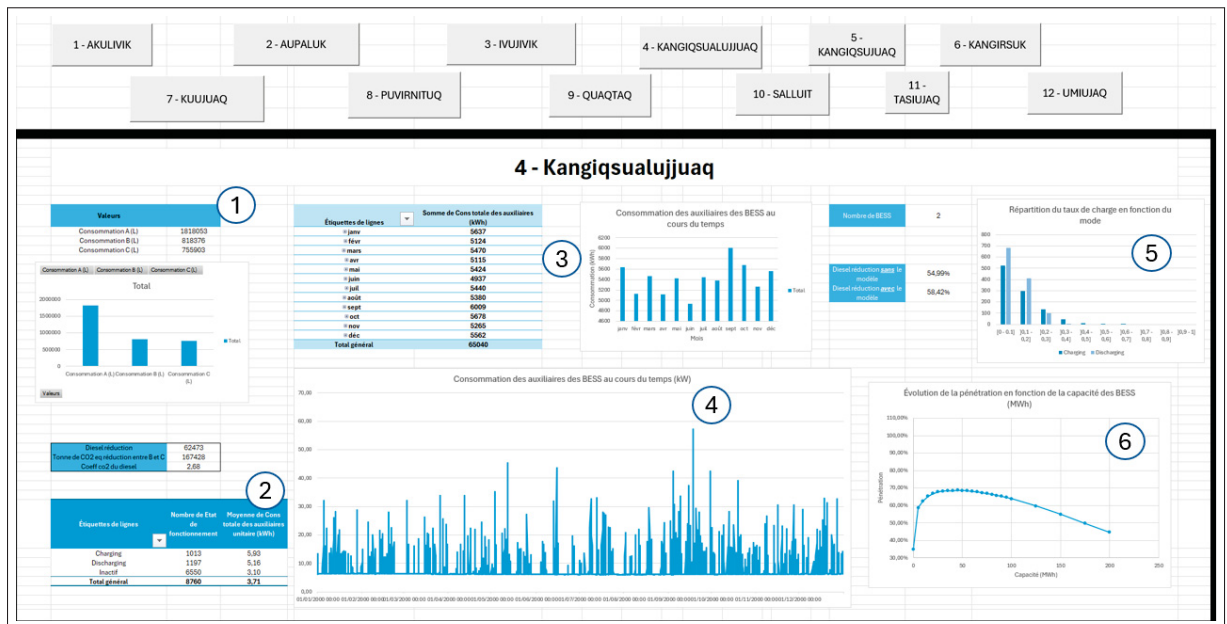


Figure 3.12 Tableau de bord pour la communauté de Kangiqsualujuaq

compte la consommation des auxiliaires dans la répartition de l'énergie. Enfin, le scénario C inclut explicitement la consommation des auxiliaires dans le modèle de répartition.

Le tableau 3.1 montre que l'intégration de la consommation des auxiliaires conduit à une consommation totale des générateurs plus élevée que dans le scénario B, mais naturellement plus faible que dans le scénario A. Ce comportement s'explique par le fait que les batteries fonctionnent majoritairement en mode veille. Ainsi, représenter la consommation des auxiliaires par une valeur constante sur l'ensemble de l'année ne reflète pas fidèlement le fonctionnement réel des BESS. Bien que les pics de consommation des auxiliaires puissent dépasser cette valeur constante, la consommation moyenne observée demeure plus faible.

Tableau 3.1 Consommation totale de diesel pour la communauté de Kangiqsualujjuaq en fonction du scénario.

<i>Modèle choisi</i>	<i>Consommation (L)</i>
A	1 818 053
B	818 376
C	755 903

Ce tableau de bord présente également la répartition des taux de charge, au niveau de l'étiquette 2, similaire à celle illustrée à la figure 3.5, ainsi que la consommation des auxiliaires en fonction du mode de fonctionnement. Cette consommation est également reportée sur le tableau 3.2, qui montre la consommation moyenne des auxiliaires par mode ainsi que la consommation moyenne totale. À titre de rappel, la consommation moyenne initialement intégrée dans le modèle hybride de répartition de l'énergie était fixée à 24 kW par BESS. Or, les résultats de la simulation indiquent que, pour la communauté de Kangiqsualujjuaq, cette consommation moyenne s'élève à seulement 3,7 kW, soit environ six fois moins que la valeur initialement considérée.

La consommation moyenne des auxiliaires s'élève à 3,82 kW, avec une valeur maximale de 4,06 kW observée à Salluit et une valeur minimale de 3,61 kW à Kuujjuaq. Ces valeurs présentent une faible variabilité entre les différentes communautés, ce qui s'explique par une utilisation des batteries globalement similaire d'un site à l'autre, comme cela a été démontré dans le paragraphe 3.1.1.

Tableau 3.2 Consommation moyenne et répartition des taux de charge en fonction du mode pour la communauté de Kangiqsualujjuaq pour 1 année.

Mode d'utilisation	Occurrence	Moyenne de consommation des auxiliaires (kWh)
Charge	1013	5.93
Décharge	1197	5.16
Veille	6550	3.10
<b>Total</b>	<b>8760</b>	<b>3.71</b>

Sur l'étiquette 3, la consommation des auxiliaires est ensuite regroupée par mois et représentée sur la figure 3.13. On observe que la répartition mensuelle de la consommation varie d'environ 9 % autour d'une consommation moyenne de 2710 kWh par mois pour Kangiqsualujjuaq, et d'environ 12 % autour d'une consommation moyenne de 2682 kWh pour Ivujivik. Cette variabilité s'explique par le caractère aléatoire de la ressource éolienne, qui est également à l'origine des différences de profils de consommation observées entre les deux communautés.

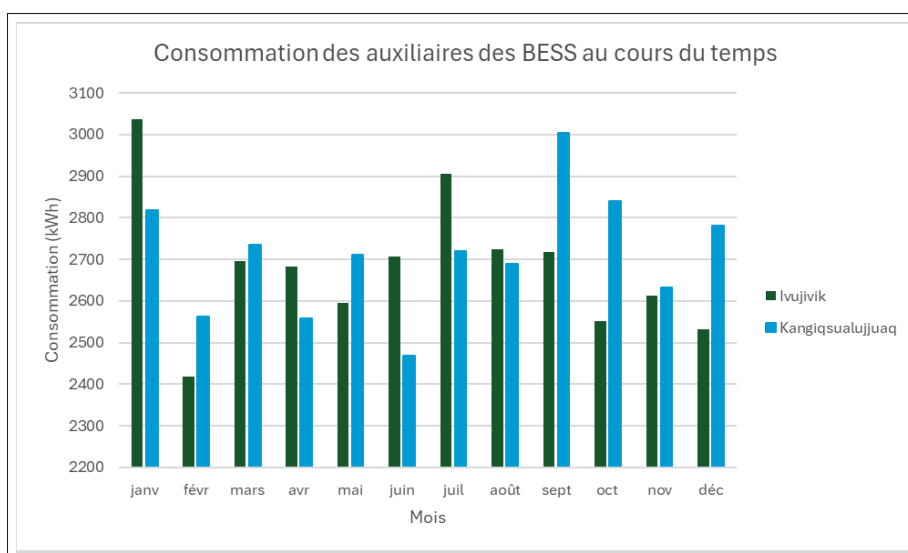


Figure 3.13 Consommation unitaire des auxiliaires par mois en kWh en bleu pour Kangiqsualujjuaq et en vert pour Ivujivik

À l'inverse, dans le cas du solaire, bien que la variabilité mensuelle soit du même ordre de grandeur, les profils de consommation restent similaires d'une communauté à l'autre. On observe

notamment des pics de consommation entre les mois de mars et octobre, dus à un meilleur ensoleillement, phénomène déjà décrit dans la section 3.1.2.

L'étiquette 4 représente le profil de consommation des auxiliaires, déjà analysé en détail dans la section 3.1.2, tandis que l'étiquette 5 présente la répartition des taux de charge, qui a été expliquée et comparée entre les différentes communautés dans la section 3.1.1. Enfin, sous l'étiquette 6, on retrouve l'évolution de la pénétration des énergies renouvelables en fonction de la capacité de BESS installée dans le micro-réseau, pour un mix énergétique 100 % éolien. Cette évolution sera analysée plus en détail dans la section 3.2.

Enfin, les cases correspondant aux noms des communautés, situées au-dessus de celle de Kangiqsualujjuaq, permettent de naviguer facilement entre les tableaux de bord des différentes communautés. Il suffit de cliquer sur le bouton associé à la communauté souhaitée pour afficher un tableau de bord similaire à celui présenté précédemment. Un tableau de bord identique a également été développé pour le cas d'un mix énergétique 100 % solaire.

## **3.2 Impact de la consommation des auxiliaires sur la pénétration des énergies renouvelables dans le micro-réseau**

### **3.2.1 Évolution de la pénétration avec l'augmentation de la capacité des BESS**

Dans cette section, le lien entre la pénétration des énergies renouvelables et la capacité des batteries est étudié. Dans un premier temps, l'analyse est réalisée pour un scénario 100 % éolien, puis pour un scénario 100 % solaire. Afin d'obtenir la pénétration des énergies renouvelables, la part de la charge supportée par les générateurs par rapport à la charge initiale est évaluée. Ainsi, la pénétration dans le modèle est calculée de la manière suivante :

$$Penetration_{ENR}(\%) = \frac{Charge_{totale} - Charge_{gnrateurs}}{Charge_{totale}} \quad (3.1)$$

Ainsi, pour pouvoir obtenir la pénétration en fonction de la capacité de batterie pour chaque communauté, l'objectif va être de faire tourner la simulation de la répartition des flux d'énergie avec différentes valeurs de capacité pour les BESS. Pour chaque valeur de capacité, on viendra récupérer la valeur de la pénétration avant de changer de nouveau la capacité et ainsi de suite. L'algorithme type pour effectuer cette simulation est disponible en annexe sur la figure I-3 mais celui-ci a été effectué pour une simulation comprenant également différentes valeurs de mix énergétique, celle-ci sera détaillé par la suite. Une fois que la simulation est terminée pour chaque communauté, on peut l'inclure dans le tableau de bord.

Dans la figure 3.14, on observe une augmentation de la pénétration des énergies renouvelables à mesure que la capacité de stockage augmente pour la communauté de Kangirsuk, jusqu'à atteindre un palier d'environ 99 %. Ces résultats sont conformes aux attentes, puisque l'augmentation de la capacité de stockage permet d'emmagasiner une plus grande quantité d'énergie renouvelable et de la redistribuer ultérieurement au réseau, ce qui favorise une pénétration accrue des énergies renouvelables.

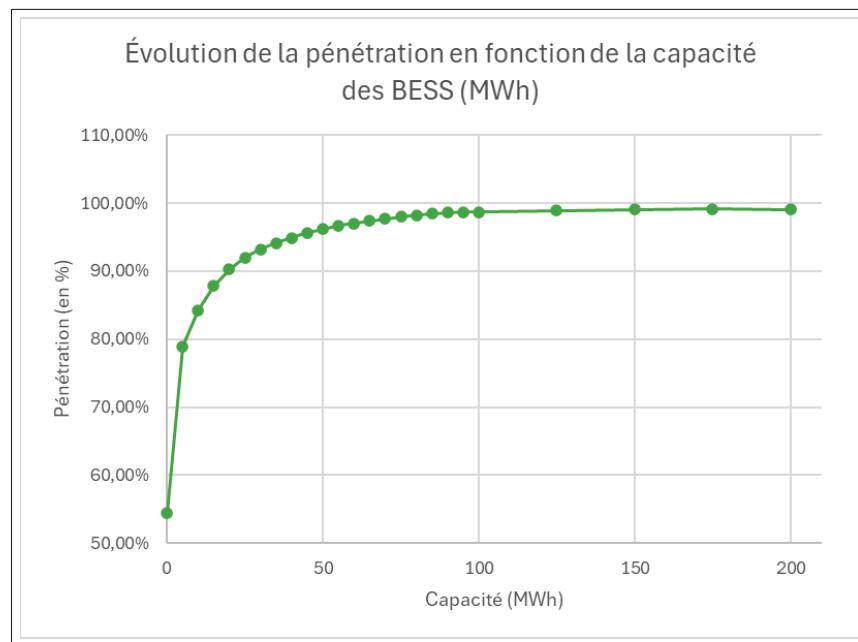


Figure 3.14 Évolution de la pénétration en fonction de la capacité des BESS (MWh) pour Kangirsuk

Cependant, lorsque l'on compare l'évolution de la pénétration des énergies renouvelables en fonction de la capacité des BESS pour les communautés de Kangirsuk et de Kangiqsualujjuaq, un comportement différent est observé. La figure 3.15, qui présente l'évolution de la pénétration en fonction de la capacité des BESS (MWh) pour Kangiqsualujjuaq, met en évidence une tendance distincte de celle observée à la figure 3.14. En effet, si la pénétration augmente initialement avec l'augmentation de la capacité des BESS, de manière similaire au cas de Kangirsuk, une diminution de la pénétration apparaît à partir d'une capacité d'environ 50 kWh, malgré la poursuite de l'augmentation de la capacité de stockage.

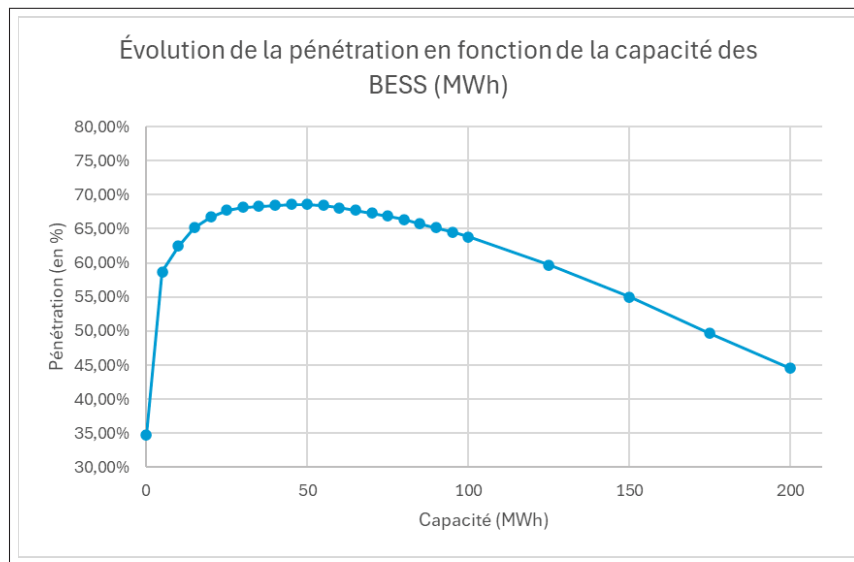


Figure 3.15 Évolution de la pénétration en fonction de la capacité des BESS (MWh) pour Kangiqsualujjuaq

Ce phénomène s'explique par la consommation des auxiliaires des BESS, et en particulier par le fonctionnement du système HVAC en mode veille. Comme démontré dans la section 3.1.1.1, les BESS fonctionnent majoritairement en mode veille sur l'année. Or, même dans ce mode de fonctionnement, une consommation électrique demeure nécessaire pour assurer le fonctionnement des auxiliaires, notamment le système HVAC. Ce dernier constitue l'auxiliaire le plus consommateur en mode veille, puisqu'il permet de maintenir la température interne des conteneurs BESS à une valeur cible de 23,4 °C, comme présenté dans la section 2.2.2.2.

Ainsi, tant que l'ajout de capacité de stockage permet d'injecter davantage d'énergie renouvelable dans le micro-réseau que de consommation additionnelle engendrée par les auxiliaires, la pénétration des énergies renouvelables augmente. Toutefois, au-delà d'un certain seuil, que l'on définit comme la capacité critique, l'équilibre entre l'apport énergétique et la consommation des auxiliaires s'inverse. À partir de cette capacité critique, l'augmentation de la consommation associée aux BESS devient plus importante que la réduction de la consommation des générateurs diesel, rendant l'ajout de capacité de stockage non profitable du point de vue de la pénétration des énergies renouvelables.

Il peut alors être pertinent de se demander pourquoi cette décroissance n'apparaît pas aussi clairement dans l'évolution de la pénétration pour Kangirsuk. En réalité, elle est bien présente : à partir d'environ 175 MWh, une légère diminution est observée, qui se poursuit pour des capacités supérieures. Toutefois, la simulation étant limitée à 200 MWh, cette tendance ne se manifeste pas de manière suffisamment marquée dans la plage étudiée pour être nettement distinguée.

La différence de positionnement de la capacité critique peut s'expliquer par plusieurs facteurs, dont l'identification précise demeure complexe en raison du caractère aléatoire de la ressource éolienne. Cette différence ne sera donc pas expliquée en détail dans ce mémoire. Des études plus approfondies sur ce sujet pourraient toutefois être réalisées ultérieurement afin d'en préciser les causes.

### **3.2.2 Différence de pénétration entre l'éolien et le solaire dans le micro-réseau**

Un autre point important à mettre en évidence concerne la différence de pénétration des énergies renouvelables entre un scénario dans lequel la source renouvelable est composée à 100 % d'éolien et un scénario dans lequel elle est composée à 100 % de solaire. Afin d'illustrer cette différence, l'évolution du taux de pénétration en fonction de la capacité de stockage est comparée pour ces deux scénarios dans le cas de la communauté de Salluit, comme présenté à la figure 3.16.

La figure 3.16 montre que, dans un scénario 100 % solaire, la pénétration des énergies renouvelables est nettement plus faible que dans le cas d'un scénario 100 % éolien. De plus, la capacité critique apparaît pour des capacités de stockage plus faibles dans le scénario solaire. Ce comportement est observé de manière cohérente pour l'ensemble des communautés étudiées.

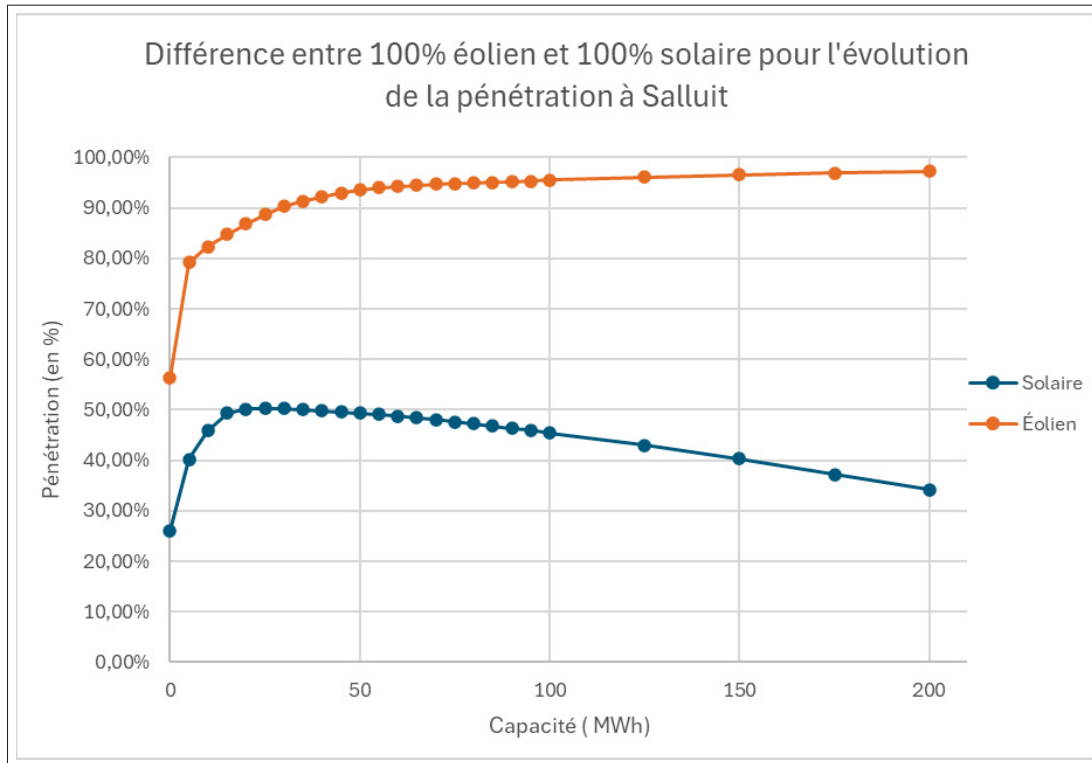


Figure 3.16 Comparaison de l'évolution de la pénétration en fonction de la capacité de stockage pour des scénarios 100 % éolien et 100 % solaire

Les écarts observés dans les valeurs de pénétration s'expliquent principalement par une production d'énergie plus faible dans le scénario solaire que dans le scénario éolien. En effet, la production moyenne dans le scénario solaire est d'environ 415 kW, tandis que celle du scénario éolien varie entre 750 et 1 250 kW pour une installation de puissance nominale identique de 3,3 MW dans les deux cas. Par conséquent, la quantité d'énergie injectée dans le réseau à partir du solaire est nécessairement inférieure à celle produite par l'éolien, ce qui se traduit par une pénétration plus faible.

En revanche, le profil de pénétration associé au scénario solaire est très similaire d'une communauté à l'autre. Cette homogénéité s'explique par le caractère stable et cyclique de la ressource solaire, ainsi que par la proximité géographique des communautés étudiées. Celles-ci ne sont en effet pas suffisamment éloignées pour que des écarts significatifs d'irradiation solaire apparaissent à une période donnée. Ainsi, les seules différences notables observées entre les communautés dans le scénario solaire proviennent des variations de la demande du réseau, qui est spécifique à chacune d'entre elles.

### **3.2.3 Calcul de la pénétration pour un mix énergétique variable**

Dans la section précédente, il a été montré qu'il existe une différence importante entre la pénétration associée à un scénario 100 % éolien et celle obtenue dans un scénario 100 % solaire pour les communautés du Nunavik. Il devient alors pertinent d'évaluer si un mix entre l'éolien et le solaire permet de maximiser la pénétration des énergies renouvelables.

Pour répondre à cette question, une nouvelle série de simulations est réalisée selon une démarche similaire à celle utilisée précédemment pour analyser l'évolution de la pénétration en fonction de la capacité des BESS. Une variable supplémentaire est toutefois introduite afin de faire varier le mix énergétique entre 100 % éolien et 100 % solaire, avec un pas de 10 %. La simulation nécessite ainsi de faire varier simultanément la capacité des BESS, la valeur du mix énergétique et la communauté étudiée.

Un code VBA a été développé afin d'automatiser l'exécution des simulations en faisant varier la capacité des BESS, le mix énergétique et la communauté étudiée. Ce code est présenté en annexe (figure I-3). Il permet d'obtenir un tableau de résultats tel que celui présenté à la figure 3.17, illustrant le cas de la communauté de Puvirnituk. Ce tableau s'inscrit dans une feuille de calcul regroupant l'ensemble des communautés, également disponible en annexe (figure I-6).

Le mix énergétique y est catégorisé en fonction de la part d'énergie éolienne. On retrouve ainsi, à droite du tableau, un mix composé à 100 % d'énergie éolienne, et à gauche, un mix composé à 0 % d'éolien, correspondant à un scénario 100 % solaire. Le tableau met également

en évidence, pour chaque capacité des BESS exprimée en MWh, le mix énergétique maximisant la pénétration des énergies renouvelables. La valeur la plus élevée est mise en évidence en rouge, tandis que les deux valeurs suivantes sont indiquées en jaune.

<b>PUVIRNITUQ</b>											
Capacité(MWh)	% éolien										
	100%	90%	80%	70%	60%	50%	40%	30%	20%	10%	0%
0	53,56%	55,12%	56,09%	56,16%	55,45%	54,05%	51,83%	48,43%	43,28%	35,62%	27,65%
5	69,53%	70,77%	71,60%	71,84%	71,33%	69,61%	66,78%	62,55%	56,28%	47,84%	39,54%
10	72,10%	73,22%	73,94%	74,21%	73,75%	72,31%	69,76%	65,85%	60,23%	52,67%	44,50%
15	74,31%	75,28%	75,87%	76,08%	75,44%	74,02%	71,59%	67,81%	62,73%	55,93%	48,32%
20	76,00%	76,83%	77,38%	77,48%	76,74%	75,19%	72,66%	68,70%	63,74%	57,34%	50,37%
25	77,40%	78,22%	78,62%	78,52%	77,72%	76,07%	73,31%	69,11%	64,10%	57,70%	50,82%
30	78,69%	79,37%	79,61%	79,38%	78,54%	76,71%	73,74%	69,37%	64,28%	57,82%	50,86%
35	79,73%	80,27%	80,40%	80,06%	79,12%	77,21%	73,95%	69,50%	64,32%	57,72%	50,77%
40	80,65%	81,08%	81,15%	80,67%	79,58%	77,60%	74,08%	69,62%	64,34%	57,58%	50,65%
45	81,49%	81,85%	81,79%	81,21%	79,98%	77,87%	74,16%	69,72%	64,35%	57,40%	50,50%
50	82,21%	82,49%	82,29%	81,61%	80,31%	78,02%	74,19%	69,75%	64,28%	57,20%	50,27%
55	82,81%	83,00%	82,74%	81,93%	80,58%	78,10%	74,22%	69,75%	64,18%	56,99%	50,05%
60	83,26%	83,43%	83,08%	82,23%	80,74%	78,13%	74,23%	69,72%	64,02%	56,78%	49,82%
65	83,67%	83,79%	83,38%	82,51%	80,90%	78,14%	74,22%	69,64%	63,82%	56,56%	49,54%
70	84,01%	84,11%	83,63%	82,70%	81,01%	78,12%	74,15%	69,50%	63,59%	56,28%	49,21%
75	84,36%	84,39%	83,86%	82,86%	81,12%	78,07%	74,07%	69,36%	63,38%	56,02%	48,91%
80	84,71%	84,67%	84,07%	83,01%	81,13%	78,03%	73,97%	69,22%	63,18%	55,77%	48,61%
85	85,01%	84,90%	84,25%	83,11%	81,09%	77,96%	73,84%	69,05%	62,95%	55,49%	48,28%
90	85,26%	85,15%	84,43%	83,18%	81,06%	77,92%	73,73%	68,91%	62,71%	55,23%	47,98%
95	85,50%	85,37%	84,55%	83,23%	80,99%	77,85%	73,59%	68,76%	62,47%	54,98%	47,67%
100	85,71%	85,54%	84,65%	83,20%	80,89%	77,74%	73,42%	68,60%	62,19%	54,70%	47,29%
125	86,37%	85,94%	84,75%	82,93%	80,40%	76,99%	72,65%	67,73%	60,90%	53,23%	45,19%
150	86,45%	85,68%	84,38%	82,25%	79,52%	76,09%	71,72%	66,67%	59,32%	51,32%	43,04%
175	85,92%	84,97%	83,35%	81,16%	78,46%	75,04%	70,61%	64,96%	57,58%	49,06%	40,78%
200	85,18%	84,01%	82,28%	80,09%	77,39%	73,96%	69,51%	63,32%	55,91%	46,90%	38,62%

Figure 3.17 Évolution de la pénétration en fonction de la capacité des BESS et du mix énergétique pour la communauté de Puvirnituuq

Ce tableau met en évidence une évolution du mix énergétique optimal en fonction de la capacité de stockage vers un mix 100 % éolien. Pour des capacités de BESS comprises entre 0 et 20 MWh, la pénétration maximale est obtenue pour un mix énergétique comportant environ 70 % d'énergie éolienne. En revanche, lorsque la capacité de stockage augmente, le maximum de pénétration se déplace progressivement vers un scénario composé à 100 % d'énergie éolienne. À partir de capacités supérieures à environ 80 MWh, ce scénario devient systématiquement celui qui maximise la pénétration.

Cette tendance est également observable sur la figure 3.18, qui présente l'évolution de la pénétration en fonction de la capacité des BESS pour différentes valeurs du mix énergétique. Pour les faibles capacités de stockage, une zone d'incertitude apparaît quant au mix énergétique optimal, les valeurs de pénétration pour des mix compris entre 70 % et 100 % d'éolien étant

très proches. En revanche, à mesure que la capacité de stockage augmente, les écarts entre les différentes courbes deviennent plus marqués. L'ordre des valeurs de pénétration suit alors clairement l'ordre du mix énergétique, avec la pénétration la plus faible observée pour le scénario 100 % solaire et la plus élevée pour le scénario 100 % éolien.

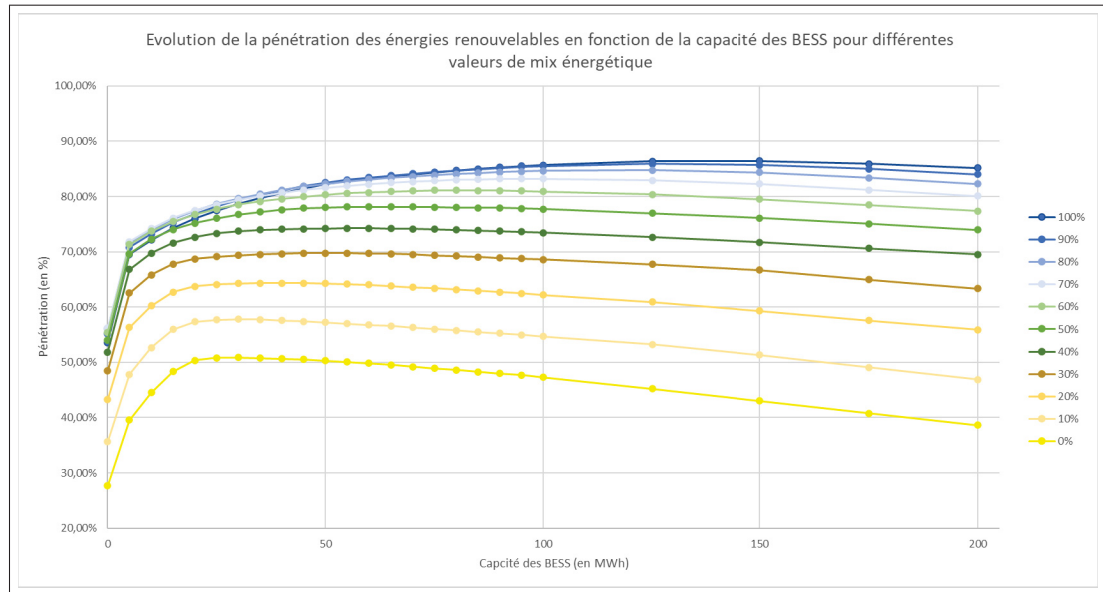


Figure 3.18 Évolution de la pénétration des énergies renouvelables en fonction de la capacité des BESS pour différentes valeurs de mix énergétique pour Puvirnituk

Afin d'expliquer pourquoi le mix énergétique optimal pour de faibles capacités de batteries comporte une part non négligeable d'énergie solaire, il est nécessaire d'analyser le comportement de la répartition des flux énergétiques. Dans un scénario où la production renouvelable est exclusivement éolienne, les phases de production se caractérisent souvent par des périodes continues de plusieurs heures. Il en résulte des situations où les batteries atteignent leur capacité maximale alors que la production éolienne demeure excédentaire.

Pour la communauté de Puvirnituk, ce phénomène se produit durant 3 554 heures sur une année, ce qui représente près de 40 % du temps. Dans ces conditions, une partie significative de la production éolienne ne peut être valorisée par le réseau. Ainsi, une diminution modérée de la part éolienne dans le mix n'entraîne pas nécessairement une baisse importante de la pénétration des énergies renouvelables.

L'introduction d'une part de production solaire permet en revanche d'apporter de l'énergie au réseau durant les périodes où la ressource éolienne est insuffisante. La ressource solaire étant plus stable et cyclique, elle contribue à fournir une production complémentaire lorsque l'éolien est absent ou limité. Par conséquent, même si une part de solaire produit en moyenne moins d'énergie qu'une part équivalente d'éolien dans cette région, son apport peut avoir un impact plus significatif sur la pénétration globale des énergies renouvelables.

Ainsi, pour de faibles capacités de stockage, l'ajout d'une composante solaire au mix énergétique permet de mieux répartir la production renouvelable dans le temps et d'augmenter la part d'énergie effectivement injectée dans le réseau. Cette complémentarité explique pourquoi un mix incluant une fraction de solaire peut maximiser la pénétration des énergies renouvelables, malgré une production moyenne inférieure à celle de l'éolien dans cette région.

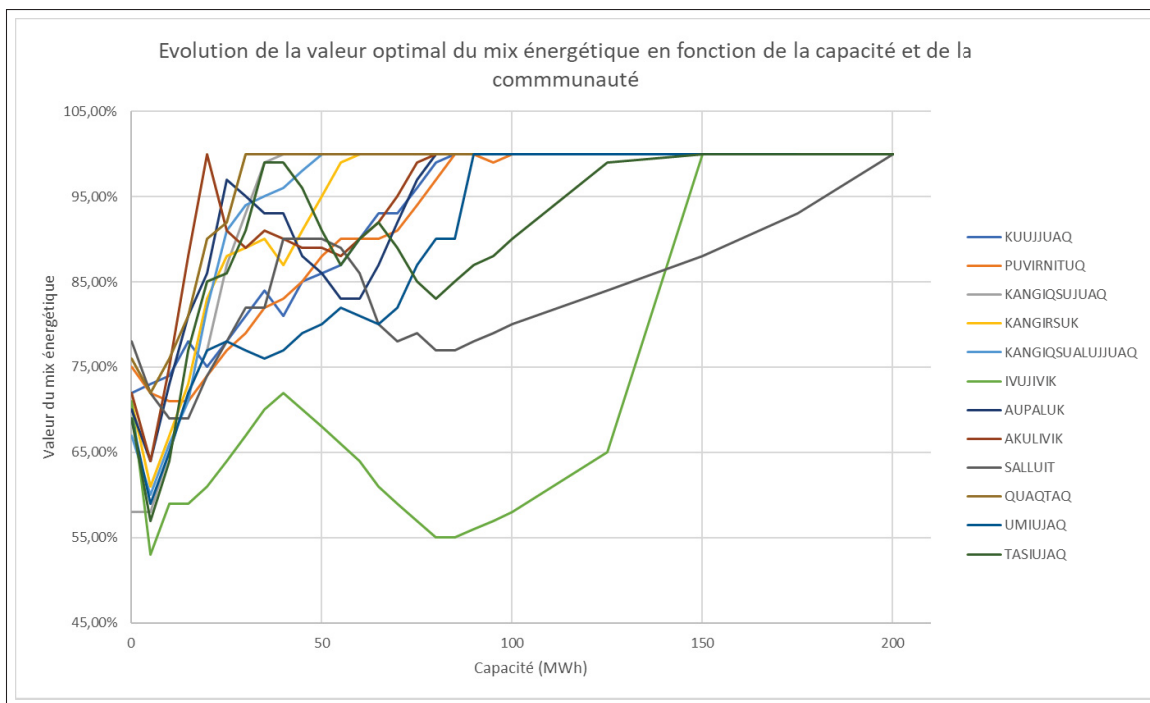


Figure 3.19 Évolution de la valeur optimale du mix énergétique en fonction de la capacité pour les 12 communautés

La figure 3.19 permet d'observer l'évolution du mix énergétique optimal en fonction de la capacité de stockage et des communautés. Elle permet ainsi de généraliser les résultats présentés

dans le paragraphe précédent à l'ensemble des communautés du Nunavik. En effet, cette figure montre que, pour des capacités de stockage inférieures à 20 MWh, le mix énergétique optimal se situe généralement entre 50 % et 80 %. Pour rappel, la valeur du mix optimal correspond à la proportion de production renouvelable permettant d'obtenir une pénétration maximale pour une capacité donnée. Lorsque la capacité des batteries augmente, le mix énergétique optimal converge progressivement vers 100 % pour l'ensemble des communautés, bien que cette convergence s'opère à des vitesses variables selon les sites.

Ainsi, bien que ces résultats soient strictement théoriques et fondés exclusivement sur les communautés du Nunavik, ils permettent de mettre en évidence un dimensionnement théorique optimal visant à maximiser la pénétration des énergies renouvelables au sein du micro-réseau. L'augmentation de la capacité des batteries présentée dans cette étude demeure volontairement fictive, son objectif principal étant de mettre en lumière la décroissance de la pénétration des énergies renouvelables au-delà d'une capacité critique. Il n'est donc évidemment pas recommandé, pour des raisons économiques, écologiques et dimensionnelles, d'implanter un système de stockage d'une telle capacité dans un micro-réseau réel.

En revanche, pour des valeurs de capacité plus modestes, cette recherche du mix énergétique optimal s'avère particulièrement pertinente, tant pour le dimensionnement de la capacité des batteries que pour le choix et la répartition des technologies de production renouvelables à privilégier au sein du mix énergétique. Enfin, cette étude a permis de mettre en évidence des différences significatives entre les communautés, soulignant ainsi la nécessité d'adapter le dimensionnement du micro-réseau en fonction des caractéristiques intrinsèques propres à chaque communauté.



## CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

Ce travail de recherche s'inscrit dans le contexte de la transition énergétique des micro-réseaux isolés situés dans les communautés du Nunavik, où la réduction de la dépendance aux générateurs diesel constitue un enjeu environnemental, économique et logistique majeur. L'objectif principal du mémoire était d'analyser et de modéliser de manière réaliste la consommation des charges auxiliaires associées aux systèmes de stockage d'énergie par batteries (BESS), afin d'améliorer la précision des modèles hybrides de répartition des flux énergétiques utilisés pour le dimensionnement et l'optimisation des micro-réseaux.

Un modèle détaillé de consommation des auxiliaires a été développé à partir de données issues des travaux de M. Félix D'Amboise, des modèles mis à disposition par HATCH ainsi que ceux issus de la littérature, en tenant compte des différents modes de fonctionnement des batteries (charge, décharge et veille), du taux de charge (C-rate) et des contraintes thermiques propres aux environnements nordiques. L'intégration de ce modèle dans le modèle hybride de répartition des flux énergétiques a permis d'évaluer, en conditions dynamiques et sur une année complète de simulation, l'impact réel des auxiliaires sur la performance globale des micro-réseaux.

Les résultats obtenus montrent que la prise en compte explicite des charges auxiliaires modifie de manière significative la répartition de l'énergie, la pénétration effective des énergies renouvelables et le dimensionnement optimal des systèmes de stockage. En particulier, l'étude met en évidence l'existence d'une capacité critique de stockage au-delà de laquelle l'augmentation de la capacité des batteries n'entraîne plus d'amélioration de la pénétration des énergies renouvelables, et peut même conduire à une décroissance de celle-ci. Ce phénomène, observé de manière récurrente pour l'ensemble des communautés étudiées, souligne l'importance d'un dimensionnement fin et adapté des BESS, intégrant non seulement la production renouvelable et la demande électrique, mais également la consommation énergétique induite par les auxiliaires.

Par ailleurs, l'analyse des scénarios de mix énergétique a montré que, pour des capacités de stockage modestes, un mix combinant plusieurs technologies de production renouvelable peut s'avérer plus performant qu'un scénario reposant exclusivement sur une seule technologie. Ces résultats soulignent l'intérêt d'une approche systémique du dimensionnement des micro-réseaux, dans laquelle le choix et la répartition des technologies de production renouvelables sont étroitement liés à la capacité de stockage installée et aux caractéristiques propres à chaque communauté.

Une perspective particulièrement intéressante pour la poursuite de ce travail consiste à analyser en profondeur les causes des différences observées entre les communautés quant au positionnement de la capacité critique à partir de laquelle la pénétration des énergies renouvelables commence à décroître. Identifier précisément les facteurs à l'origine de ces écarts, qu'ils soient liés aux profils de charge, à la variabilité des ressources renouvelables, aux stratégies de gestion énergétique, à la réserve tournante ou encore à la consommation des auxiliaires, permettrait de mieux comprendre les mécanismes limitant la valorisation du stockage.

La détermination de ces causes ouvrirait la voie à des stratégies visant à réduire ou atténuer ces contraintes, dans le but d'augmenter la valeur de la capacité critique et ainsi maximiser la pénétration des énergies renouvelables en amont. Une telle approche serait particulièrement pertinente pour les micro-réseaux opérant avec des capacités de stockage plus importantes, pour lesquels cette capacité critique peut devenir un facteur limitant réel lors du dimensionnement et de l'exploitation.

## ANNEXE I

### 1. Résultat Annexe

#### 1.1 Code VBA

```
Sub Crate_solaire()  
  
    Dim ws As Worksheet  
    Dim lastRow As Long, destRowC As Long, destRowD As Long  
    Dim i As Long  
    Dim NumbC As Long, NumbD As Long  
    Dim count As Long  
    Dim j As Long  
  
    Set ws = ActiveSheet  
  
    lastRow = ws.Cells(ws.Rows.count, "C").End(xlUp).Row  
    ws.Range("T10").Value = "Intervalle"  
    ws.Range("U10").Value = "Charging"  
    ws.Range("V10").Value = "Discharging"  
    ws.Range("U11:V20").Value = 0  
  
    For j = 0 To 9  
        If j = 0 Then  
            ws.Cells(11 + j, "T") = "]0 - 0.1]"  
        Else  
            ws.Cells(11 + j, "T") = "]" & j / 10 & " - " & (j + 1) / 10 & "]"  
        End If  
    Next j  
  
    ' Parcours des lignes  
    For i = 11 To lastRow  
  
        If ws.Cells(i, "C").Value = "Charging" Then  
            ' Conversion en entier  
            NumbC = CLng(Application.WorksheetFunction.RoundUp((ws.Cells(i, "D").Value * 10), 0))  
            count = ws.Cells(10 + NumbC, "U").Value  
            ws.Cells(10 + NumbC, "U").Value = count + 1  
        End If  
  
        If ws.Cells(i, "C").Value = "Discharging" Then  
            ' Conversion en entier  
            NumbD = CLng(Application.WorksheetFunction.RoundUp((ws.Cells(i, "D").Value * 10), 0))  
            count = ws.Cells(10 + NumbD, "V").Value  
            ws.Cells(10 + NumbD, "V").Value = count + 1  
        End If  
  
    Next i  
  
End Sub
```

Figure-A I-1 Code VBA pour obtenir la répartition des taux de charge pour les phases de charge et de décharge

```
Sub ZoomEtDeplacement_Akulivik()  
  With ActiveWindow  
    .Zoom = 60  
    .ScrollColumn = 1  
    .ScrollRow = 8  
  End With  
End Sub  
  
Sub ZoomEtDeplacement_Aupaluk()  
  With ActiveWindow  
    .Zoom = 60  
    .ScrollColumn = 1  
    .ScrollRow = 56  
  End With  
End Sub  
  
Sub ZoomEtDeplacement_Ivujivik()  
  With ActiveWindow  
    .Zoom = 60  
    .ScrollColumn = 1  
    .ScrollRow = 101  
  End With  
End Sub  
  
Sub ZoomEtDeplacement_Kangiqsualujjuaq()  
  With ActiveWindow  
    .Zoom = 60  
    .ScrollColumn = 1  
    .ScrollRow = 145  
  End With  
End Sub  
  
Sub ZoomEtDeplacement_Kangiqsujuaq()  
  With ActiveWindow  
    .Zoom = 60  
    .ScrollColumn = 1  
    .ScrollRow = 192  
  End With  
End Sub
```

Figure-A I-2 Code VBA pour la navigation dans le tableau de bord

```

Sub Mix_Penetration_KANGIQSUJUAQ()

    Dim i As Integer
    Dim j As Integer
    Dim Capacité As Integer
    Dim v_mix As Double
    Dim reduction As Double
    Dim mix As Worksheet
    Dim Parameters As Worksheet
    Dim Dispatch As Worksheet

    ' Définir les feuilles
    Set mix = Worksheets("Mix_pénétration")
    Set Parameters = Worksheets("Parameters")
    Set Dispatch = Worksheets("Dispatch")

    ' Initialiser la cellule E3 à 1
    Parameters.Range("E3").Value = 5

    ' Boucle principale
    For i = 21 To 21
        For j = 0 To 10

            If i > 20 Then
                Capacité = (i - 16) * 25
            Else
                Capacité = i * 5
            End If

            v_mix = 1 - (j / 10)

            Parameters.Range("D8").Value = v_mix
            Parameters.Range("D20").Value = Capacité

            ' Recalculer les formules Excel
            Application.Calculate
            DoEvents

            ' Lire la valeur de réduction
            reduction = Dispatch.Range("BW2").Value

            ' Insérer la valeur dans la feuille "Mix_pénétration"
            mix.Cells(i + 81, 5 + j).Value = reduction

            ' Réinitialiser les variables (facultatif mais ok)
            nb_BESS = 0
            v_mix = 0
            reduction = 0
        Next j
    Next i

```

Figure-A I-3 Code VBA pour le calcul du mix de la pénétration

```

Sub Précis_Penetration_Akulivik()

    Dim mix As Worksheet, Parameters As Worksheet, Dispatch As Worksheet
    Set mix = Worksheets("Mix_pénétration")
    Set Parameters = Worksheets("Parameters")
    Set Dispatch = Worksheets("Dispatch")

    Dim oldCalc As XlCalculation
    Dim oldScreen As Boolean, oldEvents As Boolean, oldStatus As Boolean

    ' Communauté
    Parameters.Range("E3").Value = 1

    Dim i As Long, j As Long
    Dim Capacite As Long
    Dim rowMix As Long
    Dim bestJ As Long
    Dim bestVal As Double
    Dim v0 As Double, bestMix As Double
    Dim bestPen As Double, pen_try As Double
    Dim stepPct As Double: stepPct = 0.01
    Dim v_try As Double

    For i = 0 To 24
        ' Capacité
        If i > 20 Then
            Capacite = (i - 16) * 25
        Else
            Capacite = i * 5
        End If
        Parameters.Range("D20").Value = Capacite

        rowMix = i + 15

        ' --- meilleur grossier ---
        bestVal = -1E+308
        bestJ = 0
        For j = 0 To 10
            If mix.Cells(rowMix, 5 + j).Value > bestVal Then
                bestVal = mix.Cells(rowMix, 5 + j).Value
                bestJ = j
            End If
        Next j

        ' mix départ (arrondi centième)
        v0 = Fix((1 - bestJ / 10) * 100 + 0.5) / 100

        ' eval départ
        Parameters.Range("D8").Value = v0
        Application.Calculate
        bestPen = Dispatch.Range("BW2").Value
    
```

Figure-A I-4 Code VBA pour le calcul précis de la pénétration partie 1

```

bestMix = v0
' (optionnel) status bar
If (i Mod 5) = 0 Then Application.StatusBar = "Purvitug: i=" & i & " / 24"

' --- test à droite (v0 - 0.01) ---
v_try = Fix((v0 - stepPct) * 100 + 0.5) / 100
If v_try >= 0 Then
    Parameters.Range("D8").Value = v_try
    Application.Calculate
    pen_try = Dispatch.Range("BW2").Value

    If pen_try > bestPen Then
        Do
            bestMix = v_try
            bestPen = pen_try

            v_try = Fix((bestMix - stepPct) * 100 + 0.5) / 100
            If v_try < 0 Then Exit Do

            Parameters.Range("D8").Value = v_try
            Application.Calculate
            pen_try = Dispatch.Range("BW2").Value

        Loop While pen_try > bestPen
    Else
        ' --- sinon à gauche (v0 + 0.01) ---
        v_try = Fix((v0 + stepPct) * 100 + 0.5) / 100
        If v_try <= 1 Then
            Parameters.Range("D8").Value = v_try
            Application.Calculate
            pen_try = Dispatch.Range("BW2").Value

            If pen_try > bestPen Then
                Do
                    bestMix = v_try
                    bestPen = pen_try

                    v_try = Fix((bestMix + stepPct) * 100 + 0.5) / 100
                    If v_try > 1 Then Exit Do

                    Parameters.Range("D8").Value = v_try
                    Application.Calculate
                    pen_try = Dispatch.Range("BW2").Value

                Loop While pen_try > bestPen
            End If
        End If
    End If
End If

```

Figure-A I-5 Code VBA pour le calcul précis de la pénétration partie 2

Pénétration max par communauté en fonction du nombre de BESS et du mix proposé

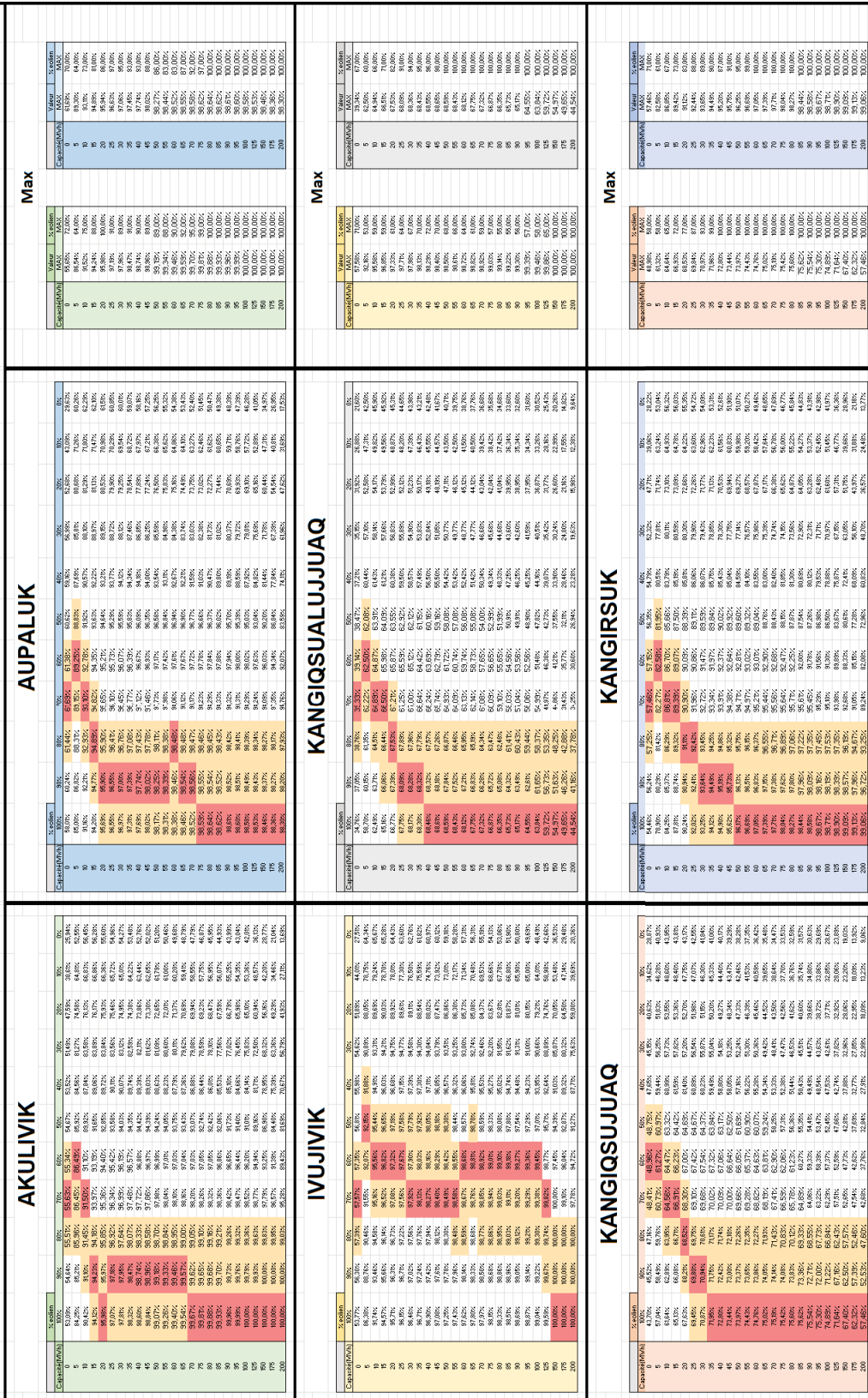


Figure-A I-6 Pénétration max par communauté en fonction

## BIBLIOGRAPHIE

- ABB. (2021). Utility-Scale Battery Energy Storage System (BESS). Repéré le 2025-02-06 à <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=9AKK107992A4519>.
- Abubakar, A. & Frederico Meschini Almeida, C. (2020, sep). Analysis of Battery Energy Storage System Sizing in Isolated PV Systems Considering a Novel Methodology and Panel Manufacturers Recommended Methodology. *2020 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition - Latin America (Tamp;D LA)*, pp. 1–6. doi : 10.1109/tla47668.2020.9326161.
- Adams Air. (2019). What Is the COP (Coefficient of Performance) in HVAC? Repéré le 2025-02-14 à <https://www.adams-air.com/houston/what-is-COP.php>.
- Anderson, C. (2022). Lithium : From Rocks into Roadsters. Repéré le 2025-05-20 à <https://medium.com/prime-movers-lab/lithium-from-rocks-into-roadsters-3dadae19e715>.
- Argyrou, M. C., Christodoulides, P. & Kalogirou, S. A. (2018). Energy storage for electricity generation and related processes : Technologies appraisal and grid scale applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 94, 804–821. doi : 10.1016/j.rser.2018.06.044.
- Asian Development Bank. (2018). *Handbook on Battery Energy Storage System*. Asian Development Bank. Repéré à <https://www.adb.org/publications/battery-energy-storage-system-handbook>.
- AVEnergy. Électromobilité : la production des batteries représente une importante charge environnementale. Repéré le 2025-05-23 à <https://avenergy.ch/fr/resultat/2-news/422-electromobilite-la-production-des-batteries-represente-une-importante-charge-environnementale>.
- Battery University. (2023). BU-808 : How to Prolong Lithium-Based Batteries. Repéré le 2025-04-15 à <https://batteryuniversity.com/article/bu-808-how-to-prolong-lithium-based-batteries>.
- Bilgili, M., Ozbek, A., Sahin, B. & Kahraman, A. (2015). An overview of renewable electric power capacity and progress in new technologies in the world. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 49, 323–334. doi : 10.1016/j.rser.2015.04.148.
- Bobanac, V., Basic, H. & Pandzic, H. (2021, jul). Determining Lithium-ion Battery One-way Energy Efficiencies : Influence of C-rate and Coulombic Losses. *IEEE EUROCON 2021 - 19th International Conference on Smart Technologies*, pp. 385–389. doi : 10.1109/eurocon52738.2021.9535542.

- Brazis, P., Barowy, A., Backstrom, R., Gandhi, P., Wu, A. & Wang, C. (2018). UL 9540A : Test Method for Evaluating Thermal Runaway Fire Propagation in Battery Energy Storage Systems. UL LLC.
- Busch Canada. (2025). Fabrication de batteries lithium. Repéré le 2025-04-18 à <https://www.buschvacuum.com/ca/fr/applications/lithium-battery-manufacturing/>.
- Cao, Z., Gao, W., Fu, Y., Turchiano, C., Vosoughi Kurdkandi, N., Gu, J. & Mi, C. (2024). Second-Life Assessment of Commercial LiFePO<sub>4</sub> Batteries Retired from EVs. *Batteries*, 10(9), 306. doi : 10.3390/batteries10090306.
- Chan, O. (2023). (26) UNDERSTANDING THE ROLE AND SPECIFICATIONS OF BATTERY MANAGEMENT SYSTEM (BMS) IN BESS CONTAINERS | LinkedIn. Repéré le 2025-01-28 à <https://www.linkedin.com/pulse/understanding-role-specifications-battery-management-system-chan/>.
- Cole, W., Ramasamy, V. & Turan, M. (2025). Cole, Wesley, Vignesh Ramasamy, and Merve Turan. 2025. Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage : 2025 Update. Golden, CO : National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A40-93281. <https://www.nrel.gov/docs/fy25osti/93281.pdf>.
- Crawford, A., Wu, D., Viswanathan, V., Balducci, P., Vartanian, C., Hardy, T., Alam, M. J. & Mongird, K. (2020). *Washington Clean Energy Fund : Energy Storage System Consolidated Performance Test Results*. doi : 10.2172/1602252.
- CultureSciences Chimie. (2021). Le stockage de l'énergie électrochimique en technologie lithium-ion. Repéré le 2025-05-06 à <https://culturesciences.chimie.ens.fr/sites/default/files/2021-04/Dossier%20Li-ion%20complet.pdf>.
- Dai, Q., Kelly, J. C., Gaines, L. & Wang, M. (2019). Life Cycle Analysis of Lithium-Ion Batteries for Automotive Applications. *Batteries*, 5(2), 48. doi : 10.3390/batteries5020048.
- Datta, U. (2020). *Battery Energy Storage System for Renewable Energy Integrated Power System Stability Enhancement*. (Thèse de doctorat, Victoria University). Repéré à <https://vuir.vu.edu.au/41874/>.
- Diaz, G., Abd-el Motaleb, A. M. & Mier, V. (2013). On the Capacity Factor of Distributed Wind Generation in Droop-Regulated Microgrids. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(2), 1738–1746. doi : 10.1109/tpwrs.2012.2222941.
- Doherty, R. & O'Malley, M. (2005). A New Approach to Quantify Reserve Demand in Systems With Significant Installed Wind Capacity. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(2), 587–595. doi : 10.1109/tpwrs.2005.846206.

- Dunn, J., Kendall, A. & Slattery, M. (2022). Electric vehicle lithium-ion battery recycled content standards for the US – targets, costs, and environmental impacts. *Resources, Conservation and Recycling*, 185, 106488. doi : 10.1016/j.resconrec.2022.106488.
- Ebusco. (2025). Les fondamentaux de la technologie des batteries. Repéré le 2025-04-17 à [https://www.ebusco.com/wp-content/uploads/Whitepaper\\_Battery-Technology\\_FR.pdf](https://www.ebusco.com/wp-content/uploads/Whitepaper_Battery-Technology_FR.pdf).
- EG Solar. Battery Energy Storage System (BESS). Repéré le 2025-04-01 à <https://osmbattery.com/battery-energy-storage-system-bess/>.
- EPC Power. (2025). CAB1000 : Scalable and Versatile Power Conversion Solution. Repéré le 2025-02-04 à <https://www.epcpower.com/products/cab1000>.
- EVLO. (2024). Quaqtq. Repéré le 2025-02-06 à <https://evloenergy.com/fr/projects/quaqtq>.
- EVLO. (2025). Fully Integrated Solutions. Repéré le 2025-01-28 à <https://evloenergy.com/solutions>.
- Falahati, B., Kargarian, A. & Fu, Y. (2012, jul). Timeframe capacity factor reliability model for isolated microgrids with renewable energy resources. *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1–8. doi : 10.1109/pesgm.2012.6345546.
- Flinn, C. (2019). *An Electricians Guide to Single Phase Transformers*. BCIT. Repéré à <https://pressbooks.bccampus.ca/singlephasetransformers>.
- Gatta, F., Geri, A., Lauria, S., Maccioni, M. & Palone, F. (2015, jun). Battery energy storage efficiency calculation including auxiliary losses : Technology comparison and operating strategies. *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, pp. 1–6. doi : 10.1109/ptc.2015.7232464.
- Grol, E., Tarka, T., Myles, P., Bartone Jr., L., Simpson, J. & Rossi, G. (2015). *Impact of Load Following on the Economics of Existing Coal-Fired Power Plant Operations* (Rapport n°DOE/NETL–2015/1718). Repéré le 2024-12-12 à <https://www.osti.gov/servlets/purl/1513827/>.
- Gutsch, M. & Leker, J. (2024). Costs, carbon footprint, and environmental impacts of lithium-ion batteries – From cathode active material synthesis to cell manufacturing and recycling. *Applied Energy*, 353, 122132. doi : 10.1016/j.apenergy.2023.122132.
- Hu, Y., Armada, M. & Sánchez, M. J. (2022). Potential utilization of battery energy storage systems (BESS) in the major European electricity markets. *Applied Energy*, 322, 119512. doi : 10.1016/j.apenergy.2022.119512.
- Huang, S., Li, S., Li, H., Zhao, W. & Lin, Z. (2024).

- Hydro-Québec. Couplage hydro-éolien. Repéré le 2025-03-28 à <https://www.hydroquebec.com/comprendre/eolienne/reperes-comprendre-complementarite.html>.
- International Renewable Energy Agency. (2017). Electricity Storage and Renewables : Costs and Markets to 2030. International Renewable Energy Agency (IRENA). Repéré le 2025-05-27 à [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Nov/IRENA\\_Electricity\\_Storage\\_Costs\\_2017.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Nov/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf).
- IPCC. [[Core Writing Team, H. Lee and J. Romero (eds.)]. 184 pp.]. (2023). Climate Change 2023 : Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Geneva, Switzerland.
- IRENA. (2025). IEA, IRENA, UNSD, World Bank, WHO. 2025. Tracking SDG 7 : The Energy Progress Report. World Bank, Washington DC. © World Bank. License.
- Kallitsis, E. (2022). On the energy use of battery Gigafactories. *Journal of Cleaner Production*, 364, 132573. doi : 10.1016/j.jclepro.2022.132573.
- Langlois, P. (2023). Impacts de l'extraction et du raffinage du lithium sur l'environnement : 1 – Les méthodes traditionnelles. Repéré le 2025-04-18 à <https://roulezelectrique.com/impacts-de-lextraction-et-du-raffinage-du-lithium-sur-lenvironnement-1-les-methodes-traditionnelles/>.
- Lawder, M. T., Suthar, B., Northrop, P. W. C., De, S., Hoff, C. M., Leitermann, O., Crow, M. L., Santhanagopalan, S. & Subramanian, V. R. (2014). Battery Energy Storage System (BESS) and Battery Management System (BMS) for Grid-Scale Applications. *Proceedings of the IEEE*, 102(6), 1014–1030. doi : 10.1109/jproc.2014.2317451.
- Liao, S., Xu, J., Sun, Y. & Bao, Y. (2018). Local utilization of wind electricity in isolated power systems by employing coordinated control scheme of industrial energy-intensive load. *Applied Energy*, 217, 14–24. doi : 10.1016/j.apenergy.2018.02.103.
- Lin, Y., Chen, Y.-W. & Yang, J.-T. (2023). Optimized thermal management of a battery energy-storage system (BESS) inspired by air-cooling inefficiency factor of data centers. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 200, 123388. doi : 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2022.123388.
- Lithium Harvest. (2025). Lithium Extraction Methods. Repéré le 2025-05-22 à <https://lithiumharvest.com/knowledge/lithium-extraction/lithium-extraction-methods/>.

- Liu, M., Cao, X., Cao, C., Wang, P., Wang, C., Pei, J., Lei, H., Jiang, X., Li, R. & Li, J. (2022). A Review of Power Conversion Systems and Design Schemes of High-Capacity Battery Energy Storage Systems. *IEEE Access*, 10, 52030–52042. doi : 10.1109/access.2022.3174193.
- Llamas-Orozco, J. A., Meng, F., Walker, G. S., Abdul-Manan, A. F. N., MacLean, H. L., Posen, I. D. & McKechnie, J. (2023). Estimating the environmental impacts of global lithium-ion battery supply chain : A temporal, geographical, and technological perspective. *PNAS Nexus*, 2(11). doi : 10.1093/pnasnexus/pgad361.
- Luo, G., Zhang, Y. & Tang, A. (2023). Capacity Degradation and Aging Mechanisms Evolution of Lithium-Ion Batteries under Different Operation Conditions. *Energies*, 16(10), 4232. doi : 10.3390/en16104232.
- Machala, M. L., Chen, X., Bunke, S. P., Forbes, G., Yegizbay, A., de Chalendar, J. A., Azevedo, I. L., Benson, S. & Tarpeh, W. A. (2025). Life cycle comparison of industrial-scale lithium-ion battery recycling and mining supply chains. *Nature Communications*, 16(1). doi : 10.1038/s41467-025-56063-x.
- Maher, K., Boumaiza, A. & Amin, R. (2024). Understanding the heat generation mechanisms and the interplay between joule heat and entropy effects as a function of state of charge in lithium-ion batteries. *Journal of Power Sources*, 623, 235504. doi : 10.1016/j.jpowsour.2024.235504.
- Makivvik. (2013). Nunavik Maps. Repéré le 2025-04-22 à <https://www.makivvik.ca/nunavik-maps/>.
- Mdachi, N. K. & Choong-koo, C. (2024). Comparative Review of Thermal Management Systems for BESS. *Batteries*, 10(7), 224. doi : 10.3390/batteries10070224.
- Min, B., O’Keeffe, Z. P., Abidoye, B., Gaba, K. M., Monroe, T., Stewart, B. P., Baugh, K. & Sánchez-Andrade Nuño, B. (2024). Lost in the dark : A survey of energy poverty from space. *Joule*, 8(7), 1982–1998. doi : 10.1016/j.joule.2024.05.001.
- MIT Electric Vehicle Team. (2008). *A Guide to Understanding Battery Specifications*. Repéré le 2025-05-28 à [https://web.mit.edu/evt/summary\\_battery\\_specifications.pdf](https://web.mit.edu/evt/summary_battery_specifications.pdf).
- Mosavi, A. & Kristina, F. (2022). Modeling Thermal Management of Battery Energy Storage System with Machine Learning. Repéré le 2025-05-28 à <https://engrxiv.org/preprint/view/2835>.

- Mudaheranwa, E., Ntagwirumugara, E., Masengo, G. & Cipcigan, L. (2023). Microgrid design for disadvantaged people living in remote areas as tool in speeding up electricity access in Rwanda. *Energy Strategy Reviews*, 46, 101054. doi : 10.1016/j.esr.2023.101054.
- Njema, G. G., Ouma, R. B. O. & Kibet, J. K. (2024). A Review on the Recent Advances in Battery Development and Energy Storage Technologies. *Journal of Renewable Energy*, 2024, 1–35. doi : 10.1155/2024/2329261.
- Nyamathulla, S. & Dhanamjayulu, C. (2024). A review of battery energy storage systems and advanced battery management system for different applications : Challenges and recommendations. *Journal of Energy Storage*, 86, 111179. doi : 10.1016/j.est.2024.111179.
- Parlons science. (2025). Comment fonctionne une batterie lithium-ion? Repéré le 2025-04-17 à <https://parlonsscience.ca/ressources-pedagogiques/les-stim-expliquees/comment-fonctionne-une-batterie-lithium-ion>.
- Pazheri, F., Othman, M. & Malik, N. (2014). A review on global renewable electricity scenario. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 31, 835–845. doi : 10.1016/j.rser.2013.12.020.
- Peiseler, L., Schenker, V., Schatzmann, K., Pfister, S., Wood, V. & Schmidt, T. (2024). Carbon footprint distributions of lithium-ion batteries and their materials. *Nature Communications*, 15(1). doi : 10.1038/s41467-024-54634-y.
- Philippot, M., Alvarez, G., Ayerbe, E., Van Mierlo, J. & Messagie, M. (2019). Eco-Efficiency of a Lithium-Ion Battery for Electric Vehicles : Influence of Manufacturing Country and Commodity Prices on GHG Emissions and Costs. *Batteries*, 5(1), 23. doi : 10.3390/batteries5010023.
- Rancilio, G., Merlo, M., Lucas, A., Kotsakis, E. & Delfanti, M. (2020, jun). BESS modeling : investigating the role of auxiliary system consumption in efficiency derating. *2020 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM)*, pp. 189–194. doi : 10.1109/speedam48782.2020.9161875.
- Rancilio, G., Bovera, F., Spiller, M., Merlo, M. & Delfanti, M. (2024). BESS and the ancillary services markets : A symbiosis yet ? Impact of market design on performance. *Applied Energy*, 375, 124153. doi : 10.1016/j.apenergy.2024.124153.
- Redway Power. (2024). Guide d'évaluation de la batterie C et méthode de calcul. Repéré le 2025-04-18 à <https://www.redwaypower.com/fr/comprendre-et-calculer-la-note-C-de-la-batterie/>.

- Robert, A. (2023). *Conception d'un stockage d'énergie éolienne pour une entreprise minière isolée du réseau : faisabilité du stockage par batteries à flux*. (Mémoire de maîtrise, École de technologie supérieure). Repéré à <https://espace.etsmtl.ca/id/eprint/3230/>.
- Sanjareh, M. B., Nazari, M. H., Gharehpetian, G. B., Ahmadihangar, R. & Rosin, A. (2021). Optimal scheduling of HVACs in islanded residential microgrids to reduce BESS size considering effect of discharge duration on voltage and capacity of battery cells. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 25, 100424. doi : 10.1016/j.segan.2020.100424.
- Shafique, H., Tjernberg, L. B., Archer, D.-E. & Wingstedt, S. (2021, jun). Energy Management System (EMS) of Battery Energy Storage System (BESS) – Providing Ancillary Services. *2021 IEEE Madrid PowerTech*. doi : 10.1109/powertech46648.2021.9494781.
- Silva, A. R. & Estanqueiro, A. (2020). Optimal Planning of Isolated Power Systems with near 100 *IEEE Transactions on Power Systems*, 35(2), 1274–1283. doi : 10.1109/tpwrs.2019.2943058.
- Singh, A. & Nguyen, H. D. (2022). A two-layer framework for optimal control of battery temperature and microgrid operation. *Journal of Energy Storage*, 50, 104057. doi : 10.1016/j.est.2022.104057.
- Spendiff-Smith, M. (2021). What Is A Battery C Rating & How Do I Calculate C Rate. Repéré le 2025-02-19 à <https://www.power-sonic.com/blog/what-is-a-battery-c-rating/>.
- Spendiff-Smith, M. (2022). A Guide to Battery Energy Storage System Components. Repéré le 2025-04-02 à <https://www.power-sonic.com/blog/battery-energy-storage-system-components/>.
- Sun, T., Yan, Y., Wang, X., Rasool, G., Zhang, K. & Li, T. (2025). A comprehensive study on heat transfer mechanism and thermal runaway suppression of the lithium-ion battery. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 245, 127027. doi : 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2025.127027.
- SunGrid Solutions. Energy Storage EPC Solutions. Repéré le 2025-01-28 à <https://www.sungridsolutions.com/what-we-do-2/epc-integration-2/>.
- Tarquti. Tarquti. Repéré le 2025-11-18 à <https://tarquti.ca/>.
- Tarquti. Solutions en matière d'énergies renouvelables. Repéré le 2025-11-18 à <https://tarquti.ca/clean-energy-solutions/>.
- Tarquti. (2025). Le diesel au Nunavik. Repéré le 2025-05-06 à <https://tarquti.ca/fr/apprendre/le-diesel-au-nunavik/>.

- TLS. (2023). Design of an HVAC System for BESS Containers : Power Requirements, Energy Efficiency, and Operational Strategy. Repéré le 2025-01-28 à <https://www.tls-containers.com/tls-blog/designing-an-hvac-system-for-a-bess-container-power-efficiency-and-operational-strategy>.
- TLS. (2025). Energy Management Systems (EMS) : Architecture, Core Functions, and Practical Applications. Repéré le 2025-02-04 à <http://www.tls-containers.com/1/archives/01-2025>.
- Toromont CAT. Génératrice diesel de 2 000 kW. Repéré le 2025-04-20 à <https://www.toromontpowersystems.com/fr/location/generatrices-diesel/generatrice-diesel-de-2-000-kw>.
- U.S. Energy Information Administration. U.S. Energy Information Administration – Independent Statistics and Analysis : Carbon Dioxide Emissions. Repéré le 2025-03-26 à [https://www.eia.gov/environment/emissions/co2\\_vol\\_mass.php](https://www.eia.gov/environment/emissions/co2_vol_mass.php).
- Vallverdu, G. S. (2020). Principe de fonctionnement des batteries au lithium. Repéré le 2025-05-06 à <https://gsalvatovallverdu.gitlab.io/docs/BatterieLiion.pdf>.
- VoltR. (2025). Recyclage des batteries lithium et cycle de vie durable. Repéré le 2025-04-17 à <https://www.voltr.tech/actualites-ressources/recyclage-reconditionnement-remanufacture-tout-savoir-sur-le-cycle-de-vie-des-batteries-lithium>.
- WeMake Consultores. (2024). Capacity Factor in Renewables. Repéré le 2024-12-12 à <https://wemakeconsultores.com/en/capacity-factor-in-renewables/>.
- World Bank Group. (2025). World Bank Open Data. Repéré le 2025-02-18 à <https://data.worldbank.org>.
- Wu, C., Sun, Y., Tang, H., Zhang, S., Yuan, W., Zhu, L. & Tang, Y. (2024). A review on the liquid cooling thermal management system of lithium-ion batteries. *Applied Energy*, 375, 124173. doi : 10.1016/j.apenergy.2024.124173.
- Zulkifly, Z., Yusoff, S. H., Tumeran, N. L. & Razali, N. S. I. (2023). Battery Energy Storage System (BESS) Modeling for Microgrid. *IJUM Engineering Journal*, 24(1), 57–74. doi : 10.31436/ijumej.v24i1.2435.