

Titre: Analyse et optimisation des opportunités de maillage et de revalorisation des coproduits énergétiques au sein du parc industriel et portuaire de Bécancour
Title: Analyse et optimisation des opportunités de maillage et de revalorisation des coproduits énergétiques au sein du parc industriel et portuaire de Bécancour

Auteur: Léo Lamy-Laliberté
Author: Léo Lamy-Laliberté

Date: 2024

Type: Mémoire ou thèse / Dissertation or Thesis

Référence: Lamy-Laliberté, L. (2024). Analyse et optimisation des opportunités de maillage et de revalorisation des coproduits énergétiques au sein du parc industriel et portuaire de Bécancour [Mémoire de maîtrise, Polytechnique Montréal].
Citation: PolyPublie. <https://publications.polymtl.ca/62495/>

Document en libre accès dans PolyPublie

Open Access document in PolyPublie

URL de PolyPublie: <https://publications.polymtl.ca/62495/>
PolyPublie URL:

Directeurs de recherche: Jean-Marc Frayret, Simon Barnabé, & Normand Mousseau
Advisors:

Programme: Génie industriel
Program:

POLYTECHNIQUE MONTRÉAL

affiliée à l'Université de Montréal

Analyse et optimisation des opportunités de maillage et de revalorisation des coproduits énergétiques au sein du parc industriel et portuaire de Bécancour

LÉO LAMY-LALIBERTÉ

Département de mathématiques et de génie industriel

Mémoire présenté en vue de l'obtention du diplôme de *Maîtrise ès sciences appliquées*

Génie industriel

Décembre 2024

POLYTECHNIQUE MONTRÉAL

affiliée à l'Université de Montréal

Ce mémoire intitulé :

Analyse et optimisation des opportunités de maillage et de revalorisation des coproduits énergétiques au sein du parc industriel et portuaire de Bécancour

présenté par **Léo LAMY-LALIBERTÉ**

en vue de l'obtention du diplôme de *Maîtrise ès sciences appliquées*

a été dûment accepté par le jury d'examen constitué de :

Maha BEN ALI, présidente

Jean-Marc FRAYRET, membre et directeur de recherche

Normand MOUSSEAU, membre et codirecteur de recherche

Simon BARNABÉ, membre et codirecteur de recherche

Samira KEIVANPOUR, membre

DÉDICACE

Judgement lies in the gap between confidence and capabilities.

Reza Satchu

REMERCIEMENTS

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude à mes directeurs, Messieurs les Professeurs Jean-Marc Frayret, Normand Mousseau et Simon Barnabé, pour leur encadrement exceptionnel, leur confiance inestimable, et leur ouverture d'esprit. Leur soutien et leurs conseils avisés m'ont non seulement guidé dans ce projet de recherche, mais m'ont également permis rendre le projet réalité, une aventure rendue possible grâce à leur confiance et conseils. Leur rigueur intellectuelle et leur vision ont été des moteurs essentiels de cette réussite, et je leur en suis profondément reconnaissant.

Je remercie également sincèrement mes mentors, Messieurs Junior Lagrandeur et Julien Pedneault, pour leur soutien et leurs perspectives éclairantes, qui ont enrichi ma compréhension et contribué de manière significative à l'avancement de ce projet.

À titre plus personnel, je souhaite exprimer ma reconnaissance à mes parents, Lucie et Luc, pour leur patience inébranlable et leur soutien constant. Je remercie également tous ceux qui m'ont accueilli et soutenu tout au long de ce parcours, et ce, à chacun des endroits où j'ai pu travailler sur le projet, en particulier Stéphane, Daniel, Patrick, Charlotte et tous les autres, dont les conseils, histoires et encouragements m'ont été d'un grand réconfort.

Enfin, je remercie chaleureusement tous mes amis pour leur soutien constant et précieux, qui m'a accompagné tout au long de cette démarche.

RÉSUMÉ

Ces dernières années, l'intérêt pour l'utilisation d'outils quantitatifs dans l'analyse et l'optimisation des symbioses industrielles et des réseaux d'échange de sous-produits a considérablement augmenté. Cependant, bien qu'il existe une littérature abondante sur l'optimisation des échanges de matériaux, la littérature sur l'optimisation des échanges énergétiques est plus limitée. Cette recherche vise à combler cette lacune en se concentrant sur le problème spécifique de l'optimisation des échanges énergétiques dans le parc industriel de Bécancour. La revue de la littérature montre que les outils existants ne prennent pas pleinement en compte toutes les considérations nécessaires, telles que l'investissement à long terme et la rentabilité pour les acteurs individuels. Pour remédier à ce problème, nous proposons d'étendre les capacités d'un modèle existant et de valider l'outil résultant dans le cas spécifique du parc industriel de Bécancour.

Ce projet de recherche vise à adapter un modèle de programmation linéaire en nombres entiers mixtes (MILP) dans le langage de programmation Julia pour optimiser la symbiose industrielle et l'échange de sous-produits énergétiques ou maillage. L'objectif est de proposer une méthodologie de modélisation de réseaux d'échanges permettant de quantifier les opportunités de symbiose énergétique au sein d'un parc industriel. Le modèle d'optimisation prend en compte divers aspects tels que le profil de consommation énergétique à long terme des entreprises, l'offre et la demande de sous-produits énergétiques au sein du parc industriel, ainsi que les facteurs économiques associés à la mise en œuvre d'un tel réseau. Le modèle vise à trouver la composition optimale d'un réseau énergétique en combinant des technologies de conversion d'énergie, des solutions de stockage d'énergie, des possibilités de mutualisation des infrastructures, le traitement des flux de sous-produits énergétiques et la possibilité d'ajout d'entreprises complémentaires.

Pour mener cette recherche, plusieurs entretiens ont été réalisés avec des acteurs industriels du parc industriel de Bécancour afin de recueillir des données sur leur profil énergétique et de production. Ces informations ont ensuite été utilisées pour modéliser leurs sous-produits énergétiques sur une période de 15 ans. Parmi les autres paramètres intégrés dans le modèle, on trouve les coûts d'investissement et d'exploitation associés à l'échange de sous-produits énergétiques ainsi que plusieurs courbes représentant la dynamique d'innovation autour des technologies de conversion et de stockage.

Les résultats du modèle ont fait ensuite l'objet d'une étude technico-économique qui fournit des informations précieuses sur la faisabilité technique et les seuils de rentabilité pour les acteurs du parc industriel, en faisant un outil précieux pour la prise de décision et la planification des parcs industriels souhaitant mettre en œuvre des stratégies d'économie circulaire et réduire significativement leur impact environnemental.

Les résultats de l'étude ont démontré que le modèle proposé peut identifier un réseau optimal de synergies économiquement viables, conduisant à une réduction significative de la consommation d'énergie primaire et des coûts. Dans certains cas, il est attendu que certaines des synergies identifiées puissent augmenter la capacité de production maximale de certaines entreprises industrielles, conférant ainsi à la solution un potentiel d'augmentation de la compétitivité des entreprises participantes.

ABSTRACT

In recent years, there has been a growing interest in the use of quantitative tools for the analysis and optimization of industrial symbioses and by-product exchange networks. However, while there is a significant amount of literature on the optimization of material exchanges, there is less literature on the optimization of energy exchanges. This research addresses this gap by focusing on the specific problem of optimizing energy exchanges in the Bécancour industrial park. The literature review shows that existing tools do not fully address all necessary considerations, such as long-term investment and profitability for individual actors. To address this issue, we propose to extend the capabilities of an existing model and validate the resulting tool in the specific case of the Bécancour industrial park.

The research project aims to adapt a mixed integer linear programming (MILP) model in the Julia programming language to optimize industrial symbiosis and energy by-product exchange. The objective is to propose a modeling methodology for exchange networks to quantify energy symbiosis opportunities within an industrial park. The optimization model considers various aspects such as the long-term energy consumption profile of companies, the supply and demand of energy by-products within the industrial park and economic factors associated with the implementation of such a network. The model aims to find the optimal composition of an energy network by combining energy conversion technologies, energy storage solutions, possibilities of mutualizing infrastructure, the treatment of energy by-product flows and the possibility of the addition of complementary companies.

To conduct the research, multiple interviews were conducted with industrial actors within the Bécancour industrial park to gather data about their energy and production profile. This information was then used to model their energy by-product over a 15-year period. Other parameters used in the model include investment and operation costs associated with the exchange of energy by-products and multiple curves depicting the dynamical nature of the innovation around conversion and storage technologies.

The outputs of the model are then further investigated in a techno-economic study that provides valuable insights into the technical feasibility and profitability thresholds for the industrial park's actors, making it a valuable tool for decision-making and planning for industrial parks looking to implement circular economy strategies and significantly reduce their environmental impact.

The results of the study are expected to show that the proposed model can identify an optimal network for economically viable synergies leading to a significant reduction primary energy consumption and costs. In some cases, it is expected that some of the identified synergies will have the potential to increase the maximum production capacity for certain industrial companies, giving the solution the potential to increase competitiveness of participating companies.

TABLE DES MATIÈRES

DÉDICACE.....	III
REMERCIEMENTS	IV
RÉSUMÉ.....	V
ABSTRACT	VII
TABLE DES MATIÈRES	IX
LISTE DES TABLEAUX.....	XII
LISTE DES FIGURES.....	XIII
CHAPITRE 1 INTRODUCTION.....	1
CHAPITRE 2 REVUE DE LITTÉRATURE	5
2.1 L'écologie industrielle.....	5
2.1.1 Méthodes et outils de l'écologie industrielle.....	6
2.2 Symbiose industrielle	7
2.3 La modélisation des parcs éco-industriels du point de vue énergétique	9
2.3.1 Modèles d'optimisation des flux énergétiques.....	10
2.4 Opportunité de recherche	12
CHAPITRE 3 OBJECTIFS ET MÉTHODOLOGIE DE RECHERCHE	14
3.1 Objectifs	14
3.2 Méthodologie générale	15
3.2.1 Définition de l'objectif général de recherche.....	16
3.2.2 Interprétation du cas d'études	16
3.2.3 Développement du modèle d'optimisation	16
3.2.4 Intégration des outils de modélisation.....	16
3.2.5 Expérimentation	17

3.2.6	Analyse des résultats	18
CHAPITRE 4	FORMULATION MATHÉMATIQUE	19
4.1	Notation et introduction au modèle	19
4.1.1	Mise en contexte du modèle d'optimisation	19
4.1.2	Notation de la théorie des graphes	25
4.2	Fonction objectif	30
4.2.1	Ensembles de modélisation	30
4.2.2	Description de la fonction objectif.....	32
4.3	Contraintes	34
4.4	Description des outils de modélisation.....	42
CHAPITRE 5	PRÉSENTATION DU CAS D'ÉTUDE ET ANALYSE DES DONNÉES	44
5.1	Contexte du Parc industrialo-portuaire de Bécancour.....	44
5.2	Description des entreprises à l'étude.....	45
5.2.1	Air Liquide	45
5.2.2	Silicium Québec	47
5.2.3	Aluminerie Bécancour.....	48
5.2.4	Cepsa	50
5.2.5	Arkema	51
5.2.6	Viterra.....	52
5.2.7	Olin.....	53
5.2.8	Autres entreprises participantes	54
5.3	Collecte de données et observations.....	55
5.3.1	Méthode d'obtention du potentiel énergétique.....	56
5.3.2	Observations à la suite des entrevues	59

CHAPITRE 6 MODÉLISATION ET EXPÉRIMENTATION	63
6.1 Modélisation du cas d'étude et description des paramètres	63
6.1.1 Ensemble énergétique	63
6.1.2 Ensemble technologique	66
6.1.3 Hypothèses de modélisation	75
6.2 Expériences	76
6.3 Présentation des résultats	82
6.3.1 Description des scénarios	82
6.3.2 Présentation des résultats	84
CHAPITRE 7 ANALYSE DES RÉSULTATS ET DISCUSSION.....	92
7.1 Analyse des résultats du cas d'étude	92
7.1.1 Analyse de la configuration du réseau	92
7.1.2 Performances technico-économiques selon les scénarios.	93
7.1.3 Analyse des performances du modèle.....	97
7.2 Discussion	98
7.2.1 Discussion sur les prévisions et courbes d'expérience.....	98
7.2.2 Limites du modèle	99
7.2.3 Retour sur les objectifs	100
CHAPITRE 8 CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS	102
RÉFÉRENCES	103

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 2-1 Catégorisation de la littérature sur la symbiose industrielle selon Chertow et al. (2021).	8
Tableau 4-1 Exemple de représentation matricielle des vecteurs énergétiques	29
Tableau 4-2 Liste des paramètres de modélisation	40
Tableau 4-3 Liste des variables de décision.....	41
Tableau 6-1 Caractérisation des paramètres de modélisation.	81

LISTE DES FIGURES

Figure 4-1 Horizons temporels des modèles énergétiques technico-économiques (Von Meier, 2011).....	21
Figure 4-2 Exemple de représentation graphique des vecteurs énergétiques.....	27
Figure 4-3 Exemple de représentation graphique des pas de temps	28
Figure 5-1 Schéma simplifié du processus de reformage du méthane à la vapeur (Valdez et al., 2022).....	46
Figure 5-2 Représentation schématique du processus d'électrolyse du silicium.....	48
Figure 5-3 Schéma simplifié du processus Hall-Héroult pour la production d'aluminium (Burkin, 1987).....	49
Figure 5-4 Schématisation du procédé de fabrication du LAB	51
Figure 5-5 Schéma simplifié du processus de fabrication du peroxyde d'hydrogène (Gao et al., 2023).....	52
Figure 5-6 Schéma de l'électrolyse d'une saumure pour la production de chlore-alcali	54
Figure 6-1 Ensemble des vecteurs énergétiques du cas d'études	66
Figure 6-2 Représentation figurée d'une technologie de conversion	67
Figure 6-3 COP en fonction de la différence de température et du type de réfrigérant. Tiré de (Jesper et al., 2021).....	70
Figure 6-4 Différentiation des technologies de stockage en fonction de leurs caractéristiques d'opération. Tiré de (Schmidt, 2021).....	71
Figure 6-5 Représentation graphique des tendances du potentiel de revenus pour le stockage d'énergie en fonction des exigences de fréquence de cycles et de durée de décharge. Tiré de (Schmidt, 2021).....	72
Figure 6-6 Coût moyen en 2030 des technologies en fonction de la durée de décharge et des exigences de cycles annuels pour toutes les technologies modélisées. Tiré de (Schmidt, 2021).	74

Figure 6-7 Ensemble technologique considéré du cas d'études	74
Figure 6-8 Représentation des étapes d'expérimentation	77
Figure 6-9 Exemple de série temporelle provenant du module de <i>forecasting</i>	78
Figure 6-10 Représentation schématisée des réseaux de symbiose développés	85
Figure 6-11 Évolution de la capacité installée au fil du temps en fonction des différents scénarios	88
Figure 6-12 Taille du modèle en fonction de la granularité temporelle.....	89
Figure 6-13 Impact de la granularité temporelle sur le temps moyen de génération et de résolution du modèle.	90
Figure 7-1 Représentation graphique des coûts par capacité installée pour les différents scénarios.	94
Figure 7-2 Coûts de développement par capacité installée pour les différents scénarios	94

CHAPITRE 1 INTRODUCTION

Alors que les températures mondiales continuent d'augmenter, atteignant désormais 1,1°C au-dessus des niveaux préindustriels, le monde se trouve confronté à un défi sans précédent dans la lutte contre les changements climatiques. La fréquence et l'intensité croissantes des événements météorologiques extrêmes — des ouragans de plus en plus puissants aux feux de forêt de plus en plus fréquents — soulignent clairement que les changements climatiques ne sont pas une menace lointaine mais une crise immédiate nécessitant une action urgente (GIEC, 2021). Dans ce contexte, le secteur industriel se révèle non seulement comme un contributeur majeur au problème, mais aussi comme un acteur clé dans la lutte aux changements climatiques.

Le secteur industriel, responsable d'environ 21 % des émissions mondiales de gaz à effet de serre selon l'Agence internationale de l'énergie (IEA, 2020), a un impact majeur sur la crise climatique et fait face à plusieurs défis pour se décarboner. La réponse à ceux-ci est particulièrement difficile à trouver en raison de deux facteurs critiques; la complexité technique des processus industriels et l'énorme demande en énergie du secteur. De nombreux processus industriels sont considérés comme "difficiles à décarboner", en raison de la chaleur à haute température nécessaire et des réactions chimiques spécifiques difficiles à modifier sans une restructuration complète des équipements et méthodes de production. Dans la plupart des cas, décarboner une usine de production d'acier n'est pas aussi simple que de changer l'intrant énergétique fossile pour de l'électricité propre, il faut changer l'entièreté des méthodes de production.

Les processus industriels posent un défi particulier puisqu'ils nécessitent souvent des températures dépassant 1000°C, une plage où l'électrification directe devient techniquement et économiquement complexe. Des technologies alternatives utilisant l'hydrogène vert ou les fours à arc électrique existent, mais leur déploiement est freiné par leurs coûts élevés et/ou une infrastructure limitée (Assunção et al., 2022). Cependant, le défi de la décarbonation industrielle n'est pas seulement dû à des contraintes techniques. L'un de ces plus grands enjeux est la limitation en matière d'approvisionnement énergétique. Selon l'Agence internationale pour les énergies renouvelables (International Renewable Energy Agency, 2023), même si tous les projets d'énergies renouvelables actuellement planifiés voient le jour, ces derniers ne couvriraient qu'environ 30 % de la demande en électricité du secteur industriel projetée pour 2030. Cet écart significatif entre l'offre d'énergie renouvelable et la demande industrielle croissante constitue un obstacle majeur dans la transition

du secteur. La situation est d'autant plus préoccupante en raison de la demande mondiale en électricité industrielle qui augmentera de 65 % d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 2020 en raison de la croissance économique et des efforts d'électrification (IEA, 2020).

Dans un contexte où les industriels font face à des déficits d'énergie propre et où les solutions de décarbonation industrielle sont complexes techniquement, une piste prometteuse réside dans le concept de symbiose énergétique, une application des principes de l'écologie industrielle où les industries fonctionnent au sein de réseaux interconnectés, partageant les ressources énergétiques et les flux de déchets de manière dynamique, tels les écosystèmes naturels (Frosch & Gallopolous, 1989). Cette approche propose un changement complet dans notre conception des activités industrielles, passant d'usines isolées à des systèmes interconnectés où les rebuts d'un processus deviennent une ressource pour la suivante.

Bien que la symbiose énergétique offre des perspectives intéressantes pour la décarbonation industrielle, sa mise en œuvre nécessite une planification rigoureuse pour être économiquement viable. Le déploiement de tels réseaux implique de trouver réponse à des décisions complexes concernant l'infrastructure optimale à mettre en place et les investissements nécessaires. Malgré l'intérêt croissant pour la symbiose énergétique, il existe aujourd'hui un manque d'outil d'optimisation pour aider les décideurs à développer ce type de réseaux, surtout dans un contexte où le portrait énergétique est voué à un changement drastique dans les années à venir. Les anciennes méthodes de développement industriel ne sont plus à la hauteur des défis de la prochaine décennie.

Le Québec offre un cas d'étude pertinent pour explorer le potentiel de ces pratiques circulaires. Avec une grande partie de son mix énergétique provenant de l'hydroélectricité, la province pouvait s'appuyer dans les dernières décennies sur une offre importante d'énergie renouvelable pour subvenir à ces besoins. Ceci lui a permis de développer une offre intéressante pour certaines activités industrielles comme la filière d'aluminium. Cependant, même si la province génère environ 95 % de son électricité à partir de l'hydroélectricité, l'électricité ne représente que 40 % de la consommation énergétique totale du Québec (Whitmore & Pineau, 2023). Une forte partie de la consommation énergétique est toujours de source fossile. La province met donc en place des fortes pressions aux entreprises pour se décarboner afin d'atteindre ses objectifs de transition énergétique.

Les enjeux pour le Québec ne se limitent pas qu'aux gaz à effets de serres; ils affectent aussi le développement économique. En effet, la capacité de la province à attirer des entreprises

internationales et à favoriser le développement économique est de plus en plus liée à sa faculté de fournir de l'énergie propre. Cependant, selon les projections récentes d'Hydro-Québec, la province pourrait faire face à un déficit énergétique d'environ 20 TWh d'ici 2030. Un tel déficit limitera la capacité à implémenter de nouveaux développements industriels, sans parler de soutenir les projets déjà en cours. Bien que le déficit soit un immense défi, c'est aussi une opportunité d'accélérer le développement de projets innovants matière d'efficacité énergétique et de décarbonation industrielle.

Situé au Québec en Mauricie, le Parc industriel et Portuaire de Bécancour se présente comme une étude de cas particulière. Géré par la Société du parc industriel et portuaire de Bécancour (SIPB), une société d'État, ce parc industriel majeur constitue un juste milieu entre la politique publique et le développement économique industriel. Le statut public du parc offre des avantages pour la mise en place d'initiatives durables, puisque la direction du parc est directement alignée avec les objectifs économiques et environnementaux de la province (Société du parc industriel et portuaire de Bécancour, 2024).

L'importance stratégique de Bécancour s'est accentuée avec son rôle émergent dans la stratégie québécoise de développement de la filière batterie. Le parc a attiré des investissements significatifs de la part d'acteurs internationaux du secteur des batteries et des véhicules électriques, notamment l'usine de 600 millions de dollars de GM-POSCO et l'usine de Nemaska Lithium (Vallée de la Transition Énergétique, 2024). Ces récents projets positionnent Bécancour au cœur de la transition du Québec vers une économie verte et en fait un terrain idéal pour étudier comment la symbiose énergétique pourrait soutenir à la fois les objectifs environnementaux et économiques de la province.

Le secteur industriel est responsable d'une part majeure des émissions mondiales de gaz à effet de serre. Sa décarbonation n'est possible qu'avec un changement significatif dans nos efforts d'efficacité énergétique et de production d'énergie renouvelable. Pourtant, peu de solutions existent aujourd'hui pour atteindre nos objectifs de décarbonation du secteur. Ce mémoire cherche donc à répondre à la question centrale suivante : la symbiose énergétique est-elle une opportunité viable pour la décarbonation des parcs industriels ? En développant un nouveau modèle d'optimisation et en l'appliquant au cas du Parc industriel de Bécancour, cette recherche vise à fournir aux décideurs un outil pratique pour concevoir et évaluer le potentiel des réseaux de symbiose énergétique.

Le mémoire est organisé de la manière suivante. Le prochain chapitre propose une revue de littérature axée sur les principes de l'écologie industrielle, la symbiose industrielle et les modèles d'optimisation des flux énergétiques dans les parcs éco-industriels, dans le but d'explorer la littérature publiée sur le sujet. Le troisième chapitre présentera la méthodologie adoptée pour répondre à la question de recherche. Le quatrième chapitre présentera en détails le modèle d'optimisation développé à l'aide de la théorie des graphes. Ensuite, le chapitre 5 présentera le cas d'étude, celui du Parc industriel de Bécancour. Un survol des entreprises participantes et de leurs activités commerciales y est inclus. Par après, le chapitre 6 présentera la méthodologie expérimentale, les différents scénarios de modélisation et les résultats provenant du modèle lorsque testé sur le cas de Bécancour. Une analyse de ces résultats sera présentée au septième chapitre afin de tirer des conclusions, non seulement sur le cas d'étude, mais aussi sur les performances générales du modèle développé. Enfin, le dernier chapitre conclura en proposant de courtes recommandations pour les décideurs, les acteurs industriels et suggèrera des pistes d'améliorer pour le développement futur d'outils de conception de réseaux de maillage énergétique.

CHAPITRE 2 REVUE DE LITTÉRATURE

La présente revue de littérature a pour objectif principal de dresser un panorama de la littérature dans le domaine de l'écologie industrielle. Une attention particulière sera portée sur les méthodologies de génération de symbiose énergétique au sein des parcs industriels en s'appuyant sur des outils d'optimisation mathématique.

Cette revue de littérature est structurée en plusieurs parties. Cela dit, il sera principalement question d'explorer l'écologie industrielle et son contexte avant de se pencher plus spécifiquement sur la dimension énergétique de la littérature. Ensuite, l'accent sera mis sur les méthodologies de conception de symbiose ainsi que leurs forces et faiblesses respectives afin d'identifier les lacunes potentielles dans la littérature. Finalement, il sera question de proposer des opportunités de recherche en comparant les articles à la problématique décrite à la première section.

2.1 L'écologie industrielle

Selon la Commission Brundtland (Brundtland, 1987), le terme développement durable est défini comme « un développement qui répond aux besoins du présent sans compromettre la capacité des générations futures à répondre à leurs propres besoins ». Cette définition met en évidence la nécessité de concilier les aspects économiques, sociaux, mais aussi environnementaux pour assurer un avenir soutenable à notre société. Cependant, la mise en œuvre concrète du développement durable reste un défi majeur, en particulier dans le secteur industriel, où les impératifs de production peuvent parfois entrer en conflit avec les objectifs environnementaux.

C'est dans ce contexte que le concept d'écologie industrielle a émergé comme une approche prometteuse pour relever ce défi. Il est possible dire que l'écologie industrielle est une réponse des industries au développement durable, en cherchant à optimiser l'utilisation des ressources et à minimiser les impacts environnementaux tout au long du cycle de vie des produits (Gu, Levener, et al., 2013).

La notion d'écologie industrielle a été proposée pour la première fois en 1989 par Robert Frosch et Nicholas Gallopolous (Frosch & Gallopolous, 1989) à partir des laboratoires de recherche de General Motors. De manière générale, l'écologie industrielle s'engage à résoudre les questions liées à l'utilisation des ressources dans les sociétés technologiques, dans le but d'ajouter à la partie des

connaissances nécessaires pour commencer à évaluer les questions de qualité environnementale et de disponibilité des ressources (Frosch, 1994).

La nature multidisciplinaire de l'écologie industrielle rend toute définition universellement acceptée difficile, mais la déclaration suivante, de Thomas E. Graedel, l'un des principaux fondateurs de la discipline, illustre bien la portée du sujet.

Industrial ecology is the means by which humanity can deliberately and rationally approach and maintain sustainability, given continued economic, cultural, and technological evolution. The concept requires that an industrial ecosystem be viewed not in isolation from its surrounding system, but in concert with them. It is a systems view in which one seeks to optimize the total materials cycle from virgin material, to finished material, to component, to product, to obsolete product, and to ultimate disposal. Factors to be optimized are resources, energy and capital (Graedel & Allenby, 2002).

2.1.1 Méthodes et outils de l'écologie industrielle

Ce domaine d'étude offre une multitude d'outils et de méthode pour arriver à la vision proposée par Thomas Graedel (2002) et il est possible d'en catégoriser quelques-uns parmi ceux-ci. L'un des outils les plus utilisés de l'écologie industrielle est l'analyse du cycle de vie (ACV). Utilisé pour évaluer les impacts environnementaux d'un produit ou d'un service sur l'ensemble de sa durée de vie, de sa conception jusqu'à son élimination ultime, l'ACV se base sur le concept que toutes les charges environnementales associées à un produit ou un service doivent être quantifiées. La méthode quantitative évite ainsi l'enjeu du déplacement d'impact où un produit pourrait paraître à faible impact environnemental alors qu'il ne l'est pas. Les analyses d'impact doivent être comparatives. Puisque le degré d'incertitude est relativement élevé, l'ACV doit toujours se faire de manière à comparer deux produits ou service selon le même point de vue, plutôt que de donner une valeur absolue du résultat à un produit. Ayant sa propre norme ISO, l'ACV est considérée comme le seul outil d'analyse d'impact environnemental capable de déterminer la supériorité environnementale d'un produit par rapport à un autre (International Organization for Standardization, 2006).

Alors que l'ACV s'attarde à l'analyse granulaire d'un produit ou d'un service, une deuxième branche de l'écologie industrielle, le métabolisme industriel, est complètement de l'autre côté du spectre. Le concept de métabolisme industriel établit une analogie entre l'économie et l'environnement. L'analogie suivante permet de faire le parallèle entre les deux domaines. Les sociétés mobilisent les matériaux issus de la croûte terrestre pour générer de la "technomasse" et les écologistes industriels évaluent, grâce aux principes directeurs de la biosphère, la contribution anthropique aux flux de matières, les causes et la répartition spatiale et temporelle des problèmes environnementaux (Kapur & Graedel, 2004). Cette branche propose des outils comme l'analyse des flux de matières (AFM), qui est une approche nécessaire pour évaluer l'état actuel et futur des ressources dans l'économie et dans l'environnement. Alors que l'ACV étudie la manière dont les produits sont transformés sur le plan des processus, l'AFM s'intéresse aux transformations subies par un produit au sein d'un système national délimité par ses importations et exportations afin d'en connaître ses états et inventaires actuels et futurs.

La troisième branche principale de l'écologie industrielle est celle dont il est question dans le projet: la symbiose industrielle.

2.2 Symbiose industrielle

Chertow défini la symbiose industrielle des deux manières suivantes. Premièrement comme la branche de l'écologie industrielle qui cherche à comprendre le développement et le fonctionnement des échanges de ressources entre entreprises et, ensuite, comme un descripteur de toutes les dispositions où les entreprises échangent des produits qui, en l'absence de clients, seraient normalement rejetés dans l'environnement et donc considérés comme des externalités environnementales. Ces ressources peuvent comprendre l'eau, l'énergie et les sous-produits matériels (Chertow & Ehrenfeld, 2012).

La première instance de symbiose industrielle à grande échelle est l'exemple du parc de Kalundborg au Danemark. Non seulement le terme de symbiose industrielle a été inventé là-bas en 1989, mais, d'autant plus, le parc industriel est souvent cité comme une référence fondamentale de l'écologie industrielle. Les usines participantes ont atteint des niveaux élevés d'efficacité environnementale et économique grâce à un processus évolutif ayant commencé il y a plus de 50 ans (Jacobsen & Anderberg, 2004).

Aujourd’hui, le concept de symbiose industrielle est bien établi et de nombreux cas comme celui de Kalundborg sont documentés dans la littérature. Le défi aujourd’hui consiste à réussir la conception d’instances de symbioses industrielles économiquement compétitives (Boix et al., 2015). La manifestation la plus fréquente de symbiose industrielle est le concept de parc éco-industriel (PEI). Plusieurs définitions existent dans la littérature, mais l’une des plus largement acceptées décrit un parc éco-industriel comme un système industriel avec des échanges planifiés de matériaux et d’énergie visant à minimiser l’utilisation des ressources et les déchets, tout en favorisant des relations durables sur les plans économique, écologique et social (Alexander et al., 2000). Un critère pour assurer le succès et la viabilité d’un PEI est que les avantages collectifs surpassent ceux obtenus de manière individuelle (Boix et al., 2012). À ce jour, la majorité de des PEI ont été mis en place dans des pays industrialisés tels que l’Amérique du Nord, l’Europe ou l’Australie. Cependant, de nombreux parcs sont également en cours de création dans des pays en développement comme la Chine, le Brésil et la Corée du Sud (Montastruc et al., 2013).

Plusieurs études ont appliqué des méthodes systématiques de recherche afin d’analyser la littérature. Huang et al. (2009) ont déterminé que les domaines d’intérêt actuels de la symbiose industrielle se répartissent principalement en quatre catégories : les concepts et définitions de la symbiose industrielle, l’étude des parties prenantes favorisant la symbiose industrielle, l’analyse des mécanismes favorables et finalement l’analyse et l’évaluation des symbioses industrielles implantées. Chertow et al. (2021) ont aussi classifié la littérature sur le sujet de la symbiose industrielle. Les auteurs ont identifié sept catégories principales pouvant départager les 805 articles recueillis.

Tableau 2-1 Catégorisation de la littérature sur la symbiose industrielle selon Chertow et al. (2021).

Catégorie	Critère de classification des études sur la symbiose industrielle (SI)
Fondation	Aborde les concepts ou les questions concernant la SI à un niveau abstrait.
Performance	Évalue les résultats de performance de la SI.
Mécanisme	Analyse les processus sous-jacents par lesquels la SI se développe et les facteurs d’influence tels que la capacité institutionnelle, les politiques gouvernementales et les relations sociales jouant un rôle significatif.
Modélisation	Adopte et discute de divers schémas de modélisation, par exemple, pour optimiser les flux de matériaux ou comprendre l’évolution ou les changements de résilience d’un écosystème industriel.
Structure	Analyse les éléments structurels (sociaux ou physiques) des réseaux de SI, tels que la connectivité, la diversité ou l’échelle.
Étude de cas	Présente un aperçu général des initiatives/projets spécifiques de SI sous différents angles ou examiner plusieurs cas pour effectuer une revue ou des comparaisons.
Proposition	Propose une nouvelle idée ou un plan plus spécifique pour la SI en utilisant un rejet particulier, une industrie ou un site.

Encore une fois, selon l'analyse de la littérature, les deux catégories recueillant le plus d'articles sont celles de la proposition et de la modélisation. D'ailleurs, les auteurs ont aussi témoigné que la catégorie de modélisation est la catégorie ayant la plus grande croissance du nombre d'articles publiés au fil des années. (Chertow et al., 2021).

2.3 La modélisation des parcs éco-industriels du point de vue énergétique

Les revues de littérature ont rapporté qu'en contraste avec la gestion des flux de matériaux dans les PEI, où il existe un nombre relativement important de recherches, seules quelques publications traitent de la gestion des flux énergétiques inter-usines. D'ailleurs Fichtner et al. (2004) ont souligné qu'il existe des différences fondamentales entre la gestion des flux d'énergie et des matériaux en raison des caractéristiques intrinsèques à l'énergie. Un vecteur énergétique comme l'électricité ou la chaleur résiduelle est difficile à stocker et nécessite ainsi une production fortement liée à la demande. Aussi, l'échange des flux d'énergie dans un PEI est associé à une plus forte dépense en capitaux en raison de la nécessité d'utiliser certaines machineries et technologies particulières tels les échangeurs de chaleur, chaudières, turbines, ou tuyaux à vapeur. De plus, les entreprises participantes doivent être suffisamment proches, car les investissements et les pertes de chaleur augmentent de manière considérable avec la longueur de la tuyauterie. Mais finalement, l'une des plus grosses différences est la complexité de modélisation. Même si le coût d'investissement pour un réseau énergétique est élevé, ses composants ont une durée de vie technique plus longue, nécessitant la prise en compte d'aspects à long terme lors de l'étape d'optimisation.

Pour répondre aux enjeux de modélisation des échanges énergétiques en milieu industriel, une grande partie des publications se penchent sur les symbioses énergétiques bipartisanes. Cependant, étendre la modélisation à un problème de réseau multi-acteurs constitue un défi méthodologique et manque d'outils de support. Une difficulté dans le problème de modélisation de la symbiose est de satisfaire un ensemble de caractéristiques techniques pour chacun des partenaires individuels tout en maintenant la rentabilité du réseau (Afshari et al., 2018).

Kastner et al. soulignent que les deux principales méthodes étant utilisées pour optimiser les échanges d'énergie dans les PEI sont l'étude de pincement et la modélisation mathématique. Cependant, une solution exacte est nécessaire pour identifier et jumeler les bilans énergétiques entre les compagnies. Par conséquent, la modélisation mathématique est la seule approche viable

pour optimiser échanges énergétiques au sein du PEI (Kastner et al., 2015). Étant donné que l'optimisation des réseaux de symbiose énergétique consistent à sélectionner le meilleur ensemble de flux énergétiques, la programmation linéaire en nombres entiers mixtes (PLNE) est l'approche dominante dans la littérature (Afshari et al., 2016). Ces modèles d'optimisation appliqués au domaine de l'énergie cherchent généralement à minimiser les coûts totaux de l'approvisionnement en énergie, tout en tenant compte du portefeuille disponible de technologies énergétiques et de leurs performances techniques et économiques. Souvent, l'entièreté de la période de modélisation est optimisée en une seule séquence, ce qui implique que les modèles bénéficient d'une vision future parfaite (Louwen et al., 2020).

2.3.1 Modèles d'optimisation des flux énergétiques

L'un des premiers modèles développés est celui de Papoulias et Grossman en 1983. Ceux-ci ont élaboré un modèle de PLNE pour concevoir le système d'infrastructure énergétique à l'échelle d'un parc industriel. Dans ce modèle, différentes configurations et technologies, telles chaudières, turbines à vapeur et turbines à gaz, sont disponibles pour répondre à des demandes fixes en électricité et en vapeur (Papoulias & Grossmann, 1983). Ce premier modèle a par la suite été retravaillé pour prendre en compte les variations de la demande et est devenu multi-périodes. Le modèle a par la suite été repris afin d'ajouter certains paramètres et variables en tenant compte de la variation du prix de vente de l'électricité (Mitra et al., 2013).

Chae et al. ont aussi proposé un cadre de modélisation pour analyser la consommation d'énergie industrielle dans un PEI. Ce cadre a été utilisé pour élaborer des stratégies énergétiques visant à récupérer la chaleur et l'eau perdue. Le modèle mathématique présenté a pour fonction objectif de minimiser le coût de façon à établir les flux d'énergie entre les industries en fonction de stratégies énergétiques définies. Les auteurs ont conclu que l'établissement de complexes énergétiques industriels procure des avantages économiques et environnementaux en raison de la réduction de la consommation d'énergie (Chae et al., 2010).

Gu et al. ont proposé un modèle multi-objectif pour maximiser les bénéfices totaux ainsi que l'échange total de flux dans un PEI (Gu, Estel, et al., 2013). Ils ont appliqué une matrice tensorielle pour représenter les échanges possibles entre les industries. Une solution heuristique est proposée pour résoudre le modèle multi-objectif. Bien que le modèle considère deux objectifs, il est possible

qu'il ne fournit pas de solution optimale pour toutes les industries incluses dans les symbioses puisque celles-ci pourraient être non économiques pour certaines entreprises en raison des investissements nécessaires pour convertir les rejets en un vecteur utile. Il est donc nécessaire de prendre en compte des caractéristiques techniques telles que la température des flux lors de la modélisation de l'offre et de la demande des entreprises.

Bien qu'ils ne soient pas aussi populaires dans la littérature, d'autres types d'approches de modélisation ont été utilisés pour optimiser les flux d'énergie au sein d'un PEI. Récemment, un nombre croissant de modèles de simulation et de modèles basés sur des agents ont été publiés. Le premier de ces deux types de modèles tente de capturer de manière plus réaliste le comportement des acteurs dans les systèmes énergétiques. Ces techniques de simulation permettent de mieux traduire la variabilité du réel dans un modèle afin d'en tirer des conclusions (Herbst et al., 2012).

Le second type de modèle, basé sur des agents, est composé d'un ensemble d'agents autonomes qui prennent individuellement des décisions concernant le déploiement des technologies et leurs activités dans le système énergétique. Contrairement à des modèles de simulation, plusieurs acteurs interagissent entre eux, chacun prenant des décisions et faisant des choix à partir d'un portefeuille de technologies disponibles. La modélisation à base d'agents est censée donner une description plus naturelle des systèmes énergétiques et est considérée comme plus souple que d'autres techniques de modélisation (Bonabeau, 2002).

Typiquement, les modèles énoncés précédemment se retrouvent intégrés à des applications logicielles, également appelées cadres de modélisation, qui sont utilisées pour faciliter le développement et l'utilisation des modèles (Groissböck, 2019). Deux de ces cadres de modélisation, OSeMOSYS et Calliope, représentent un large regroupement d'outils de modélisation énergétique. OSeMOSYS est fortement relié à de nombreux outils de planification de systèmes énergétiques établis depuis longtemps, tels que PRIMES, MESSAGE ou MARKAL. Calliope, de son côté, est comparable à des outils plus récents, tels que PyPSA et DIETER, qui sont davantage axés sur le secteur de l'électricité et sur le niveau de détails élevés dans la représentation des énergies renouvelables intermittentes (Lopion et al., 2018). OSeMOSYS propose une approche qui regroupe une année entière en quelques périodes représentatives, également appelées tranches horaires. La modélisation de ces périodes au lieu d'une année entière réduit considérablement le temps de calcul, mais limite également la granularité temporelle et donc

la capacité à capturer les fluctuations de systèmes intermittents. Pour éviter cela, Calliope ne s'appuie pas sur des périodes représentatives, mais utilise plutôt des séries temporelles continues. Toutefois, la taille et le temps de résolution augmentent considérablement lorsqu'il s'agit de modéliser non seulement le réseau électrique, mais aussi l'ensemble du système énergétique (Lopion et al., 2018). L'utilisation de périodes représentatives dans OSeMOSYS implique également une perte de chronologie et limite ainsi la modélisation du stockage, en particulier du stockage saisonnier. L'approche est ainsi mal adaptée pour décrire ces systèmes (Kotzur et al., 2018). L'horizon temporel d'OSeMOSYS peut inclure plusieurs périodes successives d'expansion de la capacité afin de modéliser les scénarios à long terme de transformation d'un système énergétique. Cependant, les propriétés des technologies ne peuvent pas dépendre de leur période de construction respective. Par conséquent, l'impact de l'innovation sur le progrès technologique, comme l'augmentation de l'efficacité des technologies, ne peut pas être pris en compte de manière adéquate. De son côté, Calliope est limité à une seule période d'expansion de la capacité et ne tient donc pas compte de l'évolution des paramètres technologiques au fil du temps.

2.4 Opportunité de recherche

Bien que l'écologie industrielle et la symbiose industrielle aient fait l'objet d'une attention croissante dans la littérature, le domaine des symbioses énergétiques reste relativement peu exploré. En effet, le nombre de publications traitant spécifiquement de la modélisation et de l'optimisation des symbioses énergétiques, en particulier à un niveau de détail élevé, demeure faible.

Comme le montrent les limitations des cadres de modélisation comme OSeMOSYS et Calliope, il existe un défi majeur à concilier la granularité temporelle nécessaire pour représenter fidèlement les fluctuations associées à l'échange d'énergie résiduelle, l'étendu de modélisation long terme pour tirer des conclusions quant à la viabilité d'un projet de symbiose et la représentation détaillée des technologies d'échange énergétique nécessaires pour correctement associer les différentes sources de rejets énergétiques à une demande locale. L'utilisation de la technique des périodes représentatives limite la capacité à modéliser des concepts tels que le stockage saisonnier et l'écrêtage, tandis que des modèles à séries temporelles continues ont tendance devenir rapidement complexes et difficiles à gérer pour des horizons temporels de plusieurs années, surtout lorsqu'ils intègrent un niveau de détail technologique élevé.

Ce manque de modèles adaptés aux exigences spécifiques de l'analyse technico-économique des symbioses énergétiques à long terme justifie la pertinence de la présente recherche. Le modèle vise ainsi à combler cette lacune en offrant une formulation basée sur des séries temporelles continues, tout en permettant la modélisation de multiples périodes d'expansion de capacité et en prenant en compte l'évolution technologique. L'introduction d'une granularité variable en fonction des vecteurs énergétiques permet de minimiser la complexité du modèle tout en conservant le niveau de détail requis pour une modélisation complète.

CHAPITRE 3 OBJECTIFS ET MÉTHODOLOGIE DE RECHERCHE

Ce chapitre présente la question de recherche en plus des objectifs et de la méthodologie générale.

3.1 Objectifs

Le chapitre précédent a permis de mettre en contexte le sujet de recherche ainsi que d'identifier une opportunité pour approfondir la littérature. Tel que discuté en introduction, bien des efforts sont déployés afin de décarboner les parcs industriels et parmi ceux-ci l'écologie industrielle émerge comme un domaine permettant de décarboner de manière systématique les parcs. Cependant, afin répondre aux enjeux des changements climatiques, la démarche ambitieuse pour de la transition énergétique complique les efforts mis en place pour diminuer l'impact environnemental des parcs industriels. Limiter dans leur consommation d'énergie, les entités industrielles doivent se tourner vers de nouvelles solutions pour atteindre leurs objectifs climatiques.

Une opportunité émerge. Dérivée de la symbiose industrielle, la symbiose énergétique propose l'analyse et la création d'un réseau d'échanges énergétiques permettant aux entreprises industrielles au sein d'un même parc de valoriser leur énergie résiduelle entre-elles. De cette manière, les entreprises participantes voient augmenter leur efficacité énergétique et contribuent à la transition énergétique. Pourtant, bien peu de projets de symbiose énergétique voient le jour. L'un des enjeux est que les outils de modélisation de symbioses ne sont pas adaptés à la réalité énergétique des entreprises. Ces projets sont aussi limités par le fort besoin en capital pour la construction l'infrastructure. Ainsi, la question de recherche est la suivante :

Est-ce que la symbiose énergétique est une opportunité viable pour la décarbonation à court terme des parcs industriels ?

Dans le cadre de ce projet, nous allons chercher à répondre à cette question en utilisant les données d'un cas d'étude. Autrement dit, nous allons analyser le potentiel de maillage énergétique dans un parc industriel éminent au Québec. L'objectif général du projet de recherche est donc le suivant :

Proposer une méthodologie de modélisation de réseaux d'échanges permettant de quantifier les opportunités de symbiose énergétique au sein d'un parc industriel.

Pour atteindre cet objectif, les sous-objectifs suivants sont proposés :

- Analyser et décrire les sous-produits énergétiques;
- Modéliser les réseaux potentiels d'échanges ;
- Analyser de manière technico-économique les opportunités de symbiose.

3.2 Méthodologie générale

Ci-dessous, à la figure 3-1, est décrit le processus méthodologique générale. Ce dernier comporte sept grandes étapes.

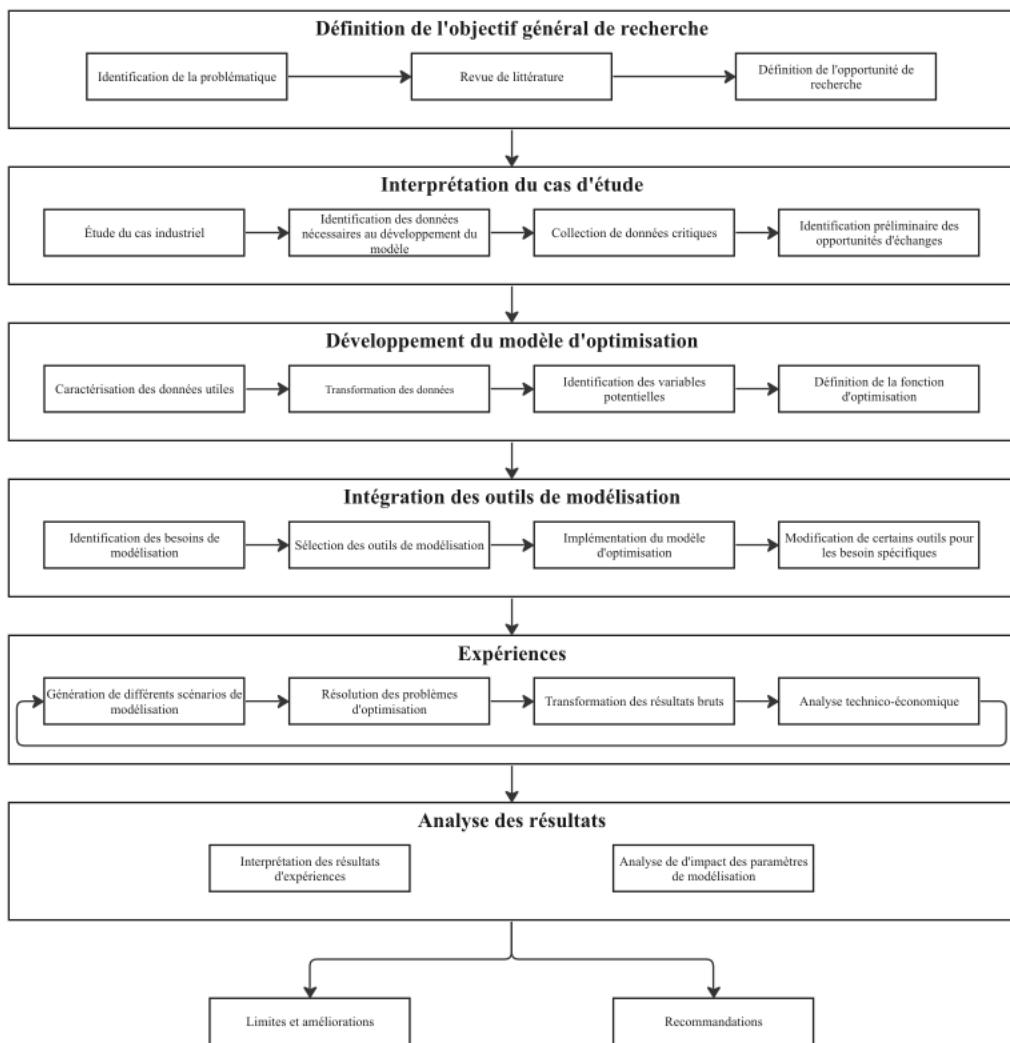


Figure 3-1 Schéma du processus méthodologique

3.2.1 Définition de l'objectif général de recherche

Cette première étape dans le projet de recherche permet de premièrement comprendre la problématique à l'étude et d'identifier les pistes de solutions pertinentes à l'aide d'une revue de littérature. Cette première grande étape se termine avec la définition de l'opportunité de recherche.

3.2.2 Interprétation du cas d'études

Cette deuxième étape débute avec l'étude du cas industrielle où il est question de se familiariser avec le contexte du parc industriel, les entreprises participantes et leurs processus industriels. Il est ensuite possible d'identifier les données nécessaires pour développer un modèle d'optimisation et de procéder avec la collection de ces dernières. La collection des données doit se faire en deux temps. Premièrement, les données des opportunités de valorisation des sous-produits énergétiques ont dû être collectées afin de permettre, par la suite, l'identification des opportunités d'échanges et ainsi identifier l'ensemble technologique pertinent au cas d'étude.

3.2.3 Développement du modèle d'optimisation

Cette étape est la principale étape du projet de recherche. En utilisant les données perçues du cas d'étude, il est possible de, premièrement, les caractériser afin de les transformer en sous un format pertinent. Un exemple serait la transformation des données provenant des entrevues faites sur le terrain. En combinant les données de génération de sous-produits énergétiques aux projections faites par les équipes de direction, il fut possible de transformer ces données d'ordre statique en des séries temporelles de prévisions d'offre énergétique sur les réseaux; un paramètre central à la modélisation. Une fois l'ensemble des données interprétées, il fut possible d'identifier les différentes variables du modèle pour finalement définir la fonction à maximiser.

3.2.4 Intégration des outils de modélisation

Une fois le développement du modèle d'optimisation en programmation linéaire en nombres entiers mixtes (PLNE) complété, il fut nécessaire d'identifier les besoins de modélisation, c'est-à-dire trouver les outils permettant de transformer la série d'équations mathématiques en un format lisible par ordinateur, de solver le système d'équations et de traiter une quantité massive de données pour obtenir des résultats. Pour passer d'un système d'équations sur papier à un format lisible par ordinateur, il fallait identifier une structure logicielle d'optimisation (*framework*) capable d'interpréter les équations et de les transformer en un format standardisé appelé *Mathematical*

Optimization Interface (MOI) pouvant être lue par des solveurs d'optimisation commerciaux. Par la suite, il fut nécessaire de déterminer un solveur commercial capable d'optimiser le modèle développé. Ensuite, après avoir sélectionné l'entièreté de la chaîne d'outils, une série de tests a pu être réalisée afin d'identifier les limites des outils. Sachant que le paquet logiciel était utiliser de manière alternative à son domaine d'application, il fut nécessaire d'adapter ce dernier en modifiant et en ajoutant certains blocs de code afin d'être capable de modéliser l'ensemble des équations du modèle. Le dernier outil nécessaire afin d'arriver à des résultats était la grappe de calcul avec assez de puissance de calcul pour arriver à résoudre le système d'équation. La figure 3-1 représente l'intégration de cette suite d'outils.

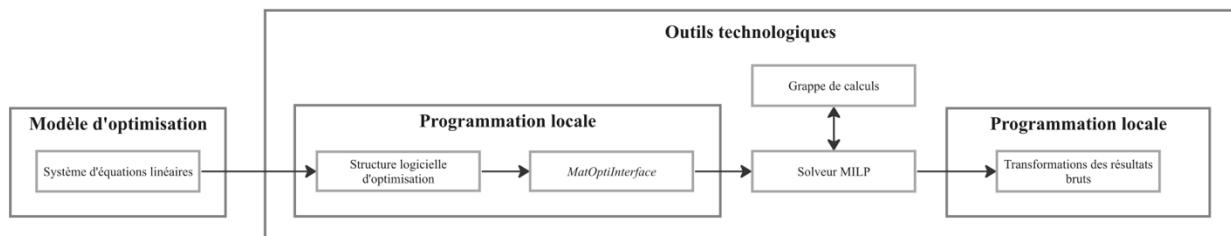


Figure 3-2 Schéma de l'intégration des outils technologiques

3.2.5 Expérimentation

L'étape suivante l'intégration avec les outils est l'expérimentation, où il est question de bien représenter les différentes possibilités et évolutions futures. Ces scénarios influent principalement les paramètres de modélisation. À l'aide des différents scénarios développés, il fut possible de lancer en lots les différentes expériences afin d'avoir un éventail de situations prise en compte. Par la suite, il fallut transformer les données brutes, les quantités optimales d'énergie échangées entre chacun des acteurs et pour chaque période en un équivalent de réseau d'échanges. Finalement, avec les réseaux de valorisation de sous-produits énergétiques optimaux identifiés, il ne restait qu'à les analyser de manière technico-économique afin d'obtenir les résultats. Ceux-ci comprennent les coûts totaux des projets et les temps de retour sur investissement afin de les comparer selon différents scénarios à l'étape suivante.

3.2.6 Analyse des résultats

L'analyse des résultats comporte deux sections principales. La première consiste en l'interprétation des résultats d'expérience, afin de les mettre en contexte et d'évaluer le potentiel d'implémentation de ces réseaux et de les comparer grâce à des métriques financières à d'autres projets similaires d'infrastructure énergétique. Cette dernière étape permet de valider la robustesse du modèle face à l'incertitude. À la suite de l'analyse des résultats, les limites de la méthodologie sont exprimées et quelques pistes d'améliorations sont proposées. De plus, certaines recommandations sont émises quant à l'implémentation de ce type de réseaux de valorisation des rejets énergétiques.

Ce chapitre établit les fondements méthodologiques essentiels pour évaluer le potentiel de la symbiose énergétique comme solution de décarbonation des parcs industriels. En réponse aux défis identifiés dans la littérature, la question de recherche cible spécifiquement à étudier la viabilité de cette approche. L'objectif général, axé sur le développement d'une méthodologie de modélisation quantitative des réseaux d'échanges, est soutenu par trois sous-objectifs complémentaires soit analyser et décrire les sous-produits énergétiques, modéliser les réseaux potentiels d'échanges et finalement, analyser de manière technico-économique les opportunités de symbiose. La méthodologie proposée, structurée en sept étapes distinctes, offre un cadre allant de la définition des objectifs à l'analyse des résultats. Cette approche systématique intègre à la fois les aspects théoriques, à travers le développement d'un modèle d'optimisation en PLNE, et pratiques, via l'utilisation d'outils de modélisation adaptés et l'expérimentation sur un cas d'étude concret, permettant de tester le modèle développé.

CHAPITRE 4 FORMULATION MATHÉMATIQUE

Le chapitre suivant a pour objectif de présenter brièvement les outils nécessaires à la modélisation mathématique et de décrire le modèle d'optimisation mathématique permettant de générer des réseaux de symbiose énergétique dans un contexte industriel. La section débute par une mise en contexte du modèle et de la notation utilisée et termine par les outils supplémentaires nécessaire à la modélisation, en passant par la description des équations qui formulent le modèle.

4.1 Notation et introduction au modèle

La sous-section suivante fait une brève mise en contexte du développement du modèle et introduit la notation de la théorie des graphes.

4.1.1 Mise en contexte du modèle d'optimisation

Dans cette section, il est question d'introduire et de mettre en contexte le modèle d'optimisation présenté. La section débute par une introduction aux modèles d'expansion de capacité et de l'influence d'un modèle développé précédemment par Maillé et Frayret.

Les modèles d'expansion de capacité

Tel qu'exprimé dans la première section du mémoire, même si plusieurs outils d'optimisation de symbiose industrielle existent, bien peu touchent à l'échange d'énergie. De plus, parmi les modèles cherchant à optimiser les réseaux d'échange d'énergie, deux approches principales sont actuellement utilisées : la méthode des tranches horaires et la méthode en série temporelle continue.

Ces deux types de méthodes ont été développées pour des systèmes encore caractérisés par les combustibles fossiles et peinent à décrire la transformation vers les systèmes énergétiques des prochaines années. Une première méthode de modélisation consiste à agréger une année entière en quelques périodes représentatives, également appelées tranches horaires. Modéliser ces périodes au lieu de l'horizon de modélisation complet réduit considérablement l'effort de calcul, mais limite également la granularité temporelle et donc la capacité à capturer les fluctuations de la demande et, plus important encore, empêche la considération du stockage, une composante souvent nécessaire à la décarbonation du secteur industriel. Pour éviter cela, la deuxième approche populaire utilise plutôt des séries temporelles continues. Cela se traduit par une augmentation importante de la taille et du temps de résolution limitant ainsi les modèles à une seule année. Aucun

des deux cadres ne peut donc tenir compte de l'incertitude de l'offre et de la demande et de l'horizon pertinent pour un projet d'investissement.

Afin répondre à cette problématique, il fallut s'éloigner des modèles existants d'optimisation de matière et se tourner vers le domaine de la modélisation énergétique, un sous domaine des études économiques. En général, les modèles de modélisation énergétique peuvent être distingués entre les modèles de type « top-down » (modèles macroéconomiques) et les modèles de type « bottom-up » (modèles technico-économiques). Pour les deux types de modèles énergétiques, les objectifs principaux sont d'examiner le déploiement des technologies, les effets des politiques énergétiques et les interactions entre l'économie, l'environnement et les systèmes énergétiques.

Les modèles macroéconomiques sont utilisés pour représenter l'ensemble de l'économie à l'échelle nationale ou régionale. Ainsi, les effets des politiques énergétiques et des politiques de changement climatique sont généralement évalués en unités monétaires. De plus, les modèles macroéconomiques traitent les évolutions du marché en maximisant le bien-être des consommateurs, en appliquant des boucles de rétroaction entre la croissance économique, l'emploi et le bien-être, et en utilisant les facteurs de production (Herbst et al., 2012).

En revanche, les modèles technico-économiques, plus près du modèle présenté dans la présente étude, sont utilisés pour représenter des secteurs distincts de l'économie, en simulant les développements économiques, la demande et l'offre énergétique. Ce type de modèle est beaucoup plus détaillé en termes de paramètres technologiques, par rapport aux modèles « top-down », et se concentre souvent sur des secteurs distincts d'un système énergétique (Louwen et al., 2020).

Les modèles technico-économiques sont intéressants dans ce contexte puisqu'ils sont bien définis dans la littérature et sont utilisés pour étudier les comportements énergétiques de la période la plus courte, la microseconde, jusqu'à la décennie. La figure suivante illustre le spectre temporel complet de la modélisation énergétique technico-économique.

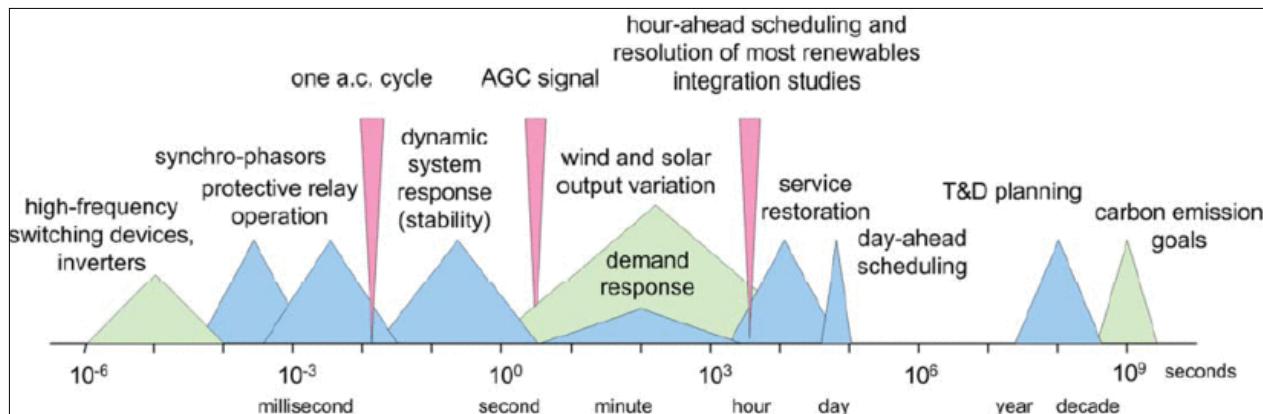


Figure 4-1 Horizons temporels des modèles énergétiques technico-économiques (Von Meier, 2011).

Dans le contexte du projet de recherche, « *T&D planning* », faisant référence à la planification des réseaux de transmission et de distribution, offre un horizon similaire à ce qui est requis dans l'étude présente et doit prendre en compte une granularité temporelle élevée afin de permettre la modélisation du comportement du vecteur électrique dont la variation du comportement se modélise de manière horaire.

Ainsi, le cadre de modélisation sélectionné est un cadre provenant du domaine de la modélisation énergétique. C'est un cadre de modélisation conçu pour les études macroéconomique, mais dont la formulation intrinsèque permet un usage alternatif. En effet, ce cadre permet de modéliser sur un long horizon les comportements économiques de l'expansion d'un système énergétique, mais avec un niveau de détail élevé dans la paramétrisation de l'infrastructure d'échange énergétique.

Le cadre utilise la formulation basée sur les graphes et repose sur des séries temporelles continues plutôt que sur des périodes représentatives pour atteindre le niveau de détail nécessaire à la symbiose énergétique industrielle. Pour modéliser la transformation à long terme du système énergétique, il prend en charge plusieurs périodes d'expansion de capacité, en tenant compte des avancées technologiques et de la mise hors service des infrastructures. De plus, le cadre permet la modélisation des systèmes de stockage décentralisés au sein de systèmes à grande échelle (Göke, 2021a).

Le modèle proposé introduit aussi deux caractéristiques novatrices pour faciliter la modélisation de niveaux élevés d'énergie résiduelle :

- Le niveau de granularité temporelle et spatiale peut varier selon le vecteur énergétique. Par exemple, l'électricité peut être modélisée avec une résolution horaire, tandis que l'offre et la demande du gaz sont équilibrées quotidiennement. Cela permet d'atteindre la granularité temporelle nécessaire pour capturer les fluctuations de la production d'électricité renouvelable, tout en évitant de l'appliquer à tous les autres vecteurs. Ceci évite d'alourdir le modèle et permet une modélisation sur un plus long horizon temporel.
- La substitution des vecteurs énergétiques peut être modélisée en fonction du contexte respectif : conversion, stockage ou demande. Par exemple, la chaleur provenant des pompes à chaleur résidentielles et des centrales de chauffage urbain peut toutes deux satisfaire la demande de chaleur, mais seule la chaleur urbaine peut être stockée dans des systèmes de stockage à grande échelle.

Même si le cadre de modélisation est conçu pour étudier les systèmes énergétiques de manière macroéconomique, il est possible de l'adapter à une utilisation alternative, sa formulation permet même d'étudier des réseaux de symbiose énergétique. Plusieurs parallèles peuvent être faits entre le cas d'usage traditionnel, celui pour lequel il a été conçu, et son usage alternatif pour modéliser les échanges énergétiques au sein d'un PEI. Premièrement, il est possible de considérer les besoins d'échanges énergétiques interrégionaux comme étant similaires aux paramètres de symbiose énergétique entre deux ou plus acteurs industriels. L'offre et la demande interpays peuvent se traduire en besoin énergétique et en demande des compagnies industrielles arborant un site industriel commun. Afin de modéliser les flux énergétiques locaux, le cadre de modélisation utilise une notation basée sur la théorie des graphes. Cette notation s'avèrera particulièrement utile lors de la reprise du modèle pour notre utilisation particulière. Il en sera question dans la sous-section 4.1.2.

Les influences et fondations du modèle développé

Le modèle d'optimisation développé dans le cadre du projet de recherche est principalement dérivé du modèle de Maillé et Frayret (2016). Bien que leur approche soit multi-objectif, visant à optimiser simultanément les coûts et la consommation de ressources, la structure fondamentale de leur formulation mathématique présentait plusieurs similitudes avec les besoins de notre problème d'optimisation énergétique. En effet, modélisation repose sur un ensemble de contraintes qui se transpose naturellement au contexte de mutualisation énergétique. Les contraintes de conservation des flux de matières, s'adaptent directement contexte des flux énergétiques et les contraintes de capacité, initialement conçues pour les installations de traitement des déchets, correspondent aux limites de capacité de l'infrastructure énergétique.

De plus, la structure multi-périodes du modèle était particulièrement pertinente, car elle permet de prendre en compte l'évolution temporelle des paramètres critiques. Dans le modèle original, ces contraintes temporelles servaient à suivre l'évolution des prix des matières premières et leur impact sur le réseau symbiotique. Dans notre adaptation, elles permettent de capturer les variations des paramètres énergétiques, notamment les prix et leurs effets sur les décisions d'échange et d'expansion de capacité. De plus, leur formulation des contraintes d'activation des synergies via des variables binaires est directement applicable aux décisions d'investissement en infrastructure énergétique.

Cependant, certaines adaptations ont dû être faites. La première adaptation majeure est l'utilisation de la théorie des graphes pour représenter les équations du modèle. Cette représentation est mieux adaptée à l'environnement énergétique pour les raisons expliquées ci-bas. Une explication plus approfondie de la théorie est présentée dans la sous-section suivante. Ensuite, il fut nécessaire d'ajouter de nouvelles variables de décision, de nouvelles contraintes et certainement de nouveaux paramètres représentant l'environnement énergétique. Un exemple d'adaptation du modèle est l'ajout de la différenciation entre le concept d'achat et d'échange. Dans le modèle de Maillé et & Frayret, il est question d'échanger des sous-produits entre des acheteurs et vendeurs (Maillé & Frayret, 2016). Or, lorsqu'il est question de symbiose énergétique, la réalité n'est plus la même. Les différentes usines consomment principalement de l'énergie achetée sur un marché externe (Hydro-Québec pour l'électricité) et ont l'option, si la capacité des infrastructures d'échanges locaux le permet, de consommer de l'énergie résiduelle de l'usine voisine. Contrairement à la symbiose

matérielle, les mécanismes d'achat d'énergie sur un marché externe et les mécanismes d'échange d'énergie résiduelle sont différents. Il y a donc une distinction forte entre les deux concepts d'achat et d'échange du point de vue énergétique.

Tel qu'expliqué au début de la section, le modèle développé est inspiré des modèles de *capacity expansion*, tiré du domaine économique de la modélisation énergétique. Cette branche du domaine économique permet d'étudier les voies de développement à long terme des systèmes énergétiques. Il est question de déterminer comment devrait évoluer l'implantation d'infrastructures afin de satisfaire à la demande énergétique d'un système, principalement, une région ou un pays à long terme. Bien que le contexte soit différent, le raisonnement dans le cas de la symbiose énergétique dans un parc industriel est similaire. Avant de générer une synergie entre deux acteurs ou plus, il faut investir dans un réseau d'infrastructures permettant l'échange (oléoducs, système de stockage et etc.). De manière générale, cette catégorie de modèle cherche à minimiser un ensemble de coûts, nommément les coûts de construction et d'opération des réseaux sur un horizon de plusieurs années. Ainsi, ce type de modèle permet donc de bien représenter la prise de décision dans un contexte de symbiose énergétique que les modèles traditionnels d'optimisation de symbiose industrielle. Cependant, ces modèles sont limités dans leur représentation technique de l'infrastructure nécessaire aux échanges. Les technologies nécessaires à la valorisation des rejets énergétiques, telles que les pompes à chaleur ou encore les échangeurs à chaleur sont souvent prises pour acquis et ne sont pas modélisées. Le modèle proposé permet de concilier les deux approches. C'est-à-dire d'être suffisamment global dans sa représentation mathématique pour reprendre le même point de vue que les modèles de *capacity expansion* tout en conservant un niveau de détails techniques assez élevé dans la description de l'infrastructure pour incorporer le comportement des technologies permettant la valorisation des rejets énergétiques comme l'échangeur à chaleur.

La prochaine section débute par une courte introduction à la théorie des graphes, la fondation sur laquelle est construit modèle, et décrit en détails les différents éléments composants le modèle développé.

4.1.2 Notation de la théorie des graphes

La théorie des graphes est une branche des mathématiques qui étudie les structures composées de nœuds et d'arêtes reliant ces ceux-ci. La théorie des graphes, ayant apparu pour la première fois en 1736 dans une publication de Leonhard Euler a aujourd’hui des applications dans divers domaines, notamment en informatique, en physique et ou encore en linguistique. Les graphes sont utilisés pour étudier les relations entre les entités dans la modélisation de systèmes complexes. L'utilisation de la théorie des graphes permet de résoudre des problèmes d'optimisation tels que la recherche du plus court chemin, la détection de communautés dans les réseaux sociaux ou encore l'optimisation des flux dans les réseaux de transport (Cogis & Schwartz, 2018).

Les prochains paragraphes font office d'introduction à la nomenclature de la théorie des graphes, utilisée pour décrire le modèle présenté. Tout graphe G est défini par ses sommets V et ses arêtes E . Un arbre peut être défini comme un graphe où deux sommets quelconques sont reliés par un chemin unique le long de ses sommets et arêtes. La longueur d'un chemin d'un sommet v à la racine est appelée profondeur et est fournie par la fonction $d : V \rightarrow \mathbb{N}_0$. Tous les sommets sur le chemin entre un sommet v et la racine sont ses ancêtres et sont définis comme l'ensemble α_v . Les descendants d'un sommet v , notés δ_v , peuvent être compris de manière récursive : si un sommet u est un ancêtre de v , v est un descendant de u . Pour indiquer que le sommet v lui-même doit être inclus dans un ensemble d'ancêtres ou de descendants, nous écrivons α_v^+ ou δ_v^+ , respectivement. L'ensemble de tous les ancêtres ou descendants du sommet v avec une profondeur z est noté α_v^z et δ_v^z . Enfin, tous les sommets sans aucun descendant sont appelés feuilles. Pour toutes les feuilles, qui sont des descendants du sommet v , nous écrivons λ_v (Diestel, 2017).

La théorie des graphes et l'algèbre linéaire sont intrinsèquement liés. Les graphes se portent bien à une représentation matricielle, facilitant ainsi l'utilisation de la nomenclature pour l'optimisation PLNE. En effet, tout graphe peut être représenté par une matrice. Les relations entre arêtes et sommets sont toutes représentées par la matrice d'incidence du graphe. Les relations d'adjacences, si deux sommets sont reliés par une arête, sont représentés par sa matrice d'adjacence (Cogis & Schwartz, 2018; Diestel, 2017). Cette matrice est définie par :

$$\alpha_{ij} = \begin{cases} 1, & \text{si } (v_i, v_j) \in E \\ 0, & \text{sinon.} \end{cases} \quad (1)$$

Dans le cas d'étude présenté ici, l'un des avantages de la nomenclature des graphes est que son utilisation permet de plus facilement représenter les paramètres associés aux ensembles du modèle d'optimisation. Habituellement, les modèles utilisent une valeur unique pour un paramètre donné et ce, dans de nombreuses contraintes. Les rendements des pompes à chaleur, par exemple, dépendent fortement de la région et de la période, car ils dépendent de la température extérieure. Donc, ne pas prendre en compte la période et la région, et ainsi, utiliser plusieurs valeurs pour un même paramètre, empêcherait de modéliser ces technologies avec précision.

Un problème similaire pour la modélisation de l'ensemble technologique survient lorsqu'on prend en compte le niveau de maturité technologique de l'infrastructure d'échange. Il est attendu que les coûts d'investissement des technologies émergentes, comme le stockage à hydrogène, diminuent au cours de l'horizon du modèle, tandis que les coûts des autres technologies plus matures, comme un échangeur à chaleur demeurent constants dans l'avenir. Dans ce cas, inclure en paramètres d'entrée tous les coûts technologiques à une résolution précise entraîne des entrées redondantes. D'une autre part, si les coûts ne peuvent pas être modifiés d'une période à l'autre, l'impact de la diminution des coûts de la technologie émergente ne peut pas être modélisée et donc l'étude aura tendance à sous-dimensionner l'infrastructure nécessaire à la symbiose.

Une résolution prédéfinie des données d'entrée entraîne soit une lecture inefficace des données d'entrée, soit une restriction des capacités de modélisation (Göke, 2021b). C'est dans ce contexte que la théorie des graphes devient avantageuse. L'approche permet une flexibilité accrue dans la définition des paramètres et de leurs dépendances. Chaque sommet et chaque arête d'un graphe peuvent être associés à des attributs spécifiques, permettant ainsi de représenter des variations temporelles, spatiales ou technologiques de manière efficace et sans redondance. Par exemple, la capacité d'une pompe à chaleur peut être modélisé comme un attribut d'une arête, variant en fonction du nœud temporel et du nœud géographique auquel elle est connectée. De même, la diminution des coûts d'investissement des technologies émergentes de l'ensemble technologique peut être représentée par un attribut variant en fonction du nœud temporel.

Afin d'illustrer davantage l'utilisation de la théorie des graphes, la figure suivante est une représentation graphique d'un exemple de vecteurs énergétiques possibles pouvant être définis dans un modèle. Alors que les sommets « charbon » et « électricité » n'ont pas de descendants, chaleur, qui ne se réfère qu'à la chaleur basse température, a un descendant chauffage centralisé et

les gaz sont subdivisés en hydrogène et gaz naturel, ce dernier étant lui-même divisé en gaz synthétique et gaz fossile.

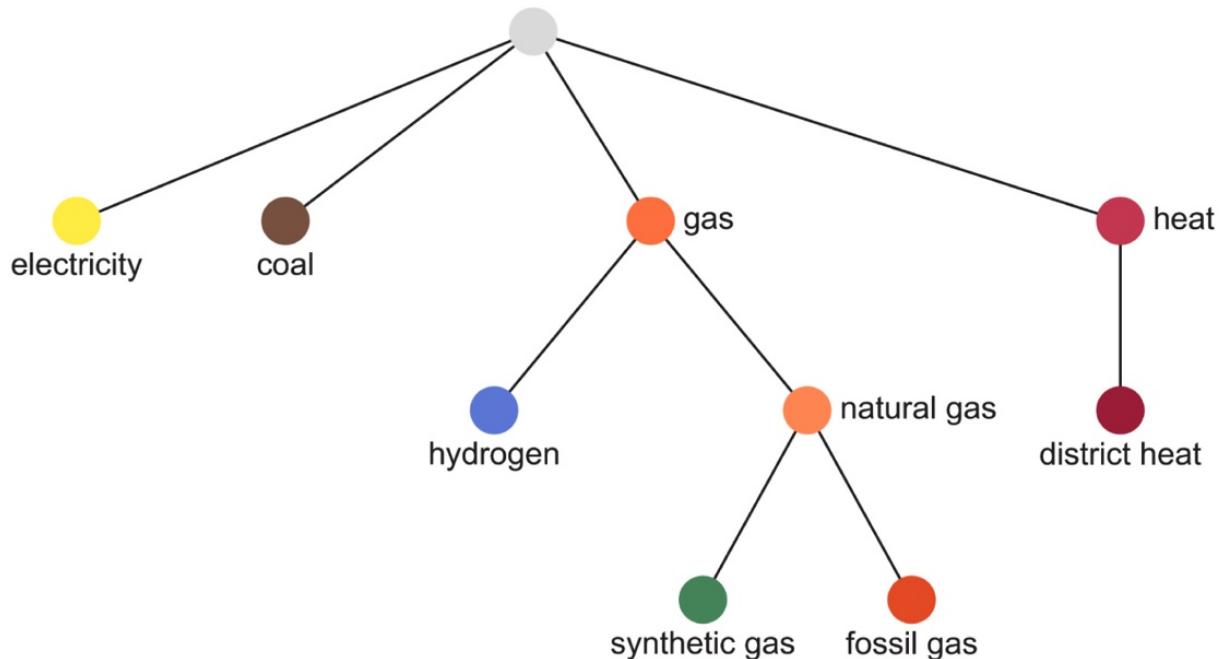


Figure 4-2 Exemple de représentation graphique des vecteurs énergétiques

Cet arrangement est motivé par le fait que les vecteurs énergétiques doivent partager un ancêtre commun pour être modélisés comme substituables. Cette opportunité de substitution est pertinente lorsque, par exemple, une usine nécessite du gaz pour alimenter ses fours, peu importe sa forme, et qu'il est possible de combler cette demande avec plusieurs vecteurs différents, les descendants du sommet. Dans ce cas-ci, le gaz fossile acheté sur un marché externe ou le gaz synthétique, acheté à l'usine voisine, peuvent agir à titre de substituant. Le concept de descendant permet ainsi une plus grande flexibilité au modèle dans le choix du vecteur énergétique ou de la technologie de conversion à utiliser pour fournir à la demande des usines d'un parc industriel.

Quant à elle, la table 4-1 permet de représenter les mêmes vecteurs énergétiques du graphe, mais sous format matriciel. Cette représentation permet de paramétriser de manière indépendantes les différents vecteurs énergétiques. La table 4-1 correspond aux paramètres de granularité temporelle et spatiale, mais l'ensemble des paramètres dans le modèle sont représentés de la sorte, et ce, pour tous les ensembles de modélisation. Pour spécifier les deux paramètres auxquels les vecteurs

énergétiques sont modélisés, chacun se voit attribuer des profondeurs au sein des graphes temporelles (figure 4-3) et régionaux. Tel qui est possible de le constater dans la table 4-1, une valeur de cinq pour le « dispatch » temporel de l'électricité signifie que le dispatching de ce vecteur, c'est-à-dire l'intervalle de temps auquel les échanges d'énergie sont modélisés et balancés, correspond à une granularité horaire. De même, la « chaleur » et le « chauffage de réseau » sont modélisés à des intervalles de quatre heures, et tous les autres gaz sont modélisés à un pas quotidien. Enfin, le « charbon » n'est pris en compte, donc balancé, qu'annuellement. La même logique s'applique au dispatching d'expansion. L'objectif étant de démontrer l'utilisation de la représentation graphique, les différents paramètres de modélisation seront discutés plus loin dans le mémoire.

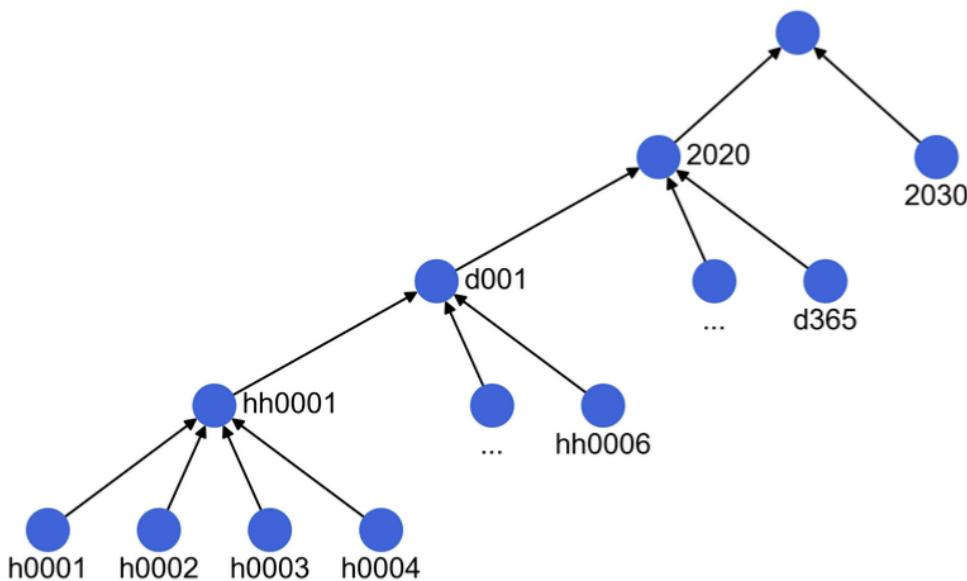


Figure 4-3 Exemple de représentation graphique des pas de temps

Tableau 4-1 Exemple de représentation matricielle des vecteurs énergétiques

Vecteur énergétique z_1	Vecteur énergétique z_2	Vecteur énergétique z_3	Dispatch temporel	Dispatch d'expansion
Électricité			5	2
Chaleur	Chauffage centralisé		4	2
Gaz	Gaz naturel	Gaz synthétique	3	2
Gaz	Gaz naturel	Gaz fossile	3	2
Gaz	Hydrogène		3	2
Charbon			2	2

4.2 Fonction objectif

Bien que la sous-section suivante soit centrée sur la description de la fonction objectif et ses sous-équations, celle-ci débute par une description des ensembles de modélisation.

4.2.1 Ensembles de modélisation

Alors que la théorie des graphes est utile pour paramétriser efficacement le modèle, elle permet également de séparer les ensembles de modélisation de manière naturelle. En effet, chacun des ensembles du modèles, nommément les régions, les pas de temps, les vecteurs énergétiques et les technologies, sont représentés par un arbre respectif. Chacun de ces arbres est par la suite représenté sous format matriciel pour y attribuer des paramètres de modélisation. La présente sous-section a pour objectif de décrire les différents ensembles définis dans le modèle. Une fois ces ensembles définis, la sous-section subséquente expliquera les différentes équations du modèle.

Régions

L'ensemble $r \in \{1, \dots, R\}$: représente les régions distinctes d'échange. Dans le cas d'études, les régions représentent les différentes usines participantes. À noter que dans certains cas, une usine peut être représentée par deux descendants δ_r . Ceci est le cas lorsqu'une usine a deux processus indépendants au niveau de production ou de la consommation d'énergie. De cette manière, le modèle a la capacité de produire et consommer les rejets énergétiques au sein d'une même usine, souvent moins coûteux, plutôt que de forcer l'échange avec une usine voisine si le besoin est local.

Pas de temps

L'ensemble $t \in \{1, \dots, T\}$ permet de faire varier la résolution temporelle entre autres pour le dispatching de l'énergie et l'expansion de la capacité, mais permet surtout de qualifier la densité des séries temporelles et de l'évolution des paramètres. L'ensemble est organisé en niveaux tels que présentés à la figure 4-3. La profondeur 1 représente un pas de temps de 10 ans alors que la profondeur 4 représente un pas de temps horaire. Un vecteur énergétique avec $T_{exc} = 3$ représente donc une source d'énergie où les échanges seront modélisés à chaque bloc de 4h. Par exemple, le balancement de la vapeur dans un réseau industriel.

Vecteurs énergétiques

L'ensemble $c \in \{1, \dots, C\}$ comprend tous les vecteurs énergétiques impliqués dans un système de symbiose énergétique, tel que l'électricité, le gaz (gaz naturel, hydrogène) et la chaleur. Comme le démontre la figure 4-2, la modélisation des vecteurs énergétiques avec graphe permet au modèle de représenter avec précision les possibilités de substitution. Par exemple, le gaz synthétique et le gaz fossile, descendants du gaz naturel, peuvent se substituer l'un à l'autre en fonction de la disponibilité et de la rentabilité instantanée de l'échange. Le modèle a la liberté de sélectionner le type d'énergie à chaque pas de temps qui maximise les bénéfices pour le réseau symbiotique.

Technologies

L'ensemble des technologies $e \in \{1, \dots, E\}$ comprend deux types de technologies; les technologies de conversion et les technologies de stockage. Encore une fois, la représentation en arborescence est utilisée où chaque technologie distincte est représentée par un noeud. Cependant, l'ensemble technologique est différent. Seules les feuilles du graphe (λ_e), correspondent à des technologies concrètes physiques. Les profondeurs supérieures permettent de regrouper les technologies en fonction de leurs caractéristiques communes. Par exemple, les technologies solaires sur les toits peuvent être divisées en panneaux photovoltaïques de différents types qui se concurrencent pour l'utilisation de la même surface de toit. Ainsi, appliquer une contrainte liée à la capacité limitante permet de respecter cette concurrence.

Afin de prendre en compte l'innovation au sein du modèle, la fonction $g(e)$ attribue aux technologies l'une des deux catégories mature ou émergente. Les technologies émergentes se distinguent des technologies matures par le fait que leurs paramètres évoluent au fil du temps. Dans le cas des électrolyseurs, par exemple, des augmentations significatives d'efficacité sont prévues d'ici 2050. Pour tenir compte de ces améliorations, les capacités développées à l'intérieur d'une même modélisation, mais à des années différentes, doivent être considérées sont considérées distinctes. Une série temporelle décrivant l'évolution de ses paramètres existe donc pour chaque technologie émergente. Les technologies matures, de leur côté, n'ont aucune avancée attendue. Leur représentation numérique n'est donc qu'une seule entrée et non une série temporelle qui entraînerait une augmentation inutile de la taille du modèle.

Les sous-ensembles γ_e^{gen} et γ_e^{use} existent pour faire le lien entre l'ensemble technologique et l'ensemble de vecteurs énergétiques. Par exemple, une pompe à chaleur, dénoté hp est représentée de la manière suivante :

$$\gamma_{hp}^{gen} = \{ 'chaleur basse température' \} \quad (2)$$

$$\gamma_{hp}^{use} = \{ 'chaleur résiduelle', 'électricité' \} \quad (3)$$

Ces deux équations permettent d'associer les vecteurs énergétiques attachés à la technologie. Dans ce cas-ci, la technologie de conversion ‘pompe à chaleur’ génère de la chaleur basse température en consommant de la chaleur résiduelle et de l’électricité à un ratio prédéfini $ratioEnerUse$. Chacun de ces trois vecteurs énergétiques sont définis dans l’ensemble $c \in \{1, \dots, C\}$.

4.2.2 Description de la fonction objectif

La sous-section suivante décrit et explique les différentes équations mathématiques composant le modèle. Tel que décrit plus tôt, les équations du modèle sont divisées en deux grandes catégories. La première est la fonction objectif, cherchant à minimiser l’entièreté des coûts associés aux échanges d’énergie entre usines et ses différentes sous-équations décrivant les mécanismes de calcul des différents coûts. À noter que la convention suivante a été appliquée pour faciliter la lecture du document. Dans les équations, les paramètres sont constitués de lettres entièrement minuscules, alors que les variables de décisions commencent avec une lettre majuscule. Par exemple, $prc_{c,t}$, le prix d’achat d’un certain vecteur énergétique comme l’électricité à un certain moment est un paramètre alors que $Trd_{c,t}^{buy}$, la quantité d’énergie achetée à un moment t , représente une variable de décision.

La fonction objectif du problème est une fonction standard de minimisation des coûts et ne diffèrent pas substantiellement des autres fonctions de minimisation des coûts d’un modèle PLNE et les prochains paragraphes expliquent les différentes expressions de la fonction.

La fonction objectif représente une minimisation de l’ensemble des coûts encourus pour la construction et l’opération d’un réseau de symbiose énergétique. Quatre grandes catégories de coûts sont utilisées, nommément les coûts d’achats d’approvisionnement énergétique externe $Cost_t^{trd}$, les coûts associés à l’expansion de la capacité d’échange $Cost_t^{exp}$, les coûts d’opération du réseau $Cost_t^{opr}$ et les coûts variables $Cost_t^{var}$.

$$\min \sum_{t \in \Phi} \text{Cost}_t^{\text{trd}} + \sum_{t \in \Phi} \text{Cost}_t^{\text{exp}} + \sum_{t \in \Phi} \text{Cost}_t^{\text{opr}} + \sum_{t \in \Phi} \text{Cost}_t^{\text{var}} \quad \forall t \in \Phi \quad (4)$$

Les coûts associés à l'expansion de la capacité d'échange $\text{Cost}_t^{\text{exp}}$, représentent les dépenses en capital nécessaires au développement de l'infrastructure d'échange. C'est le coût d'achat des technologies représenté en fonction de la puissance (capacité) ajoutée, en \$/MW. Les coûts $\text{Cost}_t^{\text{trd}}$ représente les débours encourus pour l'approvisionnement énergétique à l'extérieur du réseau. Ceci n'inclus pas l'énergie nécessaire au fonctionnement du réseau, mais plutôt la facture énergétique des usines participantes envers les fournisseurs d'énergie. $\text{Cost}_t^{\text{opr}}$ représente les dépenses opérationnelles associées au réseau de symbiose. Cette catégorie de coûts comprend principalement les coûts de maintenance de la machinerie ou de gestion du réseau. Ces coûts sont exprimés en fonction de la quantité d'énergie échangée, en \$/MWh/année. Finalement, $\text{Cost}_t^{\text{var}}$ représente un ensemble de coûts variables associés à l'échange d'énergie. Les principales dépenses correspondent à des tarifs imposés par les développeurs d'infrastructure et aux dépenses associées aux crédits carbone.

Il est à noter que chacune de ces catégories de coûts peut être explicitée davantage. Par exemple, la variable $\text{Cost}_t^{\text{exp}}$ peut être décomposée de manière à représenter l'ensemble des catégories de dépenses en capital tel que présenté à l'équation 5:

$$\text{Cost}_t^{\text{exp}} = \sum_{t \in \Phi} \text{Cost}_{t,cv}^{\text{exp}} + \sum_{t \in \Phi} \text{Cost}_{t,st}^{\text{exp}} + \sum_{t \in \Phi} \text{Cost}_{t,exc}^{\text{exp}} \quad \forall t \in \Phi \quad (5)$$

Dans l'équation, l'expression $\text{Cost}_{t,cv}^{\text{exp}}$ représente les dépenses en capital encourues pour l'achat de l'ensemble des technologies de conversion cv et pour toutes les périodes modélisées t . Il en est de même pour les coûts de stockage $\text{Cost}_{t,st}^{\text{exp}}$ et les coûts d'échanges $\text{Cost}_{t,exc}^{\text{exp}}$ qui représentent ici les dépenses en capital associées à l'augmentation des capacités de transport énergétique, un oléoduc par exemple.

De plus, chacune de ces variables de coût est actualisée grâce au facteur d'actualisation $disc$. Dans ce cas-ci, la variable d'expansion Exp , représentant s'il y a eu expansion ou non, pour chaque pas de temps au cours de la durée de vie des infrastructures construites.

Où les coûts d'expansions sont calculés par :

$$costExp\{\dots\} = \sum discFac \cdot Exp\{\dots\} \quad (6)$$

Où le facteur d'actualisation $disc$ est représenté par :

$$discFac_t = \prod_{t'=t_0}^t (1 + rateDisc_{t'})^{-1} \quad (7)$$

Avec les $\{\dots\}$ représentant les différentes variables de coûts de conversion $Cost_{t,cv}^{exp}$, de stockage $Cost_{t,st}^{exp}$ et d'échanges $Cost_{t,exc}^{exp}$. Les équations 6 et 7 sont appliquées aux autres variables de coûts. Seuls les coûts d'achats $Cost_t^{trd}$ ont une structure différente. Ceux-ci reflètent les coûts ou les revenus associés à l'achat ou la vente d'énergie sur des marchés externes. Les prix sur ces marchés sont représentés par le paramètre prc variant au fil du temps et en fonction du vecteur énergétique. La variable Trd représente la quantité achetée. L'ensemble de ces coûts peut être défini par l'équation suivante :

$$Cost_t^{trd} = disc \left(\sum prc^{buy} \cdot Trd^{buy} - \sum prc^{sell} \cdot Trd^{sell} \right) \quad (8)$$

4.3 Contraintes

Tout comme la section précédente, la prochaine section décrit les équations du modèle. Cependant, il est cette fois question des différentes contraintes formulant le modèle. À la fin de la section, deux tableaux listent de manière exhaustive l'ensemble des paramètres et variables utilisées pour décrire le modèle.

Description des contraintes de modélisation

Les contraintes d'optimisation représentent des conditions à laquelle une solution d'un problème d'optimisation doit respecter. Les contraintes définissent la région faisable dans laquelle une solution optimale peut exister. Les contraintes sont classifiées en égalités ou inégalités et limitent la plage de valeurs que peuvent prendre les variables de décision. Par exemple, les contraintes d'égalité représentent des relations qui doivent être respectées exactement tel l'équilibrage de l'offre et de la demande d'énergie. Alors que les contraintes d'inégalité sont des conditions qui fixent une limite supérieure ou inférieure pour les variables de décision, par exemple, la capacité

maximale d'un système de stockage ou la demande énergétique d'une usine à satisfaire minimalement.

Les contraintes utilisées dans le modèle sont aussi des contraintes relativement standards. Elles peuvent être regroupées en plusieurs catégories. Les contraintes d'équilibre énergétique assurent que l'offre et la demande d'énergie sont correctement modélisés. Dans cette catégorie, il est question du balancement des flux d'énergie, des balances de conversion et des balances de stockage. Ensuite, les contraintes de dispatching imposent des limites aux capacités opérationnelles des technologies de conversion et de stockage, limitent les échanges d'énergie aux capacités d'infrastructures installées et limitent la quantité d'énergie pouvant être achetée sur un marché externe, utile pour représenter les périodes d'appel de puissance par exemple. Ensuite, les contraintes d'expansion de capacité connectent l'ajout de nouvelles capacités et la quantité d'échanges possibles au fil du temps, en considérant les décisions d'investissement entre les différentes périodes de modélisation. Enfin, les contraintes d'émissions imposent des restrictions sur les émissions produites par le système industriel étudié.

Bilan énergétique

Cette contrainte garantit qu'à chaque instant, pour chaque usine et source d'énergie, l'approvisionnement total répond ou dépasse la demande totale. Elle est composée des variables $Gen^{cv,st}$ représentant l'énergie générée par les technologies de conversion et de stockage et $Use^{cv,st}$ représentant l'énergie consommée par ces mêmes technologies, la variable Exc^{net} qui représente la somme des échanges inter-usines, la variable Trd^{net} représentant le bilan des ventes et achats d'énergie sur les marchés externes et finalement le paramètre dem , propre à chaque usine, représentant la demande énergétique à tout instant t .

$$\sum_{c \in C} \sum_{t \in T} \sum_{r \in R} Gen^{cv,st} + Use^{cv,st} + Exc^{net} + Trd^{net} - dem \geq 0 \quad (9)$$

Bilan de conversion

Le bilan de conversion décrit comment les technologies transforment l'énergie d'un vecteur énergétique à un autre. Les deux premières égalités mettent en relation les inputs et outputs énergétiques des processus de conversion aux quantités consommées et générées et ce, pour toutes les technologies et tous les vecteurs énergétiques à tout moment et pour chacune des usines. La troisième équation permet ensuite de s'assurer que les quantités d'énergies transformées entre deux vecteurs différents concordent en incluant le paramètre d'efficacité du processus de conversion.

$$Cv_{t,r,c,e}^{in} = Use_{t,r,c,e} \quad (10)$$

$$Cv_{t,r,c,e}^{out} = Gen_{t,r,c,e} \quad (11)$$

$$eff^{cv} \cdot \sum_{c \in C} \sum_{t \in T} \sum_{r \in R} Cv^{in} = \sum_{c \in C} \sum_{t \in T} \sum_{r \in R} Cv^{out} \quad (12)$$

Cette contrainte maintient la relation entre les quantités d'entrée et de sortie des technologies de conversion, ajustée en fonction de leurs rendements. À noter que ces contraintes existent aussi pour les technologies de stockage.

Équilibre de stockage

Cette contrainte permet de lier les niveaux d'énergie dans les systèmes de stockage au fil du temps. Elle prend en compte des facteurs comme les taux d'autodécharge, les flux entrants et sortants et que les niveaux de stockage à chaque instant t sont cohérents avec les activités de charge et de décharge.

$$stLvl_t = \frac{StLvl_{t-1}}{1 - stDis} + \frac{St^{in}}{1/effSt_{in}} - \frac{St^{out}}{effSt_{out}} \quad (13)$$

Pour tout instant t le niveau de stockage d'une certaine technologie de stockage e^{st} est représenté par la somme de trois parties. La première étant le niveau de stockage à l'instant précédent représenté par la variable $StLvl_{t-1}$ et en prenant en compte l'autodécharge. Ensuite, le bilan d'énergie qui entre et qui sort du système de stockage durant la période, représenté par la somme de St^{in} et St^{out} .

Contraintes de capacité

Cet ensemble de contrainte garantit que l'énergie traitée par les technologies de conversion ne dépasse pas leurs capacités opérationnelles. En fait, elles s'assurent que les variables de dispatching Cv^{in} et Cv^{out} ne dépassent pas les capacités opérationnelles Cap^{opr} de chaque technologie installée. Cependant, pour comparer les variables de dispatch Cv exprimées sous forme d'énergie et les variables de capacité Cap^{opr} exprimées sous forme de puissance, les variables de dispatch sont multipliées par une fonction $s(t)$ qui représente la durée de la période t .

$$s(t) \frac{Cv_{t,c,e}^{in}}{ava_{t,c,e}^{cv}} \leq Cap_{t,c,e}^{opr} \quad (14)$$

Le paramètre $ava_{t,c,e}^{cv}$ représente la disponibilité de la technologie et est exprimée en pourcentage. Par exemple, il est attendu qu'une pompe à chaleur soit en fonction 95% du temps donc $ava_{t,c,e}^{cv} = 0.95$

La même contrainte existe pour les deux capacités différentes de stockage et d'échanges pour chaque période t . Cependant, ces deux représentations de capacités diffèrent dans leur expression par le fait qu'elles ne sont pas représentées sous la même forme d'unité. Ces contraintes sont normalement représentées sous format énergétique (MWh), d'où l'utilité de la fonction $s(t)$, qui vient multiplier la puissance $Cap_{t,c,e}^{opr}$ (MW) par une unité de temps (h). Par contre, la mesure de la capacité d'un système de stockage se fait, par définition, sous format énergétique (MWh). Ainsi, il n'est pas nécessaire d'y multiplier la fonction $s(t)$.

$$\frac{StLvl_{t,c,e}}{ava_{t,c,e}^{cv}} \leq Cap_{t,c,e}^{opr,sto} \quad (15)$$

$$s(t) \cdot Exc_{t,r,c} \leq Cap_{t,c,e}^{opr,exc} \quad (16)$$

Contraintes d'expansion

Les contraintes liées à l'expansion du réseau sont relativement simples, mais nécessitent une définition plus détaillée de la variable de capacité. Ici, trois types de variables sont définies. La variable de capacité d'opération $Cap_{t,c,e}^{opr}$ qui représente les capacités utilisées pour permettre la symbiose, la variable de capacité installée $Cap_{t,c,e}^{ist}$ qui représente la capacité physiquement

disponible pour les échanges et finalement le paramètre de capacité $cap_{t,c,e}^{pre}$ qui représente les capacités déjà sur place avant le début de la modélisation. $cap_{t,c,e}^{pre}$ est un paramètre et doit donc être déterminer manuellement avant le début de la modélisation. À noter que les trois concepts précédents sont associés autant à la conversion, au stockage et à l'échange d'énergie.

La contrainte suivante constraint le modèle à limiter les échanges énergétiques à la capacité installée à chaque période t . Si la capacité opérée est fortement en dessous de la capacité installée, le modèle peut décider de décommissionner une partie de la capacité installée avant la fin de sa durée de vie afin de diminuer les coûts d'opération.

$$Cap_{t,c,e}^{opr} \leq Cap_{t,c,e}^{ist} \quad (17)$$

Afin de s'assurer que les capacités décommissionnées ne soient pas réintégrées, l'équation suivante fait en sorte que toute augmentation de la capacité entre les périodes t provient d'une décision d'expansion de capacité dénotée $Exp_{t,c,e}^{cv,st,exc}$. Encore une fois, cette équation est aussi valide pour les trois catégories conversion cv , stockage st et échanges exc .

$$Cap_{t,c,e}^{opr} \leq Cap_{t-1,c,e}^{opr} + Exp_{t,c,e} \quad (18)$$

Finalement, le paramètre $cap_{t,c,e}^{pre}$ est utilisée dans l'équation suivante afin de donner une définition à la variable de capacité installée $Cap_{t,c,e}^{ist}$. L'équation permet de définir les capacités installées comme étant la somme des capacités préexistantes sur le terrain en plus de toutes les expansions de capacités ayant été faites.

$$Cap_{t,c,e}^{ist} \leq cap_{t,c,e}^{pre} + \sum_{t \in T} Exp_{t,c,e} \quad (19)$$

Contraintes limitantes génériques

La dernière catégorie de contraintes regroupe toute contrainte définie manuellement permettant d'apposer des cibles concrètes à la modélisation. Par exemple, il est possible de limiter la quantité totale d'émission de GES pour une usine, une certaine période ou encore un projet complet tel que démontré dans l'équation suivante. L'utilisation de la notion de descendant δ^+ dans la définition des ensembles permet de déterminer une profondeur de graph incluant tous les descendants du

nœud. Par exemple, la limite de l'équation suivante pourrait être définie pour le nœud temporel de profondeur 2 : annuel. Ainsi, la limite d'émission ne doit pas dépasser un certain seuil par année.

$$emL_{t \in \delta_t^+, r \in \delta_r^+} = \sum_{t \in \delta_t^+, r \in \delta_r^+} \sum_c emFactor_c \cdot Use_{t,r,c} \quad (20)$$

La prochaine contrainte permet d'établir une limite sur les capacités d'expansion à tout moment t , pour toute usine ou encore pour toute technologie.

$$capL_{t \in \delta_t^+, r \in \delta_r^+, e \in \delta_E^+} = \sum_{t \in \delta_t^+} \sum_{r \in \delta_r^+} \sum_{e \in \delta_E^+} Cap_{t,c,e}^{ist} \quad (21)$$

Les deux dernières contraintes permettent d'imposer une limite à l'achat ou la vente d'énergie sur les marchés externes à toute période t , pour toute usine r et pour tout vecteur énergétique c .

$$Trd_{t,c,r}^{buy} \leq trdCap_{t,c,r}^{buy} \quad \forall t \in T, c \in C, r \in R \quad (22)$$

$$Trd_{t,c,r}^{sell} \leq trdCap_{t,c,r}^{sell} \quad \forall t \in T, c \in C, r \in R \quad (23)$$

Tableau 4-2 Liste des paramètres de modélisation

Paramètres	Indices	Unité	Description
Paramètres associés au dispatching technologique			
<i>effConv</i>	<i>t, e</i>	%	Efficacité des processus de conversion d'énergie.
<i>costVarUse</i>	<i>t, e</i>	\$/MWh	Coût variable pour l'utilisation.
<i>ratioEnerUse</i>	<i>e</i>	%	Restrictions de ratio pour l'utilisation d'énergie
<i>stDis</i>	<i>t, e</i>	%	Taux d'autodécharge pour le stockage.
Paramètres d'échanges et d'achats			
<i>avaExc</i>	<i>r, t, c</i>	%	Disponibilité technique des capacités d'échange.
<i>lossExc</i>	<i>r, c</i>	%	Pertes lors des échanges entre régions.
<i>costVarExc</i>	<i>t, c</i>	\$/MWh	Coûts pour l'échange d'énergie entre régions.
<i>trdBuyPrc</i>	<i>t, c</i>	\$/MWh	Prix d'achat sur un marché externe.
<i>trdSellPrc</i>	<i>t, c</i>	\$/MWh	Prix de vente sur un marché externe.
<i>trdBuyCap</i>	<i>t, c</i>	MW	Capacité disponible d'achat sur un marché externe.
<i>trdSellCap</i>	<i>t, c</i>	MW	Capacité disponible pour la vente sur un marché externe.
<i>dem</i>	<i>r, t, c</i>	MW	Demande pour un vecteur énergétique.
Paramètres économiques			
<i>rateDisc</i>	<i>t</i>	%	Taux d'actualisation global pour actualiser les coûts.
<i>rateExpConv</i>	<i>t</i>	%	Taux d'intérêt pour les coûts d'annuité des investissements.
<i>costExpConv</i>	<i>e</i>	\$/MW	Coûts pour l'expansion des capacités.
<i>costOprConv</i>	<i>c, e</i>	\$/MW/an	Coûts pour l'exploitation des capacités installées.
<i>life</i>	<i>e</i>	années	Durée de vie technique d'une capacité après construction.
Paramètres limitants d'expansion et de capacité			
<i>resiCapaConv</i>	<i>r, c, e</i>	MW	Capacités de conversion existantes.
<i>resiCapaSt</i>	<i>r, c, e</i>	MW	Capacités de stockage existantes.
<i>resiCapaExc</i>	<i>r, c, e</i>	MW	Capacités d'échange existantes.
<i>expConv{Fix/Low/Up}</i>	<i>r, t, c, e</i>	MW	Limites sur l'expansion des capacités de conversion.
<i>expSt{Fix/Low/Up}</i>	<i>r, t, c, e</i>	MW	Limites sur l'expansion de la capacité de stockage.
<i>expExc{Fix/Low/Up}</i>	<i>r, t, c, e</i>	MW	Limites sur l'expansion de la capacité d'échange.
Paramètres associés aux émissions De GES			
<i>emisFactor</i>	<i>c</i>	tCO ₂ /MWh	Facteur d'émission pour les porteurs d'énergie.
<i>emisCap{Fix/Up}</i>	<i>r, t, c</i>	tCO ₂	Limite sur les émissions totales autorisées.
<i>emisPrice</i>	<i>r, t, c</i>	\$/tCO ₂	Coût par unité d'émission.

Tableau 4-3 Liste des variables de décision

Variables	Indices	Unité	Description
Variables associées au dispatching technologique			
<i>Gen</i>	r, t, c, e	MWh	Quantités d'énergie générée par une technologie.
<i>Use</i>	r, t, c, e	MWh	Quantités d'énergie utilisée par une technologie.
<i>StLvl</i>	r, t, c, e	MWh	Quantité d'énergie stockée dans un système de stockage.
Variables associées au dispatching non-technologique			
<i>exc</i>	r, t, c, e	MWh	Quantités importées ou exportées entre régions.
<i>trd{Buy/Sell}</i>	r, t, c	MWh	Quantités échangées sur un marché externe en achat/vente.
Variables d'expansion de capacité			
<i>ExpConv</i>	r, t, c, e	MW	Nouvelle capacité de conversion ajoutée par période d'expansion.
<i>CapaConv</i>	r, t, c, e	MW	Capacité totale de conversion installée.
<i>ExpSt</i>	r, t, c, e	MW	Nouvelle capacité de stockage ajoutée par période d'expansion.
<i>CapaSt</i>	r, t, c, e	MW	Capacité totale de stockage installée.
<i>ExpExc</i>	r, t, c, e	MW	Nouvelle capacité d'échange ajoutée par période d'expansion.
<i>CapaExc</i>	r, t, c, e	MW	Capacité totale d'échange installée.

4.4 Description des outils de modélisation

Dans cette sous-section, il est question de décrire les différents outils utilisés lors du projet de recherche. Ceux-ci seront présentés en ordre chronologique d'utilisation; le cadre de modélisation (*framework*) en premier et le solveur par la suite. À noter que l'emphase sera mise dans la description du cadre de modélisation, l'outil ayant la plus grande influence sur la capacité de modélisation et sur la méthodologie de génération de réseaux énergétiques.

Outils de modélisation supplémentaires

Outre le cadre de modélisation, deux autres outils ont dû être utilisés afin d'arriver à des résultats concrets, nommément le solveur mathématique et la grappe de calcul. Les solveurs d'optimisation PLNE intègrent différentes approches itératives, nommément les algorithmes *branch-and-bound* et *cutting-plane*, afin de résoudre des systèmes d'équations linéaires. Grâce à ces approches, les solveurs permettent de trouver la solution optimale, le primal, d'un problème d'optimisation. Une grande quantité de solveurs sont disponibles. Certains sont sous forme libre et gratuits alors que d'autres sont commerciaux. De manière générale, la performance des solveurs commerciaux surpassent significativement les solutions sous forme libre (Linderoth & Lodi, 2011). Cependant, il est difficile d'expliquer la raison de ces performances sachant que les détails d'implémentation et les algorithmes exacts ne sont pas révélés pour protéger l'avantage compétitif des différentes compagnies proposant ces solutions.

Dans le cas d'étude, le solveur sélectionné est le CPLEX d'IBM. Reconnu comme l'un des meilleurs solveurs disponibles en date d'aujourd'hui, le CPLEX offre, premièrement, une compatibilité avec le langage de programmation Julia et offre surtout la possibilité de paralléliser le problème afin de permettre de solver en un temps adéquat des systèmes d'équations complexes, un élément nécessaire à la résolution du modèle développé. Sans cet aspect, il ne serait pas possible d'arriver à une solution sachant que le système d'équations proposé représente une matrice creuse (*sparse matrix*), souvent retrouvé dans le domaine de la théorie des réseaux, mais difficile à résoudre pour un solveur (Stoer & Bulirsch, 2002).

Complémentaire au solveur CPLEX, la grappe de calcul sert de moteur central pour fournir la puissance nécessaire au traitement du système d'équations développé. Constituée de multiples nœuds interconnectés, cette infrastructure permet des opérations de calcul en parallèle, augmentant considérablement le débit de traitement par rapport aux systèmes conventionnels. Ce type d'outil

est crucial pour les calculs intensifs requis par le modèle, permettant de réduire le temps de résolution de plusieurs semaines à seulement quelques heures. En modélisation énergétique, cet avantage est déterminant : pour tester la robustesse du modèle face à divers scénarios, des centaines d'instances doivent être simulées. Chaque itération explore les limites et variations potentielles, ce qui serait pratiquement impossible sans une architecture de calcul haute performance. La grappe permet ainsi d'assurer non seulement la rapidité, mais aussi l'exhaustivité des simulations, renforçant la crédibilité et la précision des résultats obtenus dans le contexte de systèmes énergétiques.

Finalement, ce chapitre a établi la formulation mathématique complète du modèle d'optimisation. L'utilisation de la théorie des graphes comme fondement mathématique s'est révélée particulièrement pertinente, permettant une représentation efficace des particularités caractérisant les échanges énergétiques industriels. Cette approche offre notamment une paramétrisation précise des composantes du système tout en maintenant une structure matricielle adaptée à l'optimisation numérique.

La fonction objectif, axée sur la minimisation des coûts totaux, intègre de manière exhaustive les aspects économiques liés au développement et à l'opération des réseaux de symbiose. Les contraintes d'équilibre énergétique, formulées à différentes échelles temporelles, assurent la cohérence physique du système modélisé. L'intégration des technologies de conversion et de stockage dans un cadre d'optimisation unifié permet une représentation fidèle des possibilités techniques d'échange énergétique. La flexibilité introduite dans la gestion des granularités temporelles selon les vecteurs énergétiques constitue une innovation méthodologique, permettant d'optimiser le compromis entre précision de modélisation et temps de calcul.

Le système d'équations développé forme ainsi un cadre mathématique adapté à la modélisation des systèmes énergétiques industriels. Cette formulation établit les fondements théoriques nécessaires à l'analyse quantitative des opportunités de symbiose énergétique, testé dans le cas d'étude présenté au chapitre suivant.

CHAPITRE 5 PRÉSENTATION DU CAS D'ÉTUDE ET ANALYSE DES DONNÉES

Une fois le modèle complet bien établi, il est nécessaire de le tester dans un cas d'étude réel afin de pouvoir en tirer des conclusions sur sa capacité à analyser et optimiser un système de d'échange énergétiques à long terme, tout en conservant un niveau de détail assez élevé pour permettre une décision d'investissement à la fin.

Un cas d'étude pertinent est celui du parc industrialo-portuaire de Bécancour. Ce parc, est non-seulement pertinent en raison de sa disponibilité et de son intérêt à accueillir un travail de recherche, il est également pertinent en raison de sa maturité et de la symbiose déjà implantée. Ce dernier pourrait être considéré comme un parc éco-industriel.

5.1 Contexte du Parc industrialo-portuaire de Bécancour

Le Parc industrialo-portuaire de Bécancour, situé stratégiquement entre Québec et Montréal, est l'un des parcs industriels majeur du Québec et un acteur clé dans le développement économique de la région. Sous son égide, le parc héberge 14 entreprises industrielles et 16 entreprises de services, formant un écosystème industriel dynamique. Il s'étend sur un terrain d'environ 7,000 hectares, offrant un port en eau profonde sur les berges du fleuve Saint-Laurent, ainsi qu'un ensemble d'infrastructures de pointe pour le développement industriel. Ces infrastructures incluent des oléoducs, des lignes à haute tension, un approvisionnement en eau industrielle et un système ferroviaire intégré (Société du parc industriel et portuaire de Bécancour (SIPB), 2024).

La gestion du parc est assurée par la Société du Parc Industrialo-Portuaire de Bécancour (SIPB), une société d'État, ce qui en fait un terrain prisé pour l'innovation et à l'avant-garde du développement industriel. Le parc a récemment été désigné comme Zone d'Innovation, l'une des rares au Québec. Cette désignation le place au cœur de la Vallée de la transition énergétique, avec pour objectif de développer, entre autres, la filière batterie, renforçant ainsi le rôle du Québec comme acteur clé dans la transition énergétique mondiale.

En plus de son contexte de gouvernance particulier, le parc bénéficie d'une variété de sources d'énergie fiables, avec la convergence de trois réseaux hydroélectriques de d'Hydro-Québec et la présence d'un réseau de gaz naturel à haute capacité. Le parc offre également des options variées pour l'électricité, avec des tensions disponibles à 230 kV, 120 kV, 25 kV, et 600 V, ainsi qu'une

ligne à haute pression pour la distribution de gaz naturel, ce qui en fait un lieu privilégié pour les entreprises industrielles recherchant une énergie fiable et diversifiée (Société du parc industriel et portuaire de Bécancour (SPIPB), 2024).

Bien que le parc contienne 30 entreprises, seules certaines d'entre elles sont pertinentes à notre étude de cas. Les neuf entreprises étudiées dans ce projet de recherche ont été sélectionnées pour leur contribution significative à l'écosystème industriel et leur pertinence dans le contexte de la symbiose énergétique. Certaines de ces entreprises ont participé activement à la recherche en fournissant des données essentielles pour la modélisation, tandis que pour d'autres, une analyse externe fondée sur leur processus industriel et des études théoriques publiées a été nécessaire.

La section qui suit présente en détail les entreprises sélectionnées pour cette étude de cas, classées par ordre alphabétique. Chaque entreprise est décrite de manière générale, avec une attention particulière portée aux processus industriels analysés. Il est important de noter que les informations présentées ici sont de domaine public. Toutefois, par souci de confidentialité, les données spécifiques, telles que les profils énergétiques et les informations de consommation et de production industriels, ne sont pas divulguées. Ces données, de nature particulièrement sensible, ont été traitées de manière anonyme dans le modèle étudié.

5.2 Description des entreprises à l'étude

5.2.1 Air Liquide

Air Liquide, une multinationale basée à Paris, en France, occupe une position de premier plan dans la production de gaz industriels et de services connexes. Fondée en 1902 par Georges Claude et Paul Delorme, la société a été pionnière dans le secteur des gaz industriels, commençant par une technique révolutionnaire pour produire de l'oxygène à partir de l'air. Cette innovation a jeté les bases d'une gamme diversifiée d'applications dans de multiples industries et dans le secteur de la santé. Au fil des années, Air Liquide a élargi son champ d'action pour inclure divers gaz, tels que l'oxygène, l'azote, l'hydrogène et les gaz rares, répondant aux besoins de secteurs comme l'électronique, la santé et les industries lourdes. L'innovation a toujours été au cœur de la philosophie de l'entreprise. Pour preuve, son usine à Bécancour abrite le plus gros électrolyseur en Amérique du Nord (L'électrolyseur PEM : un grand pas pour l'hydrogène bas carbone | Air Liquide, 2024).

Son usine située à Bécancour se consacre principalement à la production d'hydrogène. Au sein de l'usine, deux procédés de production d'hydrogène ont lieux. Le premier est la production d'hydrogène à partir de la méthode de reformage de méthane à la vapeur (RMV). Ce procédé utilise du gaz naturel (méthane) et de la vapeur d'eau afin de produire de l'hydrogène gris, du dioxyde de carbone et de la chaleur. Le procédé fonctionne comme suit.

La matière première du RMV, le gaz naturel, réagit avec de la vapeur, de la chaleur et de l'air atmosphérique pour se séparer et générer de l'hydrogène. Selon la taille et la conception du système, une certaine proportion de gaz naturel est aussi utilisée pour créer de la chaleur pour le processus. Le procédé RMV commence par un processus de reformage catalytique du méthane et des autres composants du gaz naturel pour produire du gaz de synthèse $CH_4 + O_2 \rightarrow CO + H_2 + H_2O$ avec un changement secondaire eau-gaz pour produire plus d'hydrogène et faire réagir plus de produits. Les produits à la sortie sont le N₂, le NO_x, le CO₂ et de petites quantités d'autres constituants comme le CO. Le procédé SMR est illustré dans la figure suivante.

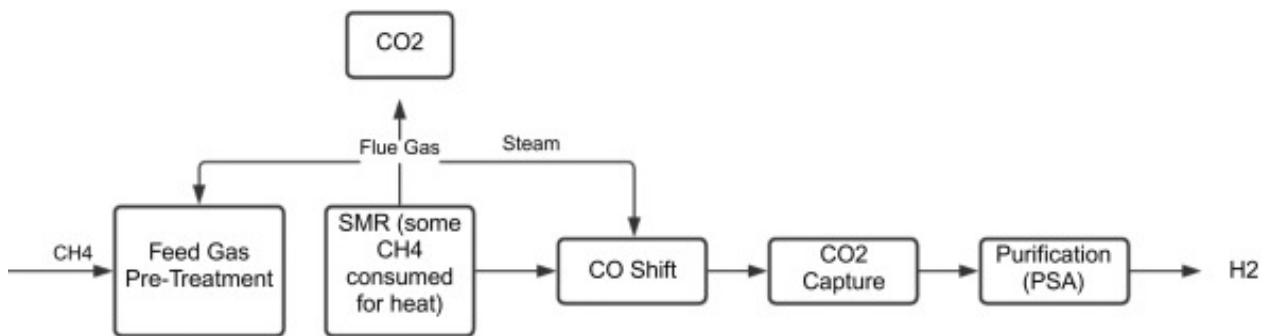


Figure 5-1 Schéma simplifié du processus de reformage du méthane à la vapeur (Valdez et al., 2022).

Le processus génère de la chaleur résiduelle qui dépasse la quantité nécessaire pour générer la vapeur utilisée pour la reformation et la réaction de transfert de l'eau vers le gaz. Il est à noter qu'il est également possible de produire environ 1,6 kg de vapeur par kg d'hydrogène dans le procédé sans apport d'énergie supplémentaire (Valdez et al., 2022).

Le second procédé de production d'hydrogène fonctionne grâce à l'électrolyse de l'eau. Ce dernier est reconnu comme une solution faible en carbone pour obtenir de l'hydrogène. Dans ce processus, à l'intérieur de l'électrolyseur, l'eau située à l'anode subit une réaction d'oxydation, produisant de l'oxygène, des protons et des électrons. Les protons sont ensuite conduits à travers la membrane électrolytique jusqu'à la cathode, où ils se combinent avec des électrons provenant d'un circuit

externe, ce qui entraîne la formation d'hydrogène gazeux (Shiva Kumar & Himabindu, 2019). Cependant, même si ce procédé à haut potentiel pourrait être intégré dans la l'étude, ce dernier est exclu du cas en raison de sa faible capacité et de son niveau de maturité peu élevé. Air Liquide considère le procédé comme un projet-pilote au sein de la compagnie.

5.2.2 Silicium Québec

L'usine de Bécancour a commencé ses opérations en tant que producteur de silicium et de ferrosilicium en 1976 sous le nom légal de SKW Canada. De 1999 à 2010, l'entité est devenue Bécancour Silicon Inc. Le 14 juin 2012, Globe Specialty Metals a acquis 51% des parts de la Société en commandite Silicium du Québec et Dow Corning a conservé 49% des parts. En date d'aujourd'hui, l'usine à une capacité de production de 50 000 tonnes métriques par année.

L'usine produit du silicium métallique de haute pureté et est utilisé par de nombreuses industries. Dans l'industrie chimique, il sert à produire des plaquettes de silicium utilisées dans les cellules solaires photovoltaïques et les semi-conducteurs électroniques. Les fabricants d'aluminium l'utilisent pour améliorer les propriétés déjà utiles de l'aluminium. Utilisé avec l'aluminium, le silicium améliore sa coulabilité, sa dureté et sa résistance. Cela dit, les composés de silicium sont également la matière première d'un nombre important et croissant de produits industriels et de consommation tels que les adhésifs, les lubrifiants, les additifs alimentaires et les batteries, ce qui en fait une entreprise d'intérêt pour les fabricants de batteries voisins au Québec (Ferroglobe, 2024).

La production de silicium métallique de haute pureté à partir du quartz implique un processus de réduction carbothermique complexe, réalisé dans un four à arc submergé. Cette méthode fonctionne à des températures élevées, comprises entre 1300 et 2000°C, et sous pression atmosphérique. Les matières premières utilisées sont le quartz (SiO_2), qui est la principale source de silicium, et un mélange de réducteurs comprenant du coke, du charbon, du charbon de bois et des copeaux de bois. La réaction principale du processus est la réduction du dioxyde de silicium en silicium métallique. Elle peut être représentée par SiO_2 (solide) + 2C (solide) → Si (liquide) + 2CO (gaz) une réaction hautement endothermique qui nécessite un apport d'énergie considérable, fourni par l'électricité. Le silicium fondu produit est ensuite extrait par le bas du four et refroidi pour être cassé ensuite en plus petits morceaux requis selon les besoins des acheteurs. (Filsinger & Bourrie, 1990).

Dans le cas d'étude, l'usine de Silicium Québec est considérée comme productrice de chaleur. Bien que le procédé soit hautement endothermique, des rejets thermiques de haute température pourraient être captés à la sortie du four à arc submergé. La quantification de ces rejets sera présentée à la section suivante.

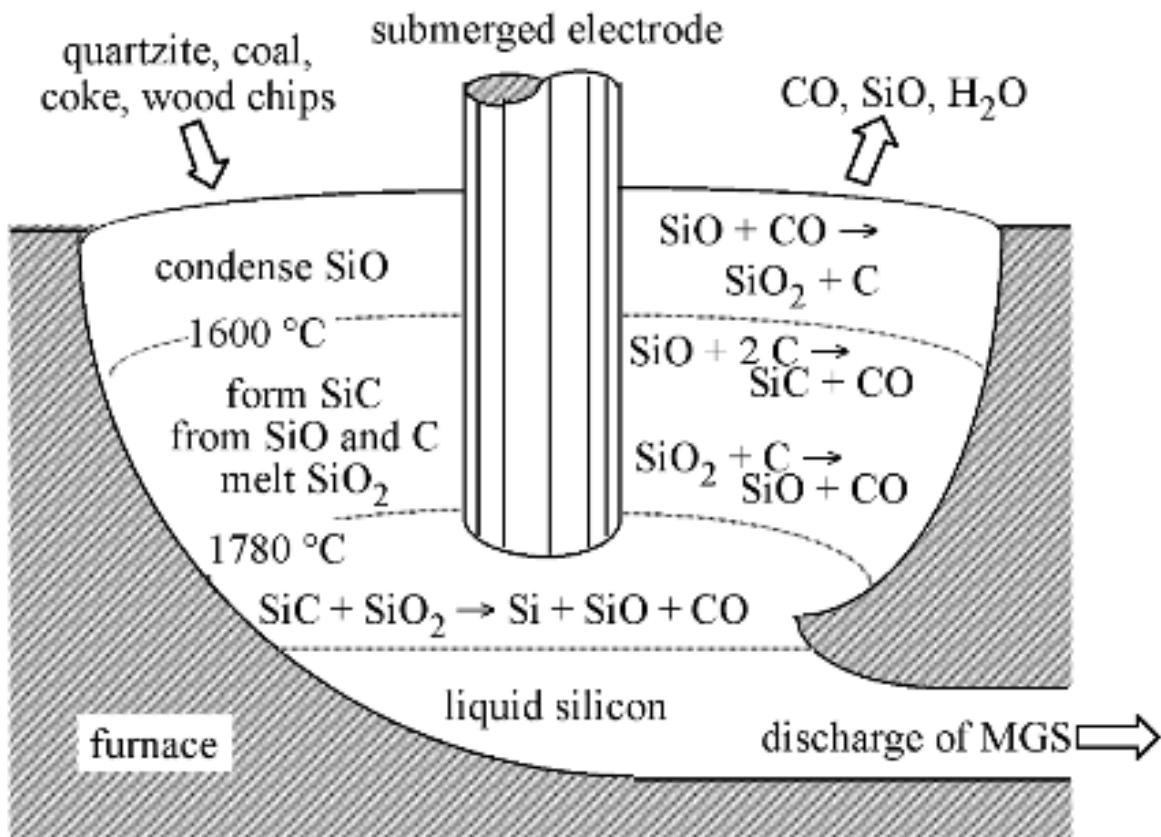


Figure 5-2 Représentation schématique du processus d'électrolyse du silicium

5.2.3 Aluminerie Bécancour

Fondée en 1986, l'usine d'aluminium de Bécancour (ABI) est une entité industrielle centrale du parc industriel de Bécancour. L'usine est détenue et exploitée conjointement par Alcoa Corporation et Rio Tinto Alcan. Depuis sa création, ABI a joué un rôle essentiel dans le façonnement du paysage industriel de la région, en contribuant au développement économique et en offrant des possibilités d'emploi à la main-d'œuvre locale. Celle-ci compte plus de 1 200 employés à l'heure actuelle. En utilisant le procédé Hall-Héroult, ABI extrait l'aluminium à partir de matières premières, principalement l'alumine, en utilisant l'électricité par électrolyse à haute température. L'usine de

Bécancour produit trois types de produits d'aluminium, nommément des lingots-T, des billettes et des plaques de laminage et a une capacité annuelle de production de 462 000 tonnes métriques. (Alcoa - Nos Usines, 2024).

Le procédé Hall-Héroult est à la base de la production d'aluminium depuis plus de 125 ans. Malgré son ancienneté, la méthodologie de base du procédé reste largement inchangée. Le procédé consiste en une méthode de réduction électrolytique transformant l'alumine (Al_2O_3) en aluminium. Au cœur de ce processus se trouve une cellule électrolytique contenant un mélange fondu de cryolithe (Na_3AlF_6) et d'alumine, qui sert d'électrolyte. La cellule fonctionne à des températures avoisinant les 950°C, où la cryolite réduit le point de fusion de l'alumine et améliore la conductivité électrique. Des électrodes en carbone, dont l'anode est constituée d'un mélange de coke de pétrole et de brai de goudron de houille, facilitent l'électrolyse. Lors de l'application d'un courant continu, les ions d'aluminium à la cathode gagnent des électrons et se réduisent en aluminium métallique, qui s'accumule au fond de la cellule en raison de sa densité plus élevée. Parallèlement, à l'anode, les ions oxyde perdent des électrons pour former de l'oxygène gazeux, qui réagit avec l'anode de carbone pour produire du dioxyde de carbone. Cette réaction exothermique, qui consomme les anodes de carbone, impose leur remplacement périodique (Martínez-Cázares & Lozano, 2018). Malgré son efficacité dans la production d'aluminium, le procédé Hall-Héroult est très énergivore, consommant typiquement environ 15 kWh/kg d'aluminium (Ratvik et al., 2022), et est associé à d'importantes émissions de gaz à effet de serre, principalement du dioxyde de carbone et des hydrocarbures perfluorés lors de l'effet anodique.

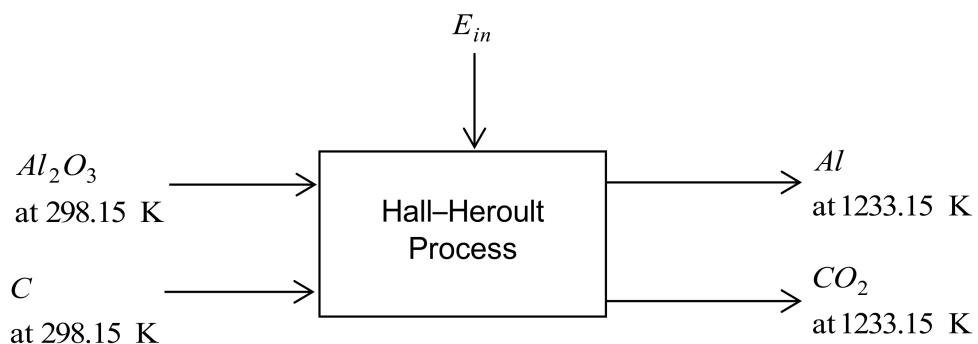


Figure 5-3 Schéma simplifié du processus Hall-Héroult pour la production d'aluminium (Burkin, 1987).

5.2.4 Cepsa

Cepsa Chimie Bécancour est l'unique fabricant de d'alkylbenzène linéaire (LAB) au Canada. L'usine canadienne lancée en 1995, a été la première à adopter la technologie DETAL, une innovation conjointe de UOP et Cepsa. Elle distribue ses produits dans toute l'Amérique du Nord et occupe environ 22 % du marché de LAB. Avec une capacité annuelle de 140 000 tonnes, elle couvre 3 % de la demande mondiale. Le LAB est le précurseur du sulfonate d'alkylbenzène linéaire (LAS), le tensioactif biodégradable le plus utilisé au monde dans les détergents à lessive. Introduit il y a plus de cinquante ans, le LAS est essentiel aussi bien dans les détergents en poudre que dans des formats plus élaborés comme des détergents liquides concentrés. (Cepsa presents its unique LAB plant worldwide at CESIO, 2024).

L'usine emploie le procédé DETAL, une méthode performante qui minimise l'impact environnemental de la production de LAB. Initialement, les matières premières composées d'oléfines linéaires et de benzène sont préparées et introduites dans le système. Le cœur du procédé est la réaction d'alkylation où le benzène est alkylé avec des oléfines linéaires, catalysée par des catalyseurs à acide solide. À la suite de la réaction, le mélange de produits contenant du LAB, des matières premières non réagies et des sous-produits passent au travers de procédés de séparation et de purification, dont notamment la distillation, un procédé énergivore et la filtration (Shokri & Karimi, 2021). À noter que le procédé industriel de production de LAB est une source émettrice d'hydrogène. Cela dit, ce dernier n'a pas été considéré comme une source énergétique avec potentiel synergique en raison de son niveau de pureté moyenne, insuffisant pour les consommateurs voisins. Selon les études faites par la compagnie, les bénéfices économiques associés à la vente de cette source d'hydrogène ne pourraient pas couvrir les coûts associés à l'équipement de purification.

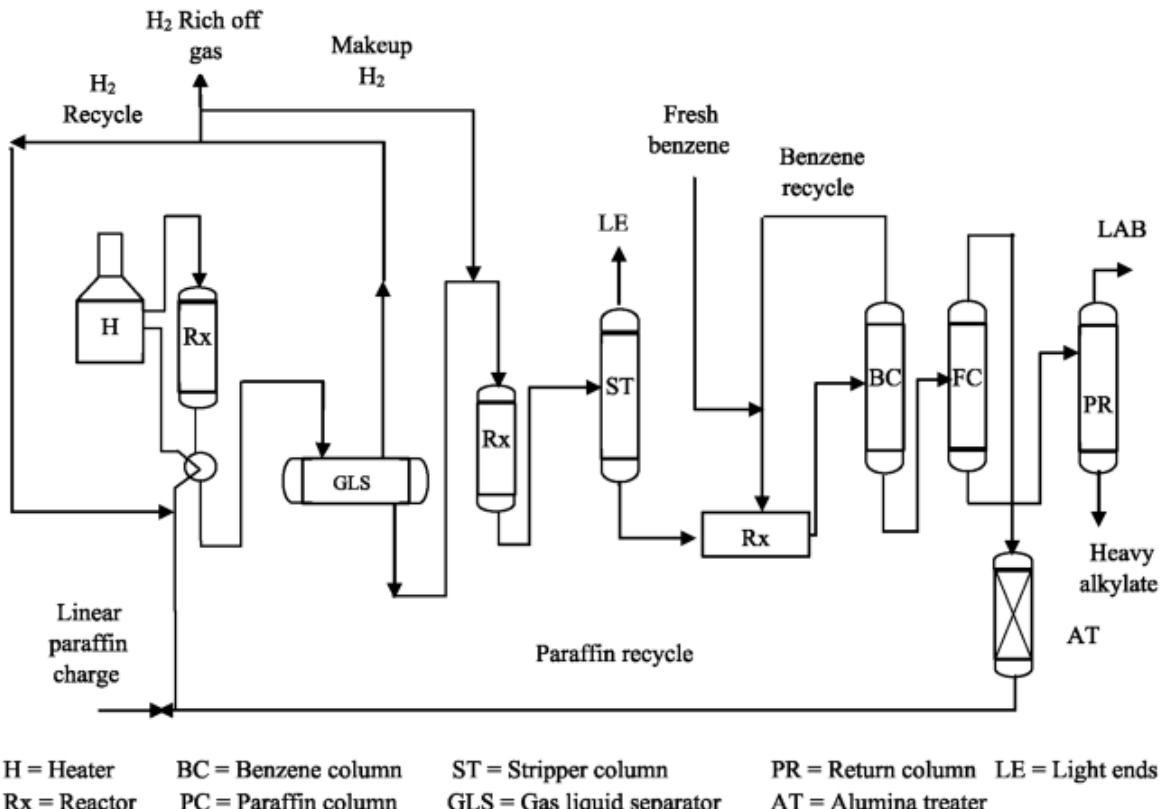


Figure 5-4 Schématisation du procédé de fabrication du LAB

5.2.5 Arkema

Initialement établie en 1987 sous le nom de Oxychem Canada, l'usine était consacrée à la production de divers produits chimiques. Au fil des années, l'installation a connu plusieurs changements de propriétaires. En 2006, dans le cadre d'une restructuration de l'industrie chimique, le groupe Arkema a été créé à la suite d'une scission de Total. Aujourd'hui, le site de Bécancour joue un rôle clé dans la production de peroxyde d'hydrogène (H_2O_2) à différentes concentrations (35, 50 et 70 %). Dans les procédés industriels, le peroxyde d'hydrogène à concentration élevée est utilisé pour le blanchiment du papier et des textiles, la synthèse chimique et dans les applications environnementales, y compris le traitement des eaux usées où il contribue à la dégradation des contaminants organiques. De plus, sous sa forme la plus concentrée, il est utilisé comme carburant dans le domaine aérospatial (Peroxyde d'hydrogène | H_2O_2 | Arkema | Arkema Global, 2024).

Le procédé employé par l'usine de Bécancour repose sur la méthode d'oxydation de l'antraquinone (AO). Dans ce processus, un dérivé de l'antraquinone, typiquement le 2-éthylantraquinone, est

d'abord hydrogéné pour former de l'anthrahydroquinone en présence d'un catalyseur de palladium. Cette étape d'hydrogénéation, qui se déroule dans un réacteur sous des conditions de température et de pression contrôlées, est l'une des parties les plus énergivores du procédé, principalement en raison de la nécessité de produire de l'hydrogène gazeux et de maintenir les conditions de réaction. Ensuite, l'anthrahydroquinone est oxydée avec de l'air ou de l'oxygène pur, la reconvertisant en anthraquinone tout en produisant simultanément du H₂O₂. Cette étape d'oxydation exige également de l'énergie pour garantir un approvisionnement adéquat en oxygène et contrôler la réaction. Après l'oxydation, le mélange contenant le H₂O₂ est soumis à des processus d'extraction et de purification pour isoler le H₂O₂, constituant des sources supplémentaires significatives de consommation d'énergie (Nishimi et al., 2011).

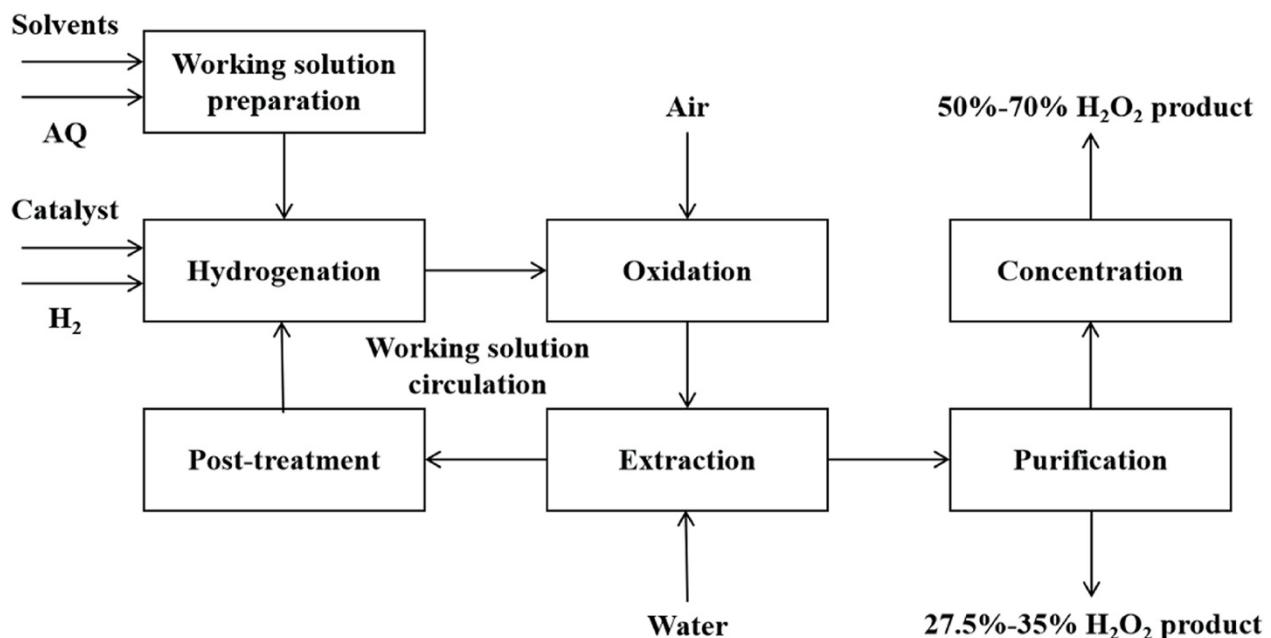


Figure 5-5 Schéma simplifié du processus de fabrication du peroxyde d'hydrogène (Gao et al., 2023).

5.2.6 Viterra

La compagnie de Saskatchewan opère à Bécancour depuis 2009. Viterra se positionne comme un acteur majeur dans le secteur céréalier canadien. Le site de Bécancour, spécialisé dans la transformation du canola et du soja, est la plus vaste installation de traitement des oléagineux de l'est du Canada. Avec une capacité annuelle de trituration de 1,05 million de tonnes métriques, l'usine de Bécancour représente la seule installation d'envergure dans la province pour la trituration

et le raffinage. Elle se consacre tout au long de l'année au broyage du soja et du canola, produisant principalement de l'huile RBD (raffinée, blanchie et désodorisée) destinée aux entreprises de reconditionnement d'huile comestible et aux acteurs de l'industrie agroalimentaire. Ces derniers utilisent cette huile dans la fabrication de produits alimentaires variés. L'usine produit aussi des huiles destinées aux fabricants de biodiésels. Cependant, il est à noter que l'information sur les méthodes de fabrication spécifique employées par l'usine sont limitées. Le paragraphe suivant décrit ainsi le procédé général du traitement des huiles RBD (Transformation des oléagineux - Bécancour, 2024).

L'extraction d'huile végétale raffinée à partir de graines de canola implique trois grandes étapes. Initialement, l'huile brute est extraite à partir de graines et aplatis à travers une combinaison de pressage mécanique et d'extraction par solvant, souvent avec de l'hexane. L'huile brute extraite subit ensuite un processus de dégommage, destiné à éliminer les composants indésirables tels que les phospholipides.

Les processus de raffinage sont les processus ayant plus de complexité. La neutralisation permet de retirer les phospholipides en les faisant réagir avec des agents alcalins formant un savon pouvant être retiré grâce à une centrifugeuse. Par la suite, le blanchissement permet de retirer certaines impuretés et doit être fait sous vide. La dernière étape de raffinage, la désodorisation, permet de retirer certaines composantes volatiles. Pour ce faire, l'huile est distillée par vapeur à 230°C. Cette dernière étape est fortement énergivore (Gaber et al., 2018).

5.2.7 Olin

Présente dans le parc industriel de Bécancour depuis 1974, les opérations d'Olin sont principalement axées sur la production de chlore et de soude caustique. Le chlore est un intermédiaire essentiel dans l'industrie chimique, en particulier dans la production de chlorure de polyvinyle (PVC) et de composés organiques chlorés, indispensables à la création de polymères tels que les polyesters et les uréthanes. D'autre part, la soude caustique (hydroxyde de sodium) est largement utilisée dans le traitement du papier, la production de détergents et de l'aluminium (Olin Chlor Alkali – Global Experience & Expertise, 2024).

Le procédé chlor-alkali est une méthode électrolytique utilisée pour décomposer le chlorure de sodium (NaCl) en ses éléments constituants, produisant du chlore et de l'hydrogène gazeux, ainsi qu'un sous-produit, l'hydroxyde de sodium (NaOH). Le procédé fonctionne en trois grandes

étapes. La première consiste en la préparation de la saumure, suivi du processus électrolytique et finalement de la purification des extrants. La réaction principale $2\text{NaCl} + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{Cl}_2 + \text{H}_2 + 2\text{NaOH}$ est exothermique et souvent catalysée pour améliorer l'efficacité. La figure suivante représente la cellule électrolytique où a lieu la transformation du chlorure de sodium en hydrogène et en chlore. Comme tout procédé par électrolyse, ce dernier consomme une quantité significative d'électricité (O'Brien et al., 2005).

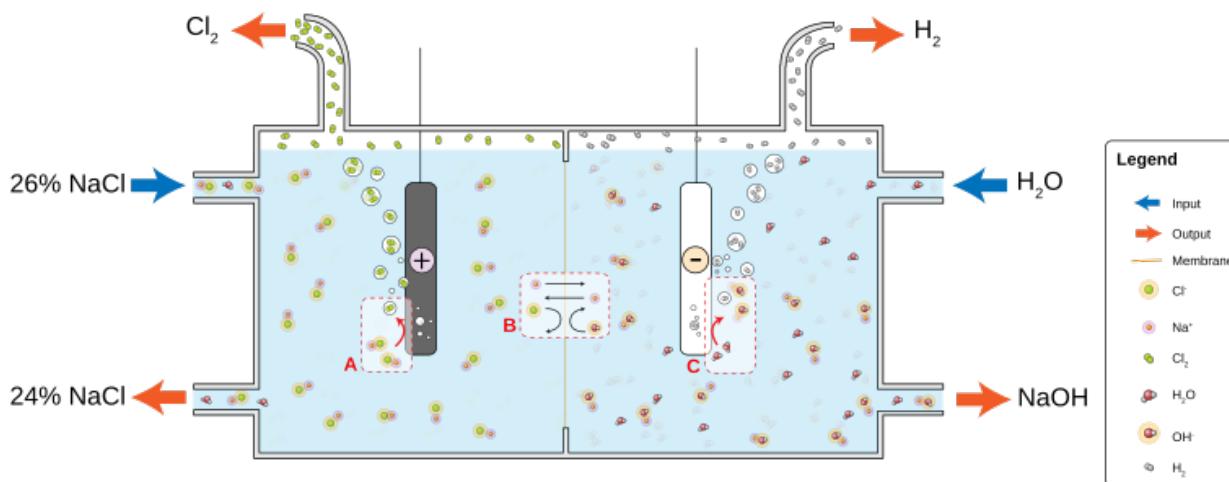


Figure 5-6 Schéma de l'électrolyse d'une saumure pour la production de chlore-alcali

5.2.8 Autres entreprises participantes

Plusieurs autres entreprises sont présentes au sein du parc et participent même à l'écosystème industriel. Cela dit, dans le cadre du projet, ces dernières n'ont pas été étudiées pour quelques raisons. Premièrement, les entreprises de services ont été délaissées puisque leur besoin en énergie réside dans le chauffage des bâtiments, un besoin à l'extérieur du champ d'étude. D'autres entreprises ont quant à elles été exclues en raison du manque d'opportunité synergique ou encore dû au manque de données accessibles.

Cependant, une dernière entité industrielle joue un rôle clef dans la modélisation, mais sous un angle différent des compagnies présentées plus haut. L'usine de TC Energy est, en fait, une centrale de cogénération où en consommant du gaz naturel, elle produit de l'électricité et de la chaleur. Sa capacité de 550 MW lui permet de fournir de l'électricité au réseau d'Hydro-Québec lors de périodes de pointes (TC Energy — Bécancour Cogeneration Plant, s. d.). Elle est aussi responsable de l'approvisionnement en vapeur pour les usines du parc. Grâce à elle, un réseau de vapeur de 10

bars est présent à Bécancour. Plutôt que de considérer le processus de la centrale, c'est son réseau d'infrastructure de vapeur qui est considéré dans l'étude. Ce réseau déjà en place permet de tester la capacité du modèle proposé à incorporer et à utiliser les infrastructures déjà existantes dans la génération d'un réseau de symbiose énergétique optimal.

5.3 Collecte de données et observations

La section suivante décrit la méthodologie de collecte de données. Tel que discuté précédemment, deux différents types de données sont utilisés dans la modélisation et l'optimisation des rejets énergétiques nommément, les données de potentiel énergétique du cas d'études et les données décrivant l'ensemble technologique permettant les échanges. En un premier temps, il fut nécessaire de connaître le potentiel énergétique du cas d'étude. Une fois le potentiel énergétique identifié, il est alors possible de déterminer l'ensemble technologique pertinent.

Afin d'arriver à un potentiel de symbiose énergétique avant la modélisation, une méthodologie a été développée. Cette dernière permet la quantification sous forme de puissance des besoins et des rejets énergétiques des entreprises participantes, mais aussi de l'évolution de ces données au fil du temps. L'objectif est de transformer l'information des visites et des entretiens avec les entreprises participantes afin d'établir un profil énergétique non-seulement statique, mais aussi avec un certain niveau d'incertitude afin de capter de manière réaliste les développements futurs du parc. Une fois les vecteurs énergétiques principaux et potentiels identifiés et quantifiés, il est possible de construire un ensemble cohérent de technologies de conversion et de stockage permettant les échanges énergétiques.

La combinaison de ces deux types de données permet d'établir un réseau optimal d'échange énergétique, avec comme variables, le type de technologie nécessaire, les coûts, mais aussi la capacité d'un tel réseau. Les prochains paragraphes décrivent en détails le processus d'obtention des données industrielles, le potentiel identifié à Bécancour et finalement les paramètres de modélisation sélectionnés.

Il est à noter cependant que, malgré la collecte de données faite grâce à des visites de terrains et des entrevues, une bonne partie des données utilisées pour le cas d'étude proviennent des travaux précédemment fait par l'Escouade MITACS composé principalement de Lagrandeur et Barnabé (2023), dans le but d'étudier les besoins en gaz naturel du parc de Bécancour et de son remplacement par de l'hydrogène.

5.3.1 Méthode d'obtention du potentiel énergétique

La première étape pour identifier le potentiel énergétique d'un parc industriel consiste en l'identification des besoins et des rejets énergétiques. Pour y arriver, il faut d'abord lister la liste des processus industriels décrits plus haut et étudier la littérature scientifique à leur propos afin de déterminer les intrants et extrants majeurs des processus. Un exemple de données recueillies à cette étape est le suivant : le processus Hall-Héroult pour la production d'aluminium requiert 15 kWh/kg d'aluminium (Ratvik et al., 2022).

Par la suite, une fois l'ensemble des processus identifiés et quantifiés, un questionnaire a été développé afin d'obtenir l'ensemble des informations nécessaires à la modélisation lors des visites sur le terrain. La première partie du questionnaire se concentre sur la caractérisation des flux énergétiques actuels. Dans bien des cas, les intervenants des usines connaissaient déjà la quantité de rejets énergétiques et la consommation des usines. Le questionnaire permet d'approfondir ces informations en documentant les aspects techniques spécifiques tels que les débits massiques des rejets, leurs températures utiles et leurs variations temporelles. Une attention particulière est portée aux paramètres techniques qui influencent la qualité et la disponibilité de ces flux énergétiques.

La deuxième partie du questionnaire reflète les perspectives d'évolution des opérations industrielles. Elle vise à comprendre comment les coûts d'approvisionnement et les niveaux de production sont susceptibles d'évoluer à moyen et long terme. Par exemple, pour plusieurs grands consommateurs, les contrats d'approvisionnement d'électricité sont indexés au prix de marché de la commodité produite par l'usine. Les variations saisonnières de production sont également prises en compte. En effet, en période estivale, certaines usines doivent diminuer leur niveau de production afin de respecter la capacité de traitement des gaz d'échappement. À pleine capacité et en période estivale, les filtres de traitement des gaz risquent de s'enflammer du fait que la température extérieure chaude ne permet pas de retirer assez de chaleur des gaz pour un niveau sécuritaire de traitement.

SECTION A : PROFIL DE LA DEMANDE ÉNERGÉTIQUE

Consommation Énergétique des Processus

Tableau 5.1 Consommation énergétique par processus

Processus	Intrants (énergie)	Extrants (énergie)	Consommation Annuelle	Puissance (kW)

a) Type d'énergie requis par processus :

- Électricité : _____
- Chaleur/Vapeur : pression _____ bar température _____ °C
- Gaz naturel : débit _____ pression _____
- Combustibles fossiles liquides :
 - Diesel : débit _____ m³/h
 - Mazout : débit _____ m³/h
- Autres Sources : _____

Caractéristiques opérationnelles

a) Variations temporelles :

- Périodes de pointe : _____
- Périodes creuses : _____
- Arrêts de production : _____

b) Variations saisonnières :

Description détaillée :

Figure 5-7 Présentation du questionnaire d'acquisition de données (partie 1)

<p>Projections futures</p> <p>a) Évolution des niveaux de production (horizon 15 ans) :</p> <hr/> <p>b) Modifications d'infrastructure prévues :</p> <hr/>	<p>SECTION B : POTENTIEL D'ÉNERGIE RÉSIDUELLE</p> <p>a) Types de flux disponibles (description détaillée) :</p> <hr/>
<p>Caractéristiques techniques</p> <p>a) Vecteur énergétique : _____</p> <p>b) Plage de température : _____ °C à _____ °C</p> <p>c) Débit : _____ (unités : _____)</p> <p>d) Pression : _____ (unités : _____)</p> <p>f) Profil de disponibilité : _____</p>	
<p>Évaluation de la qualité</p> <p>a) Contamination :</p> <ul style="list-style-type: none"> • État du flux : _____ • Contaminants présents : _____ • Besoins en traitement : _____ 	
<p>Infrastructure existante</p> <p>a) Systèmes de récupération en place :</p> <hr/> <p>b) Limitations techniques :</p> <hr/> <p>b) Nouveaux équipements planifiés :</p> <hr/>	
<p>Notes et observations supplémentaires :</p> <hr/> <p>Date de la collecte : _____</p>	

Figure 5-8 Présentation du questionnaire d'acquisition de données (partie 2)

Finalement, la dernière étape de la collecte de données correspond à la cartographie de l'état énergétique actuelle du parc industrialo-portuaire de Bécancour. Le résultat de la collecte d'information est représenté dans la figure 5-7, les traits entre entreprises représentent des échanges énergétiques déjà présents alors que les autres flèches représentent des rejets actuellement non valorisés ou valorisés à l'interne pour réintégrer dans leurs processus par exemple.

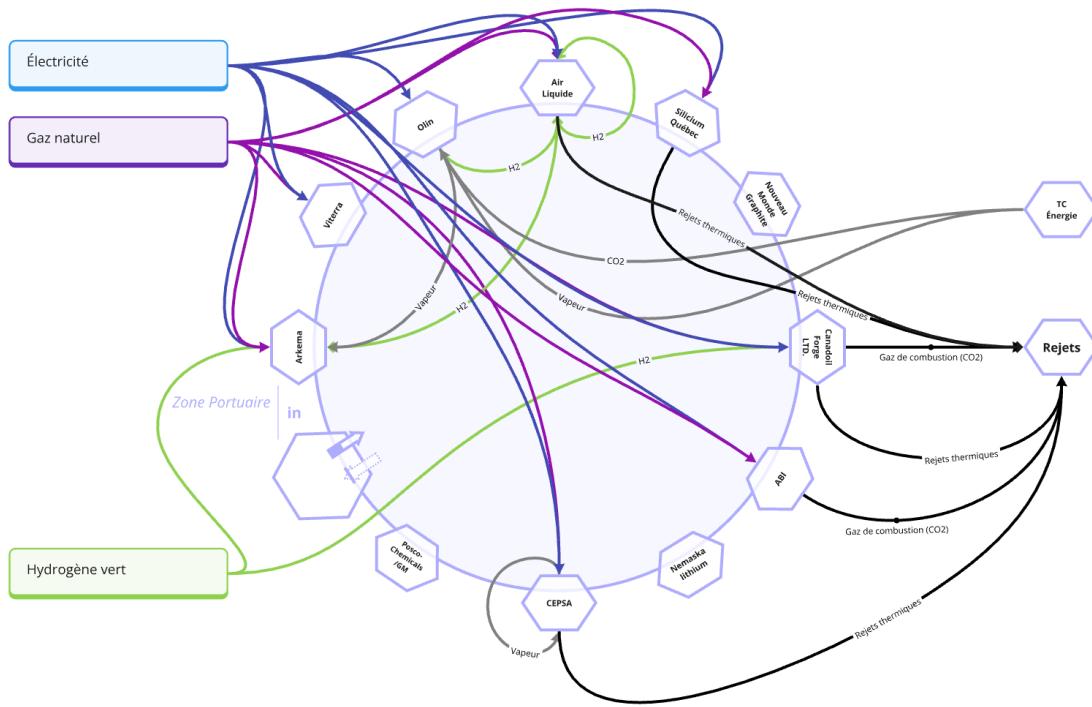


Figure 5-9 Cartographie de la situation énergétique actuelle

5.3.2 Observations à la suite des entrevues

Un simple taux de croissance linéaire des opérations ne correspond pas à la réalité des usines, en particulier lorsqu'il s'agit de l'augmentation de la capacité de production des usines. Dans la réalité, l'augmentation du niveau de production se fait par bonds ressemblant à une fonction escalier. Ces bonds de productivités sont reflétés par le changement de technologie. L'hypothèse ici est que les processus de production sont déjà bien établis et optimisés. Les gains les plus significatifs viendraient donc, non pas de petits ajustements, mais plutôt de changements majeurs, comme l'installation d'un équipement complètement nouveau. Dans d'autres cas, un facteur limitant la production est la consommation électrique, imposée par Hydro-Québec. Dès que les usines ont la

possibilité d'obtenir un bloc de puissance électrique supplémentaire, leur production augmente de manière soudaine et à un niveau soutenu.

Une autre observation majeure à la suite des entrevues et des visites sur le terrain est la prépondérance de la vapeur dans le domaine industriel. La vapeur joue un rôle essentiel dans l'écosystème industriel de Bécancour. Elle est à la fois considérée comme un vecteur énergétique efficace grâce à ses fortes capacités de transport de chaleur et comme un intrant pour certaines réactions chimiques comme le reformage du méthane. La vapeur offre donc une flexibilité intéressante pour un parc industriel. D'ailleurs, tel que discuté précédemment un réseau de vapeur est déjà en place sur les terrains du parc. La centrale énergétique de TC Energy fournit certaines usines en vapeur à différentes températures et pressions. Cela dit, cette source particulière de vapeur ne peut pas être considérée comme une vapeur à faibles émissions en raison de son processus de production. De ce fait, l'empreinte carbone des procédés subséquents l'utilisant s'en voit augmentée. À long terme le fait que cet approvisionnement soit à haute teneur en carbone amène des coûts supplémentaires. En effet, certaines entreprises du parc sont soumises au système de plafonnement et d'échange de droits d'émission (SPEDE) et devront payer de plus en plus cher par tonne de CO_{2eq} au fil des années.

Cependant, ce réseau de vapeur est à la source d'un enjeu de résilience. Seulement deux acteurs, TC Energy et Air Liquide assurent la production de vapeur. L'éventuel retrait d'une de ces entreprises pourrait entraîner des conséquences notables sur l'approvisionnement énergétique du parc. Face à cette problématique, les entreprises se tournent vers l'électrification afin de produire elles-mêmes cette vapeur. Par le biais de chaudières électriques, les usines nécessitant de la vapeur pourraient demander un bloc supplémentaire d'allocation de puissance auprès d'Hydro-Québec pour assurer elles-mêmes la génération de vapeur. Cependant, il n'est pas certain qu'Hydro-Québec soit en mesure de répondre à cette demande supplémentaire. La société fait actuellement face à des projections de déficits énergétiques et son réseau local est sujet à un risque accru de congestion.

Pour ces raisons et à la suite de l'analyse des données énergétiques ainsi qu'aux consultations avec les principales parties prenantes, il apparaît que le réseau potentiel à développer devrait être axé sur la vapeur. Plusieurs facteurs justifient cette orientation. D'abord, un important gisement de vapeur est identifiable à Bécancour, notamment chez Silicium Québec et ABI, qui disposent de rejets thermiques de très haute température (>800°C) susceptibles d'être récupérés via des

échangeurs de chaleur. Ce gisement représente une source de rejets thermiques de haute qualité, capable de fournir une puissance considérable pour les entreprises voisines. D'autre part, cinq usines dans le parc consomment déjà de la vapeur. Comme mentionné précédemment, les usines d'Arkema, de Cepsa, d'Air Liquide, d'Olin et de Viterra seraient les principales consommatrices de cette vapeur. Arkema l'utilise pour le recyclage de solvant, Cepsa, Olin et Viterra pour des processus de distillation et Air Liquide dans son processus de reformage du méthane à la vapeur. De plus, sachant que le stockage peut apporter des avantages significatifs tel l'écrêtage aux entreprises participantes, la vapeur est un candidat idéal pour le stockage. Le stockage sous forme de chaleur peut, sous certaines conditions, représenter une meilleure option que le stockage électrique.

Finalement, tel que présenté précédemment, une proportion notable des synergies existantes à Bécancour repose sur l'échange de vapeur et donc une partie de l'infrastructure nécessaire, un réseau de vapeur à 10 bars, est déjà mis en place minimisant ainsi les débours en capital pour le développement de nouvelles capacités.

La collecte de données a donc permis d'identifier trois caractéristiques principales pour le cas d'étude de Bécancour. Premièrement, l'évolution de la production industrielle est prévisible et s'effectue par paliers, dictés par les changements technologiques et l'accès à des blocs de puissance électrique supplémentaire. Deuxièmement, la vapeur joue un rôle pivot dans l'écosystème, bien que sa production actuelle par TC Energy et Air Liquide présente des enjeux de résilience et d'empreinte carbone. Enfin, une opportunité significative émerge avec la possibilité de développer un réseau de vapeur alimenté par les rejets thermiques de haute température de Silicium Québec et ABI, permettant d'exploiter une source d'énergie de qualité tout en réduisant l'empreinte carbone du parc.

En conclusion, l'analyse du parc industrialo-portuaire de Bécancour et la collecte de données auprès des entreprises participantes ont permis d'établir un portrait complet du potentiel de symbiose énergétique. L'étude des différents processus industriels des acteurs majeurs, notamment Silicium Québec, ABI, Olin et Air Liquide, a mis en évidence des opportunités significatives d'échanges énergétiques, particulièrement axées sur la valorisation de la vapeur comme vecteur énergétique principal.

La méthodologie de collecte de données, structurée autour d'entrevues ciblées et d'analyses techniques des processus industriels, a révélé trois caractéristiques fondamentales du cas d'étude. Premièrement, l'évolution de la production industrielle suit une progression par paliers, dictée par les changements technologiques et l'accès à des blocs supplémentaires de puissance. Deuxièmement, la vapeur occupe une position centrale dans l'écosystème énergétique du parc, bien que sa production actuelle soulève des enjeux de résilience et d'empreinte carbone, étant produite à partir de gaz fossile. Troisièmement, un potentiel substantiel existe dans le développement d'un réseau de vapeur alimenté par les rejets thermiques de haute température, notamment ceux de Silicium Québec et d'ABI.

Ces observations et données recueillies constituent la base empirique nécessaire pour alimenter le modèle d'optimisation développé au chapitre précédent. Le chapitre suivant s'appuiera sur cette caractérisation du cas d'étude pour paramétriser le modèle et explorer différents scénarios de développement de symbioses énergétiques au sein du parc.

CHAPITRE 6 MODÉLISATION ET EXPÉRIMENTATION

Une fois la description du cas d'étude complétée. Il est question de transformer le contexte ci-haut en intrant quantitatif permettant de tester le modèle développé. Le chapitre suivant permettra non-seulement d'analyser les données et paramètres utiliser dans la modélisation, mais aussi d'exprimer les démarches d'expérimentation faites pour générer des scénarios et modéliser dans un environnement incertain, le tout dans l'objectif d'obtenir des résultats robustes. À la fin du chapitre, il sera question de présenter les résultats bruts obtenus à la suite des expérimentations.

6.1 Modélisation du cas d'étude et description des paramètres

La sous-section suivante a pour objectif principal la description des principaux paramètres pris en compte dans la modélisation du cas d'étude. Pour y arriver, la section suivante sera séparée par ensemble de modélisation, la même structure que pour la description du modèle.

6.1.1 Ensemble énergétique

Le premier ensemble, celui des vecteurs énergétiques couvre le plus grand nombre de paramètres et une modélisation adéquate de ces vecteurs a un impact significatif sur le temps de résolution du modèle ou même de sa solvabilité. Pour les raisons décrites à la sections 5.3.2, le principal vecteur énergétique est celui de la vapeur, mais d'autres vecteurs sont aussi incorporés afin de permettre la modélisation de l'approvisionnement externe de d'autres sources d'énergie, dont l'électricité, le gaz naturel et tout autre source d'énergie pertinente. Une figure sommaire est disponible à la fin de la section pour représenter l'ensemble des vecteurs énergétiques utilisés pour la modélisation du cas d'étude.

Vapeur

La vapeur ici est considéré comme le seul vecteur symbiotique. Les autres vecteurs énergétiques, tel l'électricité ou le gaz naturel, sont considérés, mais de manière à supporter la production ou la consommation de vapeur par les usines du parc de Bécancour.

Un besoin et une capacité de production de vapeur ont été identifié dans les questionnaires et entrevues faites avec les parties prenantes. Cependant, la caractérisation de ce vecteur requiert des considérations supplémentaires. En fait, dans ce contexte, la vapeur provient d'une autre source d'énergie; la chaleur résiduelle. La chaleur résiduelle ou fatale désigne l'énergie thermique générée

lors de divers processus industriels qui n'est pas directement exploitée et est souvent rejetée dans l'environnement. Grâce à des technologies de conversion décrites plus loin, il est possible de transformer cette chaleur en vapeur pour une utilisation finale dans un processus. Contrairement au gaz naturel acheté sur le marché externe où une unité de gaz correspond à une unité de puissance définie et finale, la puissance transmise par la chaleur résiduelle dépend de plusieurs facteur, dont la température et la pression, et son débit. Pour des fins de cohérence dans le modèle, la vapeur est considérée de deux manières différentes dans l'ensemble énergétique. La vapeur conventionnelle représente la vapeur pouvant être consommée directement. Elle peut varier en fonction de sa température ou de son débit. Quant à elle, la chaleur résiduelle est désignée comme un vecteur de génération seulement. Pour être consommée, elle doit être transformée en vapeur grâce à une technologie de conversion comme un échangeur à chaleur. L'échangeur à chaleur fait partie de l'ensemble technologique et est développé dans la prochaine sous-section.

De manière générale, la chaleur résiduelle est classée en trois catégories en fonction de sa température. Il est question de chaleur haute température lorsqu'elle excède 500°C, de chaleur moyenne entre 100°C et 500°C et de chaleur basse température lorsque que celle-ci est en dessous de 100°C. Au Québec, l'énergie provenant de chaleur résiduelle est considérée comme une source d'énergie propre, sans émission. Dans le cas d'étude, les limites suivantes lui sont associées afin de limiter l'utilisation de la chaleur résiduelle à une utilisation locale.

$$trdCap_{chaleur \ résiduelle}^{buy} = 0 \quad \forall t \in T, r \in R \quad (24)$$

$$trdCap_{chaleur \ résiduelle}^{sell} = 0 \quad \forall t \in T, r \in R \quad (25)$$

Cependant, un coût d'échange lui est associé. Ce dernier représente une estimation des tarifs administratifs chargés par un opérateur de boucle de chaleur. Dans le cas présent, un tarif de 15% est imposé aux coûts d'échanges pour l'opération de la boucle. La modélisation de la vapeur est relativement semblable en ce sens que la vapeur ayant été convertie en provenance de source résiduelle n'a pas de *trdPrice* inhérent. La seule exception est pour l'achat de la vapeur provenant du réseau préétabli sur place. Des estimations grossières des prix d'achat ont été fait sachant que la distribution et la vente de vapeur est soumise aux lois de la Régie de l'énergie au Québec, mais que ses prix ne sont pas publics et varient en fonction d'un projet à un autre.

Énergies externes

Sachant que la vapeur est le seul vecteur symbiotique, l'électricité et le gaz naturel font partie de l'ensemble, mais sont considérés de manière différente. En fait, ces deux sources ne sont que disponibles à l'achat sur un marché externe. Sachant que ces deux vecteurs sont distribués par des sociétés publiques et parapubliques au Québec, la plupart des paramètres de modélisation sont du domaine public. D'ailleurs le Gouvernement fédéral partage les données d'émissions *emFactor* associé à ces deux vecteurs (Environnement et Changement climatique Canada, 2024). Respectivement 1,7gCO₂/kWh pour l'électricité et 1926 gCO₂/m³ pour le gaz naturel. Le prix du gaz naturel est d'environ 3\$/GJ (Énergir, 2024). Le prix de l'électricité n'est pas aussi simple à déterminer. Le tarif auquel les entreprises industrielles à grande puissance sont souscrites est le tarif L. Ce tarif stipule que le prix mensuel est de 14,234 \$ le kilowatt de puissance à facturer plus 3,619 ¢ le kilowattheure de manière mensuelle (Hydro-Québec, 2024). Ce tarif comprend aussi des appels de puissance et des crédits pour la diminution ou l'interruption de la consommation, mais ceux-ci ne sont pas couverts dans l'étude. Il est aussi possible que le tarif d'électricité de chacune des usines soit indexé au prix de la commodité produite. Le tarif varie donc au fil du temps de manière cyclique et est différent pour chaque usine, selon un processus de négociations privées. Finalement, l'hydrogène modélisé est de l'hydrogène à faible émission. Dans les scénarios, l'hypothèse est que cet hydrogène est produit grâce à l'électrolyse de l'électricité, tel que le fait déjà l'une des usines dans le parc. Les projections de prix de l'hydrogène ont été basées sur les projections faites dans le rapport de l'Institut de l'énergie Trottier - Plan pour la carboneutralité au Québec – Trajectoires 2050 et propositions d'actions à court terme (Langlois-Bertrand & Mousseau, 2022). À noter que l'hydrogène ici est utilisée afin de modéliser certaines technologies de stockage saisonnier qui seront couvertes dans la prochaine sous-section.

Il est aussi nécessaire de définir en amont de la modélisation le niveau de granularité du dispatching à utiliser dans le modèle. Ce facteur a un grand impact sur la puissance de calcul nécessaire et ainsi sur la capacité à atteindre des conditions d'optimalité dans le solveur. Une trop grande granularité rendrait le problème trop complexe à résoudre, alors qu'une granularité trop faible pourrait fausser les résultats. Pour l'électricité, une résolution horaire est souvent considérée comme adéquate lors de l'utilisation de modèles d'expansion de capacité. En raison de ses propriétés physiques, le gaz, contrairement à l'électricité, est échangé de manière quotidienne. Pour la chaleur et donc la vapeur et la chaleur résiduelle, une résolution de quatre heures a été utilisée pour tenir compte de l'inertie

thermique des bâtiments (Hauser, 2019). Tel qu'il est possible de le remarquer sur la figure 6-1, autant la vapeur que la chaleur sont considérées de trois manières différentes. Dans les deux cas, celles-ci peuvent être considérées comme basse pression, moyenne pression ou haute pression. Cependant, dans le cas de figure 6-1, ces trois distinctions sont représentées sous forme de température. Il est à noter que pression et température sont analogues dans ce contexte. De plus, il est considéré que tout vecteur descendant de « Chaleur » est bas carbone. Bien qu'il est possible que la vapeur soit faite à partir de gaz naturel, la vapeur descendante de la chaleur est considérée bas carbone car elle provient de la transformation de la chaleur résiduelle des processus industriels.

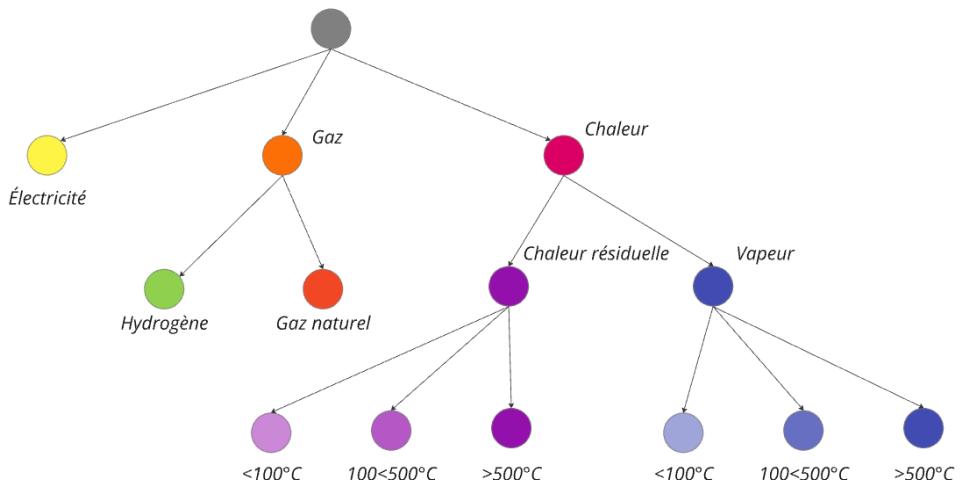


Figure 6-1 Ensemble des vecteurs énergétiques du cas d'études

6.1.2 Ensemble technologique

Pour permettre les échanges de sous-produits énergétiques, le modèle fonctionne par augmentation de capacité. C'est-à-dire qu'une synergie énergétique entre deux usines ou plus est possible seulement s'il existe une capacité d'échange pour une période donnée. Tel qu'expliqué dans le quatrième chapitre, l'ensemble technologique permet de faire le lien entre les deux concepts. Un échange est composé d'une offre et d'une demande temporellement définies et de capacité

d'échanges et de conversion. Dans ce contexte, l'ensemble technologique représente ainsi toutes les possibilités d'installation capacité de conversion ou de stockage.

Sachant que les principaux vecteurs énergétiques dans la boucle énergétique à l'étude sont la chaleur résiduelle et la vapeur, seules les technologies de valorisation des rejets thermiques sont à l'étude. La littérature recueille de nombreux articles faisant une révision des différentes technologies de valorisation des rejets énergétiques (Brückner et al., 2015; Jouhara et al., 2018). Cependant, à la suite des entrevues avec les équipes d'ingénierie des différentes usines, certaines technologies se sont démarquées comme étant celles à modéliser.

Technologies de conversion

Tel que le nom le mentionne, les technologies de conversion permettent de convertir un vecteur énergétique particulier en un vecteur énergétique autre. Le panneau solaire dans ce contexte est une technologie de conversion en ce sens qu'il converti le rayonnement solaire (premier vecteur) en un flux électrique (deuxième vecteur). Dans le modèle, les technologies de conversion sont représentées tel que présenté dans la figure suivante.

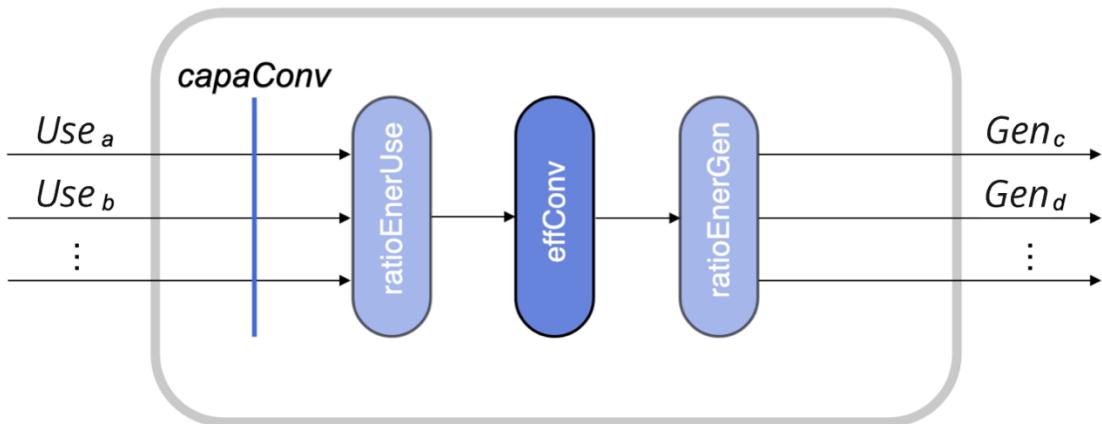


Figure 6-2 Représentation figurée d'une technologie de conversion

En effet, les variables Use_c représentent les flux d'énergie entrants des différents vecteurs et les variables Gen_c les flux sortants. Le paramètre $capaConv$ fait référence à la capacité opérationnelle à tout instant t Cap^{ist} . Les paramètres *ratioEnerUse* et *ratioEnerGen* permettent d'assigner un ratio prédéfini entre les différents vecteurs d'entrée ou de sortie dans le cas où ils sont plusieurs.

Finalement, le paramètre *effConv* permet de prendre en compte les pertes énergétiques lors d'un processus de conversion.

Dans le cas d'usage, ces deux grandes catégories de technologies de conversion ont été sélectionnées afin d'être modélisées avec un niveau de détails élevé. Pour capter la chaleur résiduelle chez le producteur et la convertir en vapeur utile, le premier choix s'est arrêté sur l'échangeur à chaleur coaxial. Contrairement aux échangeurs à chaleur à tube et calendre ou à plaque, ce type d'échangeur permet de capturer la chaleur résiduelle à très haute température, mais surtout dans un environnement où le gaz d'échappement est contaminé par des poussières comme celle provenant de la silice. Ce type d'échangeur n'est pas celui permettant la plus grande efficacité de conversion. Cela dit, contrairement aux échangeurs typiques de type gaz-liquide, il n'est pas contraint par la nécessité d'avoir des fluides propres et non corrosifs du fait que les diamètres d'échanges sont de petites tailles (Shah & Sekulic, 2003).

La deuxième technologie de conversion utile à l'étude de cas est la pompe à chaleur haute température. L'intégration dans la modélisation de la pompe à chaleur permet une plus grande flexibilité dans le design du réseau optimal d'échange énergétique. Alors que l'objectif de l'échangeur à chaleur est de transformer la chaleur résiduelle de la source en vapeur, la pompe à chaleur permet, à l'aide d'électricité de rehausser le niveau d'énergie d'un liquide caloporteur, ici la vapeur. Cette distinction est importante en raison de la relation suivante. Plus le niveau de température à la sortie de l'échangeur à chaleur se rapproche de la température source, plus la puissance fournie par la vapeur sera élevée, mais moins grande sera la quantité d'énergie extraite. Ainsi, la solution est de modéliser un échangeur à chaleur sous le « design optimal », c'est-à-dire celui qui va maximiser la quantité d'énergie extraite de la source de chaleur, même si la température et la pression est plus basse que le niveau nécessaire par les consommateurs potentiels. Il suffit par la suite d'agrémenter le réseau, en amont des usines consommatrices, de pompes à chaleurs afin de faire augmenter la pression au niveau requis pour chacune des usines consommatrices. Cette approche permet non seulement de maximiser la quantité d'énergie extraite dans la boucle énergétique, mais permet également plus de flexibilité dans l'utilisation de la vapeur. Tel que décrit dans la section précédente, certaines usines consomment de la vapeur à 5 ou 6 bar alors que d'autres pourraient se suffire de 1 ou 2 bar. Conserver la pression du réseau commun à 1 ou 2 bar permet donc d'avoir plus d'énergie à fournir aux usines et les pertes plus grandes associées à génération

de vapeur haute pression/haute température surviendront le plus en aval possible dans la chaîne d'échanges.

Les pompes à chaleur haute température sont des dispositifs thermodynamiques conçus pour capter et éléver le niveau de température d'une source de chaleur basse, via l'action d'un compresseur alimenté électriquement, afin de la rendre exploitable à une température plus élevée. En réalité, la thermopompe comprime un fluide frigorigène, augmentant ainsi sa température au niveau de la sortie. L'efficacité des pompes à chaleur haute température est mesurée par le coefficient de performance COP, qui représente le rapport entre la chaleur fournie à la sortie et l'énergie électrique consommée. Un COP de 3, par exemple, signifie que l'augmentation de la puissance à la sortie est trois fois plus grande que la puissance consommée pour faire fonctionner la pompe. (Jesper et al., 2021)

La formule utilisée pour définir le COP est la suivante :

$$COP = \frac{\dot{Q}_{h,\text{use}}}{P_{el}} = \frac{(T_{h,\text{out}} - T_{h,\text{in}}) \cdot \dot{V}_h \cdot \rho_h \cdot c_{p,h}}{P_{el}} \quad (26)$$

Où:

- $\dot{Q}_{h,\text{use}}$: Chaleur utilisable (kW)
- P_{el} : Puissance électrique entrante (kW)
- $T_{h,\text{out}}$: Température de sortie du fluide caloporteur au condenseur (K)
- $T_{h,\text{in}}$: Température d'entrée au niveau de l'évaporateur (K)
- \dot{V}_h : Débit volumique du fluide caloporteur (m^3/h)
- ρ_h : Densité du fluide caloporteur (kg/m^3)
- $c_{p,h}$: Capacité thermique massique isobare du fluide caloporteur ($\text{kWh}/(\text{kg}\cdot\text{K})$)

Cependant, sachant que le COP est dépendant de la capacité en entrée et des températures des différents flux, une décision qui dépend du modèle, il est impossible de définir en amont de manière exacte le COP des pompes à chaleur qui devront être modélisées. Cependant, tel qu'il est possible de le voir dans la figure suivante, le COP même si le COP est dépendant de la différence de température entre l'entrée et la sortie de la pompe à chaleur ce dernier suit une courbe bien précise. Donc, la technologie de pompe à chaleur à génération de vapeur est modélisée en prenant compte

des paramètres suivants : le coût d'achat $\text{Cost}^{\text{explinéarisé}}$ en fonction de la capacité installée. Son efficacité de conversion, effConv , qui n'est qu'une réorganisation du COP et qui est aussi linéarisé en fonction de la différence de température entre les flux entrants et sortants optimaux déterminés par le modèle, les coûts d'opérations, qui dans ce cas-ci spécifiquement représentent les opérations de maintenance, mais qui incorporent aussi le prix d'achat de l'électricité trdPrc consommée par la pompe.

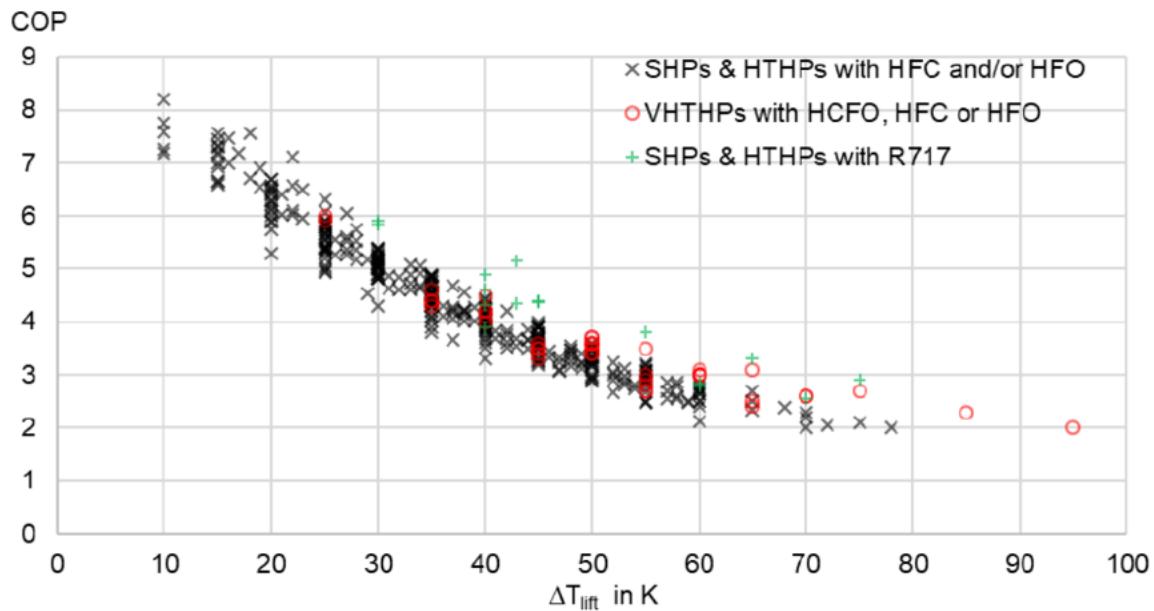


Figure 6-3 COP en fonction de la différence de température et du type de réfrigérant. Tiré de (Jesper et al., 2021)

Technologies de stockage

Pour terminer la description de l'ensemble technologique, il est important de prendre en compte les technologies de stockages. Ces dernières jouent un rôle crucial dans la faisabilité des projets de symbiose énergétique. En effet, ces dernières peuvent, malgré leurs coûts élevés, permettre des opportunités de diminution de la facture énergétique significatives. L'écrêtage a pour objectif de lisser les variations de charge. Pendant les périodes de faible demande, l'excédent d'énergie est stocké et restitué lors des périodes de forte demande. Cela permet de fortement diminuer la facture énergétique puisque les grands consommateurs d'électricité peuvent payer jusqu'à 100 fois plus cher l'électricité en période pointe, souvent leur plus grande facture (Hydro-Québec, 2024).

Les technologies de stockage se distinguent principalement par leur type d'utilisation. La figure suivante démontre l'ensemble des types d'utilisation possible. Dans le cas d'étude, les applications du stockage les plus pertinentes sont celles de l'intégration d'énergie renouvelable, c'est-à-dire le stockage de vastes quantités d'énergie pour être réutilisée plus tard, l'amortissement des coûts d'investissement de la transmission et distribution et l'autoconsommation.

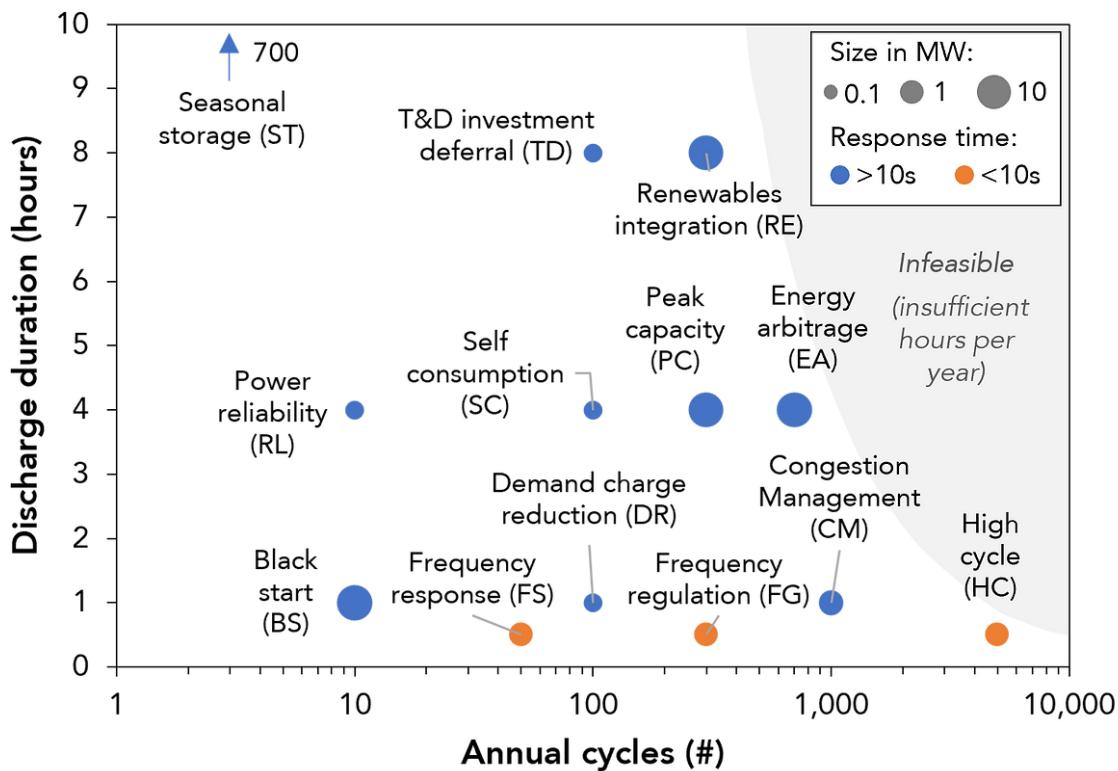


Figure 6-4 Différenciation des technologies de stockage en fonction de leurs caractéristiques d'opération. Tiré de (Schmidt, 2021).

De plus, la figure suivante confirme que ces trois types de stockage sont en effet les meilleurs choix à faire dans un contexte où, selon les entrevues, les durées des demandes de pointe sont d'environ quatre heures. La figure, ayant les mêmes axes que la figure précédente, vise à généraliser l'analyse du potentiel de revenus suite à l'implémentation de technologies de stockage. Dans le cas présent, il n'est pas nécessairement question de revenus, mais il est possible d'affirmer que la technologie maximisant les revenus suite à son implémentation pour le développeur pourrait aussi être la technologie candidate idéale pour minimiser les coûts d'un projet d'infrastructure plus complet. Schmidt du *Storage Lab - Imperial College of London* a poussé l'analyse encore plus loin et a

identifié des opportunités clefs (*sweet spots*) là où les combinaisons spécifiques de fréquence et de durée de décharge témoignent d'un potentiel particulièrement élevé pour des applications spécifiques. Cette analyse confirme ainsi que les choix de technologie de stockage sélectionnés pour la modélisation sont les plus pertinents. Les trois choix de technologies de stockage sont dans ou tout près de ces points optimaux.

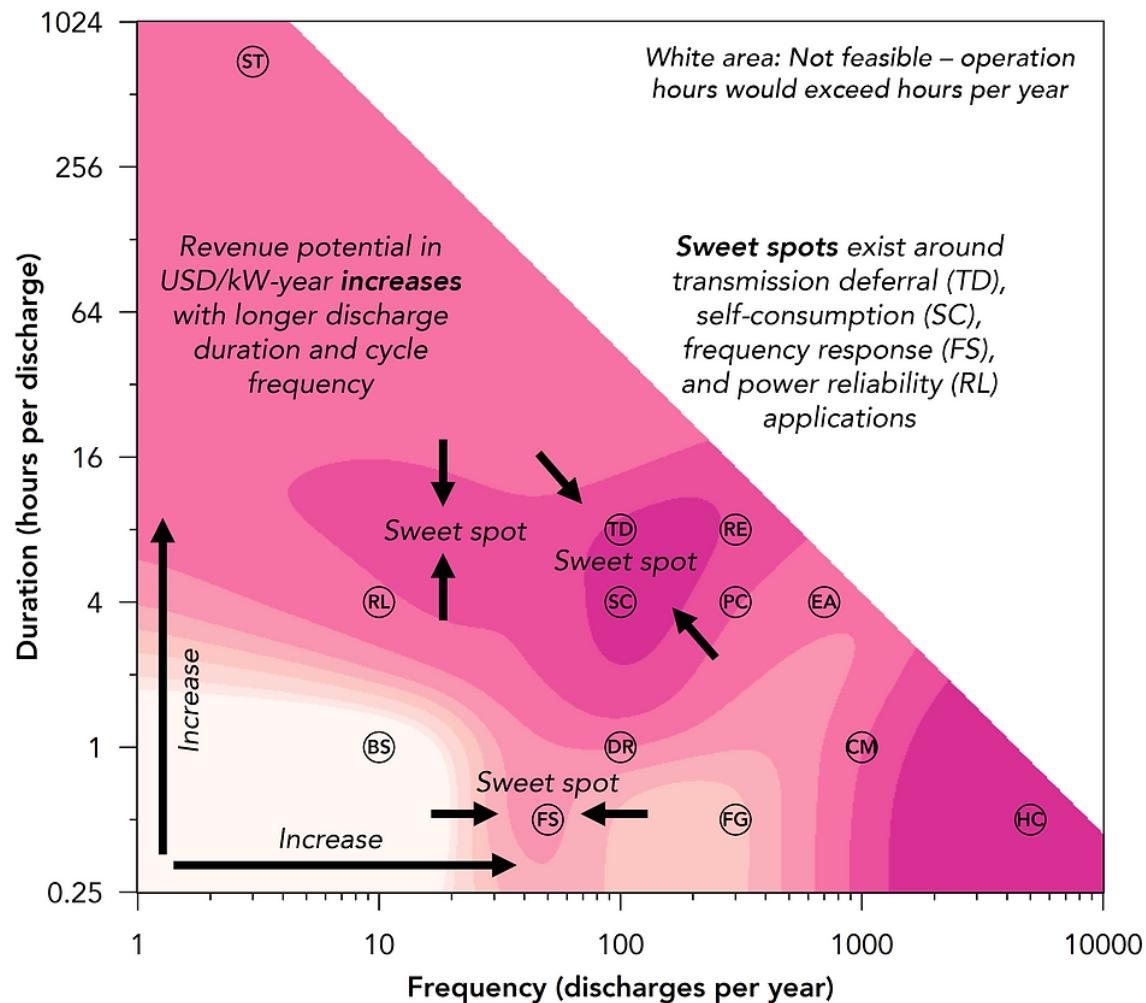


Figure 6-5 Représentation graphique des tendances du potentiel de revenus pour le stockage d'énergie en fonction des exigences de fréquence de cycles et de durée de décharge. Tiré de (Schmidt, 2021).

Une fois les technologies de stockage optimales identifiées, les coûts été sélectionnés à partir de la figure 6-6. Ainsi, l'ensemble technologique de stockage est composé de trois technologies. Il s'agit du stockage de type amortissement des coûts d'investissement de la transmission et distribution, du stockage de type autoconsommation et finalement du type permettant l'intégration de sources

d'énergies renouvelables. À noter qu'il n'est pas question ici de déterminer si le système de stockage est de type lithium ion ou encore si c'est flow-redox. L'objectif est de permettre au modèle de déterminer le type de stockage idéal pour l'application de symbiose énergétique et de comprendre son impact sur la capacité et les coûts finaux du réseau optimal.

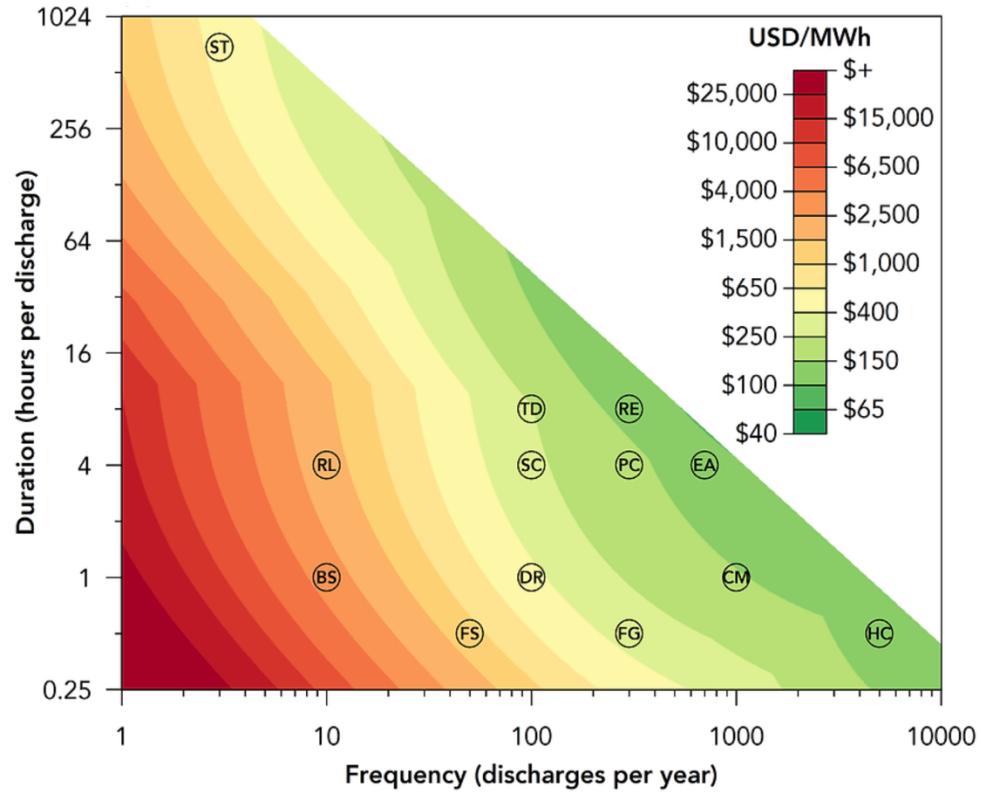


Figure 6-6 Coût moyen en 2030 des technologies en fonction de la durée de décharge et des exigences de cycles annuels pour toutes les technologies modélisées. Tiré de (Schmidt, 2021).

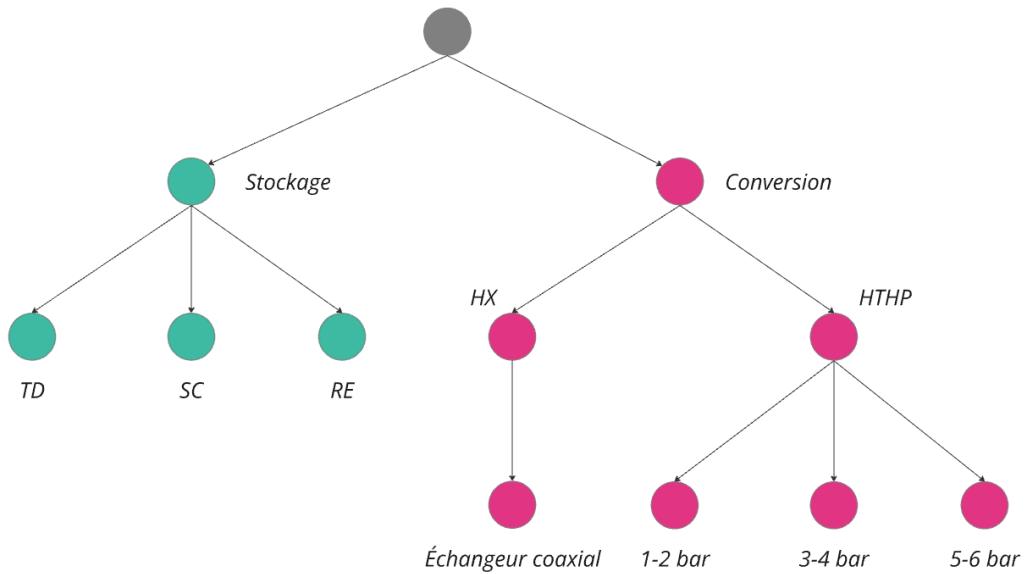


Figure 6-7 Ensemble technologique considéré du cas d'études.

6.1.3 Hypothèses de modélisation

En plus de toutes les hypothèses faites dans le processus de détermination des paramètres, les hypothèses suivantes ont été faites afin d'adapter le mieux possible le modèle à la situation réelle du cas d'étude. La sous-section suivante a comme objectif d'énumérer ces hypothèses générales de modélisation.

Les hypothèses générales de modélisation sont les suivantes :

- Bien que les usines soient représentées individuellement, la distance entre chacune d'elle n'est pas prise en compte. L'hypothèse tient du fait que toutes les compagnies participantes sont colocalisées dans un même parc industriel. Les estimées de pertes associées à la distance sont grossières et représentées dans le paramètre d'efficacité de conversion $effConv$.
- Le comportement transitoire des technologies permettant les échanges énergétiques tels que les démarrages à chaud et à froid, ainsi que les arrêts des chaudières, n'est pas pris en compte car ce modèle est dédié à la planification à long terme et non à la gestion du réseau à court terme.
- Les dépenses en capital des technologies $Cost_t^{exp}$ augmentent de manière linéaire avec la capacité installée. Cette relation s'explique par le fait que pour les pompes à chaleur haute température par exemple, peu d'exemples d'implémentation ont été étudiés et ce, surtout à des capacités au-delà de 1 MW où le design devient sur-mesure. Ainsi, un ensemble de coûts d'implémentation de projets réels a été agrégé et, de cet ensemble, un taux linéaire fut extrait pour déterminer l'augmentation du coût d'installation en fonction de la capacité installée. Ce taux est représenté par $Cost_t^{exp}$.
- La tarification des apports énergétiques externes $trdBuyPrc$ est linéaire et est en fonction de la quantité d'énergie demandée mensuellement. Le coût associé à la puissance est discuté dans la prochaine hypothèse.
- La tarification de la puissance demandée est adaptée. Elle n'est pas comptabilisée sur une base mensuelle. Seuls les appels de puissance sont modélisés. Ceux-ci ne sont pas représentés de manière stochastique. Ils sont plutôt intégrés dans la série temporelle des prix d'électricité de manière biannuelle et en hiver. Le paramètre $trdBuyPrc$ pour

l'électricité connaît ainsi deux instances où le prix horaire ne suit pas la tendance d'augmentation annuelle standard.

- Les crédits pour interruption ou diminution de la fourniture de service provenant d'Hydro-Québec disponibles pour les usines étant souscrites à la tarification L n'est pas pris en compte. Le niveau de production des usines et, par le fait même, le niveau de consommation d'énergie, est constant avec une augmentation de ces niveaux suivant une fonction en escalier.
- L'ensemble des paramètres économiques standards tel le taux d'actualisation et le taux d'intérêt sont identiques à ceux retrouvés dans les principaux modèles économiques top-down.

6.2 Expériences

La prochaine sous-section a pour objectif de décrire le processus d'expérimentation permettant d'obtenir des résultats robustes et de tirer des conclusions comparatives. Cette phase du projet de recherche permet d'avoir une approche structurée permettant, dans une étape subséquente, l'évaluation des performances ou des comportements du modèle développé.

Ceci dit, avant de procéder aux expérimentations, il a été nécessaire de valider le modèle afin de s'assurer de sa robustesse. Premièrement, avant la modélisation du cas d'étude, un ensemble de cas simplifiés a été résolu avec le modèle développé pour vérifier qu'il convergeait systématiquement vers une solution optimale dans des situations contrôlées, où les résultats pouvaient être validés manuellement. Ce type de cas étaient principalement lancés sur de très courtes périodes, entre deux acteurs et avec des paramètres constants. Ensuite, le modèle a été testé face à un cas d'étude similaire en complexité au cas présenté ci-haut, mais où les résultats avaient déjà été déterminés par un autre modèle de référence. Cette comparaison a permis de confirmer que le modèle convergeait vers une solution similaire et assez proche du résultat de référence pour l'interpréter comme valide.

La figure 6-8 représente les différentes étapes de l'expérimentation pour l'obtention des résultats. Chacune de celles-ci sera discutée plus en détail ci-bas.

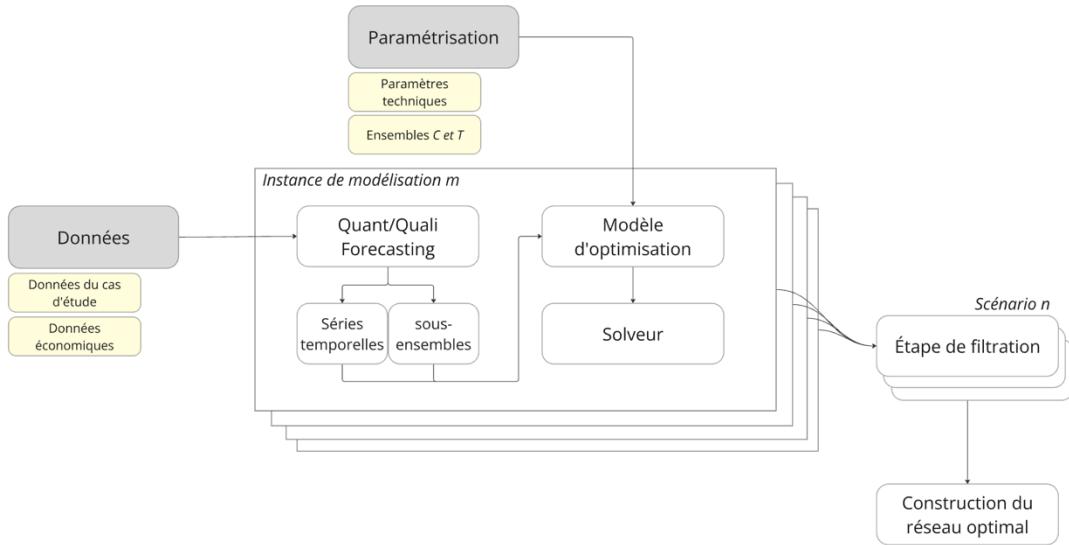


Figure 6-8 Représentation des étapes d'expérimentation

La partie centrale de l'expérimentation est l'instance de modélisation. Celle-ci représente le processus complet associé à la modélisation d'un scénario. En un premier temps, les données d'étude comme la demande énergétique dem pour toutes les usines et les autres paramètres, dont les paramètres d'ordre économique, sont interprétés par un module de *forecasting*. Ce module transforme automatiquement la liste de données obtenues via les visites sur le terrain ou les sondages en séries temporelles prévisionnelles. La figure 6-9 est un exemple de représentation de la série temporelle de consommation énergétique de trois usines r_1 , r_2 et r_4 . À noter que l'axe vertical, l'augmentation de la demande est relative au niveau de production de chacune des usines. Le niveau de consommation n'est pas représenté ici pour des raisons de confidentialité.

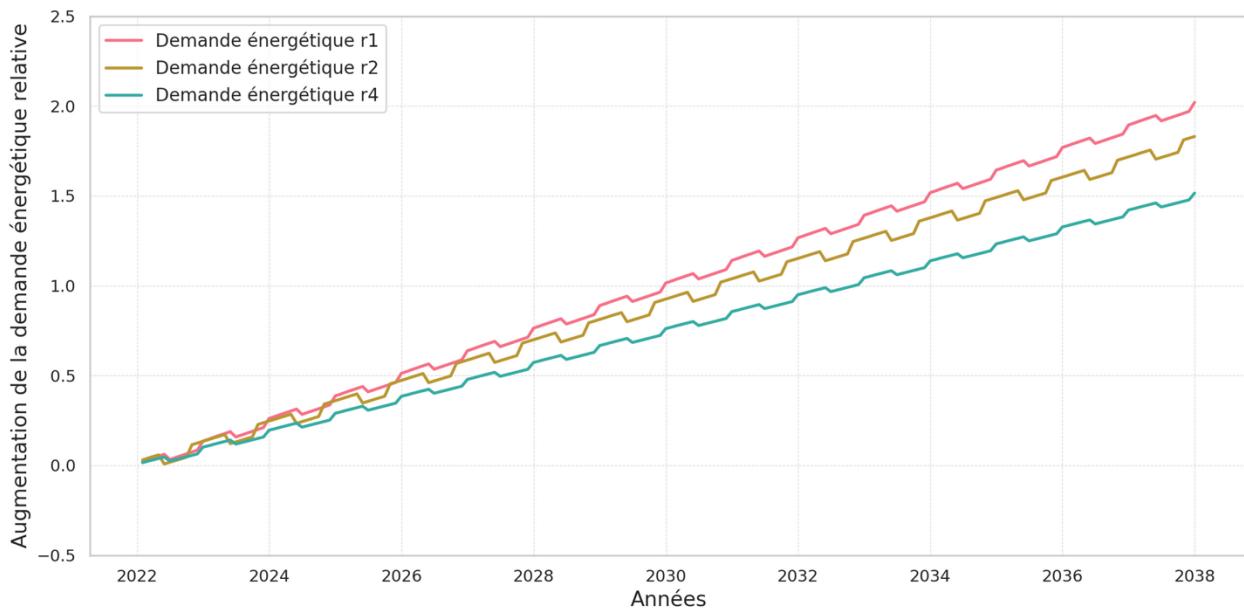


Figure 6-9 Exemple de série temporelle provenant du module de *forecasting*.

En plus de transformer les paramètres en données prévisionnelles à long terme, le module de *forecasting* permet aussi de générer les sous-ensembles pertinents à l'étude.

Toujours dans la même instance de modélisation, la paramétrisation vient fournir au modèle d'optimisation les contraintes et les variables décisionnelles correspondant aux paramètres techniques des technologies et des vecteurs énergétiques. Un modèle est alors construit et envoyé vers le solveur commercial qui calcul la solution optimale pour cette instance.

Les résultats d'une instance de modélisation sont variés. Chaque instance génère un coût minimisé associé à la fonction objectif. Cependant, ce coût ne représente pas uniquement les coûts de construction et d'opération d'un réseau de symbiose énergétique. Il intègre aussi l'ensemble des bénéfices agrégés associés à la mutualisation des ressources énergétiques, tels les bénéfices économiques des crédits carbone et la réduction de la consommation énergétique. Pour tirer des conclusions pertinentes, il faut ainsi regarder les résultats détaillés. Ceux-ci incluent notamment l'ensemble des capacités installées $Cap_{t,c,e}^{ist}$, qui permet d'identifier l'infrastructure mise en place ainsi que les capacités installées minimisant les coûts totaux du projet. Les résultats détails sont alors stockés pour une analyse subséquente, l'étape de filtrage.

Tout ce processus d'instance de modélisation est itératif. De cette manière, il est possible de faire varier les paramètres de modélisation de manière à tirer des conclusions futures. Ce processus est

similaire à une analyse de sensibilité, car il permet d'évaluer l'impact de différentes hypothèses sur les résultats. Dans la figure illustrant les étapes d'expérimentation, il est possible d'observer le terme scénario n. Dans ce contexte, un scénario et une instance de modélisation sont analogues. Un scénario regroupe plusieurs instances de modélisation dont les variations sont similaires et sous le même thème.

Une fois toutes les itérations effectuées et stockées, l'étape suivante consiste en un processus de filtrage. Ce filtrage intervient comme un mécanisme de validation intermédiaire, permettant de renforcer la robustesse de la solution. Au cours des itérations, les variations de paramètres ont généré divers réseaux, chacun présentant des configurations uniques. Cependant, il est complexe de comparer directement ces réseaux, car leurs caractéristiques varient en fonction des paramètres pré-déterminés, rendant difficile l'identification d'un réseau optimal unique.

Le filtrage intervient donc comme suit. Pour reprendre la terminologie des graphs, chacun des réseaux obtenus est décomposé en ses différentes arêtes. Le processus de filtrage superpose ainsi les n réseaux issus des instances de modélisation, en regroupant les arêtes (ou synergies) récurrentes et en éliminant celles qui présentent une faible occurrence entre les scénarios, indiquant une forte variance. Si une synergie apparaît dans plus de 75 % des instances, elle est considérée comme robuste et est retenue pour l'analyse finale. Ce processus de filtrage est exercé n fois, pour les n scénarios prédéfinis.

Finalement, la dernière étape de l'expérimentation est la construction du réseau optimal. Cette étape représente en fait la reconstruction du réseau optimal pour chacun des m scénarios. Dans cette étape, il est question de reconstituer le réseau optimal en associant les certaines des variables de décisions comme les capacités installées $Cap_{t,c,e}^{ist}$ et les variables de coûts pour construire le tableau des résultats finaux.

La dernière étape de l'expérimentation est la construction du réseau optimal, qui consiste à reconstruire le réseau optimal pour chacun des m scénarios étudiés. Cette phase implique de reconstituer le réseau en intégrant certaines variables de décision clés, telles que les capacités installées $Cap_{t,c,e}^{ist}$ et les variables de coûts, afin de dresser le tableau des résultats finaux. En associant ces variables, on peut également évaluer les compromis entre les configurations possibles et identifier les combinaisons de paramètres qui permettent de minimiser les coûts tout en maximisant la résilience et l'efficacité du réseau.

La fin de la section comprend un tableau récapitulatif qui présentent comment les paramètres de modélisation sont interprétés. Celui-ci présente les caractéristiques des paramètres permettant de développer les séries temporelles. La colonne de régionalisation des données associe à chacun des paramètres son indépendance régionale. Autrement dit, à quel niveau de détail la donnée doit être sélectionnée. Par exemple, les coûts d'expansion sont d'ordre fédéral, ce qui veut dire que les prix d'une pompe à chaleur sont les mêmes peu importe d'où la données provient à l'intérieur du Canada. À l'inverse, la capacité de génération limite d'énergie résiduelle d'une usine est locale.

La deuxième colonne intitulée granularité temporelle représente le niveau de granularité avec lequel chaque paramètre varie dans la construction des séries temporelles. Un paramètre comme le prix d'achat sur un marché externe a une granularité annuelle, ce qui veut dire que le prix de l'énergie est constant sur une même année et que ce dernier varie à chaque période d'un an. La granularité temporelle du paramètre $trdPrc^{buy}$ est donc égale à $t = 2$.

Tableau 6-1 Caractérisation des paramètres de modélisation.

	Régionalisation des données	Granularité temporelle
Système industriel		
Production résiduelle énergétique	Local	Heure, journalier
Demande énergétique	Local	Heure
Saisonnalité des opérations	Local	Variable
Croissance des niveaux d'opérations	Local	Quinquennal
Capacité limite	Local	N/A
Paramètres technologiques		
Coûts d'expansion	Fédéral	Quinquennal
Coûts d'opération	Provincial	Quinquennal
Efficacité de conversion	Global	Quinquennal
Efficacité de stockage	Global	Quinquennal
Durée de vie des technologies	Global	N/A
Paramètres de flux énergétique		
Prix d'achat sur marché externe	Provincial	Annuel
Facteur d'émissions	Global	N/A
Pertes d'échange	Global	N/A
Paramètres économiques		
Taux de croissance d'efficacité technologique	Global	Unique
Taux de décroissance du coût technologique	Global	Unique
Taux d'actualisation	Global	Unique
Taux d'intérêt	Fédéral	Unique
Prix des émissions GES	Provincial	Annuel
Croissance des prix énergétiques	Provincial	Annuel

6.3 Présentation des résultats

Cette sous-section a pour objectif de présenter les résultats de la modélisation du cas d'étude en suivant la méthodologie expérimentale. Deux types de résultats seront abordés. D'abord, les résultats liés à l'expérimentation du cas d'étude seront exposés sous différentes formes pour illustrer les divers aspects de l'analyse. Ensuite, certains résultats concernant la performance globale du modèle seront également présentés afin de fournir une évaluation complète de ses capacités.

6.3.1 Description des scénarios

Avant de présenter les résultats, il est nécessaire d'introduire les différents scénarios étudiés. Pour rappel, de multiples instances de modélisation ont été générées, produisant des résultats bruts qui ont ensuite été classés selon divers scénarios. Pour chaque scénario, les instances individuelles ont été regroupées et traitées afin de créer un réseau d'infrastructure optimal et robuste.

Les scénarios d'analyse sont regroupés grandes catégories principales avec quatre scénarios de base et plusieurs combinaisons pour couvrir un ensemble varier de développements futurs. Les scénarios permettent d'explorer différentes configurations allant du statu quo aux options intégrant des avancées technologiques et des changements économiques potentiellement significatifs.

Scénario Statu Quo

Le statu quo représente le scénario de référence simple. Dans ce scénario, les coûts d'infrastructure sont entièrement pris en compte, les politiques de soutien aux actions climatiques sont maintenues à leur niveau actuel, sans mesures supplémentaires favorisant la décarbonation industrielle. De plus, le développement futur des technologies permettant la décarbonation industrielle est neutre. Par exemple, les paramètres d'efficacités des technologies comme les pompes à chaleur haute température ne bénéficient d'aucune amélioration de performance au fil du temps. Ce scénario sert de point de comparaison pour évaluer les impacts des autres scénarios.

Scénario Subventions

Dans le scénario de *subventions*, les mêmes hypothèses de base que le *statut quo* sont appliquées. Cependant, la réalité du développeur d'infrastructure québécois est représentée. Au Québec, les projets d'infrastructures de valorisation des rejets thermiques peuvent être subventionnés à l'ordre de 75% par un programme d'aide provincial jusqu'à concurrence de 40M\$ par projet

(Gouvernement du Québec, 2024). Ce scénario permet de représenter un choix optimal pour les décideurs dans un contexte où ces subventions sont accessibles.

Scénario Techno-optimiste

Le scénario *techno-optimiste* est similaire au *statu quo*, mais avec une hypothèse d'évolution favorable des technologies. Dans ce cas, l'efficacité et les performances des technologies augmentent progressivement au fil du temps, de manière non linéaire, suivant une courbe d'expérience. Ce scénario permet de simuler l'impact du progrès technologique rapide sur la faisabilité et le coût des projets de décarbonation.

Scénario Coûts d'énergie élevés

Ce scénario reprend encore une fois les hypothèses du *statu quo*, mais intègre une augmentation progressive des coûts de l'énergie sur les marchés externes. L'objectif est de mesurer l'impact des hausses de prix liées à la transition énergétique, reflétant un contexte où les prix de l'énergie deviennent un facteur important de décision.

Scénarios Combinés

En plus des quatre scénarios de base, plusieurs combinaisons sont étudiées pour capturer les interactions entre les différentes hypothèses. Par exemple, l'un des scénarios mixtes combine les subventions et un contexte techno-optimiste, tandis que le scénario le plus favorable au développement de symbiose énergétique intègre à la fois les programmes de subvention, les prix d'énergie élevés et l'évolution favorable des paramètres technologiques. Ces scénarios permettent de comprendre les impacts cumulés des différentes hypothèses sur les choix d'infrastructure.

En tout, les résultats sont regroupés en sept scénarios principaux, mais en réalité l'expérimentation comprend des centaines d'instances de modélisation. À noter que dans tous ces scénarios, le prix des émissions de GES (en \$/tCO₂eq) augmente au fil du temps, conformément aux projections du *Plan pour la carboneutralité au Québec – Trajectoires 2050 et propositions d'actions à court terme* (Langlois-Bertrand & Mousseau, 2022).

Le tableau récapitulatif 6-1 présente l'évolution et la différentiation entre les différents scénarios à l'étude.

Tableau 6-2 Tableau récapitulatif de l'évolution des paramètres pour les scénarios standards

Scénarios	Unité	Baseline	Subventions	Tech favorable	Coûts d'énergie élevés	Sub + TechFav	Sub & ÉÉ	Sub & ÉÉ & TechFav
Système industriel								
Production	MW	/	/	/	/	/	/	/
Demande	MW	/	/	/	/	/	/	/
Ensemble technologique								
Coûts d'expansion	\$/MW	—	-75%	—	—	-75%	-75%	-75%
Coûts d'opération	\$/MWh	—	—	—	—	—	—	—
Efficacités	%	—	—	—	—	—	—	—
Durée de vie des technologies	années	20	20	20	20	20	20	20
Paramètres de flux énergétique								
Prix d'achat sur marché externe	\$/GWh	—	—	—	—	—	—	—
Pertes d'échange	%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Paramètres économiques								
Taux de croissance d'efficacité technologique	%	—	—	—	—	—	—	—
Taux de décroissance du coût technologique	%	—	—	—	—	—	—	—
Taux d'actualisation	%	—	—	—	—	—	—	—
Taux d'intérêt	%	—	—	—	—	—	—	—
Prix des émissions GES	\$/tCO ₂ eq	—	—	—	—	—	—	—

6.3.2 Présentation des résultats

La sous-section suivante présente les différents résultats de l'étude, faisant d'abord un survol des résultats de l'expérimentation du cas d'étude, puis une évaluation des performances du modèle en tant qu'outil.

Les réseaux développés

La figure suivante illustre de manière conceptuelle l'organisation finale des réseaux de symbiose énergétique développés par le modèle. À noter que les résultats de la section ont été anonymisés pour des raisons de compétitivité. Les résultats de génération et de consommation au niveau individuel de chacune des usines n'apparaissent pas. Seuls les capacités et autres résultats globaux, c'est-à-dire ceux représentant l'entièreté des réseaux, sont présentés.

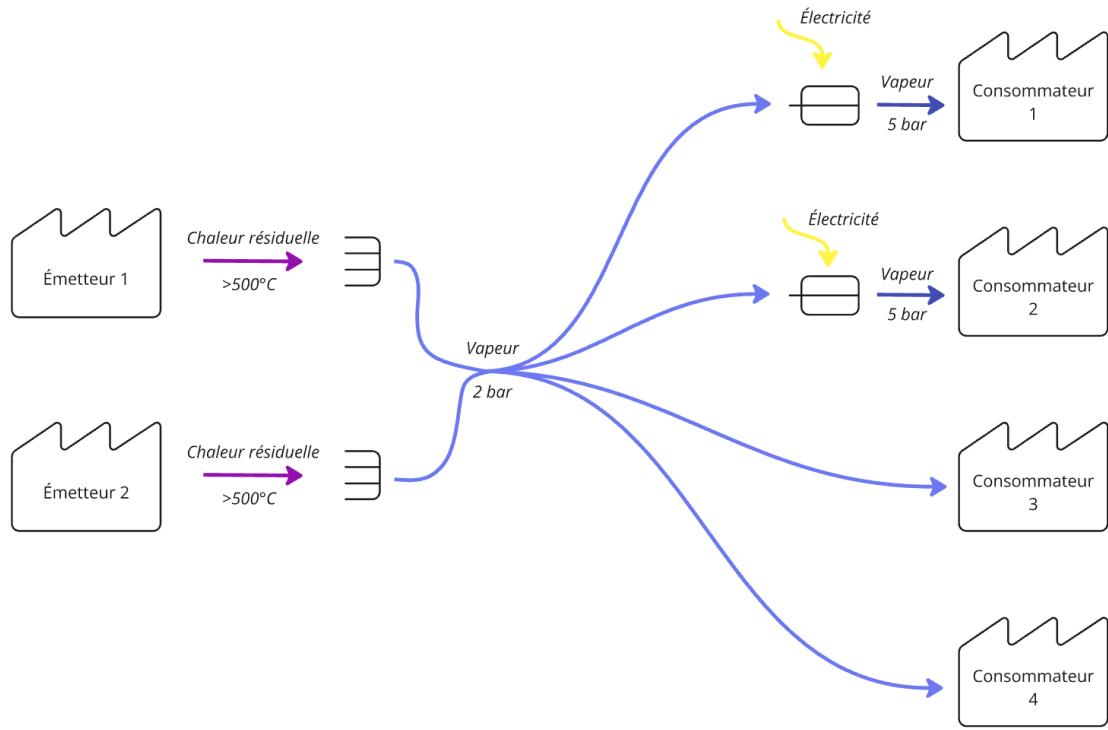


Figure 6-10 Représentation schématisée des réseaux de symbiose développés

La figure 6-10 illustre les réseaux optimaux modélisés pour chaque scénario. Dans tous les cas, le réseau général reste le même. Deux usines émettent de la chaleur résiduelle à haute température, convertie en vapeur via des échangeurs de chaleur coaxiaux. Cette vapeur, à pression et température égales, est ensuite mise en commun et acheminée dans un réseau de transport composé de tuyaux à vapeur jusqu'aux périmètres des usines consommatrices. Étant donné que la demande énergétique ne varie pas d'un scénario à l'autre, la configuration globale demeure constante. Considérant que le paramètre de demande ne varie pas d'un scénario à l'autre, dans tous les scénarios, la configuration reste la même. Deux des quatre usines (les consommateurs 3 et 4) utilisent de la vapeur à basse pression (2 bar) directement depuis les échangeurs, tandis que les consommateurs 1 et 2 requièrent de la vapeur à plus haute pression (5 bar). Pour atteindre cette pression, le modèle intègre deux pompes à chaleur industrielles alimentées en électricité, qui augmentent la température du réseau basse pression.

Bien que la structure du réseau reste identique entre les scénarios, les capacités installées et les coûts varient significativement. Les tableaux suivants détaillent ces différences. Il est à noter

qu'aucune technologie de stockage n'a été intégrée, car la consommation directe de vapeur s'est avérée être le résultat optimal dans chaque scénario.

Le tableau suivant présente la capacité installée Cap^{ist} , exprimée en puissance (MW), pour l'ensemble des périodes de modélisation, pour toute technologie et tout vecteur énergétique confondu et ce, pour chaque scénario à l'étude. Les valeurs Cap^{ist} totales dans le tableau représentent la puissance maximale pouvant être délivrée à un instant t , et servent ainsi à quantifier les capacités maximales des différents réseaux modélisés.

À noter que dans le scénario *baseline*, le modèle détermine que la configuration optimale du réseau d'échange énergétique consiste à ne pas construire d'infrastructure et conserver l'état actuel du parc.

Tableau 6-3 Capacités installées sur l'ensemble des périodes pour chaque scénario de modélisation

Capacités (MW)	Baseline	Subventions	Énergie élevée	Techno favorables	Tech & ÉE & Subventions
Baseline	0.00	-	-	-	-
Subventions		171.54	177.97	181.42	-
Énergie élevée			143.68	163.03	-
Techno favorables				150.23	-
Tech & NRJ & Subventions					197.14

Complémentaire au tableau des capacités est le tableau résumant les coûts pour chaque scénario. À noter que les coûts présentés dans le tableau ne sont pas les coûts résultants de la fonction objectif. Ce sont les coûts associés au développement de l'infrastructure du réseau. Cette décision permet de mieux représenter l'environnement de prise de décision et d'offrir une vue simplifiée facilitant la comparaison entre les scénarios. En fait, la fonction objectif minimise un ensemble de coûts partagés entre différents acteurs, comme la facture énergétique d'une usine et les coûts à débourser par le développeur d'infrastructure pour installer une certaine capacité de pompe à chaleur. Or, ces coûts combinés peuvent rendre la comparaison complexe, puisqu'ils varient selon le point de vue des parties prenantes. Ainsi, pour une meilleure comparaison entre les différents scénarios, seule une catégorie de coûts est utilisée, celle des coûts de l'infrastructure. À noter que ce ne sont que pour des fins de comparaison. La réalité est que les coûts présentés sont les coûts de chacun des réseaux optimaux, ceux qui minimisaient la fonction objectif.

Tableau 6-4 Coûts de la capacité installée sur l'ensemble des périodes pour chaque scénario de modélisation

Coûts (M\$)	Baseline	Subventions	Énergie élevée	Techno favorables	Tech & ÉÉ & Subventions
Baseline	\$ 0.00	-	-	-	-
Subventions		\$ 45.02	\$ 48.72	\$ 52.43	-
Énergie élevée			\$ 39.61	\$ 44.92	-
Techno favorables				\$ 43.96	-
Tech & NRJ & Subventions					\$ 57.59

Le tableau suivant approfondit l'analyse des coûts liés aux réseaux en présentant les temps de retour sur investissement (TRI), exprimés en années. Ces TRI sont calculés en mettant en relation l'investissement total requis avec les bénéfices économiques associés à l'implémentation d'un tel projet. Pour une évaluation complète, tous les coûts inclus dans la fonction objectif sont pris en compte : coûts d'infrastructure, coûts d'opération, coûts variables d'échange, ainsi que les coûts associés aux achats d'énergie sur les réseaux externes

À l'opposé, les bénéfices intégrés dans ce calcul proviennent principalement de la réduction des émissions de CO₂ des usines, exprimée en dollars et valorisée en fonction des tarifs carbone paramétrés. Les autres bénéfices principaux proviennent de la diminution de la facture d'énergie pour les usines consommatrices et les revenus associés à la vente locale de vapeur des usines émettrices.

Tableau 6-5 Temps de retour d'investissement pour chaque scénario de modélisation

Temps de retour sur investissement (années)	Baseline	Subventions	Énergie élevée	Techno favorables	Tech & ÉÉ & Subventions
Baseline	N/A	-	-	-	-
Subventions		3.11	3.12	2.94	-
Énergie élevée			7.31	6.92	-
Techno favorables				5.53	-
Tech & NRJ & Subventions					5.79

Le tableau suivant n'est qu'une représentation des différents scénarios permettant d'identifier ces derniers dans le graphique sur l'évolution de la capacité au fil du temps. Il permet de faire un lien entre les différentes lignes de la figure 6.11 et les noms des différents scénarios.

Tableau 6-6 Représentation matricielle des différents scénarios

Numérotation des scénarios	Baseline	Subventions	Énergie élevée	Techno favorables	Tech & ÉE & Subventions
Baseline	(1)	-	-	-	-
Subventions		(2)	(4)	(7)	-
Énergie élevée			(3)	(6)	-
Techno favorables				(5)	-
Tech & NRJ & Subventions					(8)

Le graphique suivant permet de représenter l'évolution de la capacité installée Cap^{ist} au fil du temps pour chaque scénario. Afin de pouvoir comparer les différents scénarios la capacité est représentée de manière relative (%). C'est-à-dire en fonction de la capacité maximale respective atteinte dans chaque scénario respectif.

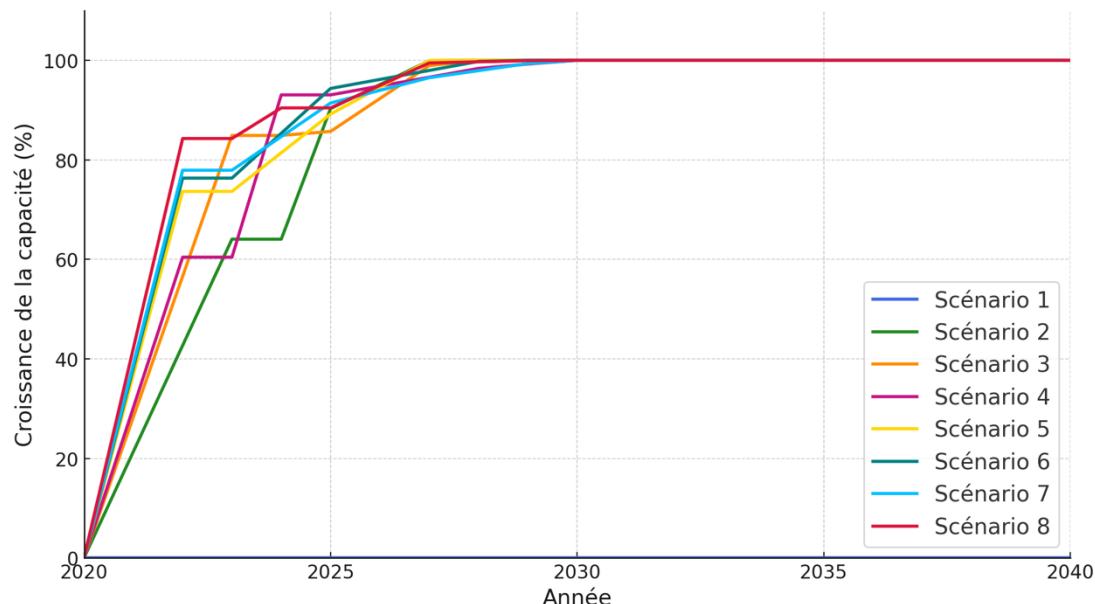


Figure 6-11 Évolution de la capacité installée au fil du temps en fonction des différents scénarios

Résultats sur la performance du modèle d'optimisation

La sous-section suivante a comme objectif de représenter les résultats, non pas du cas d'étude, mais du modèle en soit. Les graphiques permettent de quantifier la performance du modèle d'optimisation.

Afin d'évaluer les performances du modèle, une instance précise du même scénario (8) a été sélectionnée. Les données suivantes proviennent donc des multiples itérations de la même instance d'optimisation provenant du 8^e scénario. La seule différence étant que pour chaque itération de la même instance, une granularité temporelle uniforme fut appliquée à tous les vecteurs énergétiques. La figure 6-12 montre la taille et le nombre d'éléments non nuls de la matrice d'optimisation du modèle pour chacune de ces résolutions.

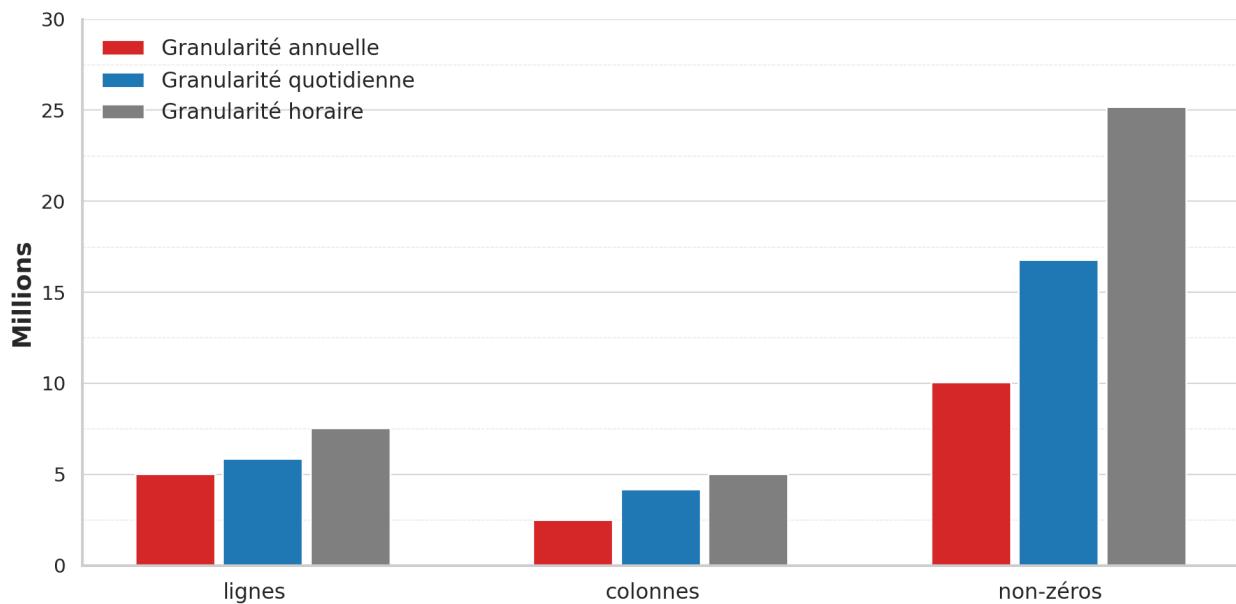


Figure 6-12 Taille du modèle en fonction de la granularité temporelle.

Les mêmes données ont été utilisées pour évaluer les temps de calcul associés à chaque granularité. La figure 6-12 illustre les temps de calcul en fonction des mêmes trois niveaux de granularité. Les sections foncées des barres représentent le temps requis pour la construction du modèle, tandis que

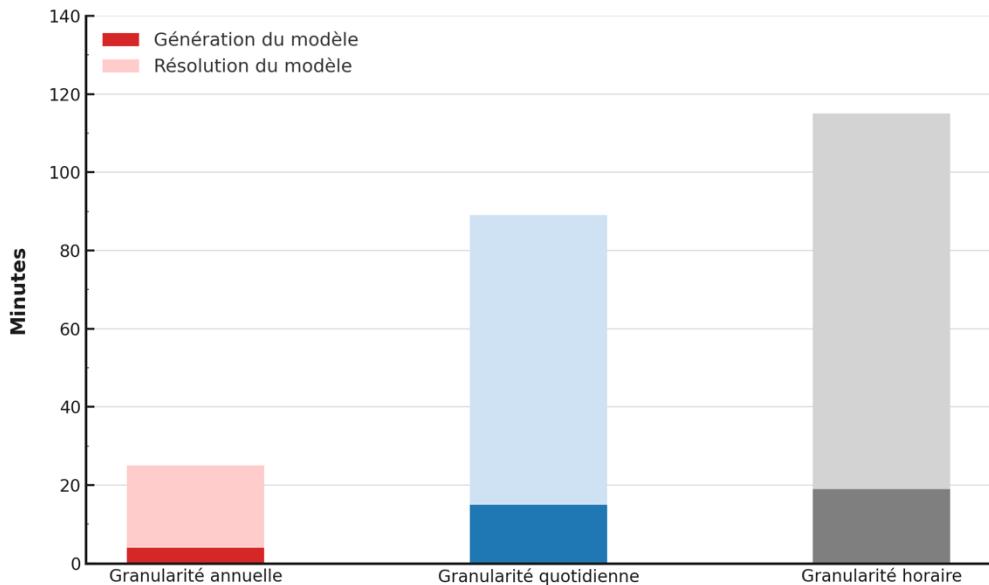


Figure 6-13 Impact de la granularité temporelle sur le temps moyen de génération et de résolution du modèle.

les sections plus pâles indiquent le temps de résolution du solveur. La figure permet ainsi de faire une estimation des ressources computationnelles requises selon les niveaux de granularité choisi.

Pour conclure le chapitre, la mise en application du modèle d'optimisation a permis de générer et d'analyser différentes configurations de réseaux de symbiose énergétique à travers sept scénarios principaux. L'approche expérimentale développée, combinant un processus itératif de modélisation et une méthode de filtrage des résultats, assure une certaine robustesse face à la sensibilité des solutions obtenues.

La paramétrisation détaillée du modèle a permis de représenter les contraintes techniques et économiques du cas d'étude. Il est à noter que le niveau de détails des séries temporelles doit être réfléchi durant la modélisation afin d'obtenir un équilibre entre précision de modélisation et faisabilité computationnelle.

Les résultats bruts obtenus mettent en évidence certaines variations dans les configurations optimales selon les scénarios, tant au niveau des capacités installées que des coûts d'infrastructure. Ces variations reflètent la sensibilité du modèle aux différentes hypothèses de développement, notamment concernant l'évolution des technologies et des conditions économiques. La convergence des solutions vers certaines configurations récurrentes, identifiées à travers le processus de filtrage, suggère l'existence de synergies énergétiques

robustes, indépendantes des variations paramétriques.

L'analyse de la performance computationnelle du modèle démontre sa capacité à traiter des problèmes d'optimisation de grande taille, tout en maintenant des temps de calcul raisonnables. Ces résultats constituent une base solide pour l'analyse approfondie qui sera développée dans le chapitre suivant.

CHAPITRE 7 ANALYSE DES RÉSULTATS ET DISCUSSION

Ce chapitre analyse les résultats précédents et propose quelques pistes pour améliorer la modélisation future des réseaux énergétiques, afin d'en renforcer la qualité des modèles et méthodes.

7.1 Analyse des résultats du cas d'étude

7.1.1 Analyse de la configuration du réseau

L'un des résultats les plus significatifs du cas d'étude est la convergence systématique du modèle d'optimisation vers une configuration centralisée du réseau de vapeur, et ce, indépendamment des scénarios étudiés. La configuration en question implique un réseau de vapeur principal opérant à basse pression avec l'utilisation de pompes à chaleur aux frontières des usines nécessitant une pression plus élevée.

La relation entre la pression de vapeur et l'énergie récupérée est centrale dans l'optimisation du réseau. Cette relation suit un principe thermodynamique fondamental démontré par Brückner *et al.* L'augmentation de la pression de vapeur, bien qu'elle permette une plus grande puissance instantanée, réduit la quantité totale d'énergie pouvant être extraite de la source de chaleur résiduelle (Brückner *et al.*, 2015).

Le modèle privilégie ainsi une solution qui maximise l'extraction totale d'énergie via un réseau basse pression, puis utilise des pompes à chaleur pour augmenter localement la pression là où nécessaire. Cette approche est cohérente avec les résultats de Farhat *et al.* qui démontrent que dans les réseaux de vapeur industriels, la maximisation de l'extraction d'énergie primaire suivie d'une augmentation locale de la qualité thermique est généralement plus efficace qu'une extraction directe à haute pression (Farhat *et al.*, 2022).

Cette configuration a aussi des implications significatives sur les coûts du réseau. Il est possible d'affirmer que les coûts d'infrastructure supplémentaires liés aux pompes à chaleur sont compensés par une quantité plus grande d'énergie dans le réseau de vapeur, et ainsi, une diminution de la facture énergétique. Bien que cet aspect ne soit pas distingué dans la modélisation, un réseau basse pression offre également des avantages opérationnels comme le fait que les réseaux de vapeur basse pression nécessitent moins d'entretien ou encore que les pertes thermiques sont réduites en raison de la plus faible température de transport (Farhat *et al.*, 2022; Jesper *et al.*, 2021).

7.1.2 Performances technico-économiques selon les scénarios.

Analyse des capacités

L'analyse des capacités installées à travers les différents scénarios modélisés du tableau 6.2 révèle des variations relativement importantes dans la capacité installée maximale des réseaux optimisés. Le scénario de référence (*baseline*) résulte en une capacité installée nulle (0 MW), indiquant que sans mesure de soutien ou évolution favorables des paramètres techniques, le développement du réseau de symbiose n'est pas envisagé du point de vue technico-économique et le *statu quo* à la situation actuelle du parc est préférable.

L'étude des scénarios individuels démontre l'impact relatif des grands facteurs influençant le développement de ce type de projet. Outre le scénario de référence, les subventions ont le grand impact sur la capacité du réseau puisque la capacité maximale du scénario de subventions (171,54 MW) est exclusivement supérieure aux deux autres scénarios individuels. Les instances d'optimisation provenant du scénario technologiquement favorable représentent un réseau de 150,23 MW, alors que les instances où les coûts d'énergie sont élevés représente un réseau final de 143,68 MW. Bien entendu, le scénario le plus optimiste, la combinaison des trois scénarios individuels représente le plus grand réseau. C'est-à-dire 197,14 MW. Cet ordonnancement des capacités suggère que le soutien financier direct a plus d'influence sur capacité final du réseau que les conditions de marché énergétique ou les avancées technologiques.

Analyse des coûts

L'analyse des coûts d'infrastructure présentés dans le tableau 6.3 montre des variations cohérentes avec les capacités installées discutées précédemment. Premièrement, de manière absolue, plus la capacité est grande, plus le réseau est coûteux. Bien entendu, le prix du réseau dépend du point de vue du partenaire impliqué. Pour les usines, cela ne fait pas de différence. Cependant, du point de vue du développeur de l'infrastructure, les prix dans le scénario subventions seraient diminués de 75% et donc seraient, pour lui, le paramètre ayant le plus grand impact sur le coût du réseau.

Afin de développer l'analyse plus loin, les figures 7.1 et 7.2 représentent les différents rapport coût-capacité en fonction des différents scénarios. Il est possible de conclure que le scénario de subventions nécessitant un investissement de 45.02 M\$, soit environ 262 k\$/MW, est le plus avantageux. Ceci suggère que les subventions permettent non seulement d'augmenter la capacité

totale, mais aussi d'optimiser l'allocation des fonds pour le développement de ces projets. Dans tous les cas, il est important de noter que les rapports coûts-capacité sont cohérents avec les résultats de la littérature où les coûts sont évalués entre 110 et 360 \$ CAD par MW (Brückner et al., 2015).

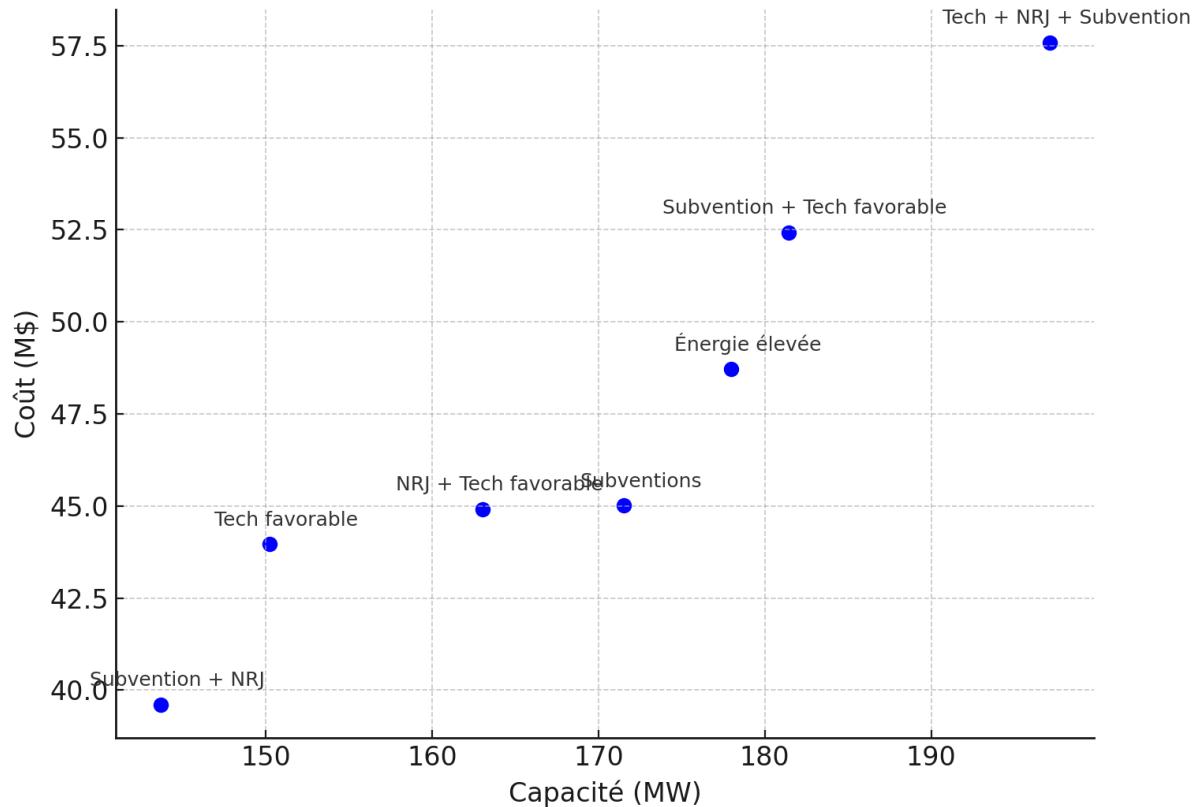


Figure 7-1 Représentation graphique des coûts par capacité installée pour les différents scénarios.

Coûts de développement par capacité (k\$/MW)	Baseline	Subventions	Énergie élevée	Techno favorables	Tech & ÉE & Subventions
Baseline	\$ 0.00	-	-	-	-
Subventions		\$ 262.45	\$ 273.75	\$ 289.00	-
Énergie élevée			\$ 275.67	\$ 275.53	-
Techno favorables				\$ 292.62	-
Tech & NRJ & Subventions					\$ 292.13

Figure 7-2 Coûts de développement par capacité installée pour les différents scénarios

Analyse du TRI

Ensuite, l'analyse des temps de retour sur investissement (TRI) présentés dans le tableau 6.4 révèle des variations significatives entre les scénarios, s'échelonnant de 2,94 à 7,31 années. Bien entendu, le scénario de référence ne présente pas de TRI calculable puisqu'aucune infrastructure n'est développée dans ce cas.

Les scénarios incluant des subventions démontrent systématiquement les TRI les plus courts, entre 2,94 et 3,12 années. Ce résultat s'explique directement par la réduction de 75% des coûts initiaux grâce au programme de subvention provincial. Il est particulièrement intéressant de noter que ce TRI reste stable autour de 3 années malgré les variations de capacité installée (171,54 MW à 181,42 MW), suggérant une certaine linéarité dans le bénéfice en fonction de la taille du réseau.

Les scénarios sans subvention présentent des TRI significativement plus longs. Ceci n'est pas surprenant sachant que pour calculer le TRI, ce ne sont pas seulement les couts d'infrastructure qui sont pris en compte, mais aussi les factures énergétiques des entreprises. Le fait que le scénario d'énergie élevée montre un TRI de 7,31 années, le plus élevé des différents scénarios, témoigne de l'importance de l'impact de la facture d'énergie comme facteur de décision pour les usines. Plus les coûts d'énergies externes sont élevés, plus les usines ont intérêt à mutualiser leurs ressources énergétiques résiduelles.

Analyse temporelle

Au niveau de l'analyse du développement temporelle de la capacité, les tendances de la figure 6.11 démontrent des différences importantes dans les vitesses de déploiement de la capacité entre les scénarios. Cela dit, pour débuter, tous les scénarios démontrent une approche graduelle d'augmentation de capacité installée plutôt que l'implémentation total en une seule période. Cette approche graduelle est représentée de deux manières.

- Toute d'abord, toutes les connexions ne se développent pas en même temps. Dans la plupart des instances d'optimisation, les connexions directes, les synergies basses pressions se développent avant celles nécessitant l'ajout de pompes à chaleur. Ceci suggère que soit le prix et/ou les paramètres des pompes à chaleur nécessitent une bonification avant de devenir viable économiquement dans le cas d'usage.

- Ensuite, l'autre phénomène présent est celui de l'augmentation graduelle de la capacité au fil du temps. En réalité, la capacité installée de pompes à chaleur est trop grande pour qu'une seule pompe par connexion soit mise en place. Il en faut plusieurs. Ceci permet donc d'augmenter la capacité d'échange graduellement au fil du temps. Il est fortement possible que l'augmentation des prix de l'énergie ou encore l'augmentation des tarifs carbone au fil du temps forcent graduellement l'augmentation de la capacité d'échange.

Du graphique, il est aussi possible de tirer les conclusions suivantes :

- Plus la capacité finale du réseau est élevée, plus le réseau se développe rapidement. Ceci suggère que les facteurs favorisant une plus grande capacité du réseau, telles les subventions, ont aussi un impact sur la rapidité du développement de ce dernier.
- Tous les scénarios arrivent à leur capacité maximale finale au plus tard en 2030, aux trois quarts de l'horizon de modélisation.
- L'augmentation de la capacité est non-linéaire. Les premières années présentent une plus augmentation de capacité que les années subséquentes. Ceci suggère qu'une grande partie des facteurs permettant la symbiose énergétique sont déjà en place dès aujourd'hui.
- 7 des 8 scénarios présentent une augmentation de la capacité dès la première année. Ceci veut donc dire qu'il n'est pas nécessaire d'attendre un avancement technologique significatif ou des conditions de marché particulières avant de développer l'infrastructure de symbiose.

Au final, l'analyse technico-économique des différents scénarios démontre que l'identification du « meilleur » scénario dépend de la partie prenante concernée. Pour le développeur d'infrastructure, le scénario de subventions est clairement optimal avec un TRI de 3,11 années, minimisant ainsi les risques financiers et assurant un retour rapide sur investissement tel que prôné dans le domaine de la finance. Du point de vue gouvernemental, notamment dans une optique de transition et de sobriété énergétique, le scénario combiné tripe (8) serait privilégié puisqu'il permet le développement du plus grand réseau avec 197.14 MW de capacité installée, minimisant ainsi les enjeux d'approvisionnement énergétique. Cette variation dans l'identification du « meilleur » selon la partie prenante souligne la nature multidimensionnelle des projets de symbiose industrielle, où les intérêts individuels ne convergent pas nécessairement vers une solution commune tel qu'évoqué par Chertow dans son article *Uncovering Industrial Symbiosis*.

7.1.3 Analyse des performances du modèle

L'analyse de la performance computationnelle du modèle révèle des variations significatives la taille du modèle et donc selon la granularité temporelle choisie, le paramètre aillant le plus grand impact sur la taille du modèle. Pour le tester, l'évaluation des performances du modèle a été réalisée à partir d'une instance spécifique du scénario 8, en faisant varier uniquement la granularité temporelle, permettant ainsi d'isoler l'impact de la résolution temporelle.

La figure 6-12 illustre l'évolution de la taille de la matrice d'optimisation selon trois niveaux de granularité temporelle. La transition d'une granularité annuelle à horaire entraîne une augmentation significative de la complexité du modèle : le nombre de lignes passe de 5 à 7 millions environ, tandis que le nombre d'éléments non-nuls augmente de 250%. Cette progression non-linéaire de la taille du modèle reflète la complexité du modèle et du même coup l'avantage de la représentation basée sur la théorie des graphes. Sans celle-ci, les modèles traditionnels d'optimisation PLNE peinent à modéliser un horizon aussi long et pertinent pour les décideurs. Une réduction de la taille du modèle diminue les besoins en mémoire vive et permet de résoudre des modèles qui ne pouvaient auparavant pas tenir en mémoire (Groissböck, 2019; Lopion et al., 2018).

La figure 6.13 décompose quant à elle les temps de calcul en deux parties; la génération du modèle et sa résolution par le solveur. Cette distinction est particulièrement révélatrice de la charge computationnelle. Pour une granularité annuelle, le temps total est d'environ 25 minutes, dont 20% sont dédiés à la génération du modèle. Le passage à une granularité quotidienne fait augmenter le temps total à 89 minutes, avec une proportion similaire entre génération et résolution. La granularité horaire pousse le temps total à 117 minutes. Ces résultats démontrent que le temps de résolution décroît de manière disproportionnée à la taille du modèle. À noter que ces résultats ont été collectés lors d'instance roulant sur un solveur commercial avec l'implémentation de l'algorithme de Barrier, présentement la manière la plus rapide de résoudre ce type de problème en PLNE (Göke, 2021b). L'utilisation de la méthode du simplex n'a pas réussi à résoudre le problème d'optimisation.

7.2 Discussion

7.2.1 Discussion sur les prévisions et courbes d'expérience

Impact de la prévision parfaite

Tel que discuté dans les premiers chapitre du mémoire, afin de bien représenter une modélisation de longue durée, sur plusieurs années, il est nécessaire d'incorporer les séries temporelles pour caractériser l'évolution des paramètres au fil du temps. Tout ce processus repose sur des prévisions. Cependant, dépendant de l'interprétation, le modèle peut avoir différentes manières d'utiliser ces prévisions. Il est question de *foresight*. Il existe deux types de *foresight* ou prévision. Le premier type, la prévision parfaite, sous-entend que le modèle dispose d'une connaissance complète de tous les événements futurs. Ceci permet une optimisation globale sur l'ensemble de l'horizon modélisé. C'est idéal pour optimiser des scénarios idéaux, où l'incertitude est absente. C'est le cas du modèle présent. Cependant, à l'inverse, la prévision myope optimise les décisions pour la période actuelle ou les périodes très proches, sans tenir compte des impacts à long terme. Cette méthode, à l'inverse, démontre une prise de décision plus réaliste dans des environnements incertains où les prévisions à long terme sont difficiles ou peu fiables (Poncelet, 2016). Dans le cadre du modèle développé dans le projet de recherche, le choix entre prévision parfaite ou myope est déterminant pour capacité du modèle à représenter la réalité énergétique. En réalité, le modèle développé est limité dans sa capacité à modéliser l'incertitude dû à sa prévision parfaite. L'ensemble des séries temporelles sont développées de manières exogènes. C'est-à-dire en fonction de données externes, fixées à l'avance. Cette exogénéité limite la flexibilité du modèle. Le modèle ne capture pas les rétroactions dynamiques qui influencent les choix entre les périodes d'une même instance de modélisation.

Un autre impact de la prévision parfaite est le fait qu'elle peut introduire des biais en faveur de certaines technologies. Les modèles avec prévision parfaite connaissent les résultats futurs avec certitude. Lorsqu'on y intègre les courbes d'expérience (séries temporelles), le modèle peut « anticiper » les réductions de coûts futures. Cela crée un biais en faveur des technologies ayant des taux d'amélioration élevés, telles les technologies émergentes, car le modèle sait que ces technologies deviendront moins coûteuses ou plus efficace et donc il peut optimiser le déploiement pour maximiser les bénéfices liés à ces réductions de coûts.

Cette anticipation des réductions de coûts influence directement les décisions du modèle. Pour les technologies matures qui ont déjà atteint un plateau dans leur courbe d'apprentissage, le modèle voit peu d'avantages à un déploiement rapide puisque les gains futurs seront minimes. Cette dynamique peut créer des points de bascule artificiels où le modèle bascule soudainement vers une technologie émergente dès qu'il anticipe que ses paramètres deviendront plus avantageux, un comportement qui ne reflète pas la réalité des marchés. Selon Louwen et al. (2020), cette distorsion conduit à une sous-évaluation systématique du potentiel des technologies matures au profit d'un déploiement trop optimiste des technologies émergentes. Ainsi, le modèle tend à :

- Retarder le déploiement des technologies matures avec de faibles taux d'apprentissage,
- Accélérer le déploiement des technologies émergentes
- Créer des « points de bascule » irréalistes où l'adoption d'une technologie s'accélère soudainement en raison de l'anticipation de l'évolution des paramètres d'une technologie émergente.

7.2.2 Limites du modèle

La prochaine sous-section aborde certaines fonctions pertinentes à la modélisation énergétiques qui ne sont pas abordées par le modèle développé.

- Le modèle ne considère pas la distribution de la chaleur ou de la vapeur de manière assez détaillée pour une représentation efficace du transport de ce vecteur. Il ne prend en compte que des facteurs de perte linéaires et constants prédéfinis. Les détails incluant la pression, le débit massique ou la température ne sont pas incorporés de manière endogène. Ceci empêche ainsi le modèle de correctement évaluées les pertes d'échanges, un paramètre endogène. Tel que discuté plus haut, les pertes associées à l'échange de chaleur sont fortement corrélées à sa température et pression. De plus, pour une représentation réaliste du stockage thermique, le niveau de température du stockage et sa pression devrait également être considéré (Jiménez-Gutiérrez & Lona-Ramírez, 2014).
- Le modèle ne permet pas actuellement l'utilisation de fonctions objectifs alternatives comme la maximisation du profit ou de l'efficacité. Aussi, l'intégration d'une fonction multi-objectifs permettrait de mieux représenter la minimisation des émissions de GES par exemple.

- La prévision parfaite du modèle ne permet pas de bien représenter les variations de prix d'achat d'énergie sur le marché externe. Il n'est pas actuellement possible de modéliser des comportements de marché tel que l'augmentation du prix du kWh d'électricité lorsque la demande est plus forte. Ceci est particulièrement important afin de modéliser les appels de puissance, ces moments où, par période de grand froid par exemple, les usines seraient appelées à payer plus cher leur énergie ou encore à diminuer leur niveau de consommation sur une courte période.
- Le modèle est incapable de modéliser certains paramètres de manière stochastique. Par exemple, tel que présenté au chapitre 5, l'efficacité des pompes à chaleur peut varier en fonction de la température extérieure, un paramètre stochastique, actuellement non pris en compte.
- Les modes de consommation sont linéaires. C'est-à-dire que le niveau de production ou de consommation d'énergie peut varier au fil du temps, mais il n'y a pas de paramètre ou de variable pour décrire le statut transitoire entre un mode en marche ou en arrêt. Ceci est d'autant plus important si l'on veut incorporer certaines technologies de production d'énergie dans le modèle (Morales-Espana et al., 2016).
- Les scénarios ne représentent pas les différents modèles de financement des infrastructures. Considérer les modèles de propriété (privée, publique ou partagée) de l'infrastructure pourrait permettre de mieux représenter la structure de coûts et des revenus (IEA, 2020).
- Le modèle est linéaire alors que ça ne reflète pas l'évolution de certains paramètres. Par exemple, la modélisation des coûts en capital est linéaire à la capacité installée. Cette simplification pourrait réduire la précision de l'estimation des coûts pour des installations de grande capacité, où des coûts non-linéaires apparaissent dans bien des cas.

7.2.3 Retour sur les objectifs

À la lumière des résultats obtenus et des analyses technico-économiques effectuées, il est maintenant possible de répondre à la question de recherche : Est-ce que la symbiose énergétique est une opportunité viable pour la décarbonation des parcs industriels ?

L'analyse technico-économique du cas d'étude démontre que la symbiose énergétique constitue une solution techniquement réalisable et potentiellement significative pour la décarbonation industrielle, mais dont la viabilité économique reste conditionnelle à un ensemble de facteurs

externes. Il a été démontré que l'un des facteurs ayant le plus grand impact sur le développement de réseaux symbiotiques est son coût et le soutien financier pour l'investissement nécessaire pour la construction de l'infrastructure d'échange. Sommes toutes, bien que le modèle n'ait pas prôné le développement d'infrastructure d'échange dans le cas où le contexte économique reste tel qu'il est aujourd'hui, sans subventions, ou tout autre mécanisme favorable au développement de solutions d'efficacité énergétique, il a été démontré que la symbiose énergétique représente une solution économiquement viable et même favorable aux acteurs industriels dans le cas où les subventions et le support requis est fourni.

En conclusion, l'analyse des résultats de modélisation a permis de tirer des conclusions importantes quant à la viabilité des réseaux de symbiose énergétique et aux capacités du modèle développé. La configuration optimale du réseau, identifiée de manière constante à travers les différents scénarios, privilégie un système de vapeur basse pression avec augmentation locale de la pression. Cette solution, bien qu'elle nécessite l'ajout de pompes à chaleur, maximise l'extraction d'énergie des rejets thermiques tout en minimisant les coûts totaux.

L'étude technico-économique confirme que le soutien financier est déterminant pour la viabilité des projets de symbiose. Avec des temps de retour sur investissement d'environ trois ans dans les scénarios incluant des subventions, contre plus de sept ans sans soutien, l'analyse souligne l'importance des politiques publiques pour catalyser le développement de tels réseaux. Les variations observées dans les capacités installées et les coûts selon les scénarios démontrent également la sensibilité du modèle au contexte économique et technologique.

L'analyse a cependant mis en évidence certaines limites du modèle, particulièrement en ce qui concerne le traitement de l'incertitude. L'hypothèse de prévision parfaite, facilitant l'optimisation, peut cependant biaiser l'évaluation des technologies émergentes. D'autres aspects, comme la linéarisation de certains paramètres et l'absence de stochasticité dans la paramétrisation constituent des simplifications qui mériteraient d'être raffinées.

CHAPITRE 8 CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

Cette recherche a examiné la viabilité de la symbiose énergétique comme levier de décarbonation du secteur industriel. Une revue de la littérature a démontré un manque d'outils mathématiques capables d'analyser les échanges d'énergie à un niveau de détail assez élevé pour représenter la réalité technique des échanges énergétiques et ce, sur un horizon de temps de plusieurs années, nécessaire à la prise de décision pour les parties prenantes d'un tel projet. Par conséquent, la recherche visait à combler cette lacune en développant un nouveau modèle d'optimisation basée sur la théorie des graphes afin de représenter efficacement les interactions complexes au sein du réseau de symbiose énergétique. Ce modèle a ensuite été testé à l'aide d'une étude de cas, portant sur le parc industrialo-portuaire de Bécancour.

Les résultats indiquent que, sous certaines conditions techniques et économiques, les synergies énergétiques identifiées peuvent non seulement réduire la consommation d'énergie primaire, mais aussi améliorer la compétitivité des entreprises participantes. Suggérant que la symbiose énergétique représente une solution techniquement réalisable et ayant un impact significatif pour la décarbonation industrielle. L'étude de cas a su démontrer aussi que le déploiement d'un tel projet dépend d'une série de facteurs. Notamment, le soutien financier, soulignant la nécessité d'interventions de politiques publiques pour inciter et accélérer l'adoption de solutions de valorisation des rejets énergétiques.

Cette recherche ouvre aussi la voie à plusieurs développements futurs. L'approche de modélisation pourrait être étendue à d'autres contextes, tels les écoquartiers et adaptée pour prendre en compte la nature stochastique de l'environnement modélisé. L'intégration de technologies de production énergies renouvelables, par exemple, pourrait alors être prise en compte. La prise en compte des mécanismes de captation et d'utilisation du carbone semble être aussi une avenue intéressante à explorer sachant que le secteur industriel est considéré comme un secteur potentiel à haute valeur ajoutée de ces technologies. En définitive, bien que des défis subsistent, la symbiose énergétique apparaît comme une solution prometteuse pour la décarbonation industrielle, particulièrement lorsqu'elle est soutenue par des politiques publiques appropriées et des outils de modélisation adaptés.

RÉFÉRENCES

- Afshari, H., Farel, R., & Peng QingjinPeng, Q. (2016). *Energy Symbiosis in Eco-Industrial Parks: Models and Perspectives*. <http://asmedigitalcollection.asme.org/IIDETC-CIE/proceedings-pdf/IIDETC-CIE2016/50145/V004T05A022/4260500/v004t05a022-detc2016-59965.pdf>
- Alcoa -- Nos Usines*. (2024). <https://www.alcoa.com/canada/fr/factories>
- Alexander, B., Barton, G., Petrie, J., & Romagnoli, J. (2000). Process synthesis and optimisation tools for environmental design: methodology and structure. *Computers and Chemical Engineering*, 24, 1195-1200. www.elsevier.com/locate/compchemeng
- Assunçāo, P., Boland, B., & Graham, A. (2022). *Net-zero steel in building and construction: The way forward*.
- Boix, M., Montastruc, L., Azzaro-Pantel, C., & Domenech, S. (2015). Optimization methods applied to the design of eco-industrial parks: a literature review. *Journal of Cleaner Production*, 87(1), 303-317. <https://doi.org/10.1016/J.JCLEPRO.2014.09.032>
- Boix, M., Montastruc, L., Pibouleau, L., Azzaro-Pantel, C., & Domenech, S. (2012). Industrial water management by multiobjective optimization: from individual to collective solution through eco-industrial parks. *Journal of Cleaner Production*, 22(1), 85-97. <https://doi.org/10.1016/J.JCLEPRO.2011.09.011>
- Bonabeau, E. (2002). Agent-based modeling: Methods and techniques for simulating human systems. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, 99(SUPPL. 3), 7280-7287. <https://doi.org/10.1073/PNAS.082080899/ASSET/15AB2074-4729-491A-B9E6-292A9C40AE31/ASSETS/GPGRAPHIC/PQ0820808004.JPG>
- Brückner, S., Liu, S., Miró, L., Radspieler, M., Cabeza, L. F., & Lävemann, E. (2015). Industrial waste heat recovery technologies: An economic analysis of heat transformation technologies. *Applied Energy*, 151, 157-167. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2015.01.147>
- Brundtland, G. H. (1987). *Report of the World Commission on Environment and Development: Our Common Future Towards Sustainable Development*.
- Burkin, A. R. (Alfred R. (1987). *Production of aluminium and alumina*. Published on behalf of the Society of Chemical Industry by J. Wiley.

Cepsa presents its unique LAB plant worldwide at CESIO 2019. (2024). www.cepsa.com

Chae, S. H., Kim, S. H., Yoon, S. G., & Park, S. (2010). Optimization of a waste heat utilization network in an eco-industrial park. *Applied Energy*, 87(6), 1978-1988. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2009.12.003>

Chertow, M., & Ehrenfeld, J. (2012). Organizing Self-Organizing Systems: Toward a Theory of Industrial Symbiosis. *Journal of Industrial Ecology*, 16(1), 13-27. <https://doi.org/10.1111/J.1530-9290.2011.00450.X>

Chertow, M. R., Kanaoka, K. S., & Park, J. (2021). Tracking the diffusion of industrial symbiosis scholarship using bibliometrics: Comparing across Web of Science, Scopus, and Google Scholar. *Journal of Industrial Ecology*, 25(4), 913-931. <https://doi.org/10.1111/JIEC.13099>

Cogis, O., & Schwartz, C. (2018). *Théorie des graphes* (2^e éd., Vol. 4). Cassini.

Diestel, R. (2017). *Graph Theory* (5^e éd.). Springer Nature.

Énergir. (2024). *Le prix du gaz naturel et son historique*. <https://energir.com/fr/grandes-entreprises/prix-du-gaz-naturel/prix-et-historique>

Environnement et Changement climatique Canada. (2024). *Coefficients d'émission et valeurs de référence*. <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/changements-climatiques/fonctionnement-tarification-pollution/systeme-tarification-fonde-rendement/systeme-federal-credits-compensatoires-gaz-effet-serre/coefficients-emission-valeurs-reference.html>

Farhat, O., Faraj, J., Hachem, F., Castelain, C., & Khaled, M. (2022). A recent review on waste heat recovery methodologies and applications: Comprehensive review, critical analysis and potential recommendations. *Cleaner Engineering and Technology*, 6, 100387. <https://doi.org/10.1016/j.clet.2021.100387>

Filsinger, D. H., & Bourrie, D. B. (1990). Silica to Silicon: Key Carbothermic Reactions and Kinetics. *Journal of the American Ceramic Society*, 73(6), 1726-1732. <https://doi.org/10.1111/J.1151-2916.1990.TB09820.X>

Frosch, R. A. (1994). Industrial Ecology: Minimizing the Impact of Industrial Waste. *Physics Today*, 47(11), 63-68. <https://doi.org/10.1063/1.881405>

- Frosch, R. A., & Gallopolous, N. E. (1989). Strategies for Manufacturing. *Scientific American, a division of Nature America, Inc*, 261(3), 114-153.
- Gaber, M. A. F. M., Tujillo, F. J., Mansour, M. P., & Juliano, P. (2018). Improving Oil Extraction from Canola Seeds by Conventional and Advanced Methods. *Food Engineering Reviews*, 10(4), 198-210. <https://doi.org/10.1007/S12393-018-9182-1>
- Gao, G., Tian, Y., Li, X., Hu, Y., Yang, K., & Zong, B. (2023). Development and application of slurry-bed production technology of hydrogen peroxide by anthraquinone auto-oxidation process. *Results in Engineering*, 19, 101268. <https://doi.org/10.1016/J.RINENG.2023.101268>
- GIEC. (2021). Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Dans *Cambridge University Press*.
- Göke, L. (2021a). *A graph-based formulation for modeling macro-energy systems*.
- Göke, L. (2021b). AnyMOD.jl: A Julia package for creating energy system models. *SoftwareX*, 16, 100871. <https://doi.org/10.1016/J.SOFTX.2021.100871>
- Gouvernement du Québec. (2024). *Aide financière pour un projet d'implantation d'infrastructures*. <https://www.quebec.ca/agriculture-environnement-et-ressources-naturelles/energie/reussir-ses-projets-transition-energetique/valorisation-rejets-thermiques/aide-financiere/implantation-infrastructures>
- Graedel, T. E., & Allenby, B. R. (2002). *Industrial ecology*. Pearson Education, Limited.
- Groissböck, M. (2019). Are open-source energy system optimization tools mature enough for serious use? *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 102, 234-248. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2018.11.020>
- Gu, C., Estel, L., Yassine, A., & Leveneur, S. (2013). A multiobjective optimization model for designing and optimizing an ecological industrial park. *Proceedings - International Conference on Natural Computation*, 595-600. <https://doi.org/10.1109/ICNC.2013.6818046>
- Gu, C., Leveneur, S., Estel, L., & Yassine, A. (2013). Modeling and optimization of material/energy flow exchanges in an eco-industrial park. *Energy Procedia*, 36, 243-252. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.07.028>

- Hauser, P. (2019). A modelling approach for the German gas grid using highly resolved spatial, temporal and sectoral data (GAMAMOD-DE). *Working Paper*.
- Herbst, A., Toro, F., Reitze, F., & Jochem, E. (2012). Introduction to Energy Systems Modelling. *Swiss Journal of Economics and Statistics*, 148(2), 111-135. <https://doi.org/10.1007/BF03399363/METRICS>
- IEA. (2020). Energy Technology Perspectives 2020. Dans *IEA Publications*.
- International Organization for Standardization. (2006). *Environmental management-Life cycle assessment-Principles and framework*.
- International Renewable Energy Agency. (2023). World Energy Transitions Outlook: 1.5°C Pathway. *World Energy Transitions*.
- Jacobsen, O. M. N. B., & Anderberg, S. (2004). Understanding the Evolution of Industrial Symbiotic Networks: The Case of Kalundborg. *Economics of Industrial Ecology : Materials, Structural Change, and Spatial Scales*, 313-335.
- Jesper, M., Schlosser, F., Pag, F., Walmsley, T. G., Schmitt, B., & Vajen, K. (2021). Large-scale heat pumps: Uptake and performance modelling of market-available devices. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 137, 110646. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2020.110646>
- Jiménez-Gutiérrez, A., & Lona-Ramírez, J. (2014). An MINLP model for the simultaneous integration of energy, mass and properties in water networks. *Computers and Chemical Engineer*.
- Jouhara, H., Khordehgah, N., Almahmoud, S., Delpech, B., Chauhan, A., & Tassou, S. A. (2018). Waste heat recovery technologies and applications. *Thermal Science and Engineering Progress*, 6, 268-289. <https://doi.org/10.1016/J.TSEP.2018.04.017>
- Kapur, A., & Graedel, T. E. (2004). Industrial Ecology. Dans *Encyclopedia of Energy* (p. 373-382). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B0-12-176480-X/00533-7>
- Kastner, C. A., Lau, R., & Kraft, M. (2015). Quantitative tools for cultivating symbiosis in industrial parks; a literature review. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.05.037>

- Kotzur, L., Markewitz, P., Robinius, M., & Stolten, D. (2018). Time series aggregation for energy system design: Modeling seasonal storage. *Applied Energy*, 213, 123-135. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2018.01.023>
- Lagrandeur, J., Barnabé, S. (2023). Parc industrialo-portuaire de Bécancour : recherche sur les besoins en gaz naturel de l'industrie lourde et de son remplacement par l'hydrogène ou un mélange de gaz naturel et d'hydrogène. Rapport technique pour Énergor, Air Liquide et Hydro-Québec. Université du Québec à Trois-Rivières et Université de Sherbrooke, 68 pages.
- Langlois-Bertrand, S., & Mousseau, N. (2022). *Plan pour la carboneutralité au Québec – Trajectoires 2050 et propositions d'actions à court terme.* <https://iet.polymtl.ca/publications/plan-carboneutralite-quebec-trajectoires-2050-propositions-actions-court-terme/>
- L'électrolyseur PEM: un grand pas pour l'hydrogène bas carbone | Air Liquide.* (2024). <https://www.airliquide.com/fr/histoires/industrie/lelectrolyseur-pem-un-grand-pas-pour-lhydrogene-bas-carbone>
- Linderoth, J. T., & Lodi, A. (2011). MILP Software. Dans *Wiley Encyclopedia of Operations Research and Management Science*. Wiley. <https://doi.org/10.1002/9780470400531.eorms0524>
- Lopion, P., Markewitz, P., Robinius, M., & Stolten, D. (2018). A review of current challenges and trends in energy systems modeling. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 96, 156-166. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2018.07.045>
- Louwen, A., Schreiber, S., & Junginger, M. (2020). Implementation of experience curves in energy-system models. *Technological Learning in the Transition to a Low-Carbon Energy System: Conceptual Issues, Empirical Findings, and Use, in Energy Modeling*, 33-47. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-818762-3.00003-0>
- Maillé, M., & Frayret, J. M. (2016). Industrial Waste Reuse and By-product Synergy Optimization. *Journal of Industrial Ecology*, 20(6), 1284-1294. <https://doi.org/10.1111/JIEC.12403>
- Martínez-Cázares, G. M., & Lozano, D. (2018). Hall–Heroult Process. *Encyclopedia of Aluminum and Its Alloys*, 1099-1103. <https://doi.org/10.1201/9781351045636-140000171>

- Mitra, S., Sun, L., & Grossmann, I. E. (2013). *Optimal scheduling of industrial combined heat and power plants under time-sensitive electricity prices.* <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.02.030>
- Montastruc, L., Boix, M., Pibouleau, L., Azzaro-Pantel, C., & Domenech, S. (2013). On the flexibility of an eco-industrial park (EIP) for managing industrial water. *Journal of Cleaner Production*, 43, 1-11. <https://doi.org/10.1016/J.JCLEPRO.2012.12.039>
- Morales-Espana, G., Correa-Posada, C. M., & Ramos, A. (2016). Tight and Compact MIP Formulation of Configuration-Based Combined-Cycle Units. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(2), 1350-1359. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2015.2425833>
- Nishimi, T., Kamachi, T., Kato, K., Kato, T., & Yoshizawa, K. (2011). Mechanistic study on the production of hydrogen peroxide in the anthraquinone process. *European Journal of Organic Chemistry*, 22, 4113-4120. <https://doi.org/10.1002/EJOC.201100300>
- O'Brien, T. F., Bommaraju, T. V., & Hine, F. (2005). Process Overview. *Handbook of Chlor-Alkali Technology*, 443-464. https://doi.org/10.1007/0-306-48624-5_6
- Olin Chlor Alkali – Global Experience & Expertise.* (2024). <https://olinchloralkali.com/>
- Papoulias, S. A., & Grossmann, I. E. (1983). A structural optimization approach in process synthesis—I: Utility systems. *Computers & Chemical Engineering*, 7(6), 695-706. [https://doi.org/10.1016/0098-1354\(83\)85022-4](https://doi.org/10.1016/0098-1354(83)85022-4)
- Peroxyde d'hydrogène | H₂O₂ | Arkema | Arkema Global.* (2024). <https://www.arkema.com/global/fr/products/product-families/hydrogen-peroxide/>
- Poncelet, K. (2016). *Myopic optimization models for simulation of investment decisions in the power sector.*
- Ratvik, A. P., Mollaabbasi, R., & Alamdari, H. (2022). Aluminium production process: from Hall–Héroult to modern smelters. *ChemTexts*, 8(2), 1-19. <https://doi.org/10.1007/S40828-022-00162-5/FIGURES/16>
- Schmidt, O. (2021). *Applications of different storage technologies.* Storage Lab. <https://www.storage-lab.com/application-categories>
- Shah, R. K., & Sekulic, D. P. (2003). *FUNDAMENTALS OF HEAT EXCHANGER DESIGN.*

- Shiva Kumar, S., & Himabindu, V. (2019). Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review. *Materials Science for Energy Technologies*, 2(3), 442-454. <https://doi.org/10.1016/J.MSET.2019.03.002>
- Shokri, A., & Karimi, S. (2021). A Review in Linear Alkylbenzene (LAB) Production Processes in the Petrochemical Industry. *Russian Journal of Applied Chemistry*, 94(11), 1546-1559. <https://doi.org/10.1134/S1070427221110094/TABLES/5>
- Société du parc industriel et portuaire de Bécancour (SPIPB)*. (2024). <https://www.spipb.com/fr>
- Stoer, J., & Bulirsch, R. (2002). *Introduction to Numerical Analysis*. 12. <https://doi.org/10.1007/978-0-387-21738-3>
- TC Energy — Bécancour Cogeneration Plant*. (s. d.). Consulté 8 mars 2024, à l'adresse <https://www.tcenergy.com/operations/power/becancour-cogeneration-plant/>
- Transformation des oléagineux - Bécancour*. (2024). <https://www.viterra.ca/fr/What-We-Do/Processing/Becancour>
- Valdez, T. I., Munster, J., Miller, E., & Freund, S. (2022). Supply processes and machinery. *Machinery and Energy Systems for the Hydrogen Economy*, 191-213. <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-90394-3.00016-3>
- Vallée de la Transition Énergétique. (2024). *Rapport annuel VTE 2023-2024*.
- Von Meier, A. (2011). Integration of renewable generation in California: Coordination challenges in time and space. *Proceeding of the International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation, EPQU*, 768-773. <https://doi.org/10.1109/EPQU.2011.6128888>
- Whitmore, J., & Pineau, P.-O. (2023). *État de l'énergie au Québec 2023*.