



HAL
open science

Création d'un outil d'optimisation multi-période pour améliorer l'intégration du solaire dans les réseaux de chaleur

Régis Delubac

► **To cite this version:**

Régis Delubac. Création d'un outil d'optimisation multi-période pour améliorer l'intégration du solaire dans les réseaux de chaleur. Thermique [physics.class-ph]. Université de Pau et des Pays de l'Adour, 2021. Français. NNT : 2021PAUU3024 . tel-03460840

HAL Id: tel-03460840

<https://theses.hal.science/tel-03460840>

Submitted on 1 Dec 2021

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

THÈSE

UNIVERSITE DE PAU ET DES PAYS DE L'ADOUR

École doctorale des sciences exactes et leurs applications

Soutenance prévue le 13 octobre 2021

par Régis DELUBAC

pour obtenir le grade de docteur
de l'Université de Pau et des Pays de l'Adour

Spécialité : Énergétique

Création d'un outil d'optimisation multi-période pour améliorer l'intégration du solaire dans les réseaux de chaleur

MEMBRES DU JURY

RAPPORTEURS

- Régis OLIVES
- Stéphane NEGNY

Professeur / PROMES-CNRS
Professeur / ENSIACET

EXAMINATEURS

- Marc CLAUSSE
- Sabine SOCHARD
- Sylvain SERRA

Professeur / INSA Lyon
Maître de Conférences / UPPA – LaTEP
Maître de Conférence Habilité à Diriger des Recherches / UPPA - LaTEP

DIRECTEURS

- Jean-Michel RENEAUME

Professeur / UPPA - LaTEP



Résumé

Face au constat du réchauffement climatique causé par l'activité humaine et devant l'urgence de réduire les émissions de gaz à effet de serre, il devient impérieux de trouver des solutions pour pallier l'arrêt nécessaire des énergies fossiles utilisées actuellement de manière intensive. Les réseaux de chaleur ont déjà prouvé leur pertinence pour mutualiser et ainsi valoriser des gisements renouvelables inaccessibles ou difficiles d'accès en zones urbaines, en particulier l'énergie solaire. Cependant, ils sont encore trop peu développés aujourd'hui dans le monde et en particulier en France. Le recours à ces systèmes, qui demandent des investissements élevés, est encore trop faible. L'un des freins à ce développement est le manque d'outils et de connaissances permettant d'optimiser l'intégration du solaire dans les réseaux de chaleur comportant plusieurs sources. L'objectif de cette thèse financée par l'ADEME et la Région Nouvelle-Aquitaine en partenariat avec un consortium d'entreprises est d'optimiser cette intégration du solaire thermique via un outil « open-access » permettant de dimensionner et d'exploiter la production de chaleur de tels réseaux.

Les différents éléments de production d'un réseau de chaleur solaire ont été modélisés, à savoir un champ solaire thermique, deux chaudières (gaz et bois) et un stockage thermique. Une approche dynamique multi-période a été choisie afin de transformer un modèle algébro-différentiel en modèle purement algébrique par discrétisation. Dans la même optique, une méthode de création de jours caractéristiques a été mise en place afin de représenter une année en un minimum de jours. Les équations algébriques du modèle résultant sont non linéaires. Les variables sont toutes continues. La fonction objectif choisie est économique : les partenaires du projet ont fourni les données d'entrées permettant de mettre en place un modèle économique précis utilisant des équations non linéaires. Finalement le problème d'optimisation formulé est de type NLP (Non Linear Programming). L'optimisation non linéaire ne permettant ni de converger systématiquement, ni de garantir l'obtention d'un optimum global, une stratégie de résolution a été mise en place afin de garantir l'obtention d'un optimum de confiance.

Un premier cas d'application optimisant le dimensionnement et l'exploitation d'un nouveau réseau utilisant un stockage inter-saisonnier a été étudié. Les premiers résultats ont montré une certaine robustesse de la stratégie de résolution et convergent vers un dimensionnement valorisant l'énergie solaire à hauteur de 50% de l'énergie totale fournie sur la durée de vie de l'installation qui a été fixée à 20 ans. Différents branchements du stockage ont été étudiés pour conclure sur la pertinence de connecter le stockage en sortie du champ solaire. Des études de sensibilité sur le taux minimal d'énergie renouvelable et sur la durée de vie de l'installation ont été faites, mettant en avant qu'il est possible d'augmenter fortement le taux de renouvelable avec des investissements supplémentaires modérés.

Dans certains cas (zones urbaines très denses par exemple) la mise en place d'un stockage inter-saisonnier et d'un champ solaire de grande taille peut s'avérer impossible. Un second cas d'application a alors consisté à optimiser un nouveau réseau utilisant un stockage journalier. Cette optimisation a conduit à un résultat où l'énergie solaire couvre 12% de l'énergie totale fournie avec un champ solaire plus réduit.

Ces applications montrent que le solaire thermique peut couvrir une large part de la demande (> 50%) lorsque l'utilisation d'un stockage inter-saisonnier et d'un champ solaire de grande taille est envisageable mais présente également un intérêt pour couvrir une part plus faible mais néanmoins non négligeable de la demande avec un stockage journalier.

Abstract

Regarding the global warming caused by human activity and the urgent need to reduce greenhouse gas emissions, solutions to overcome the ongoing fossil fuels phase-out have to be found. District heating networks have already proved their relevance to mutualise and then enhance renewable resources that are inaccessible or difficult to access in urban areas, especially solar thermal energy. However they are still underdeveloped in the world today, especially in France. The use of such systems, which require important investments, is still low. One of the impediments to this development is the lack of tools and knowledge to optimize the integration of solar energy in multi-source district heating networks. The objective of this thesis, financed by ADEME and Region Nouvelle-Aquitaine in partnership with a consortium of companies, is to optimize the integration of solar thermal energy via an "open-access" tool that can be used to size and operate the heat production of such networks.

The different production elements of a solar district heating network were modelled: a solar thermal field, two boilers (gas and wood) and a thermal storage. A dynamic multi-period approach was chosen in order to transform, by discretization, an algebro-differential model into an algebraic one. Likewise, a method for creating characteristic days was implemented in order to represent a year with a minimum number of days. The algebraic equations of the resulting model are non linear. All the variables are continuous. The chosen objective function is economic: the project partners provided the input data for an accurate economic model using non linear equations. Finally the formulated problem is a NLP (Non Linear Programming) problem. As non-linear optimization guarantees neither systematic convergence nor a global optimum, a solution strategy was developed to guarantee a confidence optimum.

A first application case optimizing the sizing and operation of a new network using inter-seasonal storage was studied. The first results showed a certain robustness of the resolution strategy and converged towards a sizing that valorises the solar energy up to 50% of the total energy supplied over the lifetime of the installation, which was set at 20 years. Different storage connections were studied to conclude on the relevance of connecting the storage at the output of the solar field. Sensitivity analyses on the minimum renewable rate and the lifetime of the installation were carried out, highlighting that it is possible to greatly increase the renewable rate with moderate additional investments.

In some cases (very dense urban area for example) the implementation of inter-seasonal storage and a large solar field may be impossible. Then, a second application case, an optimization of a new network using daily storage, was studied. This optimization led to a result where solar energy covers 12 % of the total energy supplied with a smaller solar field.

These applications show that solar thermal can cover a large part of demand (>50%) when the use of inter-seasonal storage and a large solar field is possible, but that it also presents an interest in covering a smaller but nonetheless not insignificant part of the demand with daily storage.

Remerciements

Mes premiers remerciements s'adressent à Monsieur le président de ma soutenance M. Marc Clausse ainsi qu'aux membres du jury Messieurs Stéphane Negny et M. Régis Olivès pour le temps qu'ils m'ont consacré pour évaluer mes travaux et me permettre grâce à leurs précieuses remarques de les valoriser au mieux.

Je remercie mes encadrants Sylvain, Sabine et Jean-Michel qui auront été présents pour moi tout au long de la thèse. Merci Sylvain pour ton agréable accompagnement du quotidien ainsi que pour tous les échanges que nous avons pu avoir. Merci Sabine à la fois pour la rigueur que tu m'as imposée et pour le temps passé à me faire acquérir une méthodologie de recherche et de rédaction. Enfin, merci Jean-Michel pour ton recul et ton aide pour les moments les plus délicats de la thèse. Grâce à vous, je me sens armé pour aller vers de nouveaux horizons de recherche et je vous remercie de m'avoir appris le travail de chercheur. Je vous en suis particulièrement reconnaissant

Merci à tous les partenaires du projets, Etienne et Pierre chez Newheat, Vincent et Pierre chez Sermet et Amandine, Daniel et Nicolas chez Tecsol pour votre disponibilité et votre investissement qui ont permis à ces travaux de thèse de bénéficier d'un réel retour terrain que ce soit sur les pratiques d'exploitation ou les données économiques.

A mes collègues, qui auront donné à cette thèse toute sa richesse et qui m'ont appris à voir le monde autrement, d'une plus belle manière. Aux plus anciens, mes mentors de l'ombre, Fabien, Arley et Simon, merci pour vos réponses et votre accompagnement dans l'univers de l'optimisation et des réseaux de chaleur. Merci aux autres grands, Marion, Marie, Paul pour votre recul sur le travail et la vie, pour les pauses au bureau, pour les sorties de sportivité variables et pour tous les moments passés ensemble. Merci au grand, grand collègue Florian, à la fois pour m'avoir supporté au bureau, mais aussi pour avoir encaissé mes bêtises et surtout pour m'avoir aidé à trouver où j'étais sur la planète. A ma génération de doctorants, Cassie, merci pour ta folie Brésilienne, où ta folie à toi simplement, Perla, merci pour ta générosité, ton sourire (apparemment c'est un truc qu'il faut souligner) et tout ce que tu es, et enfin merci Pedro pour avoir été mon binôme de thèse. Pour les bébés, merci pour avoir donné continuité à cette belle dynamique entre doctorants, en la rendant à la fois sportive et toujours festive. Merci Amina, pour la lumière et les bons gâteaux que tu apportes avec toi le matin, merci Malik pour toutes nos riches discussions, Matheus pour la prise du flambeau de la particularité, Jean celui de la sportivité et Alix pour l'enthousiasme. Enfin, merci à tous ceux que je ne cite pas, doctorants du labo et d'ailleurs, enseignants et personnel de l'école qui m'ont chaque jour donné envie d'aller travailler et dont l'échange avec chacun a toujours été un plaisir.

A mes amis Palois, les Suricates, merci pour tous ces moments passés au long de ma thèse. Merci pour m'avoir fait découvrir la montagne d'une nouvelle manière, merci de m'avoir fait changer mes chaussures de randonnée pour des chaussures de trail, merci pour ces nombreuses sorties partagées sur la route, la neige, le vélo, la boue, le sable, l'eau dans toutes les conditions. Merci pour ces nombreux repas partagés, ces soirées jeux, ces apéros et pour avoir accepté de revenir chez moi après chaque tentative culinaire. Merci à mon équipe de Basket, pour être un groupe aussi soudé que diversifié et pour tous les moments passés à la fois entre nous, contre les autres et surtout autour de bières.

A mes amis les plus proches, aussi les plus loin, merci pour la solidité de l'amitié que vous me témoignez. Merci Clémence, pour nos échanges quotidiens sous toutes formes qui ont toujours le pouvoir de me faire aller bien. Merci Antoine, pour nos escapades, nos challenges et en particulier celui du marathon qui aura été un succès. Merci Pauline, d'être présente et toujours pleine de projets, celui du Mexique aura été réussi. Merci à mes amis les plus proches et les plus lointains, de garder ce lien fort malgré la distance et les années qui passent. Voir ce lien toujours si solide me permet de toujours avancer sans crainte. Merci.

Je terminerai par remercier ma famille, j'ai vraiment la merveilleuse chance d'être né entouré de gens extraordinaires. Merci à mes oncles et tantes pour votre proximité, votre bienveillance et votre philosophie. Merci à mes cousins pour être des amis en fait, de toujours faire de nos retrouvailles une fête ! Merci à papi Serge et Thérèse pour votre humanité et votre simplicité. Merci à papi Janot et mamie Beteu, pour avoir été présents à ma soutenance, et surtout pour le foyer que vous êtes pour moi, je vous adore. Merci à mon frère, d'être si pur, si sincère et d'être toujours prêt à venir voir ton grand frère même s'il habite au bout du monde, à Pau. Je terminerai par remercier mes parents, pour leur amour inconditionnel, pour avoir fait de moi ce que je suis et que je puisse m'épanouir, merci d'être là pour toute la vie et de m'avoir accompagné vers cette réussite, je vous aime.

Table des matières

Résumé	3
Abstract	5
Table des matières	8
Liste des figures	10
Liste des tableaux	13
Nomenclature	14
Introduction générale.....	17
Chapitre I. Bibliographie des réseaux de chaleur et de leur optimisation.....	25
1. La place des réseaux de chaleur dans le contexte actuel.....	27
1.a. Les Réseaux de Chaleur Urbain (RCU)	27
1.b. Les différentes sources	36
1.c. Matrice SWOT des RCU solaires	46
2. L'optimisation appliquée aux réseaux de chaleur	47
2.a. Principe de l'optimisation mathématique.....	47
2.b. Optimisation appliquée aux réseaux de chaleur	50
2.c. Approches statiques, dynamiques et multi-période.....	52
3. Les outils d'aide à la conception des réseaux	61
3.a. Intérêt des outils numériques.....	61
3.b. Recensement des outils existants.	64
4. Cadre de la thèse et projet ISORC	68
Chapitre II. Modélisation de la production d'un Réseau de chaleur solaire.....	72
1. Optimisation multi-période	74
2. Modélisation d'un champ solaire	79
2.a. Premier modèle du champ solaire	81
2.b. Deuxième modèle (plus simple).....	85
3. Modélisation des chaudières	90
3.a. Chaudière gaz	92
3.b. Chaudière biomasse.....	93
4. Modélisation du stockage.....	97
4.a. Mise en équation du problème	97
4.b. Formulation commune via l'utilisation de sigmoïdes	101
5. Fonction objectif, indicateurs et données de sortie	104
5.a. Fonction objectif (modèle économique).....	104
5.b. Indicateurs/Données de sortie	108

6.	Création de jours caractéristiques	109
7.	Vue d'ensemble du modèle et analyse des degrés de liberté.....	112
8.	Conclusion du chapitre.....	116
Chapitre III. Méthode de résolution et applications		119
1.	Méthode de résolution du problème d'optimisation	122
1.a.	Environnement, solveur	122
1.b.	Principe des méthodes de résolution pour les problèmes non linéaires	123
1.c.	Méthode développée	127
2.	Adaptation du modèle pour la conception d'un réseau solaire utilisant un stockage inter-saisonnier	133
2.a.	Présentation du cas d'étude	133
2.b.	Jours caractéristiques.....	136
2.c.	Modélisation du stockage inter-saisonnier	137
3.	Résultats	140
3.a.	Premiers résultats avec configuration de base.....	140
3.b.	Etude de différentes connexions du stockage.....	147
3.c.	Etude de sensibilité sur la durée de vie de l'installation	155
3.d.	Etude de sensibilité au taux minimal d'énergies renouvelables.....	162
3.e.	Retrait de la contrainte sur $P_{gaz, max}$	166
4.	Cas d'application à un nouveau réseau	172
4.a.	Adaptation du modèle à un nouveau réseau avec un stockage journalier	173
4.b.	Résultats	173
4.c.	Considération des jours critiques	178
5.	Conclusions du chapitre	184
Conclusion générale		187
Bibliographie.....		193

Liste des figures

Figure 0-1 : Variation de température moyenne mensuelle observée à la surface du globe puis réchauffement planétaire estimé à partir de 2017 (Rapport du GIEC 2019 évaluant les conséquences d'un réchauffement planétaire de 1.5 °C)	18
Figure 0-2 : Moyens d'actions pour réduire l'empreinte carbone à échelle individuelle.....	19
Figure 0-3 : Moyens d'actions pour réduire l'empreinte carbone à échelle collective/politique	20
Figure 0-4 : Représentation schématique du travail de la présente thèse.....	23
Figure I-1 : Schéma de principe d'un réseau de chaleur (source ADEME).....	27
Figure I-2 : Schémas expliquant le principe de foisonnement (source CEREMA)	29
Figure I-3 : Bouquet énergétique des réseaux de chaleur en 2018 (chiffres clés de l'énergie, 2020).....	33
Figure I-4 : Répartition des énergies utilisées pour la production de chaleur distribuée dans les RCU Europe 2015 (Heat Roadmap Europe, 2019)	34
Figure I-5 : Part des réseaux de chaleur dans la production de chaleur domestique (chauffage et ECS) des pays d'Europe (Heat Roadmap Europe, 2019)	35
Figure I-6 : Répartition du gisement solaire en France	39
Figure I-7 : Schéma des différentes technologies planes	41
Figure I-8: Coupe d'un capteur solaire plan (capteur CLIPSOL modèle KGS).....	42
Figure I-9 : Champ solaire d'une centrale solaire thermique (Scolan, 2020).....	43
Figure I-10 : Les types de stockages saisonniers (Bauer, 2010)	44
Figure I-11: Dessin représentatif d'une fonction convexe et d'une fonction non convexe.....	49
Figure I-12 : Evolution du nombre de publications sur l'optimisation des réseaux de chaleur au cours du temps.....	51
Figure I-13 : Représentation schématique du stockage utilisé dans les travaux de thèse d'Apostolou (2018)	59
Figure I-14: Représentation schématique d'une sélection de jours représentatifs dans une année (Heijde, 2019)	60
Figure I-15: Schéma représentatif du principe d'un outil d'optimisation d'aide à la décision..	63
Figure II-1 : Schéma explicatif de la résolution d'un modèle multi périodes.....	75
Figure II-2: Schéma représentatif du principe de l'optimisation mise en œuvre.....	77
Figure II-3 : Schéma représentatif des différents éléments du modèle qui va être présenté	78
Figure II-4: Schéma de la première configuration étudiée de la modélisation du champ solaire	80
Figure II-5: Représentation graphique de l'Influence du coefficient ksig sur la fonction sigmoïde	83
Figure II-6: Schéma de la deuxième configuration étudiée pour la modélisation du champ solaire	87
Figure II-7 : Schéma du modèle de chaudière.....	91
Figure II-8 : Puissance de la chaudière biomasse en fonction de la période, explication des contraintes de fonctionnement	94
Figure II-9: Schéma représentatif du stockage et de sa connexion au réseau	97
Figure II-10: Schéma représentatif du stockage dans le cas d'une charge	98
Figure II-11: Schéma représentatif du stockage dans le cas d'une décharge.....	100
Figure II-12 : Approximation des données industrielles via différentes approches	105

Figure II-13: Représentation graphique de l'ensoleillement de 13 jours.....	110
Figure II-14: Représentation graphique de l'ensoleillement du jours caractéristique des 13 jours de la Figure II-13.....	111
Figure II-15: Vue d'ensemble du système modélisé.....	114
Figure III-1 : Schémas expliquant le principe des méthodes de résolution successives	126
Figure III-2 : Schéma de la stratégie de résolution mise en place.....	128
Figure III-3: Schéma de l'étape 1, réseau complet avec stockage simplifié.....	129
Figure III-4 : Schéma de l'étape 2 du modèle de résolution successives	131
Figure III-5 : Profil des jours caractéristiques obtenus	136
Figure III-6 : Schéma représentatif du cas étudié.....	139
Figure III-7 : Exploitation optimale du modèle à chaque période pour le cas présenté dans la méthodologie.....	142
Figure III-8 : Evolution des débits en fonction des périodes pour le modèle présenté dans la méthodologie.....	143
Figure III-9 : Evolution des températures en fonction des périodes pour le modèle présenté dans la méthodologie.....	144
Figure III-10 : Répartition des énergies fournies sur la durée de vie de l'installation.....	145
Figure III-11 : Répartition des coûts engagés sur la durée de vie de l'installation.....	146
Figure III-12 : Schéma de l'étude comparant les différentes connexions de la zone chaude du stockage	147
Figure III-13 : Exploitation optimale du modèle à chaque période pour le cas d'une connexion du stockage en sortie du champ solaire	150
Figure III-14 : Evolution des températures en fonction des périodes pour le cas d'une connexion du stockage en sortie du champ solaire	151
Figure III-15 : Répartition des énergies fournies sur la durée de vie de l'installation pour le cas d'une connexion du stockage en sortie du champ solaire	152
Figure III-16 : Répartition des coûts engagés sur la durée de vie de l'installation pour le cas d'une connexion du stockage en sortie du champ solaire	153
Figure III-17 : Exploitation optimale du réseau multi-sources à chaque période pour la résolution du problème avec le solveur knitro	155
Figure III-18 : Répartition des énergies fournies pour une durée de vie de l'installation de 22 ans.....	156
Figure III-19 : Exploitation optimale du réseau multi-sources à chaque période pour la résolution du problème avec l'approche a sur une durée de 25 ans	159
Figure III-20 : Exploitation optimale du réseau multi-sources à chaque période pour la résolution du problème avec l'approche d sur une durée de 25 ans.....	160
Figure III-21 : Comparaison de la Répartition des énergies fournies sur une durée de vie de l'installation de 25 ans pour le cas d'une connexion du stockage en sortie du champ solaire convergé avec l'approche a et d.	161
Figure III-22 : Exploitation optimale du réseau multi-sources à chaque période pour la résolution du problème avec l'approche c en imposant un taux d'ENR > 95%	165
Figure III-23 : Répartition de l'énergie fournie sur la durée de vie de l'installation avec un taux d'ENR imposé >95%	166
Figure III-24 : Exploitation optimale du réseau multi-sources à chaque période pour la résolution du problème avec l'approche c en retirant la contrainte sur $P_{gaz, max}$	168
Figure III-25 : Répartition de l'énergie fournie sur la durée de vie de l'installation en retirant la contrainte sur $P_{gaz, max}$	169
Figure III-26 : Exploitation optimale du modèle à chaque période pour l'étude d'un scénario 100% renouvelable	170

Figure III-27 : Evolution des températures en fonction des périodes pour l'étude d'un scénario 100% renouvelable	171
Figure III-28 : Données d'entrée d'un cas d'application à un nouveau réseau utilisant un stockage journalier	172
Figure III-29 : Répartition optimale des puissances fournies pour le cas d'un nouveau réseau avec stockage journalier	175
Figure III-30: Valeur optimale des températures pour le cas d'un nouveau réseau utilisant un stockage journalier	176
Figure III-31: Répartition des coûts pour un nouveau réseau utilisant un stockage journalier	177
Figure III-32: Mix énergétique du réseau utilisant un stockage journalier.	178
Figure III-33 : Données d'entrée d'un cas d'application journalier prenant en compte un jour critique.....	179
Figure III-34 : Répartition optimale des puissances fournies pour le cas d'un nouveau réseau avec stockage journalier prenant en compte 20 jours critiques.....	182
Figure III-35: Répartition des énergies fournies avec la prise en compte de 20 jours critiques	183

Liste des tableaux

Tableau I-1: Les différentes génération de réseaux de chaleur - tableau inspiré des travaux de Mazhar (2018).....	31
Tableau I-2 : Analyse SWOT des réseaux de chaleur solaires	46
Tableau I-3: Tableau récapitulatif des méthodes d'optimisations couramment utilisées, leurs avantages et leurs défauts.....	50
Tableau I-4 : Tableau récapitulatif des travaux d'optimisation existants sur les réseaux de chaleur utilisant du renouvelable.....	56
Tableau I-5: Comparaison des outils d'analyse des réseaux de chaleur basé sur les travaux de Limpens (2019)	66
Tableau II-1 : Récapitulatif des variables et équations du modèle solaire	88
Tableau II-2 : Valeurs utilisées pour les paramètres du champ solaire.....	89
Tableau II-3 : Récapitulatif des variables et équations de la modélisation des chaudières.....	95
Tableau II-4 : Valeurs utilisées pour les paramètres des chaudières	96
Tableau II-5 : Récapitulatif des variables et équations de la modélisation des chaudières....	103
Tableau II-6 : Valeurs utilisés pour les paramètres économiques.....	107
Tableau II-7 : Récapitulatif des variables du modèle complet	115
Tableau III-1 : Valeurs des bornes des variables de fonctionnement	135
Tableau III-2: Valeurs des bornes des variables de dimensionnement (les bornes inférieures peuvent varier dans le cadre de la stratégie de résolution).....	135
Tableau III-3 : Résultats des calculs et analyse des convergences	140
Tableau III-4 : Configuration optimale obtenue pour chaque approche de l'étape 3	141
Tableau III-5 : Résultats des calculs et analyse des convergences pour la connexion du stockage en sortie biomasse	148
Tableau III-6 : Résultats des calculs et analyse des convergences pour la connexion du stockage en sortie du solaire.....	148
Tableau III-7 : Configuration optimale pour chaque connexion étudiée.....	148
Tableau III-8 : Résultats de convergence avec l'utilisation du solveur commercial knitro	154
Tableau III-9 : Résultats des calculs et analyse des convergences pour la connexion du stockage en sortie solaire en prenant 22 ans comme durée de vie de l'installation	156
Tableau III-10 : Résultats des calculs et analyse des convergences pour la connexion du stockage en sortie solaire en prenant 25 ans comme durée de vie de l'installation	157
Tableau III-11 : Résultats des calculs et analyse des convergences pour la connexion du stockage en sortie biomasse	162
Tableau III-12 : Résultats des calculs et analyse des convergences pour la connexion du stockage en sortie biomasse	163
Tableau III-13 : Résultats des calculs et analyse des convergences pour la connexion du stockage en sortie biomasse	163
Tableau III-14 : Résultats des calculs et analyse des convergences lors du retrait de la contrainte sur $P_{gaz, max}$	167
Tableau III-15 : Résultats des calculs et analyse des convergences de la résolution d'un nouveau réseau avec stockage journalier	173
Tableau III-16 : Résultats des calculs et analyse des convergences de la résolution d'un nouveau réseau avec stockage journalier prenant en compte 30 jours critiques.....	180
Tableau III-17 : Résultats des calculs et analyse des convergences de la résolution d'un nouveau réseau avec stockage journalier prenant en compte 20 jours critiques	180

Nomenclature

Principales lettres

S	Surface	m^2
C_p	Capacité thermique	$J\ kg^{-1}\ K^{-1}$
D	Diamètre	mm
E	Efficacité de l'échangeur	
G	Flux solaire	$W\ m^{-2}$
k	Coefficient multiplicateur de la sigmoïde	$1/[x]$
K	Taux d'utilisation de la chaudière	%
L	Longueur	m
\dot{m}	Débit massique	$kg\ s^{-1}$
P	Puissance	W
$P1$	Coûts liés à l'utilisation de combustibles	€
$P2$	Coûts liés à la maintenance légère	€
$P3$	Coûts liés à la maintenance lourde	€
\dot{Q}	Transfert thermique	W
T	Température	$^{\circ}C$
U	Coefficient de transfert global	$W\ m^{-2}K^{-1}$
V	Volume	m^3

Lettres grecques

α_1	Premier coefficient caractéristique du panneau	$W\ m^{-2}\ K^{-1}$
α_2	Second coefficient caractéristique du panneau	$W\ m^{-2}\ K^{-2}$
η_0	Rendement optique du panneau	
η	Rendement	
τ	Taux de division	

Indices et exposants

$biom$	Biomasse
car	Caractéristique
ext	Extérieur
e/s	Entrée/sortie
ech	Echangeur
i	Indice de temps
m	Moyen
min/max	Minimum/maximum
n	Indice de saison

<i>np</i>	Nombre de periodes
<i>pan</i>	Panneau
<i>part</i>	Partie du stockage
<i>pinch</i>	Pincement à l'échangeur
<i>prod</i>	production
<i>sig</i>	Sigmoïde
<i>sol</i>	Solaire
<i>stock</i>	Stockage

Abréviations/Acronymes

ADEME	Agence de la Transition Energétique
CAPEX	Coûts d'investissements
CEREMA	Centre d'Etudes et d'expertises sur les Risques, l'Environnement, la Mobilité et l'Aménagement
CPCU	Compagnie Parisienne de Chauffage Urbain
ECS	Eau Chaude Sanitaire
ENR	Energie Renouvelable
GAMS	General Algebraic Modelling System
GES	Gaz à Effet de Serre
GIEC	Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat
GRG	Gradient Réduit Généralisé
ISORC	outil pour l'Intégration du SOLAIRE dans les Réseaux de Chaleur
LaTEP	Laboratoire de Thermique, Energétique et Procédés
LP	Programmation Linéaire
MILP	Programmation Linéaire en Variables Mixtes
MINLP	Programmation Non Linéaire en Variables Mixtes
NLP	Programmation Non Linéaire
NUT	Nombre d'Unités de Transfert
OPEX	Coûts d'exploitation
ORC	Cycle Organique de Rankine
PCS	Pouvoir Calorifique Supérieur
SQP	Programmation Quadratique Successive
RCU	Réseau de Chaleur Urbain
UIOM	Unité d'Incinération des Ordures Ménagères

Introduction générale



Depuis la fin du XVIII^{ème} siècle et la première révolution industrielle utilisant le charbon pour alimenter des machines à vapeur, l'humanité n'a cessé d'émettre, un peu plus chaque année, du CO₂ et d'autres Gaz à Effet de Serre (GES) s'accumulant dans l'atmosphère. Si la première révolution industrielle a augmenté les émissions de GES principalement en Europe, les suivantes se sont faites progressivement partout dans le monde et ont fait passer entre les années 60 et aujourd'hui, les émissions de CO₂ de 15.4 Gt CO₂/an à 37.9 Gt CO₂/an soit une augmentation de 59% (Chiffres clés du climat, édition 2021).

Cette accumulation de GES dans l'atmosphère accroît l'émission d'énergie vers le sol provoquant une élévation de sa température en surface. La température moyenne mondiale a augmenté de 1.1 °C ces cent dernières années et en France, la température en métropole a augmenté de 1.8 °C en 40 ans. Le niveau moyen des mers s'est élevé de 9 cm en 30 ans et environ 25% des espèces animales et végétales sont aujourd'hui menacées d'extinction (rapport annuel de l'onerc 2019). Les cinq dernières années ont été les cinq plus chaudes observées depuis 1850 et il n'est aujourd'hui plus possible de douter de la réalité de ce réchauffement. Les accords de Paris, du 12 décembre 2015, entrés en vigueur le 4 novembre 2016, ont été ratifiés par 185 parties et l'un des objectifs principaux est de limiter l'augmentation du réchauffement climatique « nettement en dessous » de 2 °C d'ici à 2100 par rapport au niveau préindustriel en vue de limiter cette augmentation à 1.5 °C.

Les chercheurs du Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat (GIEC) ont évalué différents scénarios d'augmentation des températures selon l'évolution du taux d'émission de CO₂ dans les années à venir. La Figure 0-1, évalue les probabilités de limiter le réchauffement climatique à 1.5 °C selon notre rapidité à réduire les émissions de CO₂ ou notre incapacité à réduire le forçage radiatif (accumulation de chaleur). On y observe que c'est seulement en prenant dès à présent des mesures drastiques de réduction des émissions de CO₂ que nous pourrions espérer limiter le réchauffement climatique à 1.5 °C (fourchette probable bleue).

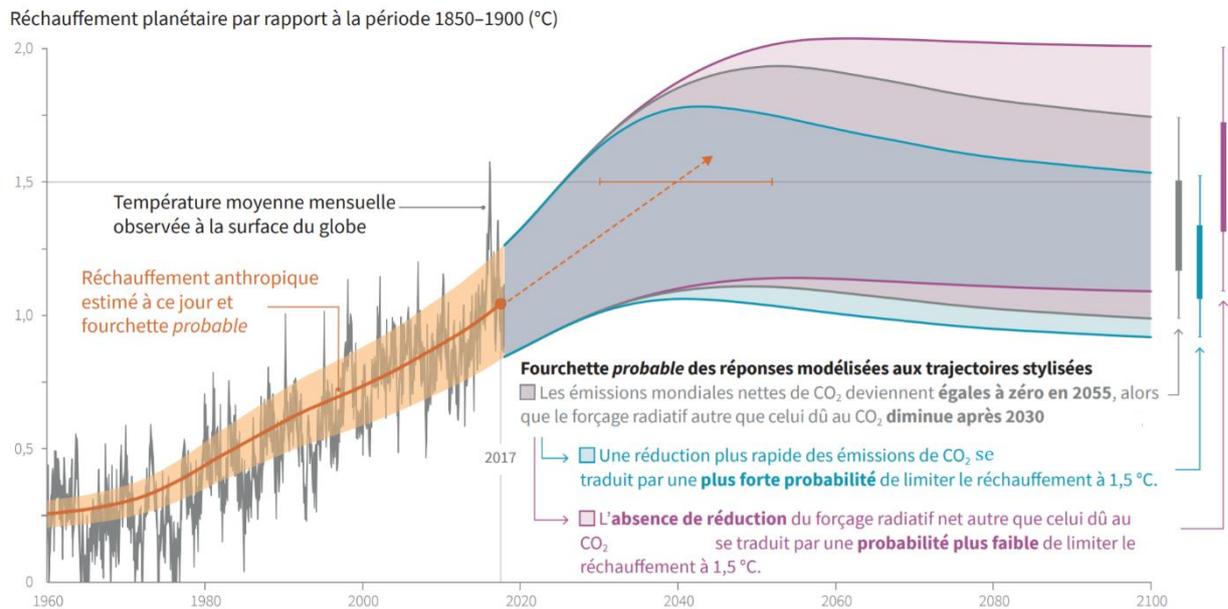


Figure 0-1 : Variation de température moyenne mensuelle observée à la surface du globe puis réchauffement planétaire estimé à partir de 2017 (Rapport du GIEC 2019 évaluant les conséquences d'un réchauffement planétaire de 1.5 °C)

Dans ce rapport, les impacts d'un réchauffement planétaire de 1.5 °C sont comparés à ceux d'un réchauffement de 2 °C et montrent en quoi il est préférable de limiter le réchauffement climatique à 1.5 °C. En voici une liste non exhaustive :

- Les extrêmes de températures des journées chaudes pourraient augmenter de 3 °C aux latitudes moyennes pour un réchauffement planétaire de 1.5 °C et de 4 °C pour un réchauffement de 2 °C. De plus, les extrêmes de température des nuits froides pourraient augmenter d'environ 4.5 °C pour un scénario 1.5 °C contre 6 °C pour un réchauffement de 2 °C.
- Les risques d'épisodes de fortes précipitations devraient être plus élevés à 2 °C qu'à 1.5 °C.
- L'augmentation du niveau des eaux se situe dans une fourchette indicative de 26 à 77cm d'ici à 2100 soit 10 cm de moins que pour un réchauffement planétaire à 2 °C. Limiter cette élévation offrira de meilleures possibilités d'adaptation des infrastructures et de remise en état des écosystèmes côtiers.
- La limitation du réchauffement à 1.5 °C devrait réduire les impacts sur les écosystèmes et mieux préserver les services qu'ils rendent aux êtres humains tant sur la biodiversité terrestre que marine.
- Les risques liés au climat pour la santé, les moyens de subsistance, la sécurité alimentaire, l'approvisionnement en eau, la sécurité des personnes et la croissance économique devraient augmenter en cas de réchauffement planétaire de 1.5 °C et même d'avantage en cas de réchauffement à 2 °C.

Finally, the report of the IPCC certifies that most needs in terms of adaptation would be lower at 1.5 °C of global warming than at 2 °C and it would be possible to avoid a larger number of impacts of climate change on sustainable development, the eradication of poverty and the reduction of inequalities if the climate warming remains limited.

From these findings, numerous areas of action at different scales exist to limit greenhouse gas emissions. At the individual level, it is possible to take responsibility for consumption and lifestyle in order to reduce one's carbon footprint. The reduction of greenhouse gas emissions at the individual level is done by limiting emissions linked to housing, food, travel as well as the consumption of goods and services (Avenir climatique, 2021). These means of action are represented in a non-exhaustive way in Figure 0-2 below.



Figure 0-2 : Moyens d'actions pour réduire l'empreinte carbone à échelle individuelle

Bien que les petits ruisseaux fassent les grands fleuves, les actions individuelles ne suffiront pas à résoudre le réchauffement climatique (reporterre, 2019).

Collectivement, il est possible de mettre en place des accords règlementant ou limitant certaines pratiques. De même, certaines actions ou technologies ne peuvent être mises en œuvre qu'à échelle collective. La Figure 0-3 ci-dessous, montre ce que permet de mettre en place l'échelle collective sur les mêmes axes que l'échelle individuelle. Ces deux figures montrent l'importance d'agir à la fois individuellement et collectivement mais aussi la portée bien plus large que permet l'action collective que ce soit par la mise en place d'actions d'échelle (circuits courts, réseaux de chaleur) ou par la mise en place de politiques en faveur de l'environnement.



Figure 0-3 : Moyens d'actions pour réduire l'empreinte carbone à échelle collective/politique

Ces travaux de thèse vont particulièrement s'intéresser au secteur du résidentiel-tertiaire représentant en France en 2019, 46% de la consommation énergétique nationale (chiffres clés de l'énergie édition 2020) et 75% de cette énergie est utilisée pour le chauffage (bâtiments et eau chaude sanitaire, ADEME, 2019).

Le secteur résidentiel utilise 34% d'électricité tandis que le tertiaire en utilise 49%. Bien que la France ait une filière nucléaire développée permettant d'avoir une électricité décarbonée et maintenue à un prix faible, la pérennité du nucléaire peut aujourd'hui être remise en question. Cela est dû d'une part au regard du vieillissement des centrales actuelles (le parc nucléaire a dépassé les 40 ans d'exploitation initialement prévus) et d'autre part face à l'incapacité à maîtriser la construction des centrales de dernière génération. Par exemple le réacteur à eau pressurisé de Flamanville 3 d'un coût initial de 3.4 milliards d'euros devait entrer en fonctionnement en 2012 et ne l'est toujours pas. Ce projet a coûté plus de 22 milliards d'euros (Les échos, 2021). Réduire la dépendance du secteur résidentiel-tertiaire au nucléaire en réduisant le recours à l'électricité pour le chauffage est nécessaire pour assurer une sécurité énergétique pour le futur. De plus, le secteur résidentiel recourt encore à 11% au pétrole et à 27% au gaz naturel, tous deux émetteurs de GES tandis que le secteur tertiaire utilise 31% de gaz naturel et 12% de produits pétroliers.

Dans ce contexte énergétique, l'agence de la transition écologique (ADEME) a mis en place le fond chaleur appelant les industriels et les collectivités à passer à la chaleur renouvelable. La chaleur renouvelable ne couvrant aujourd'hui que 20% des besoins actuels, les accords de Paris demandent à ce que ce taux soit de 38% à l'horizon 2030. Les réseaux de chaleur sont vus comme un moyen efficace de valoriser différents gisements d'énergie renouvelables difficiles d'accès ou d'exploitation notamment en zones urbaines comme l'énergie solaire thermique par exemple.

Les activités du Laboratoire de Thermique, Energétique et Procédés (LaTEP) s'inscrivent parfaitement dans cette thématique. De nombreux travaux de thèse ont déjà étudié les réseaux de chaleur et de froid urbains (Mertz, 2016, Marty, 2017, Nova-Rincon, 2019) et la valorisation du solaire thermique (Scolan, 2020).

L'objectif des travaux de la présente thèse va consister à proposer une méthodologie pour la formulation et la résolution d'un problème de conception et d'exploitation d'un réseau de chaleur multi-sources comportant au moins une source solaire thermique. Cette méthodologie sera implémentée dans un outil open-source afin de la rendre accessible au plus grand nombre d'utilisateurs possible. Ces travaux de thèse sont présentés dans le présent manuscrit composé de 3 chapitres.

Le Chapitre I. présente de façon générale les réseaux de chaleur en commençant par leur principe et historique de développement, suivi du détail des sources utilisables. Un état de l'art des travaux d'optimisation appliqué aux réseaux de chaleur est proposé qui sera ensuite étendu à celui des outils d'aide à la conception des réseaux existants, permettant de comprendre au mieux le contexte dans lequel la thèse et le projet ISORC/OPTIMISER financée par l'ADEME et la région Nouvelle-Aquitaine se sont construits.

Le Chapitre II. est consacré à la formulation du problème d'optimisation en présentant tout d'abord l'approche multi-période utilisée pour prendre en compte la dynamique du réseau. La modélisation des différentes sources de chaleur ainsi que le sujet du stockage seront développés. L'écriture du modèle économique propre à chaque composant sera ensuite établie. Une méthode de création de jours caractéristiques réduisant la complexité du problème est ensuite présentée. Enfin, le chapitre se conclut par une analyse des degrés de liberté via une vue d'ensemble du modèle.

Le Chapitre III. présente les cas d'application du modèle à deux réseaux, l'un utilisant un stockage inter-saisonnier et l'autre un stockage journalier. Ce chapitre présente dans un premier temps la stratégie de résolution mise en place pour résoudre le problème formulé en Chapitre II. puis adapte le modèle au cas particulier d'un réseau utilisant un stockage inter-saisonnier. Les résultats de cette optimisation sont présentés et accompagnés de diverses analyses de sensibilité. Ce chapitre sera suivi d'un deuxième cas d'application du modèle à un nouveau réseau utilisant un stockage journalier dont les résultats et diverses analyses sont ensuite présentés.

La Figure 0-4 représente de façon schématique ce travail de thèse.

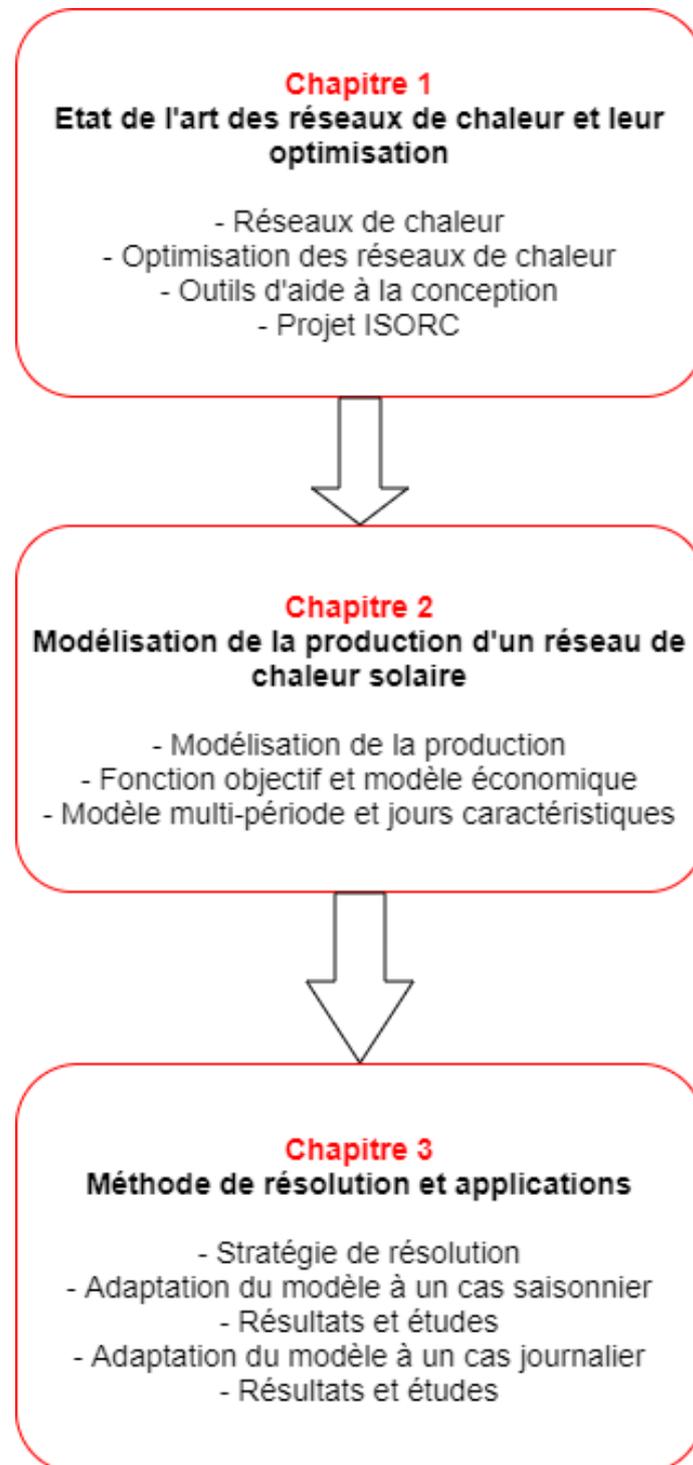


Figure 0-4 : Représentation schématique du travail de la présente thèse

Chapitre I. Bibliographie des réseaux de chaleur et de leur optimisation.

L'introduction a dressé un rapide bilan de la situation environnementale actuelle mettant en avant l'urgence d'agir dès aujourd'hui de façon à réduire notre empreinte carbone. Le secteur résidentiel-tertiaire représente 20% des émissions de CO₂ en France (Citepa, 2019) et les réseaux de chaleur sont perçus comme un moyen efficace de réduire ce taux d'émissions de CO₂.

Ce chapitre va permettre de comprendre le positionnement de la thèse ainsi que le cadre dans lequel le projet ISORC a pris place. Il définit le rôle des Réseaux de Chaleur Urbains (RCU) dans le contexte présenté en introduction et propose différents axes de travail pour aider à leur développement.

Il sera divisé en trois parties.

Une première partie (1) consistera à présenter ce que sont les réseaux de chaleur ainsi que les différentes sources de chaleur envisageables dans les réseaux récents. La deuxième partie (2) s'intéressera particulièrement à l'optimisation des réseaux de chaleur en présentant dans un premier temps le principe de l'optimisation mathématique pour ensuite classifier les études d'optimisation des réseaux de chaleur selon leur gestion du temps. Enfin, la troisième partie (3) aura vocation à expliquer la pertinence des outils d'aide à la conception ainsi qu'à récapituler les plus pertinents.

Nous finirons enfin ce chapitre en présentant le projet ISORC ainsi que le positionnement de ces travaux de thèse (4).

Sommaire du chapitre

Chapitre I. Bibliographie des réseaux de chaleur et de leur optimisation.....	25
1. La place des réseaux de chaleur dans le contexte actuel.....	27
1.a. Les Réseaux de Chaleur Urbain (RCU).....	27
1.a.i. Principe d'un Réseau de Chaleur Urbain.....	27
1.a.ii. Historique des RCU.....	30
1.a.iii. La place des RCU en France.....	32
1.a.iv. La place des RCU en Europe.....	33
1.b. Les différentes sources.....	36
Fourniture de chaleur par combustion.....	36
Les sources géothermiques.....	38
Cogénération.....	38
1.b.i. Le solaire dans les réseaux de chaleur.....	39
Les capteurs à concentration.....	40
Les technologies planes.....	40
Les réseaux de chaleur solaire en France.....	43
1.b.ii. Le stockage dans les réseaux de chaleur.....	44
1.c. Matrice SWOT des RCU solaires.....	46
2. L'optimisation appliquée aux réseaux de chaleur.....	47
2.a. Principe de l'optimisation mathématique.....	47
2.b. Optimisation appliquée aux réseaux de chaleur.....	50
2.c. Approches statiques, dynamiques et multi-période.....	52
2.c.i. Approche statique.....	52
2.c.ii. Approche dynamique par collocation orthogonale.....	53
2.c.iii. Approche dynamique multi-période.....	54
3. Les outils d'aide à la conception des réseaux.....	61
3.a. Intérêt des outils numériques.....	61
3.a.i. Environnements d'optimisation.....	61
3.a.ii. Les solveurs d'optimisation.....	62
3.b. Recensement des outils existants.....	64
4. Cadre de la thèse et projet ISORC.....	68

1. La place des réseaux de chaleur dans le contexte actuel

1.a. Les Réseaux de Chaleur Urbain (RCU)

1.a.i. Principe d'un Réseau de Chaleur Urbain

Un Réseau de Chaleur Urbain (RCU) est une solution technique permettant d'approvisionner en chaleur un ensemble de bâtiments à usage d'habitation mais aussi à caractère industriel, commercial, de service, etc. Cet approvisionnement en chaleur peut être utilisé pour le chauffage, l'Eau Chaude Sanitaire (ECS) ou un besoin industriel.

Les techniques de l'ingénieur (Maes, 2014) nous donnent comme définition : « Un réseau de chaleur produit et distribue de la chaleur produite de façon centralisée. Il comprend une ou plusieurs unités de production de chaleur, un réseau de distribution primaire par lequel la chaleur est transportée sous forme d'un fluide caloporteur vers des sous-stations, à partir desquelles les bâtiments raccordés sont desservis par un réseau de distribution secondaire. Un réseau de chaleur étant en quelque sorte un chauffage central à l'échelle d'un quartier voire d'une ville, il est également appelé **chauffage urbain**. »

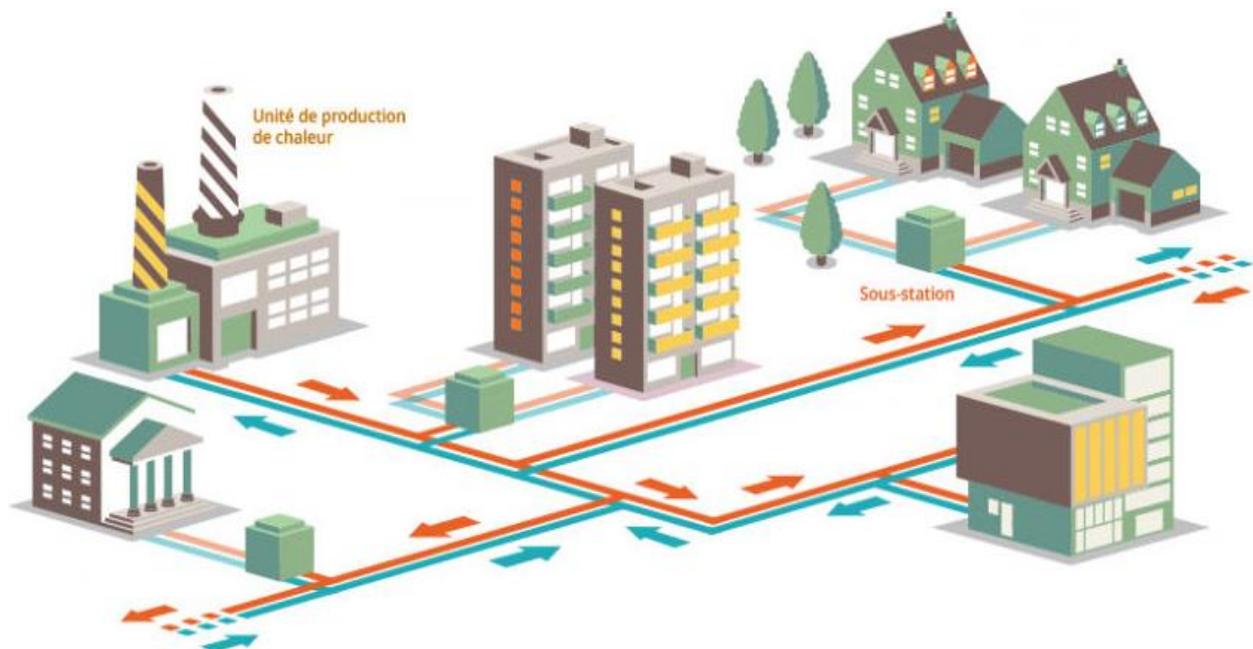


Figure I-1 : Schéma de principe d'un réseau de chaleur (source ADEME).

La Figure I-1 présente le schéma de principe d'un réseau de chaleur qui met en avant 3 parties que le Centre d'Etudes et d'expertise sur les Risques, l'Environnement, la Mobilité et l'Aménagement (CEREMA, établissement public tourné vers l'appui aux politiques publiques, placé sous la double tutelle du ministère de la transition écologique et du ministère de la cohésion des territoires et des relations avec les collectivités territoriales, 2011) définit comme :

- Une ou plusieurs unités de production de chaleur qui peuvent être centralisées (toutes situées au même endroit) ou décentralisées (réparties sur le réseau). Ces productions peuvent être assurées par différentes sources de chaleur qui seront détaillées par la suite. Sur la Figure I-1 il semble s'agir d'une production centralisée de chaleur par combustion.
- Un réseau de distribution constitué de canalisations (souvent enterrées) qui permet de transporter la chaleur parfois sur plusieurs kilomètres. Le fluide caloporteur est généralement de l'eau qui peut être sous différentes formes selon le besoin de chaleur. Ce réseau est appelé circuit primaire. On peut voir sur la Figure I-1 le réseau composé de deux branches une chaude en rouge et une froide en bleu qui correspondent respectivement à la branche départ aux consommateurs et la branche retour. Différentes topologies de réseaux peuvent exister propres aux particularités de celui-ci selon le type de consommateurs, productions ou géographie (cascades de températures, branchement en étoile (Figure I-1) ...).
- Des sous stations qui permettent de distribuer la chaleur aux consommateurs. Un échangeur de chaleur permet de livrer la chaleur du circuit primaire au circuit secondaire propre au bâtiment consommateur. Différentes technologies existent telles que les échangeurs à tubes ou à calandres mais la technologie la plus performante est la plus utilisée dans les RCU est celle des échangeurs à plaques. La Figure I-1 montre la diversité possible sur les consommateurs en indiquant que ceux-ci peuvent être des bâtiments publics, des bureaux, des immeubles ou même des résidences. La diversité des consommateurs est un des points centraux des réseaux de chaleur. Sur la Figure I-1, les circuits secondaires sont également matérialisés en rouge et bleu plus clairs que le circuit primaire.

Les réseaux de chaleurs sont intéressants pour réduire l'impact sur l'environnement du chauffage des habitations pour plusieurs raisons. La taille importante des unités de production leur permet d'obtenir une meilleure performance avec des rendements plus grands et un suivi plus rigoureux et précis des émissions que dans le cas d'unités de production individuelles. Sur le même principe qu'une chaudière collective, il y a une mutualisation et donc une diminution significative des coûts qui engendre aussi une stabilité des prix. Les réseaux de chaleurs peuvent alimenter différents types de bâtiments qui ont des besoins horaires différents. Le document « bases techniques des réseaux de chaleur » du CEREMA explique ce phénomène appelé principe de foisonnement via la Figure I-2 ci-dessous.

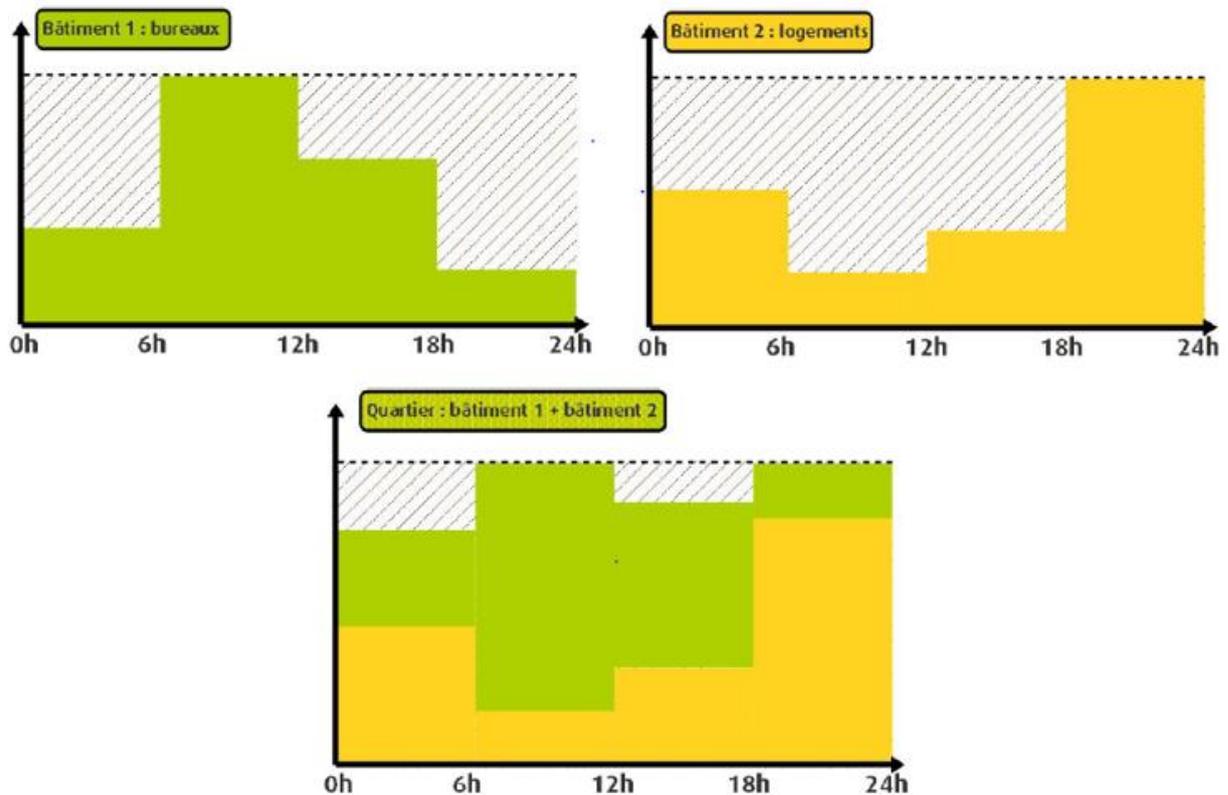


Figure I-2 : Schémas expliquant le principe de foisonnement (source CEREMA)

Le dimensionnement de la puissance à fournir est donc adapté au besoin du réseau et non plus à celui de chaque consommateur. Le foisonnement permet donc de diminuer la puissance de l'unité centralisée de production chaleur par rapport à la somme des unités individuelles qui seraient nécessaire sans RCU. Ceci permet de diminuer les coûts d'investissement et de fonctionnement.

L'autre point fort des réseaux de chaleur est la possibilité d'utiliser des énergies de récupération et des énergies renouvelables (ENR). Pour les ENR, la production va pouvoir être légèrement excentrée grâce au réseau ce qui permettra par exemple d'utiliser une surface disponible à proximité d'une ville pour installer un champ solaire de grande taille. D'autres énergies telles que les énergies de récupérations (unités d'incinération de déchets par exemple) ne sont pas valorisables à une échelle individuelle dont la demande est souvent variable et plus faible. Nous verrons par la suite les différentes sources d'énergie qui peuvent alimenter les réseaux de chaleur.

1.a.ii. *Historique des RCU*

Dès l'époque romaine, l'utilisation de la chaleur du sol avait déjà été étudiée mais le premier réseau de chauffage recensé en France date de 1332 à Chaudes-Aigues, un village du Cantal possédant l'une des plus chaudes sources d'Europe (80°C). Le village utilisait et utilise encore la source d'eau chaude naturelle afin d'alimenter en eau chaude les habitants du village via l'utilisation de canalisations et de la simple gravité (DHCnews, 2015).

Mais c'est vers la fin du XIXème et le début du XXème siècle que les réseaux de chaleur modernes se sont développés principalement aux Etats-Unis et en Europe notamment en 1882 avec la création du réseau de chaleur de New York, aujourd'hui le plus grand réseau de chaleur au monde avec ses 169km de tuyauteries vapeur.

En France, 4 grandes périodes de développement des RCU sont évoquées par le CEREMA :

- Avant 1950, l'apparition des premiers réseaux dans les grandes villes dont le besoin de chaleur est grand (Strasbourg, Paris, Grenoble) avec à Paris le premier réseau de chaleur exploité dès 1930 par la Compagnie Parisienne de Chauffage Urbain (CPCU) qui est le plus grand réseau de chaleur français.
- Entre 1950 et 1970, les RCU se développent avec les villes qui subissent une période de forte urbanisation et utilisent principalement des énergies fossiles, peu chères à cette époque. La question environnementale n'était pas autant à l'ordre du jour. Le développement des RCU a été ralenti à la fin de cette période.
- Les années 80 et les chocs pétroliers entraînent un regain d'intérêt pour les réseaux de chaleur. De nouveaux réseaux alimentés par de la géothermie profonde (Ile de France) ou valorisant de la chaleur perdue issue de l'incinération des ordures ménagères (UIOM) sont créés dans l'optique de diversifier les énergies utilisées par les réseaux.
- Depuis la fin des années 2000, l'évolution des technologies liées aux enjeux environnementaux a montré l'intérêt des réseaux de chaleur comme moyen de lutter contre le réchauffement climatique. C'est pourquoi aujourd'hui les réseaux de chaleur sont développés dans de nombreuses villes de France dont Pau.

Au fil de ces périodes, les réseaux de chaleur ont évolué technologiquement, Mazhar *et al.* (2018) ont présenté dans le Tableau I-1 les différentes générations de réseaux de chaleur développées lors du dernier siècle. Dans un premier temps, l'évolution des unités de production a permis de passer des réseaux haute température vapeur aux réseaux à eau pressurisée puis aux réseaux moyenne température (passage de la 1^{ère} génération à la 2^{ème} puis de la 2^{ème} génération à la 3^{ème}). D'autre part, l'évolution des technologies de réseau et des bâtiments a permis de réduire le besoin (meilleure isolation thermique) et de diminuer la température des réseaux (passage de la 3^{ème} à la 4^{ème} génération).

La diminution de température permet à la fois de réduire les pertes thermiques lors du transport, mais aussi d'ouvrir les réseaux à des productions de chaleur de moins haute température comme des énergies renouvelables telles que le solaire thermique et la géothermie moyenne ou basse profondeur. Enfin, un nouveau vivier de chaleur fatale devient valorisable. Ce concept de 4^{ème} génération est en cours de développement en vue de répondre au défi combiné des bâtiments basse consommation et des réseaux intelligents intégrant le renouvelable (Lund *et al.* 2014).

Tableau I-1: Les différentes génération de réseaux de chaleur - tableau inspiré des travaux de Mazhar (2018)

Génération	Milieu et température	Avantages	Inconvénients
1^{ère} XVIII^{ème}- 1930	Vapeur d'eau > 150°C	Pour industries seulement	Grosses pertes thermiques et risques d'accidents élevés
2^{ème} 1930 - 1970	Eau pressurisée à haute température > 120 °C	Manipulation sûre, haute flexibilité, infrastructures adaptées	Exergétiquement inefficace et pas adapté au renouvelable
3^{ème} 1970- aujourd'hui	Eau à moyenne température > 90 °C		
4^{ème} Demain	Eau à basse température [40,60] °C	Pertes de chaleur faibles, faible investissement, connexion directe possible, chaleur renouvelable utilisable	Technologies en développement

Des réseaux de 5^{ème} génération sont déjà à l'étude comme le récapitulent Hund *et al.* (2021). Cette nouvelle génération aura pour propriété notoire de pouvoir à la fois fournir de la chaleur et du froid car le besoin en froid des villes a augmenté ces dernières années, notamment pour la climatisation des bâtiments. Dans cet article, les auteurs soulignent néanmoins que les enjeux des réseaux de 5^{ème} génération sont similaires à ceux de 4^{ème} dans le sens qu'ils répondent aux 5 mêmes besoins essentiels à savoir :

- La capacité d'alimenter les bâtiments existants, anciens ou nouveaux en chaleur domestique basse température pour le chauffage et l'ECS.
- La capacité de distribuer la chaleur avec de faibles pertes thermiques et de charge.

- La capacité à recycler la chaleur fatale de sources de déchets à basse température et d'intégrer des sources de chaleur renouvelables, telles que la chaleur solaire et géothermique.
- La capacité à être partie intégrante des systèmes énergétiques intelligents et, par conséquent, de contribuer à l'intégration des sources d'énergie renouvelables intermittentes.
- La capacité à garantir une planification, des coûts et à avoir des structures d'incitation appropriées pour l'exploitation et les investissements afin d'avoir de futurs systèmes énergétiques durables.

Ainsi, la 5^{ème} génération, de la même manière que la 4^{ème} génération, a pour objectif de développer les réseaux de chaleur basse température, efficaces et avec un minimum de pertes thermiques, valorisant de la chaleur perdue ou renouvelable et étant construit sur une perspective durable.

1.a.iii. *La place des RCU en France*

Nous venons de voir l'historique du développement des RCU en France. La CEREMA a recensé en 2019, 761 réseaux en France qui desservent 2.4 millions d'équivalents logements sur l'année considérée (unité de quantité d'énergie, utilisée afin de donner une réalité "concrète" à des statistiques. 1 équivalent logement = 12MWh/an). Les réseaux sont principalement situés dans les zones urbaines où la densité thermique est élevée. La densité thermique est un indicateur de la performance technico économique d'un réseau de chaleur qui rapporte la quantité d'énergie livrée par un réseau à la longueur de ce même réseau. La quantité d'énergie renouvelable utilisée dans les réseaux est de 56%.

Le rapport du Ministère de la Transition Energétique « Chiffres clés de l'énergie, édition 2020 », récapitule l'évolution de la consommation d'énergie pour la production de chaleur dans les réseaux de chaleur en France depuis 2007. Plusieurs tendances sont à remarquer : L'augmentation nette de la part d'énergies renouvelables qui a quasiment triplée, la diminution de l'utilisation du gaz et la quasi-disparition de l'utilisation du fioul. Il a aussi été remarqué que la quantité de chaleur commercialisée n'a que très peu augmentée. C'est donc bien le mix énergétique des réseaux de chaleur en France qui a évolué. La Figure I-3, issue de ce même rapport, donne le détail du mix énergétique des réseaux de chaleur en France en 2018. L'utilisation de chaleur issue de l'incinération de déchets urbains semble bien développée. Elle représente 25% du mix énergétique des réseaux. On constate également que les énergies renouvelables sont dominées par la biomasse. C'est sur la part de la chaleur aéro/géothermique ou solaire regroupés que le manque est important car ils représentent ensemble seulement 6% du bouquet énergétique. Le développement de l'utilisation du solaire thermique dans les réseaux de chaleur en France semble donc nécessaire.

TOTAL : 34 TWh d'énergie consommée pour produire de la chaleur en 2018

En %

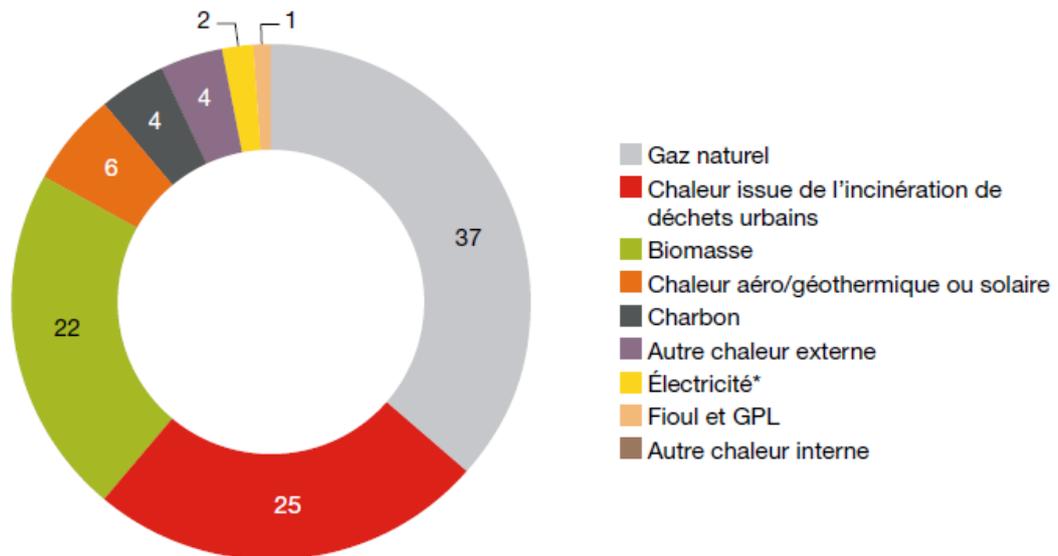


Figure I-3 : Bouquet énergétique des réseaux de chaleur en 2018 (chiffres clés de l'énergie, 2020)

1.a.iv. *La place des RCU en Europe*

Au niveau Européen, les sources d'énergies utilisées pour produire de la chaleur (avec ou sans RCU) sont très diverses. La Figure I-4 montre la répartition des énergies utilisée pour chaque pays d'Europe ainsi que la quantité totale de chaleur produite. Quand certains pays recourent principalement au gaz (Royaume-Uni ou Pays-bas), d'autres utilisent l'électricité (Chypre ou Malte), le charbon (Pologne, République Tchèque, Slovaquie) ou ont un fort taux d'utilisation de chaleur renouvelable ou biomasse comme les pays Scandinaves et Baltiques. Nous remarquons que la quasi intégralité des pays utilisent plusieurs sources d'énergies bien que le gaz soit la plus utilisée.

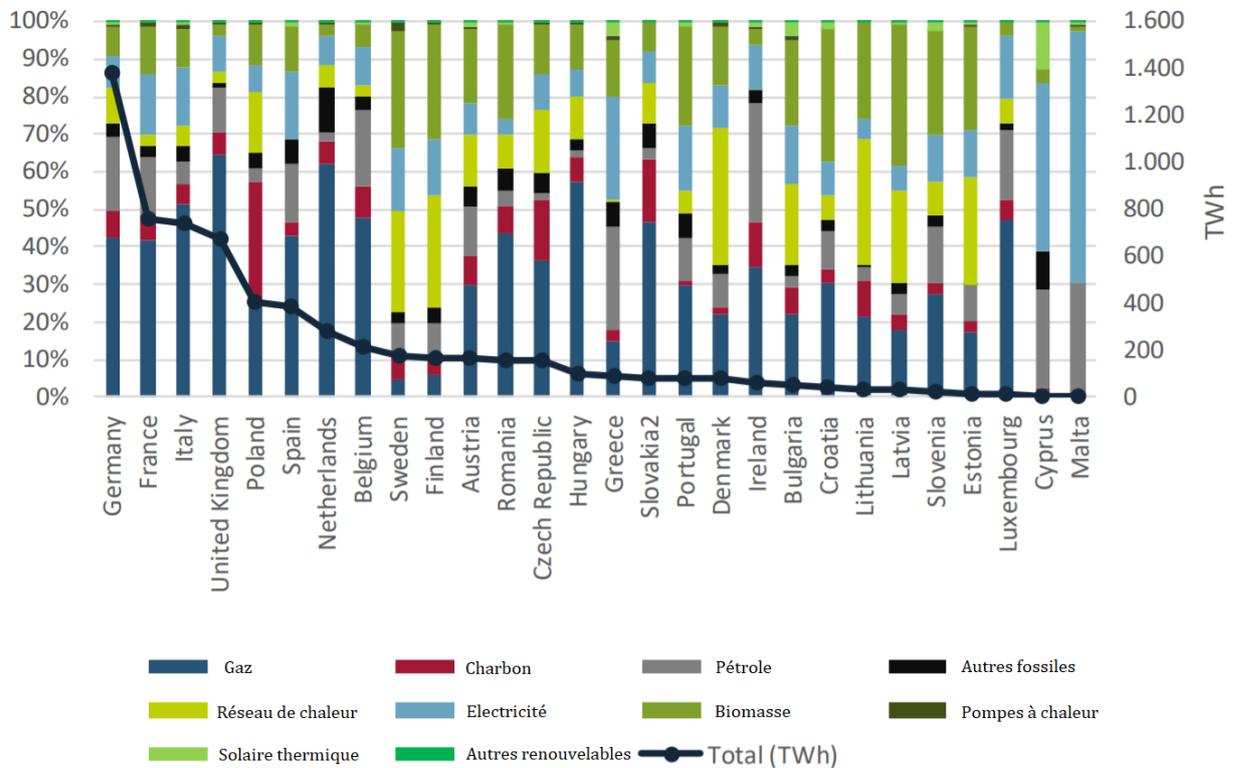


Figure I-4 : Répartition des énergies utilisées pour la production de chaleur distribuée dans les RCU Europe 2015 (Heat Roadmap Europe, 2019)

Si l'on s'intéresse aux réseaux de chaleur, on voit que ce mode de chauffage est déjà bien utilisé dans de nombreux pays en particulier à l'est de l'Europe. La Figure I-5, montre la part de chaleur fournie par les RCU en Europe pour une utilisation domestique et met en avant la grande différence entre les pays allant d'un taux d'utilisation de 0% à 52% pour la Suède.

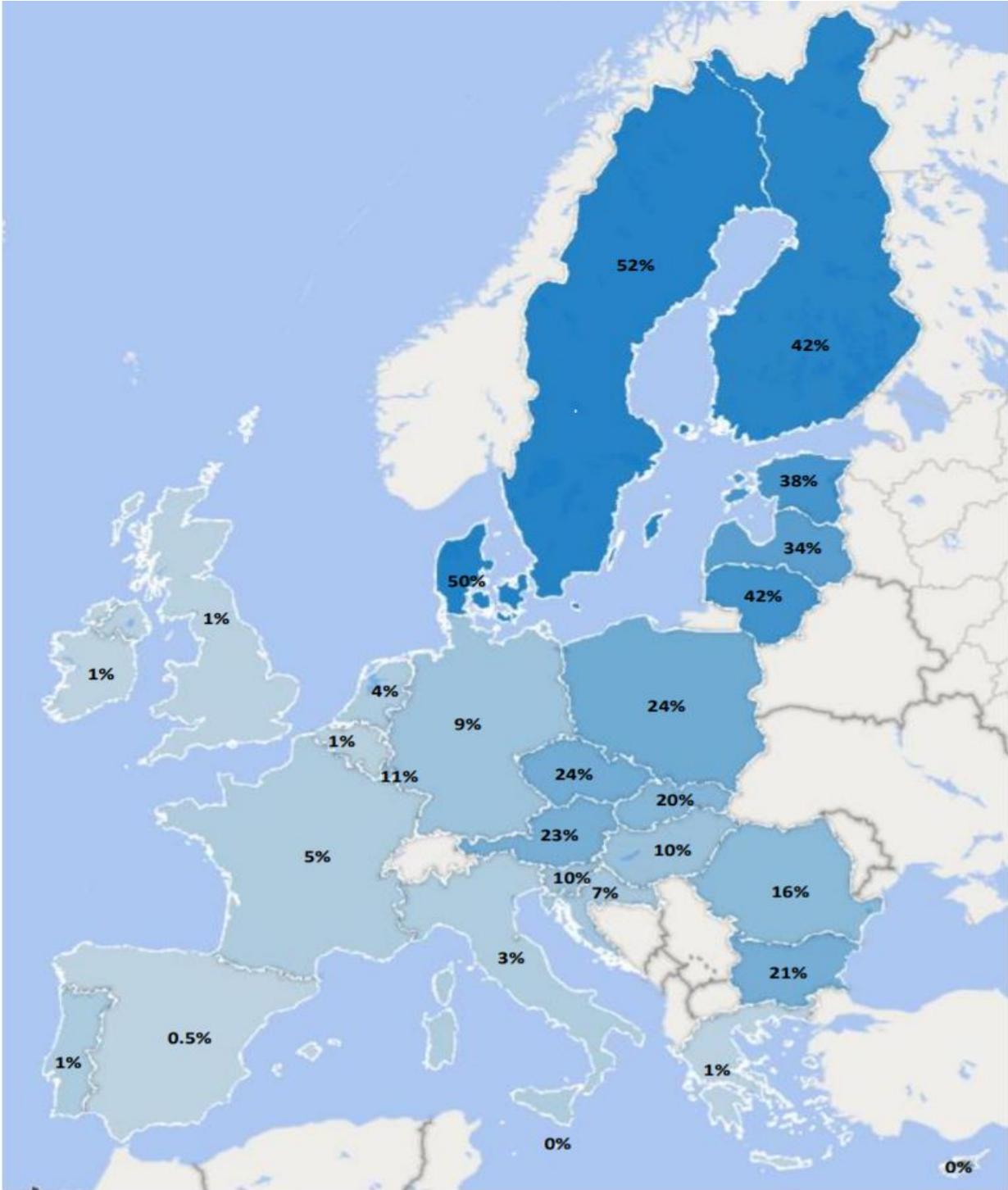


Figure I-5 : Part des réseaux de chaleur dans la production de chaleur domestique (chauffage et ECS) des pays d'Europe (Heat Roadmap Europe, 2019)

1.b. Les différentes sources

Comme nous venons de le voir en Figure I-3, de nombreuses sources de chaleurs sont utilisables dans un réseau de chaleur. Cette partie va consister à définir les principales sources de chaleur utilisées dans les réseaux de chaleur en s'attardant plus particulièrement sur le solaire et sur le stockage.

Fourniture de chaleur par combustion

Utilisée depuis des millénaires, la fourniture de chaleur par combustion consiste à utiliser un combustible (dont une revue des types va être faite) et un comburant (le dioxygène de l'air) afin de produire de la chaleur. L'intérêt de la combustion est sa forte capacité de régulation. Selon le besoin de chaleur, on peut brûler plus ou moins de combustible (dans la limite de la capacité de production de la chaudière). La plupart des combustions sont émettrices de gaz à effets de serre, et nous allons voir les différentes sources possibles, ainsi que leurs avantages et inconvénients.

Fioul et charbon

Bien que minoritairement utilisés aujourd'hui en France, 1% du mix énergétique pour le fioul et 4% pour le charbon, le recours au fioul et au charbon dans les réseaux de chaleur a été présent lors de la deuxième phase de développement des réseaux de chaleur en France (entre les années 50 et 70). Le principal frein à l'utilisation de ces ressources est le fort taux d'émissions de CO₂ qui a mené à des politiques dissuasives. Les chocs pétroliers des années 70-80 ont contribué à ne plus recourir au fioul pour des raisons économiques.

Pour le charbon et son pouvoir calorifique supérieur (PCS) de 34.1 MJ/kg (contre 45.9 MJ/kg pour le fioul domestique), les chaufferies sont plus coûteuses à construire et à exploiter que le fioul mais le charbon reste une énergie bon marché dont les réserves sont très importantes et assez réparties sur terre.

Chaudières à gaz

Comme le nom l'indique les chaudières à gaz brûlent du gaz, généralement d'origine naturelle avec un pouvoir calorifique supérieur de 42.5 MJ/kg selon l'altitude et la provenance du gaz. Les chaudières à gaz représentent 37% de la production effective du bouquet énergétique des RCU en France. Elles sont largement utilisées et même en pleine expansion. En effet, le prix d'installation est avantageux, le gaz naturel est moins émetteur de gaz à effet de serre que d'autres énergies fossiles, la combustion est facile dans le sens que les problèmes d'encrassement sont minimes et ces chaudières sont flexibles car elles ont peu d'inertie. La combustion du gaz naturel est donc une source de chaleur très intéressante pour les réseaux de chaleur, en particulier en tant qu'appoint de secours dans les situations où les autres sources dysfonctionneraient ou ne pourraient pas répondre à la demande.

Les Unités d'Incinérations d'Ordures Ménagères (UIOM)

Plutôt que de recourir aux décharges éloignées des villes pour traiter les déchets, les traiter en les incinérant afin de valoriser leur combustion comme une source d'énergie est un procédé de plus en plus utilisé et qui représente aujourd'hui 25% du mix énergétique des réseaux de chaleur en France. Le pouvoir calorifique supérieur est situé entre 3 et 8 MJ/kg (800 à 2 000 kcal/kg) selon le type de déchets incinérés. Le combustible étant gratuit, bien que les coûts d'installations soient importants, ces systèmes sont rentables. Les inconvénients des UIOM sont :

- l'éloignement nécessaire des usines par rapport aux centres des agglomérations, afin de limiter la nuisance pour le voisinage, augmente la distance aux consommateurs.
- la production est irrégulière du fait de la variation du volume des ordures et se doit d'être assurée hiver comme été car le traitement des ordures est prioritaire.

Les chaudières biomasse

Les chaudières biomasses effectuent une combustion de copeaux/granulés/plaquettes de bois dont le PCS varie entre 8 et 20 MJ/kg. La part de la chaleur biomasse est en croissance dans les réseaux de chaleur en France et représente aujourd'hui 22% du bouquet énergétique. Bien que sa combustion soit similaire à celle du charbon avec notamment des chaudières coûteuses à installer, sa part dans le mix énergétique est croissante du fait que la biomasse est considérée comme une énergie renouvelable. Il est important d'ajouter que cette qualification d'énergie renouvelable est conditionnée d'une part par une gestion appropriée des forêts de sorte à ce que sa régénération soit au moins égale à sa consommation et d'autre part par la distance entre le lieu de récolte du bois et le lieu de combustion. Le développement de la filière biomasse en France et dans le monde se doit d'être raisonné et responsable. La biomasse étant de plus en plus utilisée, de nombreux articles étudient son intégration aux réseaux de chaleur (Sartor *et al.*, 2014, Noussan *et al.* 2013 et Rezaei *et al.* 2021).

Les sources géothermiques

La géothermie consiste à utiliser la chaleur des nappes souterraines en tant que source de chaleur et la France en est assez bien pourvue (Bassin parisien, Aquitaine et Alsace). Si autrefois, seules les sources géothermiques à haute températures, très coûteuses, étaient utilisées, c'est aujourd'hui avec le développement de sources à basses températures (50 – 100°C) que les réseaux de chaleurs à source géothermique prennent leur place. Le réseau de Paris Saclay qui a été inauguré en juin 2019, se base sur de la géothermie et s'alimente avec une nappe d'eau souterraine de 700 milliards de mètres cubes d'eau à une température moyenne de 30°C. Cette nappe valorise d'une part la chaleur perdue de data centers par exemple en captant cette chaleur. D'autre part, des pompes à chaleur rehausseront cette température de 30°C en une chaleur utile de 60°C ou en froid à 7°C pour les habitations. Cette boucle tempérée divise par 4 les émissions de CO₂.

Cogénération

La cogénération est une sous-catégorie des productions présentées précédemment, cela consiste à utiliser une installation unique pour produire à la fois de l'électricité et de la chaleur. L'efficacité globale de la production d'énergie est bien supérieure à celle des deux séparées ce qui permet une économie de l'ordre de 25%. Contrairement aux centrales thermiques traditionnelles rejetant l'énergie thermique dans le milieu naturel, l'énergie est valorisée augmentant le rendement de 65 à 85% pour atteindre un rendement global allant jusqu'à 90%. Le RCU de Bobigny (Ile de France) est alimenté par une centrale de cogénération thermique et pour fournir 10,6 MW de puissance électrique, la centrale produit par cogénération 16,6 MW de puissance thermique ce qui montre l'importance de valoriser la chaleur perdue des centrales de production d'électricité.

1.b.i. Le solaire dans les réseaux de chaleur

Commençons tout d'abord par parler de la ressource solaire en France. L'énergie solaire est utilisable partout en France (moyenne de 1300 kWh/m²/an) et les capteurs solaires thermiques peuvent récupérer 50 à 80% de l'énergie du soleil reçue. La Figure I-6 illustre ce propos en montrant que la quasi intégralité de la France reçoit en moyenne 1220 kWh/m² par an. L'objectif de cette partie est de présenter les différentes technologies de captation du gisement solaire ainsi que l'avancée des réseaux de chaleur utilisant du solaire thermique en France.

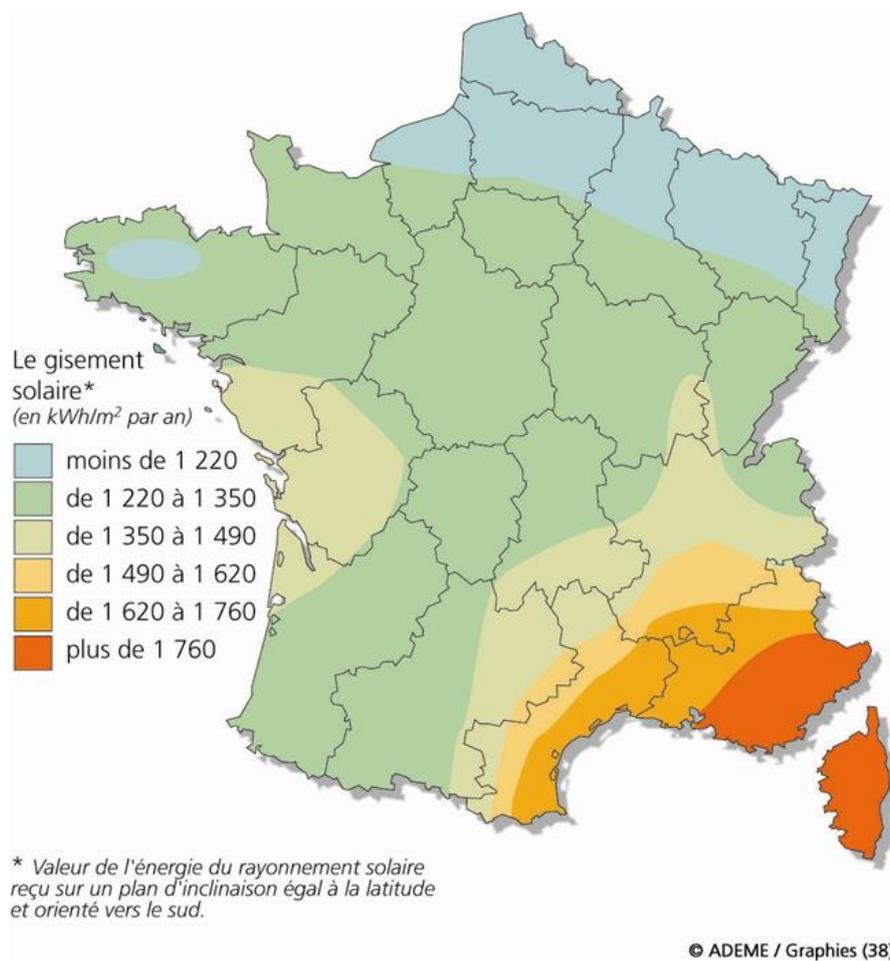


Figure I-6 : Répartition du gisement solaire en France

Le solaire thermique consiste à convertir le rayonnement solaire en énergie calorifique, afin de produire de la chaleur ou de l'eau chaude à partir de capteurs solaires (contrairement au solaire photovoltaïque qui convertit le rayonnement solaire en électricité). Différentes technologies de captation existent regroupées en deux catégories.

Les capteurs à concentration

L'un des groupes technologiques principal de solaire thermique est le solaire à concentration. Il est principalement utilisé dans l'industrie qui demande une chaleur à haute température. Les applications sont souvent liées à la production d'électricité à l'aide de vapeur faisant tourner une turbine. Le principe consiste à utiliser des miroirs afin de concentrer une grande surface de captation sur une petite surface réceptrice qui permettent d'atteindre des températures très élevées allant jusqu'à 400°C pour la technologie des capteurs cylindro-paraboliques (la technologie la plus répandue de solaire à concentration), 550°C pour des capteurs Fresnel, 800 °C pour du dishstirling et 1200°C pour du solaire à tour. Le fonctionnement haute température impose une pression importante dans les canalisations ce qui entraîne des contraintes de fonctionnement importantes. Cette technologie n'est pas adaptée aux réseaux de chaleur où la température de fonctionnement tend à diminuer comme nous l'avons déjà évoqué.

Les technologies planes

Les capteurs plans et tubes sous vides représentant 90% du marché sont les technologies les plus compétitives, robustes et éprouvées. Il s'agit de technologies qualifiées de basse température car elles fournissent une chaleur limitée à 100°C et utilisent généralement un mélange d'eau et de glycol comme fluide caloporteur.

La Figure I-7 présente les 2 catégories de technologie les plus couramment utilisées à savoir les tubes sous vide et les capteurs plans. Les tubes sous vide constituent une technologie encore récente qui consiste à faire le vide dans des tubes afin de réduire les déperditions de chaleur par convection et conduction thermique pour les tubes à flux direct. Pour les tubes à caloduc, le vide permet aussi de rendre possible l'évaporation en bas du caloduc et la condensation lors de l'échange sur la partie haute du tube. Ces technologies sont particulièrement efficaces pour convertir des rayonnements solaires même faibles en chaleur utile.

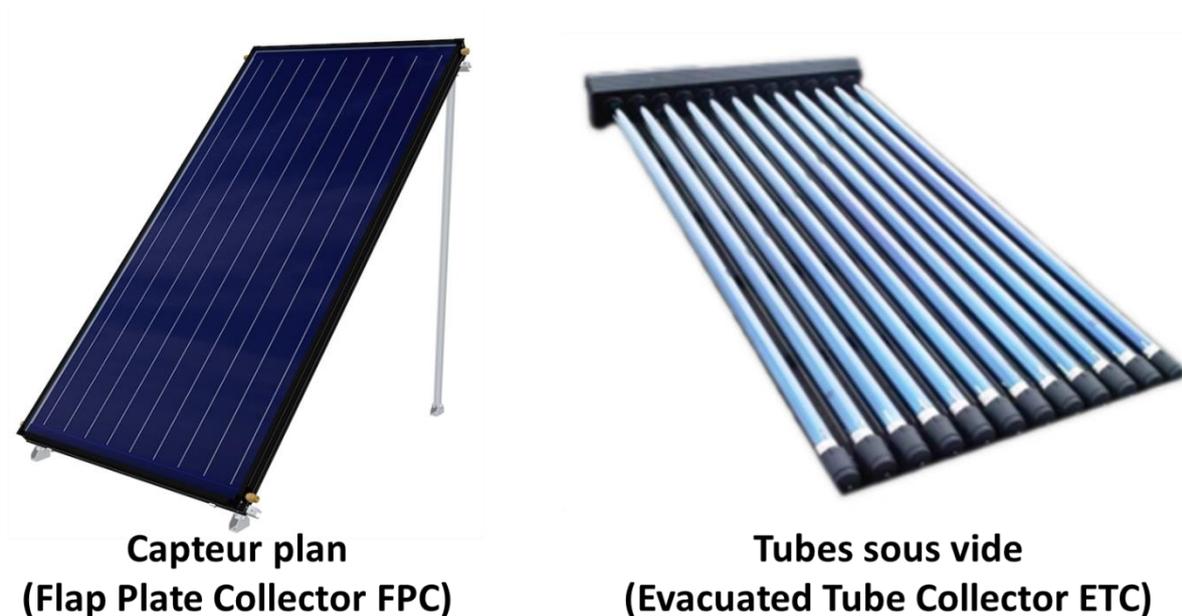


Figure I-7 : Schéma des différentes technologies planes

La deuxième catégorie technologique est le capteur plan présenté à gauche sur la Figure I-7 et détaillé grâce à une coupe sur la Figure I-8. Pour ce type de technologie (Capteur plan) le fluide caloporteur circule au sein d'une petite conduite métallique placée sous un revêtement sombre absorbant le rayonnement solaire sur lequel sont placés un ou deux vitrages isolants afin de réduire les pertes thermiques.

Trinkl *et al.* (2005) et l'entreprise heliodyne ont comparé ces deux technologies dans le contexte d'un développement à l'échelle européenne et ont conclu que malgré l'intérêt des deux technologies, les technologies planes donnent de meilleures performances annuelles, un meilleur rendement pour les applications les plus classiques, sont plus simple à installer, moins cher à l'achat et sont aussi plus résistants. Malgré ce constat, en 2017, 71% des capteurs basse température installés dans le monde étaient de type tubes sous vide (grâce à la chine utilisant cette technologie à 90.5% en raison d'un besoin de température plus élevé) mais 82.3% des capteurs en Europe sont de type capteurs plans (IEA, 2019).

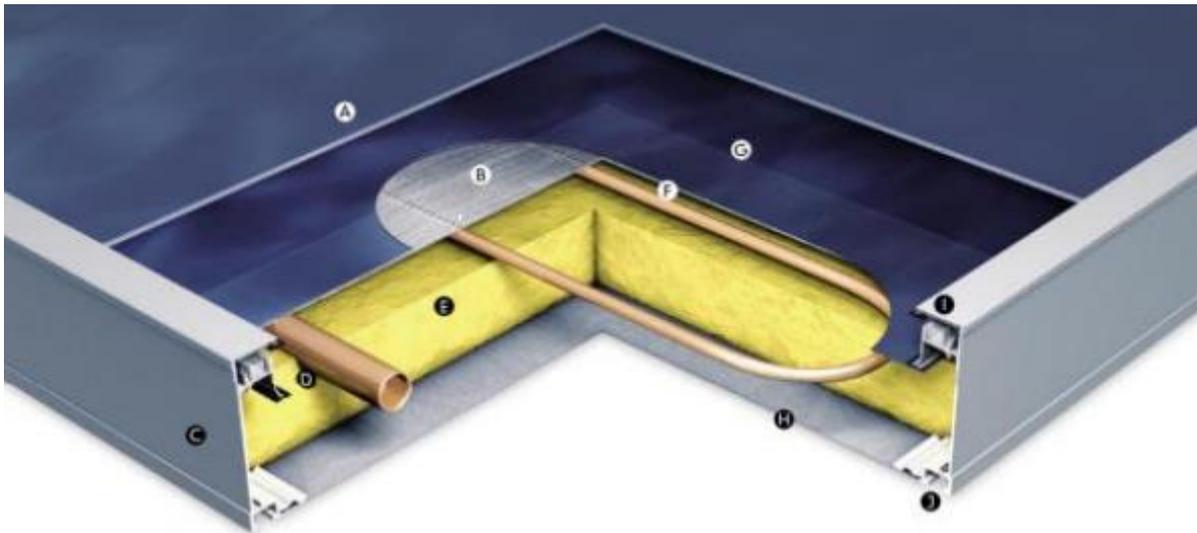


Figure I-8: Coupe d'un capteur solaire plan (capteur CLIPSOL modèle KGS)

Chaque panneau peut réchauffer un liquide (généralement de l'eau) selon des performances qui lui sont propres et qui sont caractérisées par des organismes de normalisation. Ce que l'on appelle champ solaire, c'est la connexion d'une multitude de capteurs solaires thermiques afin d'obtenir une plus grande quantité d'eau chaude et/ou une plus grande température pour cette eau chaude.

Dans son manuscrit de thèse, S.Scolan (2020) utilise la Figure I-9 pour représenter schématiquement une centrale solaire thermique. Il indique que lors de la conception d'un champ solaire, plusieurs paramètres peuvent être optimisés tels que :

- Le nombre de boucle et le nombre de capteurs par boucle. C'est-à-dire sur la Figure I-9 le nombre de rangées comportant des panneaux solaires ainsi que le nombre de panneau solaire dans chaque rangée. Augmenter le nombre de boucles augmente le volume total d'eau chaude produit quand l'augmentation du nombre de panneaux par boucle agit plutôt sur la température
- Le type de capteur qui conditionne les types de branchements : le choix d'un capteur est souvent un compromis entre prix et performance. L'amélioration des performances optiques et thermiques des capteurs solaires a été l'objet d'une revue faite par Tian *et al.* (2018).
- L'orientation et l'inclinaison des capteurs
- L'espace entre les boucles et le débit total entrant dans le champ solaire.

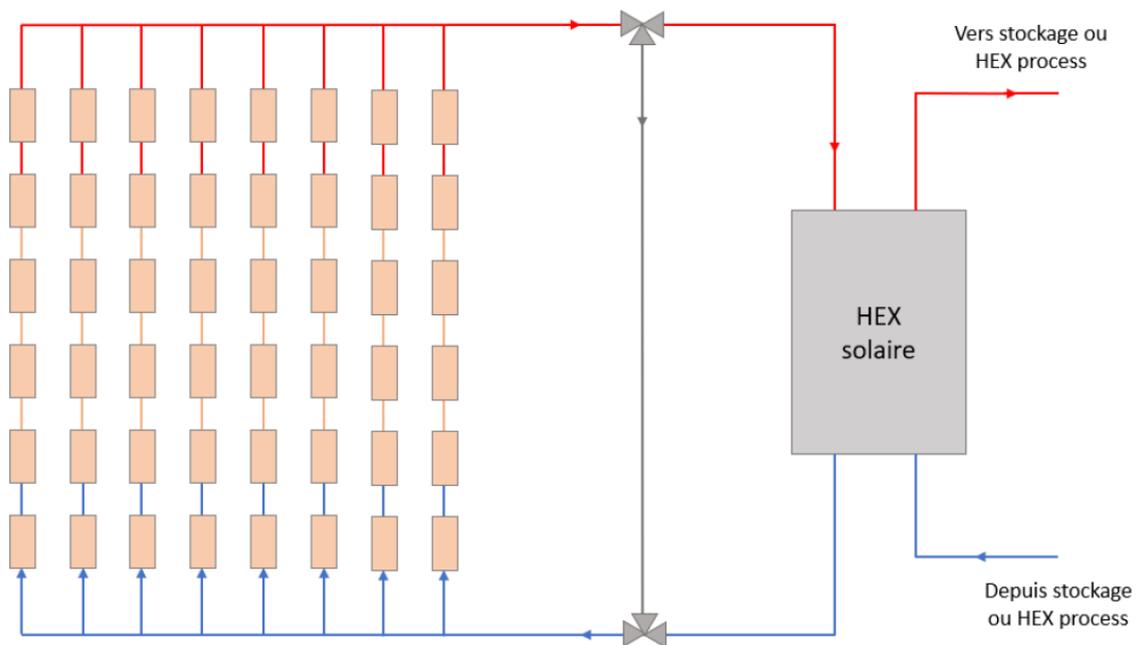


Figure I-9 : Champ solaire d'une centrale solaire thermique (Scolan, 2020)

Les réseaux de chaleur solaire en France

La filière solaire thermique en France est en retard par rapport à ses voisins Européens tels que la Suède, le Danemark, l'Allemagne ou l'Autriche qui ont pour certains plus de 30 ans de retour d'expérience. Quelques réseaux de chaleur utilisant du solaire thermique existent en France et la plus grande installation est celle de Chateaubriand (Pays de la Loire) avec ses 2200m² de surface de capteurs solaires plans. Pour en citer quelques autres notables, celui de Balma-Vidailhan en Occitanie et ses 450 m² de tubes sous vide ou celui de Saint-Christol d'Albion et ses 160 capteurs solaires alimentant 50 bâtiments.

En raison de l'intermittence de la ressource solaire, une des clés du développement du solaire thermique dans les réseaux de chaleur est l'utilisation d'un stockage thermique. S'il est indispensable dans le cas des RCU solaires, notons qu'il est très peu utilisé dans les réseaux n'utilisant pas la ressource solaire, il pourrait pourtant s'avérer un atout efficace pour améliorer la gestion et l'efficacité de tous types de réseaux.

1.b.ii. Le stockage dans les réseaux de chaleur

Il existe différents types de stockage comme le mentionnent Bauer *et al.* (2010). Chacune de ces technologies comporte ses avantages et inconvénients. L'article met en avant que la pertinence de chaque stockage dépend des conditions du sol ainsi que des conditions climatiques locales. La Figure I-10 présente quatre concepts de stockage utilisés qui sont aussi décrits dans le « Solar district heating guidelines ».

- Le stockage thermique dans un réservoir (Hot water thermal energy store). Ces réservoirs sont utilisés pour des volumes allant jusqu'à 200 m³ en raison de coûts trop élevés au-delà.
- Le stockage thermique en fosse (Gravel-water thermal energy store). Un trou est creusé dans le sol afin d'en faire un réservoir de stockage. Il permet d'envisager de grands stockages (>200m³).
- Le stockage thermique par forage (Borehole Thermal Energy Store) qui utilise les sous-sols comme stockage thermique par conduction (on parle aussi de géothermie sèche comme présenté en 0)
- Le Stockage thermique en Aquifère (Aquifer Thermal Energy Storage) qui va utiliser des nappes d'eau souterraines plus profondes et de grandes tailles pour stocker ou déstocker de la chaleur (Paris Saclay).

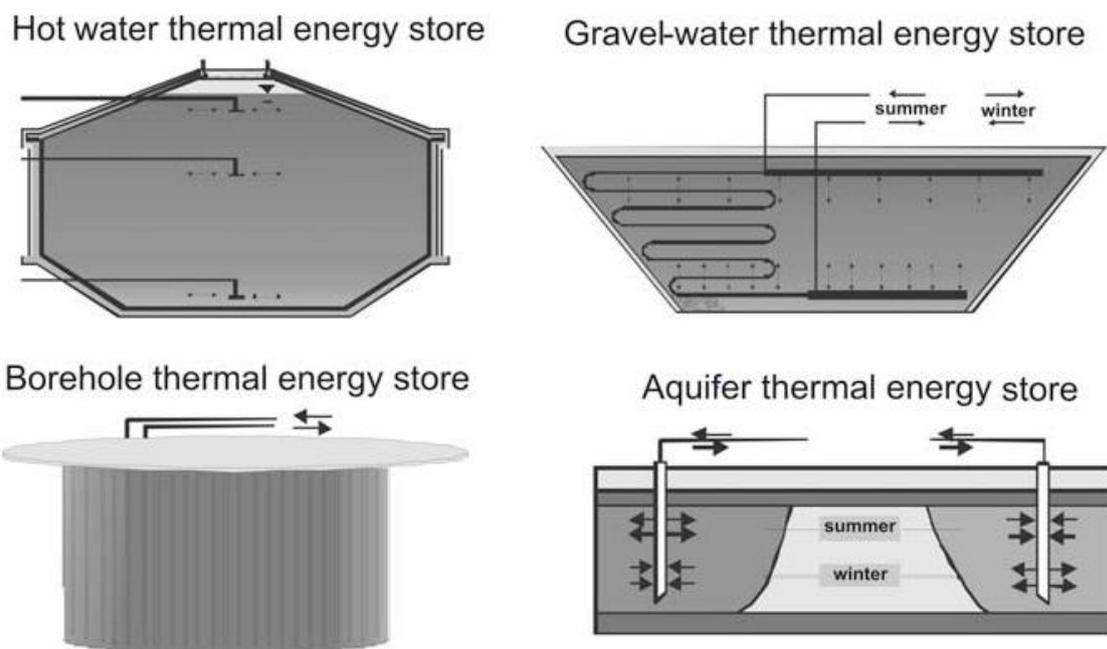


Figure I-10 : Les types de stockages saisonniers (Bauer, 2010)

Toutes ces technologies de stockage sont beaucoup développées dans les pays ayant une grande expertise dans la filière solaire. Le stockage thermique en Aquifère est beaucoup utilisé en Allemagne (bâtiment du Reichstag, Berlin) et au Pays-bas. Le stockage thermique par forage est utilisé dans la communauté solaire de Drake Landing au Canada qui alimente 52 habitations à 97% avec du solaire grâce au stockage (B.Wong *et al.*2019). Pour les stockages thermiques « de surface » (réservoir et fosse), les pays scandinaves et en particulier le Danemark sont leaders dans le domaine avec le stockage le plus grand du monde de 200 000 m³ (réseau de Vojens, District energy 2020).

L'utilisation du stockage thermique est encore à développer en France bien que des projets tels que le réseau de Paris Saclay, ou le champ solaire de Condat-sur-Vézère (NEWHEAT) utilisant un stockage de 700 m³, montrent l'intérêt croissant Français aux stockages thermiques.

1.c. Matrice SWOT des RCU solaires

Pour résumer cette partie, une matrice SWOT (Strengths, Weaknesses, Opportunities and Threats) est établie en Tableau I-2 évaluant les forces, faiblesses, opportunités et menaces des réseaux de chaleur solaire.

Tableau I-2 : Analyse SWOT des réseaux de chaleur solaires

<p><u>FORCES</u></p> <ul style="list-style-type: none">• Production de chaleur renouvelable• Rendement important• Possibilité de stocker la chaleur• Interaction possible avec d'autres énergies (biomasse, géothermie ...)	<p><u>FAIBLESSES</u></p> <ul style="list-style-type: none">• Manque de connaissances et d'expertise en France (dimensionnement et exploitation)• Ressource intermittente• Coûts d'investissement importants
<p><u>OPPORTUNITES</u></p> <ul style="list-style-type: none">• Aides de l'état pour développer la filière• Transition énergétique• Optimisation• Outils numériques• Création d'un outil d'optimisation du dimensionnement et du fonctionnement des réseaux de chaleur solaire	<p><u>MENACES</u></p> <ul style="list-style-type: none">• Abandon des investissements• Durée d'étude et de construction trop importants en comparaison d'autres technologies (PAC individuelles ...)• Mauvaise exploitation des réseaux

Les opportunités du Tableau I-2 présentent l'optimisation ainsi que les outils numériques comme un atout pour le développement des réseaux de chaleur. Ils permettent de répondre aux menaces telles que la mauvaise exploitation ou le retard de développement, en proposant des outils numériques d'aide à la conception, au dimensionnement et au pilotage des réseaux.

Maintenant que les réseaux de chaleur, leurs forces, leur faiblesse et leur place dans le contexte actuel ont été détaillés, un état de l'art de l'optimisation des réseaux de chaleur va être présenté dans la section suivante.

2. L'optimisation appliquée aux réseaux de chaleur

Le nombre d'études traitants de l'optimisation des réseaux de chaleur s'est fortement amplifié au cours de la dernière décennie (2.c). Un réseau de chaleur est un système complexe constitué de plusieurs sous éléments et l'étude approfondie de ces éléments sur la durée de vie totale de l'installation nécessite l'utilisation d'outils numériques adéquats. De nombreux articles récapitulent les travaux d'optimisation existants car l'optimisation numérique s'est montrée adaptée à l'étude des RCU par sa capacité à étudier différents scénarios complexes sur de grands horizons de temps. Ces articles s'intéressent tant à l'optimisation de la structure du réseau, qu'à son dimensionnement et à son exploitation soit avec une vue d'ensemble demandant beaucoup d'approximation ou une vue plus restreinte permettant l'utilisation de modèles précis.

La partie suivante aura pour but de présenter les différentes approches d'optimisation pour ensuite faire un état de l'art des travaux d'optimisation appliqués aux RCU.

2.a. Principe de l'optimisation mathématique

Le modèle qui sera présenté dans cette thèse en Chapitre II. et résolu dans le Chapitre III. est un problème d'optimisation au sens mathématique, on parle aussi d'optimisation numérique. Les problèmes d'optimisation mathématique s'écrivent sous la forme (Biegler et Grossmann, 2004) :

$$\min f(x, y) \text{ s. t } \begin{cases} h(x, y) = 0 \\ g(x, y) \leq 0 \\ x \in X \subseteq \mathbb{R}^n, y \in Y \subseteq \mathbb{Z}^m \end{cases} \quad (1.1)$$

Ici, la fonction objectif $f(x,y)$ est minimisée mais elle aurait aussi pu être maximisée (max). Dans tous les cas, on dit qu'elle est optimisée. La formulation ci-dessus se veut la plus générale. Elle ne considère pas le cas multi-objectif et les fonctions $f(x, y)$, $h(x, y)$ et $g(x, y)$ sont non linéaires par rapport aux variables. Elle fait intervenir des variables continues (x) et discrètes (y) et elle est soumise à des contraintes égalités ($h(x,y)=0$) et inégalités ($g(x,y)\leq 0$). Les fonctions $f(x, y)$, $h(x, y)$ et $g(x, y)$ sont algébriques mais ne limitent pas la généralité de la formulation dans la mesure où l'on peut toujours se ramener à ce cas par discrétisation des équations différentielles ordinaires et équations aux dérivées partielles.

Ainsi, l'optimisation mathématique est la résolution d'un problème afin de minimiser ou maximiser une fonction objectif en déterminant la valeur de toutes les variables respectant les contraintes qui leur sont imposées.

Par définition, dans un problème d'optimisation, il faut que le nombre de variables soit supérieur au nombre de contraintes égalités et inégalités saturées à convergence. Le problème est dit saturé s'il y a égalité entre les deux nombres (variables et contraintes égalités/inégalités saturées à convergence) : il ne s'agit plus alors d'une optimisation, mais d'une simulation dans le sens où il n'existe qu'une seule solution au problème. Par ailleurs, si le nombre de contraintes égalités est supérieur au nombre de variables, l'espace de recherche peut être vide (aucune solution).

La nécessité de recourir à l'optimisation est due à la complexité des problèmes actuels liée à la diversité des technologies et des topologies de réseau possibles la variation de la consommation et à l'infinité de scénarios envisageables lors d'une analyse long terme d'un système.

On peut diviser les problèmes d'optimisation en plusieurs classes selon plusieurs critères dépendant des caractéristiques mathématiques de la modélisation du problème physique. Le premier concerne les variables qui peuvent être continues, discrètes ou un mélange des deux (mixtes). Lorsqu'elles sont discrètes, cela peut correspondre à des variables prenant la valeur 0 ou 1 permettant d'exprimer l'existence ou non d'un équipement, d'un flux ou d'une contrainte ou des variables entières (nombre de tubes d'un échangeur, diamètres des tuyaux etc ...). L'autre critère est la formulation des contraintes et fonction objectif (linéaire, quadratique ...), ce qui nous mène à énoncer différentes classes de problèmes :

- Si les variables sont continues et que toutes les équations sont linéaires, on parlera de problème LP (Linear Programming).
- Si les variables sont continues et que certaines équations sont non linéaires, on parlera de problème NLP (Non Linear Programming).
- Si certaines variables sont discrètes et que toutes les équations sont linéaires, on parlera de problème MILP (Mixed-Integer Linear Programming).
- Si certaines variables sont discrètes et que certaines équations non linéaires, on parlera de problème MINLP (Mixed-Integer Non Linear Programming).
- Enfin, si toutes les variables sont discrètes, le problème est classé comme IP (Integer Programming).

Une fois ces classes de problèmes déterminées selon les contraintes propres au problème étudié, il existe de nombreuses méthodes de résolution qui peuvent être rangées en deux catégories : les méthodes stochastiques basées sur des phénomènes aléatoires dont une même initialisation peut donner des résultats différents et les méthodes déterministes dont la convergence dépend de l'initialisation du problème et sera identique à chaque cas selon l'algorithme de résolution utilisé.

Les méthodes stochastiques (algorithmes génétiques, stratégies d'évolution) sont plus faciles à mettre en place mais le nombre d'itérations est plus important ce qui implique d'importants temps de calculs.

A l'inverse les méthodes déterministes sont plus rapides, bien que le choix de l'initialisation soit bien plus déterminant. Il devient néanmoins possible de tester de nombreuses initialisations afin d'augmenter la probabilité d'atteindre d'obtenir une solution au problème, et même de converger vers le minimum absolu.

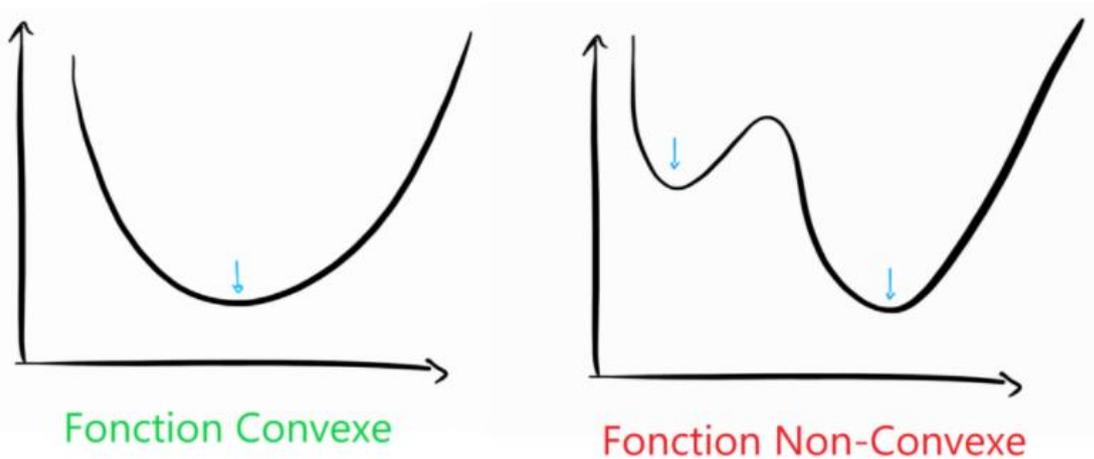


Figure I-11: Dessin représentatif d'une fonction convexe et d'une fonction non convexe

Pour le cas des problèmes convexes (Non linéaires) pour lesquels un seul optimum existe, les méthodes déterministes sont privilégiées. Mais pour un problème non convexe, de nombreux optimums locaux existent et l'obtention de l'optimum global avec une méthode déterministe n'est pas garanti et peut nécessiter de mettre en place une stratégie consistant à tester plusieurs initialisations, comme signalé précédemment. Sur la Figure I-11, le problème des fonctions non-convexes est représenté très simplement en montrant la problématique des minimums locaux. Aucune des deux catégories de méthodes ne peut garantir l'obtention de la meilleure solution. Pour les méthodes déterministes, les caractéristiques du problème sont importantes. Pour chaque classe de problème (LP, NLP, ...), il existe une multitude d'algorithmes de résolution. Cependant, la plupart de ces algorithmes sont dédiés à un type de problème en particulier. Le choix de l'algorithme dépend donc de la formulation du problème.

Le Tableau I-3 récapitule les différentes méthodes d'optimisation, leurs avantages et leurs défauts. Ce qui apparaît clairement, c'est que, dans le cas d'un problème linéaire (naturellement linéaire ou linéarisé), l'obtention d'un optimum global est garantie en cas de convergence. C'est pourquoi la transformation de problèmes non linéaires en problèmes linéaires fait l'objet de beaucoup d'études (Bordin *et al.* 2016, Sirvent *et al.* 2017).

Tableau I-3: Tableau récapitulatif des méthodes d'optimisations couramment utilisées, leurs avantages et leurs défauts

Type de problème	Algorithmes déterministes		Algorithmes stochastiques	
	Avantages	Inconvénients	Avantages	Inconvénients
Equations linéaires Variables continues Programmation Linéaire : LP	Simplexe		Algorithme génétique Recuit simulé ...	
	Optimum global	Temps de calcul élevé pour les grands problèmes. Linéariser peut fortement réduire la précision des résultats.		
Equations linéaires Variables mixtes MILP	Branch and Bound		Simple à mettre en place	Temps de calculs pouvant être très longs Convergence non assurée
Equations non linéaires Variables continues NLP	Fonction de pénalisation, SQP, Prog Linéaire Successive			
Equations non linéaires Variables mixtes MINLP	Peut vite converger. Contraintes plus précises.	Optimum global non assuré pour les problèmes non convexes		
	Outer Approximation			

Nous venons de présenter les grands principes de l'optimisation mathématique ainsi que les différentes classes de problème qui peuvent exister. Nous allons maintenant nous intéresser à l'application de l'optimisation numérique aux réseaux de chaleur ainsi qu'aux systèmes multi-énergies en présentant les articles les plus pertinents par rapport à la problématique.

2.b. Optimisation appliquée aux réseaux de chaleur

L'optimisation des réseaux de chaleur et de froid fait l'objet de nombreux articles, eux-mêmes récapitulés dans plusieurs articles de revue. La Figure I-12 basée sur une requête Scopus avec les mots clés « district heating optimization » montre une tendance croissante au cours de la dernière décennie à utiliser l'optimisation mathématique sur les réseaux de chaleur (mai, 2021). La crise du COVID 19 en 2020 pourrait expliquer la diminution du nombre de publication cette année-là.

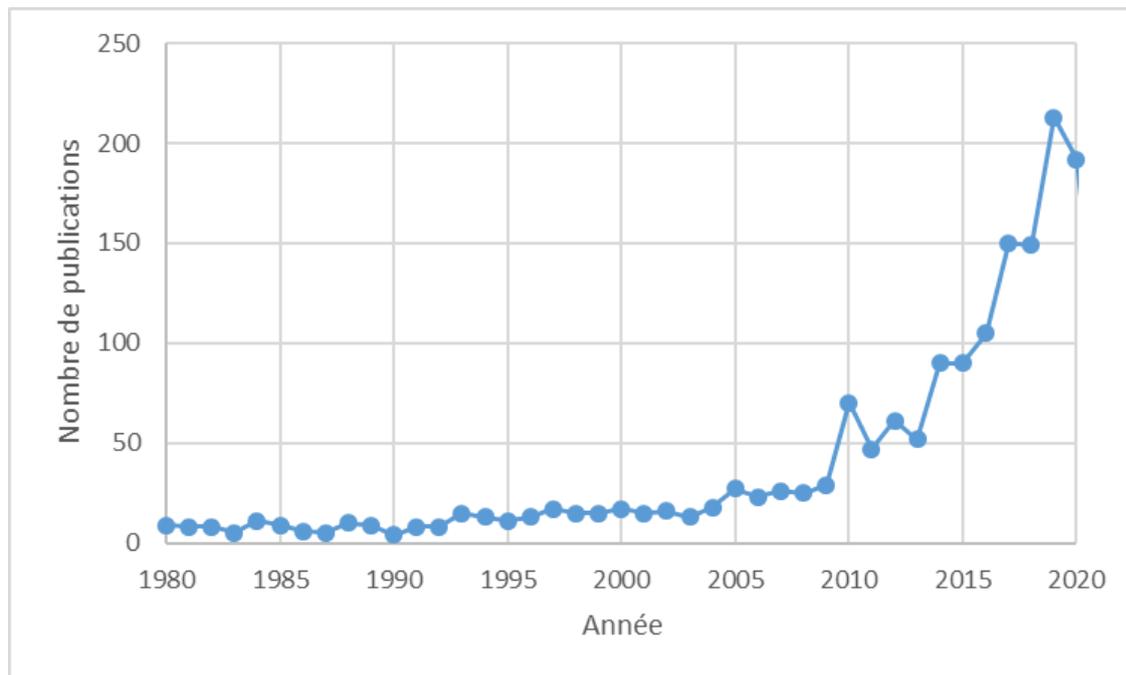


Figure I-12 : Evolution du nombre de publications sur l'optimisation des réseaux de chaleur au cours du temps

Sameti et Haghghat (2019) ont choisi de diviser leur classement en 4 thèmes à savoir la connexion des sources au réseau, la configuration du réseau, l'exploitation et la planification, ainsi que les aspects techniques des composants. Ils concluent sur une forte tendance à utiliser l'approche MILP en utilisant des interfaces et solveurs commerciaux en remarquant que les temps de résolution sont souvent longs. Gao *et al.* (2018) ont réalisé un état de l'art des méthodes d'optimisation utilisées pour les systèmes de cogénération d'énergie incluant donc les réseaux de chaleur. Ils relèvent notamment la forte utilisation du solaire dans les nouveaux réseaux de chaleur. Améliorer l'intégration du solaire thermique dans les RCU est un sujet étudié depuis les années 2000 (Faninger *et al.*) dans l'objectif d'améliorer son interaction avec d'autres sources. Gao *et al.* mentionnent le besoin d'approfondir les recherches sur les réseaux de petite taille, ainsi que sur les modèles économiques utilisés pour l'optimisation des réseaux de chaleur. Rezaei *et al.* (2021) ont fait une revue sur les études d'optimisation intégrant les chaudières biomasse dans les réseaux de chaleur en montrant l'impact positif sur l'environnement que pourrait avoir le développement des réseaux de chaleur biomasse optimisés. Enfin, Wang *et al.* (2021) ont récemment évalués la performance des méthodes d'optimisation utilisées dans les réseaux de chaleur. Ils présentent les méthodes ainsi que leurs objectifs et environnements, pour conclure comme Sameti et Haghghat, que l'approche MILP est la plus fréquemment utilisée sous l'environnement Matlab/Simulink dans l'objectif de minimiser les coûts totaux. Les auteurs mettent en avant la nécessité de connaître les données telles que les débits, les températures et niveaux d'énergie afin de mieux évaluer les performances des réseaux et mieux cerner les possibilités de l'optimisation.

2.c. Approches statiques, dynamiques et multi-période

Différentes approches se distinguent pour l'optimisation des réseaux de chaleur, en particulier sur la manière de prendre en compte le facteur temps dans les problèmes. Nous allons présenter les différentes approches dans cette partie. En commençant par l'approche statique

2.c.i. Approche statique

L'approche statique est une approche principalement utilisée pour le dimensionnement, elle permet à un instant donné de dimensionner une installation ou de proposer une exploitation à cet instant donné.

Fang *et al.* (2015) ont optimisé de façon statique l'exploitation d'un réseau de chaleur (niveaux de température, débits) dont la production est centralisée ou décentralisée avec une formulation MINLP. Ils ont utilisé un algorithme génétique. Ce modèle a notamment permis de trouver les niveaux de température et débits permettant de trouver les coûts de production et de distributions les plus faibles.

Mertz *et al.* (2016), ont proposé une optimisation simultanée de la topologie et du design des RCU de 4^{ème} génération incluant le choix des technologies ainsi que des consommateurs à alimenter. Ils ont développé, dans l'environnement GAMS (General Algebraic Modeling System) et en utilisant des algorithmes déterministes, une méthodologie de résolution du problème MINLP ainsi formulé. La limite de la formulation concerne les temps de calculs liés au nombre très grand de possibilités de configurations de réseau entre les consommateurs.

Toujours en approche MINLP et toujours sous GAMS, Marty *et al.* (2017-2019-2020) ont optimisé un système de cogénération incluant un cycle organique de Rankine (ORC) et un réseau de chaleur urbain (RCU). Ils ont optimisé simultanément le fonctionnement et le dimensionnement de l'ORC et la topologie du RCU. Ils ont étudié des fonctions objectif différentes (économique et exergétique) et finalement ont montré l'intérêt de réaliser une optimisation multi-objectif prenant en compte ces deux aspects. Ces travaux ont permis de trouver le dimensionnement et le fonctionnement optimaux d'une telle installation en fonction de l'importance accordée au profit ou à la minimisation des pertes exergétiques.

Dans chacune de ces études, les auteurs ont conclu sur la nécessité de pouvoir optimiser le fonctionnement dynamique d'un réseau car ces approches se basent sur un régime nominal. L'approche dynamique est pourtant indispensable pour la prise en compte des énergies renouvelables intermittentes ou des demandes variables. C'est face à ce constat que de nombreuses études récentes privilégient des approches dynamiques.

2.c.ii. *Approche dynamique par collocation orthogonale*

Contrairement aux approches statiques, les approches dynamiques permettent de prendre en compte la variabilité temporelle de nombreux paramètres. Le modèle est différentiel (contenant des dérivées temporelles) et l'optimisation est dynamique. Biegler *et al.* (2014, 2018) ont décrit les différentes stratégies pour résoudre ce type de problèmes. Dans tous les travaux mentionnés dans ce paragraphe, le modèle différentiel est discrétisé par de la collocation orthogonale et l'approche est orientée équations (c'est-à-dire que les équations algébriques résultant de la discrétisation sont des contraintes du problème d'optimisation). On se ramène alors à un problème de type NLP en l'absence de variables discrètes.

Powell *et al.* (2012-2013-2014) ont proposé l'optimisation dynamique d'un champ solaire à concentration ainsi que celle du dimensionnement d'un stockage stratifié à deux volumes à travers différents articles. Ils ont aussi optimisé l'exploitation d'une centrale couplant le solaire avec une source fossile montrant la part importante de solaire valorisable ainsi que les synergies existantes entre ces deux sources. Powell *et al.* (2016) ont aussi optimisé l'intégration du stockage dans les réseaux multi-énergie en démontrant les gains économiques réalisés en optimisant l'utilisation d'un stockage. L'étude se concentre exclusivement sur l'exploitation avec une approche MINLP et prouve qu'une bonne exploitation du stockage permet de réduire les coûts de 16.5%.

Van der Zwan *et al.* (2020) proposent une approche « Model Predictive Control » (MPC) pour optimiser le fonctionnement dynamique d'un réseau de chaleur en utilisant l'inertie thermique des bâtiments exposés au soleil comme stockage journalier, tout en respectant des contraintes de température liées à l'utilisation de sources renouvelables, comme la géothermie. Ils montrent que le pic de demande de chaleur peut être réduit de 50 % en utilisant correctement l'inertie thermique et en adaptant les consignes de chauffage.

Pour optimiser le dimensionnement et l'exploitation d'un champ solaire basse température accompagné d'un stockage de type thermocline, Scolan *et al.* (2019) ont optimisé le fonctionnement d'une centrale solaire basse température en minimisant les coûts d'exploitation sur un horizon de temps de 5 jours. L'un des apports notables est l'ajout d'un traqueur sur les panneaux solaires afin de suivre la trajectoire du solaire permettant d'améliorer la production solaire.

En s'intéressant au dimensionnement et au fonctionnement d'un réseau de froid, Nova-Rincon *et al.* (2019) ont aussi utilisé la collocation orthogonale, mais cette fois-ci 2D car le modèle écrit est un modèle d'équations aux dérivées partielles en temps et en espace : les profils de température temporels et spatiaux étant résolus dans tout le réseau. Ils ont optimisé dynamiquement le fonctionnement d'un réseau de froid pour obtenir les profils de débits et de température permettant de répondre aux demandes des consommateurs.

Schweiger *et al.* (2017) ont présenté un cadre de travail permettant de modéliser les réseaux d'énergie et d'effectuer une simulation thermo-hydraulique dynamique des systèmes énergétiques. Basé sur le langage de modélisation Modelica® (compilateur OPTIMICA et

l'optimisation discrète dans l'environnement open-source Pyomo de Python). Ils ont décomposé le problème de contrôle optimal en nombres entiers mixtes menant à un problème de programmation sous contrainte quadratique en variables mixtes (MIQCP). Les résultats de la première optimisation donnent l'état et la production de chaleur de chaque unité. Ensuite, les variables discrètes représentant l'état de chaque unité ont été fixées par cette solution du MIQCP, bien que la production réelle de chaleur ait été calculée dans le problème continu. Ce dernier a été transformé en un problème de programmation non linéaire (NLP) en utilisant une méthode de collocation directe qui a ensuite été résolue en utilisant l'algorithme de point intérieur IPOPT. La fonction objectif proposée dans ce travail (minimisée) était la température d'approvisionnement du producteur tout au long de l'horizon considéré. Bien que cette implémentation soit basée sur des modèles physiques, elle est entièrement faite pour les utilisateurs de Modelica, offrant peu de détails sur la modélisation mathématique et le traitement de la fonction objectif. Cela rend difficile la réutilisation de leur méthodologie sur d'autres outils disponibles pour la modélisation et l'optimisation.

2.c.iii. *Approche dynamique multi-période*

Dans l'approche statique, l'impossibilité de prendre en compte la variabilité temporelle de certains paramètres réduit le domaine d'application des résultats d'optimisation. D'autre part, dans certaines approches dynamiques, le nombre d'équations peut fortement augmenter selon le nombre de points de collocation utilisés dans le schéma de discrétisation. Les approches dynamiques se restreignent donc souvent à des temps d'étude court si l'on souhaite avoir une résolution réalisable en des temps courts.

C'est face à ce double constat que la nécessité d'une autre approche dynamique prend place. L'approche multi-période consiste en une discrétisation par différence finie des termes différentiels du modèle et peut même aller jusqu'à une simplification plus importante avec une approche quasi-statique.

De nombreuses études utilisent cette approche et cette partie a vocation à en présenter les plus pertinentes. Nous avons essayé de classer ces différents travaux, ainsi que les travaux présentés dans l'approche dynamique en fonction de la nature du système étudié (mono-source ou multi-source, utilisation ou non du solaire, utilisation ou non d'un stockage) et en fonction de l'objectif recherché par l'optimisation (dimensionnement, exploitation ou les deux simultanément). Ce classement est résumé dans le Tableau I-4.

Elsido *et al.* (2018) ont proposé un double modèle MILP-MINLP pour optimiser le dimensionnement, la création de jours caractéristiques et l'exploitation d'un système de cogénération. L'optimisation se fait en deux temps avec une approche MINLP pour le dimensionnement seul puis une approche MILP pour la création des jours et l'exploitation. Les calculs se font via le solveur commercial Cplex en 55h.

Haikarainen *et al.* (2014) ont proposé un modèle MILP pour optimiser la structure et l'exploitation d'un réseau multi-énergies. L'un des apports notables est l'utilisation de

topologies bitubes (réduisant les pertes) mais les niveaux de température ne sont pas considérés ce qui ne rend pas possible l'intégration des énergies renouvelables. Les calculs se font via Matlab et Cplex en une quinzaine de minutes. Fazlollahi *et al.* (2012), toujours en approche MILP, ont optimisé le dimensionnement et l'exploitation de réseaux multi-énergie (chaleur et électricité) prenant en compte six types de technologies avec une optimisation multi-objectif (coûts et émissions de CO₂)

Salame *et al.* (2015) ont développé un modèle MILP en multi-période qui prend en compte des moyens de conversion comme des PAC et des ORC. Deux types de périodes (mini et macro-période) sont définis, permettant de gérer de manière indépendante l'exploitation du stockage d'énergie (intégré sur les micro-périodes) et l'investissement (intégré sur les macro-périodes). Différents niveaux de température sont considérés pour l'intégration thermique des flux ; cependant, le réseau lui-même n'est pas modélisé.

Pour les approches non linéaires, Tveit *et al.* (2008) ont proposé un modèle MINLP optimisant le fonctionnement et la structure de réseaux de cogénération en prenant en compte un stockage long terme. 13 périodes sont prises pour représenter une année et 6 années au total sont étudiées. Les solveurs commerciaux utilisés sont Cplex (solveur MILP) et CONOPT (solveur NLP) dans l'interface GAMS. Dans l'objectif d'optimiser la valorisation de chaleur issue d'UIOM et la chaleur fatale provenant d'industries, Hétreux *et al.* (2020) ont formulé un problème MINLP optimisant l'exploitation de tels réseaux et montrant que l'utilisation d'un stockage réduit considérablement l'utilisation d'énergies primaires.

Casisi *et al.* (2019) ont réalisé une optimisation de réseaux de chaleur et de froid multi-sources en multi-période. Une formulation MILP permet de résoudre le problème d'optimisation avec une double fonction objectif économique et environnementale. Les auteurs concluent en analysant le front de Pareto (graphique comparant les solutions des deux fonctions objectif) qu'il est possible de réduire les émissions de CO₂ de 40% tout en réduisant les coûts de 32% par rapport aux réseaux conventionnels. Les temps de résolution sont d'environ 100h.

- ✚ Avec l'avancée des études d'optimisations sur les réseaux de chaleur et le développement en cours des réseaux de chaleur 4^{ème} génération, de nombreuses études se concentrent particulièrement sur **l'énergie solaire**.

L'optimisation de l'intégration du solaire dans les réseaux a été étudiée par Carpaneto *et al.* (2015) qui ont modélisé une source solaire s'ajoutant dans le mix énergétique d'un réseau de cogénération. Leur article intègre un modèle permettant aux panneaux de suivre la trajectoire du soleil comme l'ont fait Scolan *et al.* (2020) et maximiser les radiations récupérables. Carpaneto *et al.* concluent qu'une bonne utilisation du stockage permet d'atteindre 100% de solaire l'été et aux mi saisons. Les temps de calculs sont au maximum de 10min.

Tableau I-4 : Tableau récapitulatif des travaux d'optimisation existants sur les réseaux de chaleur utilisant du renouvelable.

Type et nombre de sources		Mono-source				Multi-source			
		Source	+ Stockage	Solaire	Stockage + Solaire	Source	+ Stockage	+ Solaire	Stockage + Solaire
Approche et objectif de l'optimisation	Exploitation						Golla <i>et al.</i> (2020) Wang <i>et al.</i> (2020)	Zwan <i>et al.</i> (2020)	Powell <i>et al.</i> (2014)
	Dimensionnement								
	Exploitation + Dimensionnement				Scolan <i>et al.</i> (2020)				
NLP	Exploitation		Steen <i>et al.</i> (2014)				Salame <i>et al.</i> (2015)		Carpaneto <i>et al.</i> (2014)
	Dimensionnement								
	Exploitation + Dimensionnement	Girones <i>et al.</i> (2017)	Romanchenko <i>et al.</i> (2018)		Heijde <i>et al.</i> (2019)	Fazlollahi <i>et al.</i> (2012)	Haikarainen <i>et al.</i> (2014)		Buoro <i>et al.</i> (2014) Casisi <i>et al.</i> (2019) Dorotic <i>et al.</i> (2018) Gabrielli <i>et al.</i> (2018)
MILP	Exploitation								
	Dimensionnement								
	Exploitation + Dimensionnement								

Tableau 4 : Suite

Type et nombre de sources		Mono-source				Multi-source			
		Source	+ Stockage	Solaire	Stockage + Solaire	Source	+ Stockage	+ Solaire	Stockage + Solaire
Approche et objectif de l'optimisation									
MINLP	Exploitation		Tveit <i>et al.</i> (2008)		Rehman <i>et al.</i> (2018)		Hétreux <i>et al.</i> (2021)		Powell <i>et al.</i> (2016)
	Dimensionnement	Marty <i>et al.</i> (2016)				Mertz <i>et al.</i> (2016)			
	Exploitation + Dimensionnement		Elsido <i>et al.</i> (2017)				Apostolou <i>et al.</i> (2018)		Hirvonen <i>et al.</i> (2018)

Rehman *et al.* (2018) comparent les performances de réseaux de chaleur solaire mono-source centralisés et décentralisés à l'échelle d'un quartier. Bien que menée dans des conditions nordiques, l'étude met en avant la pertinence de la configuration décentralisée pour les cas étudiés.

Hirvonen *et al.* (2018) ont fait une optimisation technico-économique de réseaux de chaleur solaires multi-sources à des latitudes importantes. L'étude a montré que la fraction d'énergies renouvelables pouvait atteindre 90%. Leur étude se distingue par l'utilisation de stockage à courts termes en réservoirs et des stockages saisonniers en puits thermiques. Les auteurs concluent sur la pertinence du solaire thermique et du stockage saisonnier même dans les pays nordiques. Les temps de calcul ne sont pas mentionnés dans l'article, mais l'outil d'optimisation MOBO utilisant un algorithme génétique est utilisé. L'outil optimisant à la fois le dimensionnement et l'exploitation de nombreuses sources, les temps de calcul sont probablement importants.

Enfin, nous citerons les travaux de Buoro *et al.* (2014) qui ont réalisé l'optimisation d'un système de cogénération accompagné d'un réseau de chaleur solaire. L'article utilise une formulation d'optimisation MILP (Mixed Integer Linear Programming) pour optimiser les coûts d'exploitation, de concession et de maintenance de toute la fourniture d'énergie. Les différentes sources d'énergie sont donc dimensionnées en conséquence. Le champ solaire alimente une zone industrielle dans le nord de l'Italie et montre que le dimensionnement optimal du champ solaire permet de fournir 55 à 60% de l'énergie demandée par les consommateurs.

- ✚ Afin de développer des sources renouvelables comme le solaire, il est nécessaire de recourir au **stockage** afin de combler leur intermittence. Le stockage permet aussi de réduire la puissance installée en anticipant les pics de consommation. Le stockage peut être de différentes tailles allant d'un stockage journalier (taille d'un chauffe-eau d'une habitation) à un stockage inter saisonnier faisant plusieurs milliers de m³ afin de conserver la chaleur stockée de la saison chaude à la saison froide.

Dans sa thèse, Apostolou (2018) propose une modélisation d'un stockage simplement constitué de 2 zones (Figure 14). Le stockage se comporte comme un flux froid pendant la phase de chargement et comme un flux chaud pendant la phase de décharge. Les 2 zones sont à températures constantes. Cette modélisation permet d'inclure le stockage dans les problèmes d'optimisation de manière simple : en multipériode, l'écriture des bilans matière et énergie différentiels pour ces deux zones permet d'accéder au volume et à la température de chaque zone d'une période à l'autre, la durée d'une période correspondant au pas de discrétisation utilisé pour écrire ces bilans différentiels.

Romanchenko *et al.* (2018) ont comparé les stockages thermiques centralisés et décentralisés et ont conclu sur l'intérêt d'un stockage centralisé pour des périodes de stockage supérieures à 2 jours. L'avantage mis en avant est la facilité d'exploitation et le coût moins important pour mettre en marche ou arrêter chaque stockage décentralisé.

De nombreux articles de modélisation du stockage sont présents dans la littérature. Steen *et al.* (2015) proposent une modélisation du stockage permettant de prendre en compte les pertes de manière plus détaillée que dans les autres articles qui ont tendance à surestimer les performances des stockages thermiques.

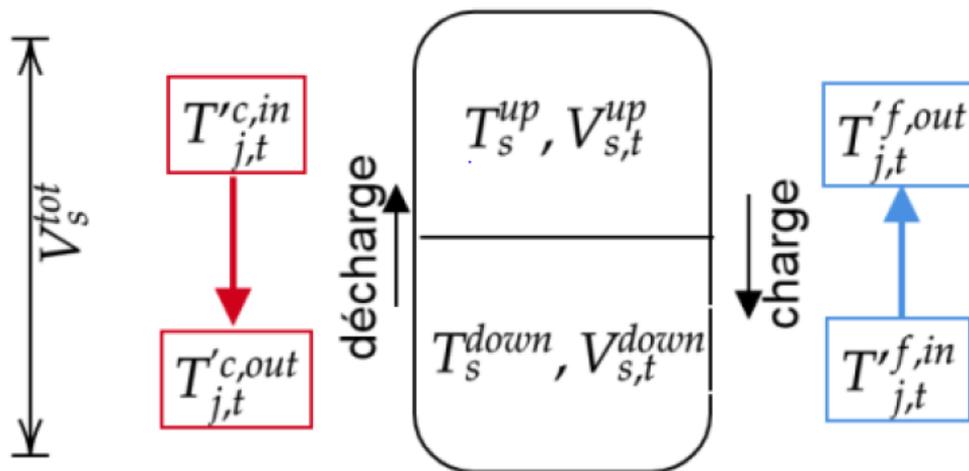


Figure I-13 : Représentation schématique du stockage utilisé dans les travaux de thèse d'Apostolou (2018)

Pour modéliser de manière plus fine les stockages, il est alors nécessaire de modéliser la stratification. Kleinbach *et al.* ont proposé en 1993 un modèle de base pour modéliser la stratification dans les stockages.

Pour l'étude de très grands stockages dit stockages inter saisonniers, des chercheurs tels que Gabrielli *et al.* (2018) ont étudié les variations de demande et de fourniture d'énergie pour un pas de temps horaire sur le stockage inter-saisonnier. Une optimisation MILP a été faite en deux temps. Une première résolution a permis de trouver la taille optimale puis une deuxième a optimisé l'exploitation. Les auteurs mettent en avant que l'optimisation du dimensionnement sans utiliser de jours caractéristiques donne des résultats proches des analyses globales.

- ✚ Les problèmes d'optimisation multi-périodes, pourraient être vus comme le juste compromis entre l'optimisation statique ne permettant pas de prendre en compte la variabilité temporelle de certaines variables et certaines approche dynamique utilisant de nombreux points de collocation ou jours caractéristiques augmentant trop fortement la complexité de la résolution du problème. Le nombre de périodes étudiées est l'un des enjeux majeurs de ces optimisations et ce paragraphe évoque brièvement les méthodes utilisées pour créer des **jours caractéristiques**.

Domínguez-Munoz *et al.* (2011), ont anticipé sur l'utilisation croissante de l'optimisation multi-période et ont mis en place une méthode permettant de créer des jours caractéristiques pour l'optimisation des réseaux multi-énergie. Leur méthode d'optimisation permet de créer des

jours caractéristiques automatiquement selon un pas de temps choisi mais le nombre de jours caractéristiques n'est pas déterminé. Une analyse est donc faite sur le nombre de jours choisis ainsi que l'erreur associée.

La prise en compte des stockages inter saisonnier avec des approches multi-période utilisant des jours caractéristiques est difficile. C'est pourquoi Kotzur *et al.* (2018) ont développé l'idée de micro et macro périodes d'Apostolou (2018) en montrant qu'il fallait distinguer des périodes statiques permettant d'optimiser le fonctionnement des sources de chaleur avec les périodes transitoires permettant de calculer un nouvel état de stockage.

L'article de Heijde *et al.* (2019), présente une méthode pour choisir des jours caractéristiques représentatifs. Cette méthode permet d'avoir les jours les plus adaptés pour réaliser l'optimisation de réseaux de chaleurs solaires avec des stockages saisonniers.

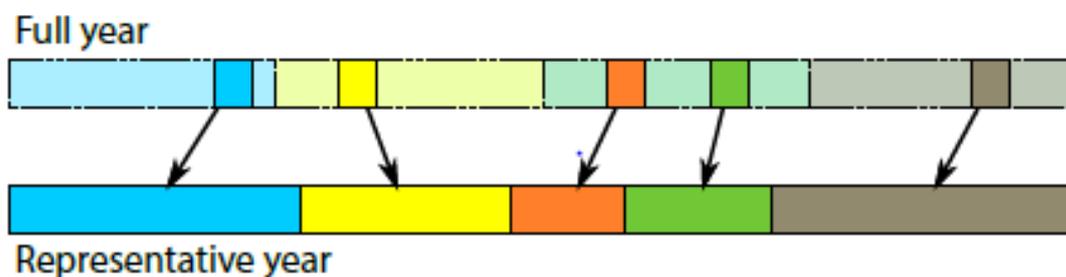


Figure I-14: Représentation schématique d'une sélection de jours représentatifs dans une année (Heijde, 2019)

Les auteurs ont néanmoins eu du mal à comparer leurs résultats à ceux des autres travaux car les modélisations ne sont pas les mêmes. Ils ouvrent donc sur un futur travail qui consistera à avoir une modélisation plus exhaustive.

Dorotic *et al.* (2019) ont résolu un problème d'optimisation multi-objectif et multi-périodes sur une année avec un pas de temps horaire, tout en utilisant un langage d'optimisation et un solveur open-source (Julia, Cbc). Leurs travaux sont dans la même démarche que celle visée dans le présent manuscrit, c'est-à-dire, proposer une méthodologie d'optimisation qui soit utilisable en open-access. Comme dans de nombreux articles, le modèle économique est basé sur des coûts fixes, ne prenant pas en compte les effets d'échelle. De plus, le stockage est modélisé très simplement, il permet seulement de conserver une part de l'énergie sans dimensionner une installation traduisant la réalité de ce transfert.

Cette partie a donc permis de mettre en avant les principes et intérêts de l'optimisation mathématique pour ensuite récapituler l'essentiel des travaux d'optimisation. La partie 2 a classifié les très nombreux travaux existants et les méthodes utilisées par approche temporelle en soulignant le manque d'approche non linéaire étudiant les réseaux de chaleur multi-sources. Les travaux les plus pertinents ont été récapitulés dans le Tableau I-4 et l'étoile verte désigne le positionnement de ces travaux de thèse.

3. Les outils d'aide à la conception des réseaux

3.a. Intérêt des outils numériques

Jusqu'à présent, la présentation des éléments de production et des travaux récents était orientée recherche bien que les cas d'application soient réels. Néanmoins, pour permettre à la filière d'avancer, la création d'outils numériques d'optimisation accessibles au plus grand nombre est nécessaire. Ces outils ont vocation à identifier le potentiel des énergies renouvelables afin de les intégrer au mieux dans les systèmes présents et futurs. L'objectif de cette partie va être de présenter les outils existants, leurs forces et leurs faiblesses pour finalement, d'arriver au positionnement de cette thèse en réponse aux faiblesses relevées.

Distinguons tout d'abord les outils de simulation des outils d'optimisation. Les outils utilisant la simulation vont permettre de prévoir les comportements d'un système à partir d'un certain nombre de données fournies en entrée. D'autre part, les outils d'optimisation vont pouvoir modifier certaines données d'entrée afin de minimiser ou maximiser une fonction objectif. L'optimisation étudie donc beaucoup plus de possibilités et demande beaucoup plus d'efforts numériques qu'une simulation ce qui est limitatif dans beaucoup de domaines d'application.

L'article de Connolly *et al.* (2010) présente les outils existants pour analyser l'intégration du renouvelable dans différents systèmes énergétiques. Parmi ces systèmes, il y a les réseaux de chaleur. Certains des outils sont payants ou ne s'intéressent qu'à des réseaux électriques mais nous relèverons quand même quelques noms d'outils tels que Invert, Balmorel, energyplan ou TRNSYS qui sont des outils ayant été utilisés dans de nombreux cas d'application publiés dans des articles. Flynn et Sirén (2015), ont par exemple utilisé l'outil TRNSYS pour étudier les performances de différents réseaux de chaleur solaire utilisant un stockage saisonnier par forage (borehole storage). Les simulations faites avec l'outil permettent de montrer que dans tous les lieux étudiés (Europe), il est possible de couvrir la demande quasi intégralement avec du solaire.

3.a.i. Environnements d'optimisation

Pour formuler des problèmes d'optimisation, il est nécessaire d'utiliser un environnement de programmation. Ces environnements permettent d'interagir avec différents solveurs qui permettront de résoudre le problème formulé. L'objectif est de pouvoir avec une même interface (un même programme) évaluer les performances de plusieurs solveurs d'optimisation. Les environnements les plus connus sont GAMS (General Algebraic Modeling system), AMPL (A Mathematical Programming Language) et AIMMS (Advanced Interactive Multidimensional Modeling System). Néanmoins ces langages sont payants ce qui limite leur utilisation par le plus grand nombre. L'utilisation de MATLAB, également payant, pour l'optimisation est de plus en plus fréquente bien qu'il s'agisse initialement d'un outil de calcul et de simulation

mathématique et qu'il n'a donc pas une approche orientée équations : l'optimisation et la résolution du modèle se font à deux niveaux différents.

Des interfaces gratuites existent telles que Pyomo, PuLP ou JuMP. La pertinence du langage dépend du nombre de solveurs utilisables avec un même programme et aussi de sa simplicité d'utilisation.

Markus Groissböck (2019) a mené une étude sur la maturité des outils d'optimisation des systèmes énergétiques. Dans son article, on retrouve principalement les outils cités par Connolly *et al.* (2010) La plupart des outils ne sont néanmoins pas adaptés pour l'étude de systèmes de grande taille. JuMP a été fréquemment cité pour sa simplicité, et la dynamique de son développement qui permet de tenir régulièrement à jour le lien avec les solveurs.

3.a.ii. *Les solveurs d'optimisation*

Ommen *et al.* (2014) ont écrit un article visant à comparer la pertinence des programmations linéaires et non linéaires dans la résolution et l'analyse de systèmes énergétiques. Le Solveur payant Cplex a été utilisé pour résoudre les problèmes linéaires LP et discrets MIP tandis que CONOPT a été utilisé pour résoudre le problème non linéaire NLP. L'article a donc proposé 3 approches (LP, MIP, NLP) pour un même problème de base : des choix ont donc été fait pour linéariser certaines équations ou en discrétiser d'autres. Cette étude prétend donc que ces 3 approches sont utilisables dans chaque situation. Pourtant, pour l'étude de la topologie par exemple, les approches discrètes sont bien plus pertinentes pour prendre en compte des configurations variables. La prise en compte des non-linéarités améliore grandement la précision des résultats bien que la complexité de résolution augmente. Ainsi, les résultats de l'étude a montré les temps de résolution beaucoup plus importants pour la résolution de problèmes non linéaires. Néanmoins, l'approche LP donne des résultats beaucoup plus éloignés des deux autres approches MIP et NLP.

Gearhart *et al.* (2013) ont présenté un article comparant les solveurs de programmation linéaires gratuits. Les auteurs mettent en avant la puissance de CPLEX qui est le solveur de programmation linéaire le plus puissant. Il s'agit néanmoins d'un solveur commercial. Le premier solveur gratuit cité pour la résolution de problèmes linéaires est CLP suivi de près par GLPK.

Pour le non linéaire, ce sont Kronqvist *et al.* (2018) qui ont réalisé une comparaison des solveurs non linéaires. Parmi les solveurs testés, les suivants sont open source : Bonmin, Ipopt, Couenne, Juniper (JuMP), Minotaur (AMPL), Muriqui (AMPL), Pavito (JuMP), Shot. L'article conclut sur la performance du solveur (MINLP) Shot qui est vu comme le solveur gratuit le plus rapide sous GAMS pouvant utiliser les sous solveurs CPLEX et CONOPT qui eux sont payants ou les sous solveurs gratuits Cbc et Ipopt.

La Figure I-15 est un schéma représentatif du fonctionnement d'un outil d'optimisation. Un outil fonctionne en utilisant une interface ou un langage d'optimisation qui peut être gratuit ou commercial et si il s'agit d'un outil d'optimisation, un solveur d'optimisation est nécessaire pouvant lui aussi être gratuit ou commercial. Une fois l'outil constitué, il permettra à partir de données d'entrées spécifiques au besoin ainsi qu'aux capacités de l'outil d'obtenir en sortie des résultats optimisés.

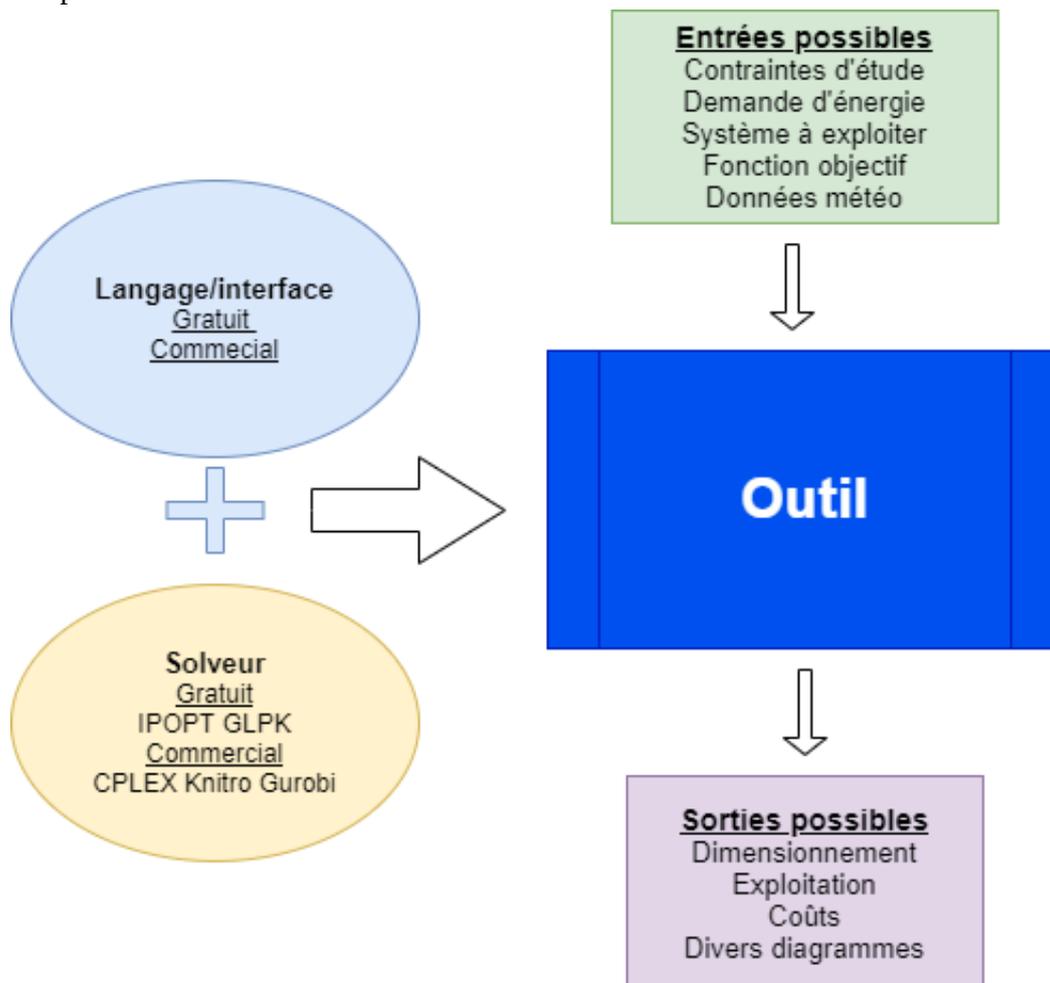


Figure I-15: Schéma représentatif du principe d'un outil d'optimisation d'aide à la décision.

3.b. Recensement des outils existants.

Le nombre d'outils d'analyse des réseaux énergétiques est en nombre croissant ces dernières années. Trois axes sont particulièrement étudiés à savoir, les réseaux électriques, les réseaux de chaleur ainsi que les réseaux de transport. Beaucoup d'outils ont vocation à couvrir les 3 secteurs. L'objectif de cette partie est d'évoquer le fonctionnement des principaux outils d'optimisation recensés afin d'en dresser les avantages et les inconvénients.

Balmorel est un outil d'optimisation permettant d'analyser les systèmes électriques et thermiques qui a déjà été appliqué dans de nombreux pays du monde. Wiese *et al.* (2018) en présentent les grands principes ainsi que les différents cas d'applications possibles, et Münster *et al.* (2012) ont appliqué l'outil au cas du Danemark afin de montrer que les réseaux de chaleur pouvaient couvrir 55% de la demande de chaleur avec des coûts plus compétitifs que les autres moyens de chauffage. Bien qu'originellement destiné à l'optimisation des réseaux électriques, le modèle prend en compte de manière simplifiée les champs solaires thermiques ainsi que le stockage thermique. Plusieurs points restent malgré tout à souligner :

- Il s'agit d'un code gratuitement disponible, néanmoins il est nécessaire d'utiliser le langage d'optimisation GAMS qui, lui, nécessite une licence payante. L'utilisation d'interfaces, ou de solveurs payants est un frein à l'utilisation des outils par le plus grand nombre (collectivités, bureaux d'études, entreprises ...).
- L'approche d'optimisation utilisée est l'optimisation linéaire en variables mixtes (MILP) ce qui implique généralement que les niveaux de température dans le réseau ne sont pas modélisés. Ils peuvent être modélisés par la méthode du Transshipment (Papoualis et Grossman, 1983) permettant de calculer des niveaux de température avec une approche linéaire en augmentant considérablement le nombre de variables. Si les certaines variables sont linéarisées, la précision des résultats sera plus faible.
- L'approche MILP est aussi très limitante pour modéliser les coûts. La grande majorité des outils considère les coûts seulement comme un facteur multiplicateur de la puissance installée. Ils ne prennent donc pas en compte les effets d'échelle qui permettent de réduire les coûts spécifiques quand la taille du réseau augmente. De même pour les coûts d'exploitation (OPEX : OPERational EXpenditures) qui ne sont pas seulement liés au nombre de MWh fournis mais dépendent aussi de la durée d'exploitation ainsi qu'au type de technologies utilisées ayant des coûts de combustible, maintenance légère et lourdes qui leur sont propres.

D'autres outils avec des interfaces et solveurs gratuits sont pertinents à citer tels que Calliope dont un cas d'application mené par Pfenninger *et al.* (2016) a permis de comparer un scénario solaire à un scénario nucléaire en Afrique du sud. Les auteurs ont mis en avant que dans un pays ensoleillé comme l'Afrique du sud, l'énergie solaire était économiquement compétitive par rapport au nucléaire. En utilisant une interface gratuite, l'outil reste sur une approche de type MILP et n'optimise que les investissements sans prendre en compte les coûts d'exploitation.

OseMOSYS est un autre outil performant dont les cas d'applications dans les systèmes électriques sont très nombreux et variés, les études se concentrent principalement sur les investissements à mettre en place mais les pas de temps ne permettent pas d'optimiser le fonctionnement. Bien que théoriquement l'outil soit capable de prendre en compte la thermique, les modèles restent simples et linéaires ce qui implique une imprécision dans les modèles économiques et la prise en compte des températures.

Limpens *et al.* (2019,2020), ont récemment présenté un outil très performant d'optimisation des réseaux multi-énergie à échelle variable (échelle urbaine à nationale). Les auteurs ont eu vocation à créer un outil gratuit et open source permettant d'une part de créer des jours caractéristiques d'une année avec un pas de temps horaire (ce qui permet d'envisager des stockages inter saisonniers), puis ensuite d'optimiser le fonctionnement et le dimensionnement de tels réseaux en des temps de calcul courts sur un ordinateur classique. Comme dans la plupart des outils recensés, l'approche utilisée est l'approche MILP ce qui limite ainsi l'outil à une prise en compte simplifiée de la modélisation des productions d'énergie et des coûts. Bien que très pertinent à grande échelle en ayant notamment analysé les possibilités de transition énergétique pour la Belgique à horizon 2035, lorsqu'il s'agit de dimensionner et d'optimiser un réseau à l'échelle locale, l'outil fait défaut.

Le *Tableau I-5* inspiré des travaux de Limpens et al. récapitule les outils les plus pertinents pour simuler et/ou optimiser les réseaux de chaleur en se basant sur des critères à remplir. Énormément d'outils existent, mais répondent tous à un besoin différent. Certains sont libres d'utilisation mais le code n'est pas disponible. Certains se concentrent sur l'exploitation et d'autres sur le dimensionnement. Il en ressort néanmoins qu'aucun outil n'utilise l'optimisation non linéaire. Les avantages de l'optimisation linéaire ont déjà été évoqués en partie 2.a, pourtant, une optimisation non linéaire permet une modélisation bien plus précise des coûts, et permet d'optimiser des paramètres tels que les débits et températures en tout point du réseau. Néanmoins, l'optimisation non linéaire nécessite le développement d'une stratégie d'initialisation pour assurer la convergence du processus.

Tableau I-5: Comparaison des outils d'analyse des réseaux de chaleur basé sur les travaux de Limpens (2019)

Logiciel/outil	Libre		Interface gratuite	Optimisation		Solaire thermique	Modèle économique robuste	Stockage thermique	Calcul
	Utilisation	Accès au code		Exploitation	Investissements				
Balmorel	X	X		X	X	X		X	min
Calliope	X	X	X		X	X		X	-
COMPOSE	X		X	X	X	X		X	min
DESSTinEE	X	X	X						heure
DIETER	X	X		X	X				minute
DynPP					X	X		X	heure
ELMOD	X	X		X					minute
EMINENT	X								-
Energy PLAN	X		X	X		X		X	seconde
Ficus	X	X		X	X				heure
HOMER	X			X	X	X		X	-
IKARUS	X			X	X				-
Invert	X				X			X	-
MEDEAS	X	X							heure
MiniCAM	X								-
NEMS	X		X						heure

Tableau I-5 : Suite

Logiciel/outil	Libre		Interface gratuite	Optimisation		Solaire thermique	Modèle économique	Stockage thermique	Calcul
	Utilisation	Accès au code		Exploitation	Investissements				
Oemof	X	X	X	X	X				minute
OSMOSE			X	X	X				-
OseMOSYS	X	X	X	X	X	X		X	minute
RETScreen	X				X	X		X	-
SIVAEL	X								minute
STREAM	X								-
Switch	X	X		X	X				heure
Temoa	X	X			X				minute
TIMSEvora				X	X				minute
TIMES-PT				X	X				minute
TransiEnt	X	X							heure
URBS	X	X		X	X				Heure
Fjernsol II	X		X			X			instantané
SDH Online calculation Tool	X		X			X			instantané
Sunstore-4 Feasibility Evaluation Tool	X		X			X			Instantané
ENERGY SCOPE TD	X	X	X	X	X	X		X	Heure (en gratuit)

4. Cadre de la thèse et projet ISORC

Cette thèse et le projet ISORC se sont construits au regard de l'importance d'agir dans le contexte environnemental actuel en répondant aux besoins soulignés lors de cet état de l'art.

La définition du contexte dans la première partie sur La place des réseaux de chaleur a mis en avant le retard de la France dans le développement des réseaux de chaleur, en particulier concernant la filière solaire thermique qui ne représente qu'une très faible part du bouquet énergétique des réseaux de chaleur.

La deuxième partie étant un état de l'art sur L'optimisation appliquée aux réseaux de chaleur, souligne la récurrence à utiliser une approche linéaire en variable mixte (MILP) pour optimiser les réseaux de chaleur. Bien que cette approche permette souvent de converger vers l'optimum global, elle implique une simplification du modèle économique, et ne permet pas de prendre en compte simplement des données telles que les débits ou les températures. L'optimisation d'un réseau de chaleur multi-sources avec une approche non linéaire afin de prendre en compte un modèle économique plus complet est nécessaire.

Enfin, la lecture de la troisième partie récapitulant Les outils d'aide à la conception des réseaux, permet de remarquer que de nombreux outils existent déjà pour l'aide à la conception optimisée des réseaux électriques, de chaleur ou de transport. Les outils les plus élaborés étudient les systèmes à grande échelle et ne prennent pas en compte le dimensionnement détaillé des plus petites installations. Par ailleurs, un petit nombre de ces outils est consacré exclusivement aux réseaux de chaleur et la plupart de ces outils prennent en compte de manière simplifiée la modélisation des sources, des coûts ainsi que des variables d'exploitation. La libre utilisation est aussi l'un des paramètres importants des outils qui les rend utilisable par le plus grand nombre et donc qui favorise le développement des réseaux intelligents.

Le projet ISORC est un consortium financé par l'ADEME, constitué des entreprises TECSOL forte de ses 35 ans d'expérience dans les secteurs de l'énergie solaire en France, SERMET acteur historique dans le domaine des réseaux de chaleur, NEWHEAT fournisseur de chaleur solaire pour les grands consommateurs de chaleur et du LaTEP laboratoire travaillant sur la problématique de la transition énergétique, ayant une expertise sur l'optimisation des réseaux de chaleur (Mertz (2016), Marty (2017), Scolan (2020), Nova-rincon (2019)). Le projet ISORC est constitué de deux lots, l'un visant à créer un outil d'aide à la conception optimale des réseaux de chaleur, l'autre ayant pour but d'améliorer l'exploitation des réseaux de chaleur. Les entreprises partenaires fournissent des retours d'expériences sur les bonnes pratiques d'exploitation qui peuvent être prises en compte dans le modèle ainsi que des données économiques précises sur les coûts de dimensionnement et de fonctionnement.

Cette thèse cofinancée par la région Nouvelle Aquitaine a donc vocation à répondre à l'ensemble des besoins mis en avant par cet état de l'art. Le premier axe est l'aide au développement du solaire thermique dans les réseaux de chaleur en France. Il est donc nécessaire de simplifier l'étude de l'intégration du solaire thermique, en créant un outil gratuit, rapide et performant, utilisable par des utilisateurs tels que des collectivités, des entreprises ou des bureaux d'étude afin que son utilisation soit la plus large possible. Cet outil aurait vocation d'une part à aider au pré dimensionnement des installations de production de tels réseaux de chaleur et d'autre part à proposer une exploitation optimale de nouveaux réseaux ainsi que de réseaux existants.

Le second axe résultant de l'état de l'art de l'optimisation des réseaux de chaleur combiné à la vue d'ensemble des outils existants met en avant la pertinence l'utilisation d'une approche non linéaire pour optimiser les réseaux de chaleur multi-sources. Bien que cette approche soit plus difficile à faire converger et ne garantisse pas la convergence vers l'optimum global, elle permet de prendre en compte un modèle économique plus élaboré que les approches existantes dans la littérature basé sur le retour des entreprises partenaires. Afin de prendre en compte la variabilité temporelle de nombreux paramètres (météo, demande ...) tout en gardant un modèle simple et rapide à résoudre, une approche dynamique multi-période utilisant peu de points de discrétisation a été retenue. La modélisation des composants du modèle devra rester suffisamment simple pour que les temps de calcul soient courts.

En conclusion de ce premier chapitre, l'objectif de ma thèse va être de créer un outil d'optimisation gratuit, simple d'utilisation et performant, avec une approche dynamique multi-période et un modèle non linéaire, dans l'objectif d'améliorer l'intégration du solaire dans les réseaux de chaleur.

Chapitre II. Modélisation de la production d'un Réseau de chaleur solaire.

Le Chapitre I. a permis d'exprimer le contexte énergétique actuel ainsi que la place pertinente que pouvait prendre les réseaux de chaleur solaire dans ce contexte. Le Chapitre I. nous a d'autre part permis de nous positionner sur la nécessité de créer un outil simple et accessible permettant de faciliter l'étude de l'intégration et l'exploitation du solaire dans les réseaux de chaleur en France et dans le monde.

Un réseau de chaleur solaire est un système complexe dont la conception optimisée, considérant de façon détaillée chaque composant, peut demander des temps de calcul importants. De plus, des paramètres influençant ce système tels que la demande, l'ensoleillement ou la température ambiante, varient grandement au cours du temps. Il est donc nécessaire de prendre en compte la dynamique du système via des équations différentielles. Pour résoudre un problème d'optimisation dynamique algèbro-différentiel, il y a plusieurs possibilités : Soit on prend en compte la dynamique via l'écriture du principe de Pontryagin (contrôle optimal), soit on réalise une discrétisation permettant de se ramener à un problème purement algébrique. Dans ce dernier cas, on peut représenter la dynamique comme une succession d'états stationnaires sur des intervalles de temps long (optimisation multipériode).

Le cahier des charges du projet ISORC/OPTIMISER demande que l'outil soit à la fois open-access, facile et rapide à utiliser. Cela implique donc une modélisation relativement simple afin de réduire le nombre d'équations et donc le temps de résolution. L'outil en développement résoudra donc un problème d'optimisation multipériode.

Ce chapitre va détailler la formulation du problème d'optimisation qui sera ensuite résolu dans les chapitres suivants.

La partie 1 commence par présenter le principe de l'optimisation multi-période afin de dresser un schéma général des objectifs du modèle. Ensuite, les parties 2, 3 et 4 présentent la formulation utilisée pour modéliser le stockage et les différents modes de production de chaleur à savoir le champ solaire et les chaudières (gaz et bois). La partie 5 dresse le modèle économique basé sur les connaissances terrain et retours d'expériences des partenaires du projet ISORC ainsi que les données de sorties attendues de l'outil.

Les dernières sections se concentrent sur la résolution en exprimant en partie 6 la méthode utilisée pour créer des jours caractéristiques réduisant le nombre d'équations du problème. Enfin, la partie 7, présente une vue d'ensemble du modèle ainsi que la configuration considérée, les implications de la configuration sur la formulation du problème et son nombre de contraintes, variables et degrés de liberté.

Sommaire du chapitre

Chapitre II. Modélisation de la production d'un Réseau de chaleur solaire.....	72
1. Optimisation multi-période	74
2. Modélisation d'un champ solaire	79
2.a. Premier modèle du champ solaire	81
2.b. Deuxième modèle (plus simple).....	85
3. Modélisation des chaudières	90
3.a. Chaudière gaz	92
3.b. Chaudière biomasse.....	93
4. Modélisation du stockage.....	97
4.a. Mise en équation du problème	97
4.a.i. Cas de la charge du stockage	98
4.a.ii. Cas de la décharge du stockage	100
4.b. Formulation commune via l'utilisation de sigmoïdes	101
5. Fonction objectif, indicateurs et données de sortie	104
5.a. Fonction objectif (modèle économique).....	104
5.b. Indicateurs/Données de sortie	108
5.b.i. Données de sortie.....	108
5.b.ii. Indicateurs	108
6. Création de jours caractéristiques	109
7. Vue d'ensemble du modèle et analyse des degrés de liberté.....	112
8. Conclusion du chapitre.....	116

1. Optimisation multi-période

Dans le cadre de cette thèse, l'approche dynamique multi-période est mise en place dans le but de représenter la variation de certains paramètres comme l'ensoleillement, la demande de chaleur ou la température extérieure avec un pas de temps horaire en réduisant au maximum le nombre d'équations algébriques utilisées. Ainsi, il sera par exemple possible d'optimiser la quantité d'énergie stockée ou utilisée heure par heure sur tout l'horizon de temps étudié.

Le choix de l'approche multi-période implique de bien différencier les différents types de variables d'optimisation :

- Les variables qui dépendent du temps, c'est-à-dire les variables qui seront propres à chaque période i que nous appellerons aussi dans le cadre de cette thèse les variables de fonctionnement ou variables d'exploitation. Il s'agira par exemple des températures ou des débits, propres à chaque période.
- Les variables indépendantes du temps, c'est-à-dire les variables qui seront communes à l'ensemble des périodes que nous appellerons ici les variables de dimensionnement. Cela concernera par exemple le dimensionnement des chaudières qui sera commun à toutes les périodes.

Le modèle proposé considère un certain nombre de jours caractéristiques représentatifs d'une année pour réduire le nombre d'équations utilisées, ces jours sont composés de 24 périodes d'une heure. Le système sera ainsi résolu sur un ensemble de périodes dont la discrétisation des termes différentiels introduit des liens entre celles-ci.

La Figure II-1 représente ces notions : le système physique, à chaque période i , est modélisé par un groupe d'équations et c'est le système complet d'équations (regroupant l'ensemble des équations sur toutes les périodes) qui est optimisé. Ce système est composé de variables d'exploitation (dépendantes du temps) et de dimensionnement (indépendantes du temps).

Il est à noter que les équations différentielles (notamment les bilans matière et énergie du stockage) sont discrétisées avec des différences finies et que des variables de la période i peuvent apparaître dans le système d'équations de la période $i+1$.

Min (Fonction Objectif sur l'ensemble des périodes)

Contraintes

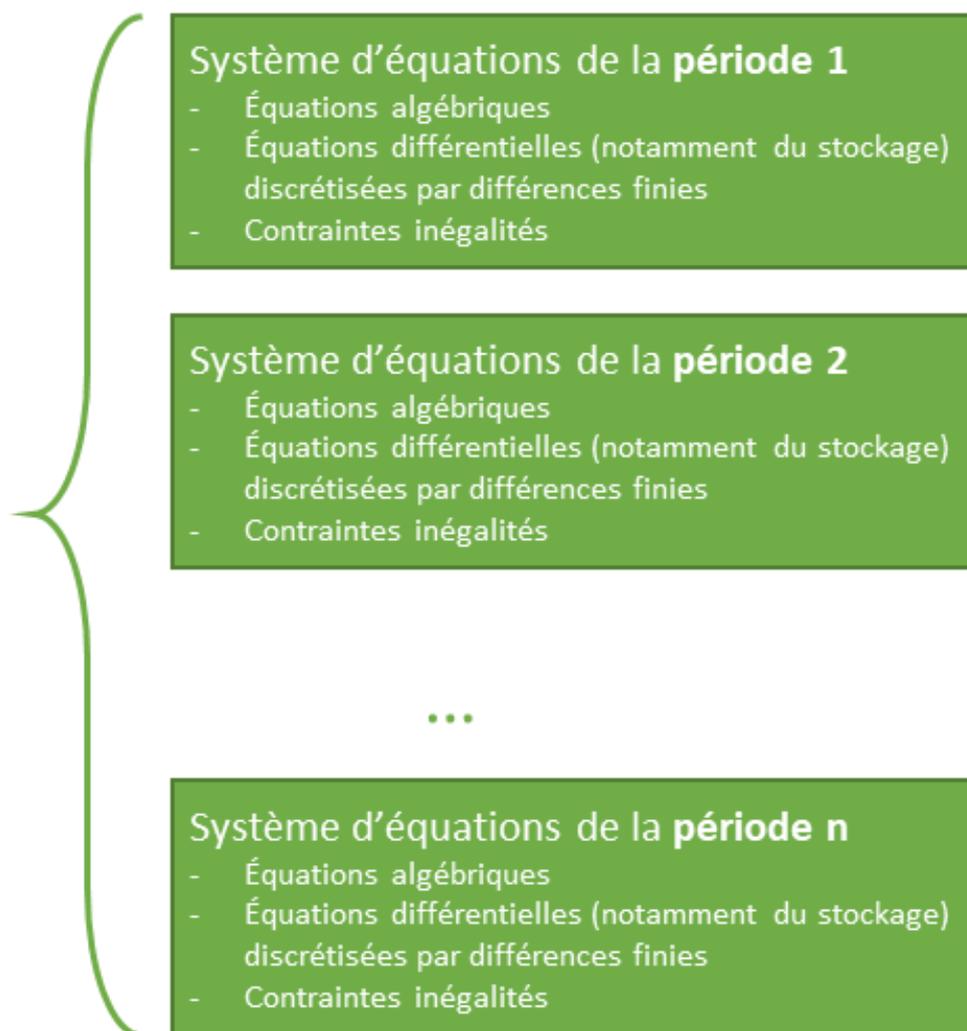


Figure II-1 : Schéma explicatif de la résolution d'un modèle multi périodes

L'objectif de l'optimisation sera de trouver le fonctionnement optimal de chaque période et le dimensionnement commun à toutes les périodes permettant de minimiser une fonction objectif dont le choix est discuté dans ce qui suit.

Le principe de cette optimisation est présenté sur la *Figure II-2* qui montre de façon schématique les possibilités de fonctionnement attendues de l'outil.

Un ensemble de données d'entrée sont nécessaires telles que la demande de chaleur sur l'horizon de temps étudié, les données météo associées (ensoleillement et température extérieure), d'éventuelles contraintes de fonctionnement et les coûts des équipements et de leur exploitation.

La fonction objectif permet de choisir la finalité attendue de l'outil. Celle-ci sera généralement économique en cherchant à minimiser les coûts totaux, mais il sera aussi possible de minimiser les émissions de gaz à effets de serre, ou de maximiser le taux d'énergie renouvelables. Enfin, en sortie, le dimensionnement de chaque source et l'exploitation optimisée de chaque variable de fonctionnement seront donnés. Cela permettra ainsi de calculer divers indicateurs autres que la fonction objectif utilisée qui pourront être environnementaux, économiques et d'observer différents comportements d'exploitation.

En sortie d'optimisation, un test est fait afin de savoir si les critères de convergence sont respectés. Cette partie sera plus détaillée dans le chapitre 3, résolution du problème. Un minimum (ou maximum) est obtenu quand toutes les contraintes sont vérifiées et que le critère de convergence est atteint.

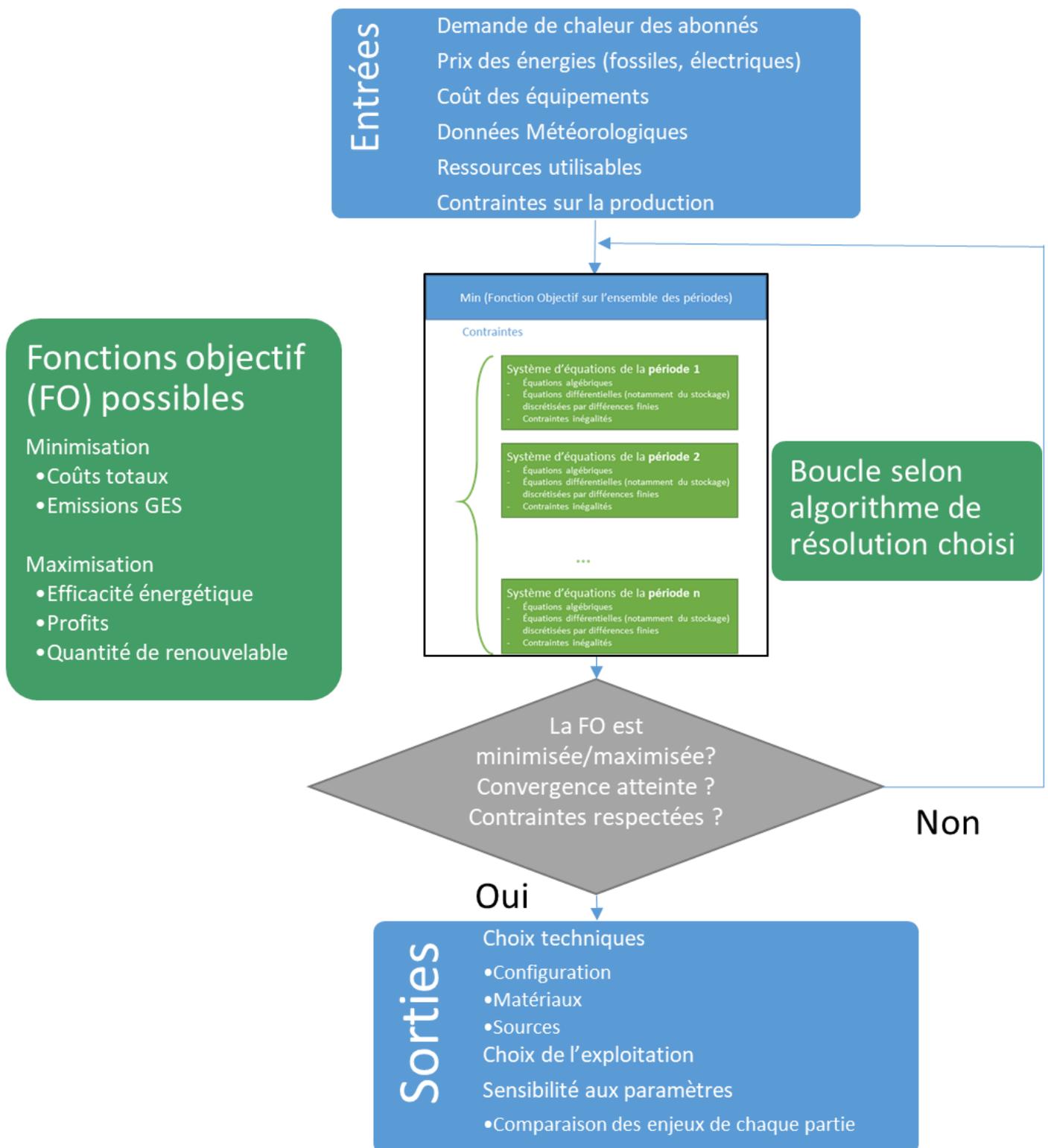


Figure II-2: Schéma représentatif du principe de l'optimisation mise en œuvre

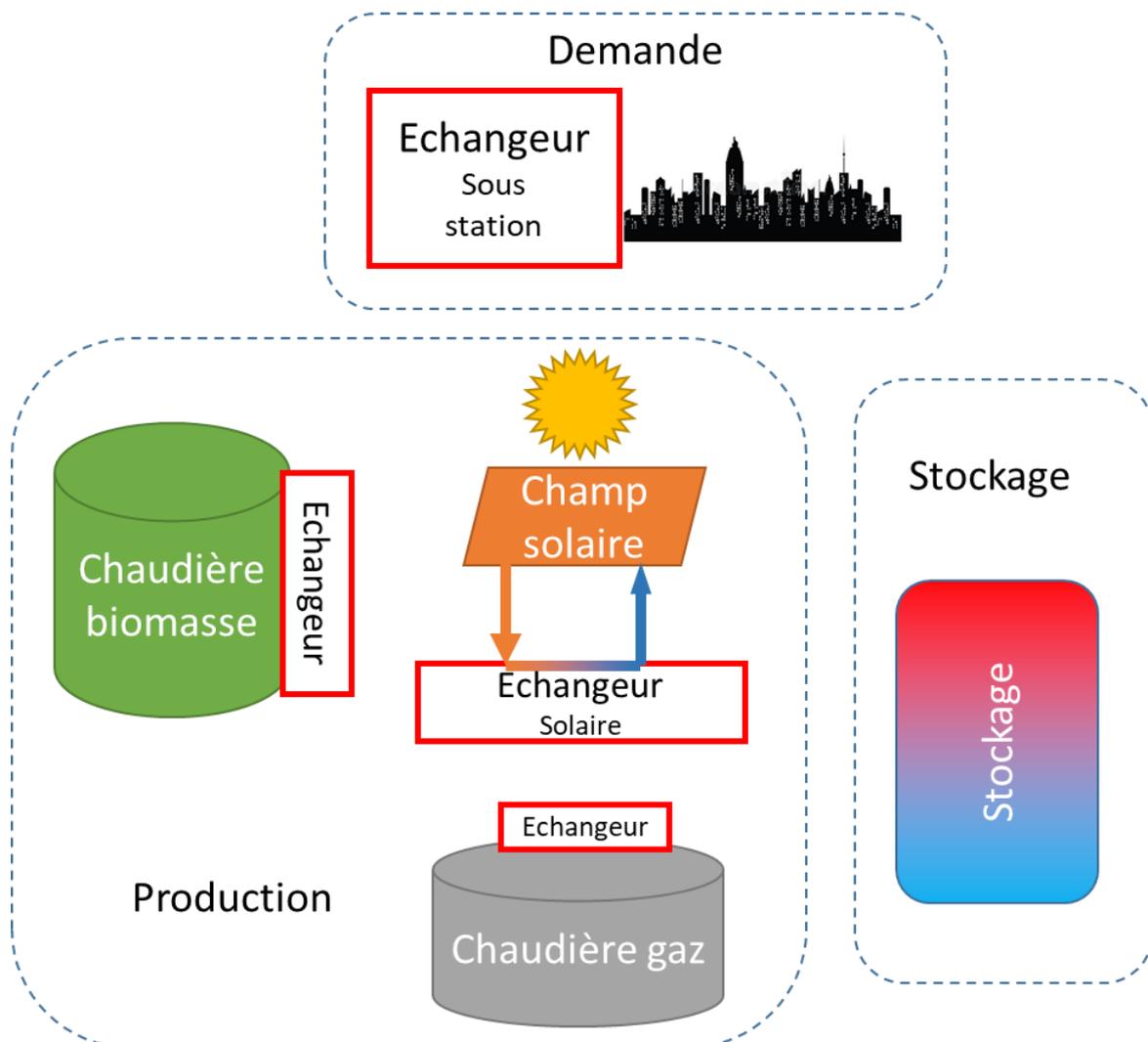


Figure II-3 : Schéma représentatif des différents éléments du modèle qui va être présenté

Dans les parties suivantes, les différents éléments du site de production de la chaleur vont être modélisés avec cette approche multi-période à savoir un champ solaire, deux chaudières (une à gaz et une à bois) et un stockage de type thermocline présentés en Figure II-3. Le réseau de distribution est représenté par une sous-station regroupant l'ensemble de la demande des consommateurs.

La présentation des équations des éléments principaux sera faite élément par élément afin de simplifier la compréhension de celles-ci. Chacun des éléments prendra en compte des données d'entrée, des variables dites de fonctionnement qui seront différentes à chaque période et des variables de dimensionnement qui seront communes à toutes les périodes.

2. Modélisation d'un champ solaire

Le terme champ solaire thermique représente l'ensemble des panneaux solaires thermiques qui permettent de fournir une puissance solaire. Différentes configurations de panneaux sont possibles, en reliant ceux-ci en série, en parallèle ou en série au sein de boucles en parallèle, ce qui a fait l'objet d'études présentées dans le Chapitre I. Dans cette thèse, l'intégralité du champ solaire est modélisée par un unique panneau dont la surface est équivalente à celle de l'ensemble des panneaux qui composent le champ solaire. Scolan *et al.* (2020) ont effectué une validation de cette approche sur la centrale solaire de Condat sur Vézères montrant que les erreurs moyennes absolues étaient inférieures à 15% en divisant par 120 le temps de calcul par rapport à un modèle utilisant des boucles représentatives. Cette approche simplifiée réduit énormément le nombre d'équations dans l'objectif de simplifier la résolution du problème tout en permettant de modéliser les niveaux de débit et de température en entrée et sortie du champ solaire.

La modélisation d'un panneau solaire thermique (représenté dans la Figure II-4) consiste à convertir des données d'entrées et paramètres de notre système (ensoleillement G_i en $[W/m^2]$, la température extérieure $T_{ext,i}$ en $[^\circ C]$ et les caractéristiques panneau) en une puissance résultante permettant de calculer la température en sortie de panneau $T_{s,pan,i}$ à partir de la température en entrée de panneau $T_{e,pan,i}$. L'équation de la norme EN 12975 est utilisée pour exprimer ce lien avec $\dot{m}_{sol,i}$ la variable de fonctionnement représentant le débit circulant dans le champ solaire en $[kg/s]$, S_{pan} la variable de dimensionnement représentant la surface du panneau solaire équivalente en $[m^2]$ et η_0 , α_1 et α_2 coefficients caractéristiques (données d'entrée) du panneau :

$$T_{s,pan,i} = T_{e,pan,i} + \frac{S_{pan}}{\dot{m}_{sol,i} C_p} (\eta_0 G_i - \alpha_1 (T_{m,i} - T_{ext,i}) - \alpha_2 (T_{m,i} - T_{ext,i})^2) \quad (II.1)$$

$$T_{m,i} = \frac{T_{e,pan,i} + T_{s,pan,i}}{2} \quad (II.2)$$

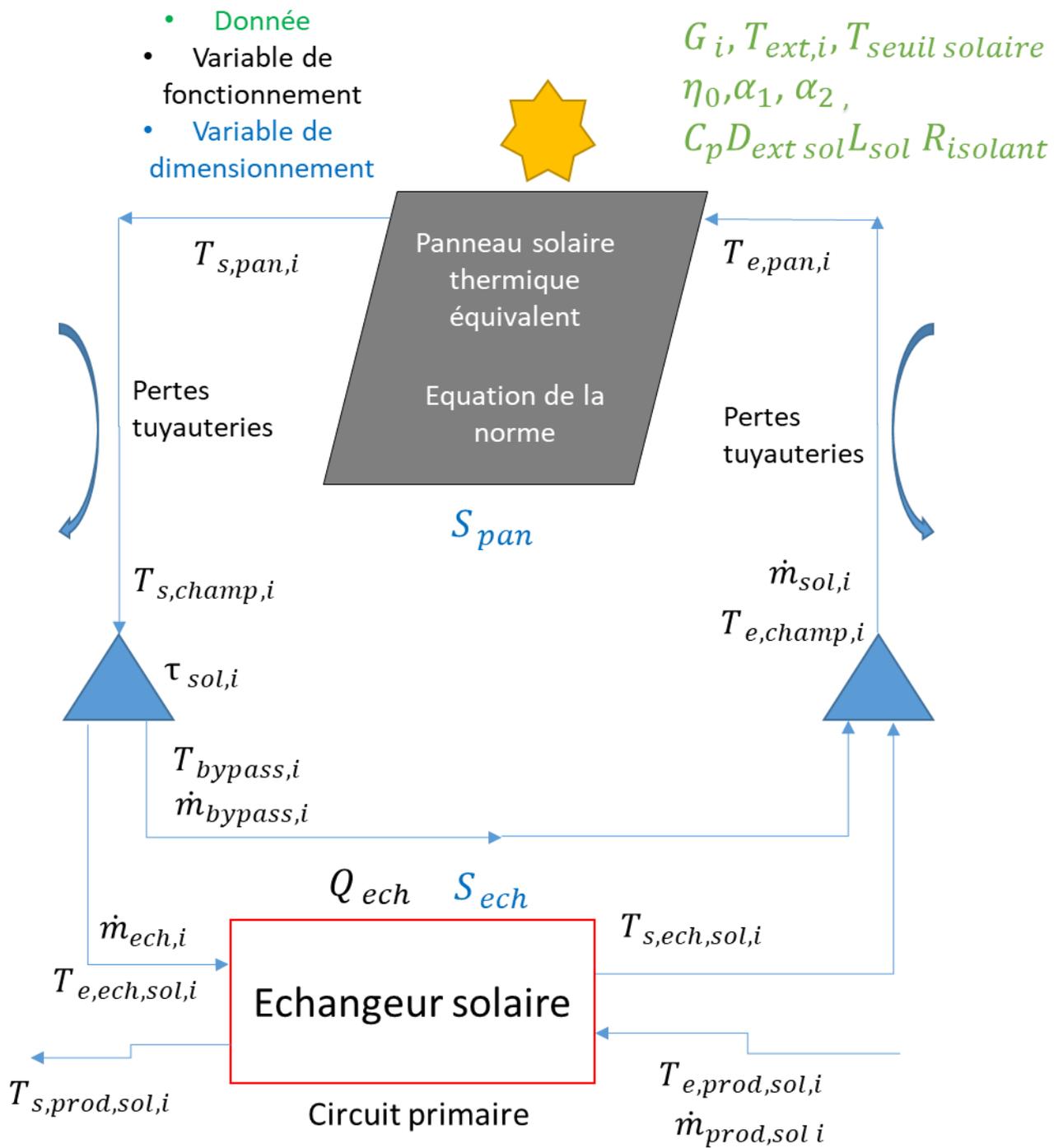


Figure II-4: Schéma de la première configuration étudiée de la modélisation du champ solaire

Le fonctionnement du champ solaire peut être décomposé en 3 modes :

1. Le mode nocturne : Lorsque l'ensoleillement est nul, le champ solaire est à la température extérieure, le débit est nul et aucun échange n'a lieu avec le circuit primaire.
2. Le fonctionnement normal : Le flux solaire est suffisamment important pour que le champ solaire puisse fournir de la chaleur au réseau primaire.
3. Le fonctionnement transitoire : Il s'agit du cas problématique dans lequel le flux solaire est non nul, mais pas suffisant pour fournir de la chaleur au réseau en respectant les contraintes de fonctionnement d'un échangeur. C'est ce mode de fonctionnement qui sera le plus compliqué à résoudre en multi-période.

Deux modèles du champ solaire sont présentés dans les parties 2.a et 2.b. Le premier étant le plus élaboré, permet de montrer le principe et la mise en équation du modèle de champ solaire équivalent. Cette approche permet de montrer les points de complexité, en particulier sur le cas transitoire qui demande des équations et contraintes supplémentaires afin de le prendre en compte. Le deuxième modèle est plus simple et permet de diminuer le nombre d'équations.

2.a. Premier modèle du champ solaire

Dans un premier temps, la modélisation du champ solaire a été imaginée comme le montre le schéma de la Figure II-4. Le champ solaire est représenté par un unique panneau équivalent utilisant l'équation (II.1) afin de calculer la température de sortie du champ solaire $T_{s,pan,i}$. Les pertes thermiques ne sont prises en compte que dans les tuyaux reliant le panneau solaire équivalent à l'échangeur avec le circuit primaire du réseau de chaleur. Ces pertes sont prises en compte par les équations (II.3) et (II.4) résultantes d'un bilan d'énergie réalisé sur une tranche de tuyau et intégré sur la longueur de ce tuyau. $D_{ext\ sol}$ étant le diamètre extérieur en [m] du tuyau du champ solaire, L_{sol} sa longueur en [m] et $R_{isolant}$ la résistance thermique globale en [m².K/W] :

$$T_{e,pan,i} = T_{ext,i} + (T_{e,champ,i} - T_{ext,i}) \exp\left(\frac{-\pi D_{ext\ sol} L_{sol}}{2 R_{isolant} \dot{m}_{sol,i} C_p}\right) \quad (II.3)$$

$$T_{s,champ,i} = T_{ext,i} + (T_{s,pan,i} - T_{ext,i}) \exp\left(\frac{-\pi D_{ext\ sol} L_{sol}}{2 R_{isolant} \dot{m}_{sol,i} C_p}\right) \quad (II.4)$$

Une boucle de recirculation est ajoutée afin de préchauffer le fluide quand il n'est pas assez chaud pour respecter les températures aux bornes de l'échangeur de chaleur dans les cas transitoires. Le choix de circuler dans la branche allant à l'échangeur ou de recirculer devrait théoriquement se traduire par différents jeux d'équations :

- Si débit circule dans la branche échangeur :

$$\dot{m}_{bypass,sol,i} = 0 \quad (II.5)$$

$$\dot{m}_{ech,sol,i} = \dot{m}_{sol,i} \quad (II.6)$$

$$T_{e,champ,i} = T_{s,ech,sol,i} \quad (II.7)$$

- Si le débit circule dans la branche de recirculation :

$$\dot{m}_{bypass,sol,i} = \dot{m}_{sol,i} \quad (II.8)$$

$$\dot{m}_{ech,sol,i} = 0 \quad (II.9)$$

$$T_{e,champ,i} = T_{bypass,i} \quad (II.10)$$

Proposer deux jeux d'équations avec des équations non-linéaires mènerait à résoudre un problème de type MINLP dont la complexité de résolution est plus importante. L'utilisation d'une fonction sigmoïde permet de garder une formulation continument définie et dérivable tout en se rapprochant du comportement d'une variable binaire (prenant la valeur 0 ou 1). Elle se définit de la manière suivante :

$$sig(x) = \frac{1}{1 + \exp^{-k_{sig}x}} \quad (II.11)$$

Le coefficient multiplicateur k_{sig} permet d'influer sur la pente de la fonction sigmoïde comme le montre la Figure II-5. Cette figure montre que deux facteurs sont importants lors du calcul d'une sigmoïde :

- La valeur du coefficient k_{sig} : Plus k_{sig} sera grand, plus on se rapproche d'un échelon ce qui permet d'obtenir les valeurs 0 et 1 pour des valeurs de x proches de 0.
- La valeur de x : Plus x sera éloigné de 0 (positivement ou négativement), plus l'obtention des valeurs 0 et 1 sera assurée sans avoir à s'intéresser à la valeur de k_{sig} . Sur la Figure II-5, on peut observer que pour $abs(x) > 5$, la fonction sigmoïde ne prend que les valeurs 0 ou 1.

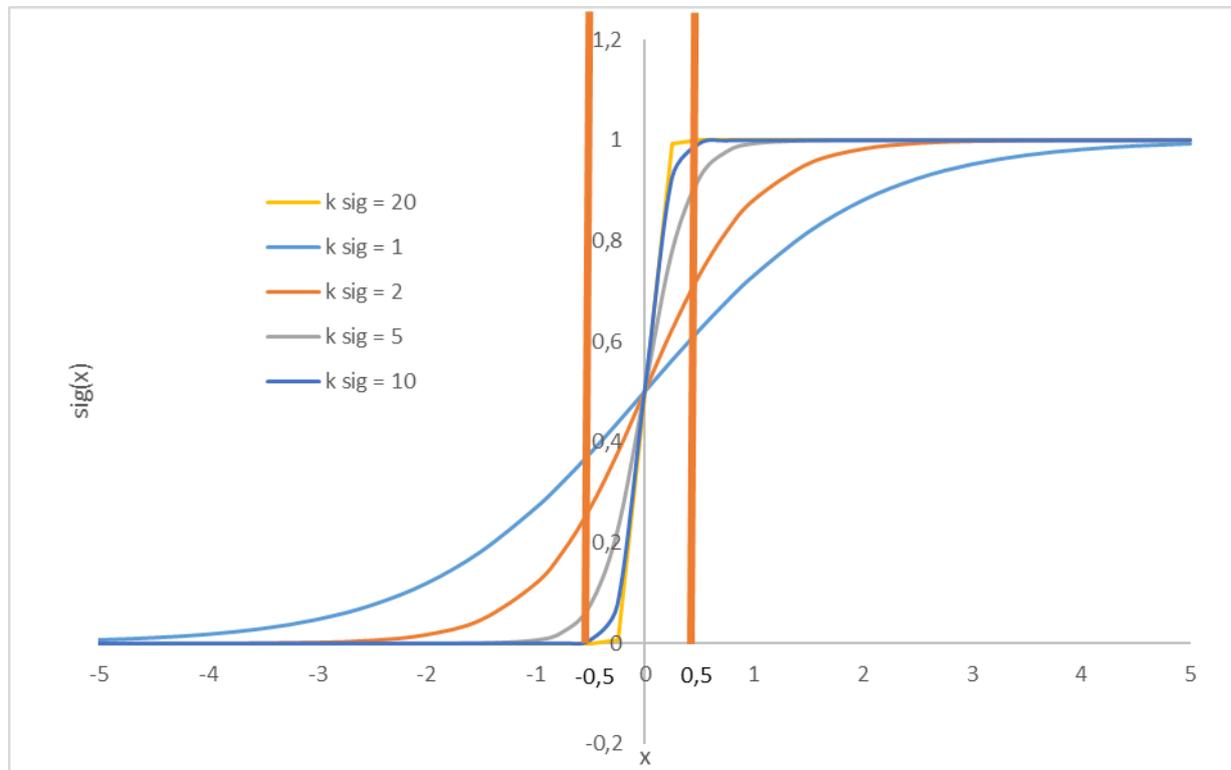


Figure II-5: Représentation graphique de l'influence du coefficient k_{sig} sur la fonction sigmoïde

Cette fonction sigmoïde sera fréquemment utilisée dans notre modèle car l'approche choisie est l'approche non linéaire (NLP). Il sera donc possible, en utilisant cette fonction, d'exprimer des contraintes de fonctionnement.

Il est à noter que d'un point de vue complexité numérique, un compromis sera à trouver entre :

- une valeur de k_{sig} grande permettant d'avoir des résultats précis au voisinage de la valeur 0 de la sigmoïde, mais la pente étant importante, la valeur de la dérivée sera plus grande et il y aura donc une complexité numérique plus importante
- Une faible valeur de k_{sig} , permettant de faciliter la convergence du problème mais risquant de proposer une solution ne respectant pas un fonctionnement réel.

Le choix de passer par la branche circulant dans l'échangeur notée « ech sol » ou la branche de recirculation « bypass » se fait ainsi par l'intermédiaire d'une fonction sigmoïdale. Cette fonction permet, en fonction d'une température seuil $T_{seuil\ solaire}$, de choisir de circuler vers l'échangeur ou vers la boucle de recirculation en utilisant l'équation (II.13). $\tau_{sol,i}$ le taux de division est défini par rapport à la valeur de $T_{s,champ,i}$ en essayant d'approcher les cas :

- Si la valeur de la température en sortie du champ solaire $T_{s,champ,i}$ est inférieure à un seuil $T_{seuil\ solaire}$, alors $\tau_{sol,i} = 0$ et le débit circule dans la boucle de rétroaction bypass.
- Si la valeur de la température en sortie du champ solaire $T_{s,champ,i}$ est supérieure au seuil $T_{seuil\ solaire}$, alors $\tau_{sol,i} = 1$ et le débit circule vers l'échangeur.

$$\tau_{sol,i} = sig(T_{s,champ,i} - T_{seuil\ solaire}) \quad (II.12)$$

$$\dot{m}_{ech,sol,i} = \tau_{sol,i} \dot{m}_{sol,i} \quad (II.13)$$

La boucle de recirculation ajoute donc un diviseur de courant en sortie du champ et un mélangeur de courant en entrée. Des bilans matière et énergie sont donc écrits dans les équations (II.14) à (II.17) afin de calculer les nouveaux débits et température à l'échangeur et sur la boucle de recirculation. Ces bilans considèrent l'hypothèse d'une capacité thermique constante et que les propriétés de l'eau soient fixées. On a donc au diviseur les égalités de température suivantes :

$$T_{s,champ,i} = T_{bypass,i} \quad (II.14)$$

$$T_{s,champ,i} = T_{e,ech,sol,i} \quad (II.15)$$

Et au mélangeur les bilans matière et énergie suivants :

$$\dot{m}_{bypass,sol,i} + \dot{m}_{ech,sol,i} = \dot{m}_{sol,i} \quad (II.16)$$

$$\dot{m}_{bypass,sol,i} T_{s,champ,i} + \dot{m}_{ech,sol,i} T_{s,ech,i} = \dot{m}_{sol,i} T_{e,champ,i} \quad (II.17)$$

Enfin, il reste à modéliser l'échangeur de chaleur avec le circuit primaire. La méthode du nombre d'unités de transfert (NUT) (Wang, 2007) a été mise en place par les équations (II.18)-(II.20) avec $C_{min,i}$ le débit de capacité thermique massique minimal entre les deux flux entrants dans l'échangeur [W/K] :

$$\dot{Q}_{ech,i} = \dot{m}_{ech,sol,i} C_p (T_{e,ech,sol,i} - T_{s,ech,sol,i}) \quad (II.18)$$

$$\dot{Q}_{ech,i} = \dot{m}_{prod,sol,i} C_p (T_{s,prod,sol,i} - T_{e,prod,sol,i}) \quad (II.19)$$

$$\dot{Q}_{ech,i} = E C_{min,i} (T_{e,ech,sol,i} - T_{e,prod,sol,i}) \quad (II.20)$$

Avec E l'efficacité de l'échangeur définie par les relations suivantes propres à un échangeur à contre-courant (II.21)-(II.23). U_{ech} étant le coefficient de transfert global [W/(m².K)] considéré constant pour simplifier la formulation du problème et S_{ech} la surface d'échange [m²] :

$$E = \frac{1 - e^{-NUT(1-C)}}{1 - Ce^{-NUT(1-C)}} \quad (II.21)$$

$$NUT = \frac{U_{ech} S_{ech}}{C_{\min,i}} \quad (II.22)$$

$$C = \frac{C_{\min,i}}{C_{\max,i}} \quad (II.23)$$

Dans la méthode NUT, on a donc besoin de connaître le débit de capacité thermique ($\dot{m}C_p$) le plus faible entre ceux des deux fluides circulant des deux côtés de l'échangeur. Comme on considère une capacité thermique constante et identique des deux côtés du fait de l'utilisation d'un même fluide, cela revient à chercher le débit minimum. A nouveau, deux jeux d'équations seraient nécessaires selon le débit minimal pour caractériser le comportement de l'échangeur. Néanmoins, une fonction sigmoïde permet de définir l'efficacité de l'échangeur comme une fonction continument dérivable. Selon le débit qui sera prédominant à l'échangeur, nous aurons un courant minimum défini par une sigmoïde dont la valeur dépendra de ce débit prédominant :

$$C_{\min,i} = \dot{m}_{prod,sol,i} C_p (1 - sig(\dot{m}_{prod,i} - \dot{m}_{ech,sol,i})) + \dot{m}_{ech,sol,i} C_p sig(\dot{m}_{prod,i} - \dot{m}_{ech,sol,i}) \quad (II.24)$$

$$C_{\max,i} = \dot{m}_{prod,sol,i} C_p (sig(\dot{m}_{prod,i} - \dot{m}_{ech,sol,i})) + \dot{m}_{ech,sol,i} C_p (1 - sig(\dot{m}_{prod,i} - \dot{m}_{ech,sol,i})) \quad (II.25)$$

Ce modèle a été utilisé pour tester l'outil sur des cas d'optimisation où le dimensionnement était basé sur un seul jour. En cherchant à augmenter le nombre de jours étudiés pour se rapprocher d'un dimensionnement réel, ce modèle devenait trop complexe pour être résolu et il a donc fallu le simplifier.

2.b. Deuxième modèle (plus simple)

Afin de réduire la complexité de résolution du problème, un second modèle a été mis en œuvre. Celui-ci, bien plus simple, ne modélise pas l'échangeur de chaleur ni les pertes thermiques dans les tuyaux et propose une alternative à la boucle de recirculation présentée en 2.a.

Des équations (II.1) à (II.25), nous ne conservons dans un premier temps que l'équation de la norme calculant $T_{s,pan,i}$ à partir de $T_{e,pan,i}$, $\dot{m}_{sol,i}$ et S_{pan} , des données météorologiques $T_{ext,i}$ et G_i ainsi que les caractéristiques η_0 , α_1 et α_2 propres au panneau utilisé.

$$\dot{m}_{sol,i} C_p (T_{s,pan,i} - T_{e,pan,i}) = S_{pan} (\eta_0 G_i - \alpha_1 (T_{m,i} - T_{ext,i}) - \alpha_2 (T_{m,i} - T_{ext,i})^2) \quad (II.26)$$

$$T_{m,i} = \frac{T_{e,pan,i} + T_{s,pan,i}}{2} \quad (II.27)$$

Dans ce second modèle, on considère que la puissance fournie côté solaire est intégralement transmise au réseau primaire du réseau de chaleur via le premier principe de la thermodynamique (équations (II.28)-(II.29)) :

$$P_{sol,i} = \dot{m}_{sol,i} C_p (T_{s,pan,i} - T_{e,pan,i}) \quad (II.28)$$

$$P_{sol,i} = \dot{m}_{prod,sol,i} C_p (T_{s,prod,sol,i} - T_{e,prod,sol,i}) \quad (II.29)$$

Les équations (II.30) et (II.31) répondent à deux contraintes :

- Empêcher l'échange de chaleur avec le réseau lorsque la température en sortie du champ solaire n'est pas suffisamment importante.
- Prendre en compte de manière simplifiée les contraintes propres aux échangeurs modélisés en 2.a.

$$\dot{m}_{sol,i} ((T_{s,pan,i} - T_{s,prod,sol,i}) - pinch) \geq 0 \quad (II.30)$$

$$\dot{m}_{sol,i} ((T_{e,pan,i} - T_{e,prod,sol,i}) - pinch) \geq 0 \quad (II.31)$$

Les produit à gauche de l'inégalité dans ces deux équations font intervenir deux facteurs :

- D'une part les différences $[(T_{s,pan,i} - T_{s,prod,sol,i}) - pinch]$ et $[(T_{e,pan,i} - T_{e,prod,sol,i}) - pinch]$ qui ont pour fonction d'imposer le respect d'un pincement à l'échangeur prenant en compte les contraintes liées au fonctionnement des échangeurs contre-courant. Ainsi, si l'on souhaite pouvoir échanger de la chaleur, l'écart de température entre les entrées ou sorties de l'échangeur doit être au moins de la valeur du pincement (notée pinch dans les équations).
- L'autre partie du produit a pour but de remplacer les équations (II.13)-(II.17) liées à la boucle de recirculation en multipliant la contrainte du pincement par $\dot{m}_{sol,i}$.

Concernant des périodes où l'ensoleillement ne sera pas suffisant pour pouvoir fournir de la chaleur au réseau en respectant le pincement, $\dot{m}_{sol,i}$ prendra la valeur 0 et les équations (II.30) et (II.31) resteront vraies. Côté production, puisqu'il n'y a pas de débit solaire circulant dans l'échangeur, il en résultera l'égalité $T_{s,prod,sol,i} = T_{e,prod,sol,i}$. Quand l'ensoleillement sera suffisamment important, le pincement sera respecté et le débit n'aura plus d'effet dans ces équations. La Figure II-6 présente le schéma de ce second modèle.

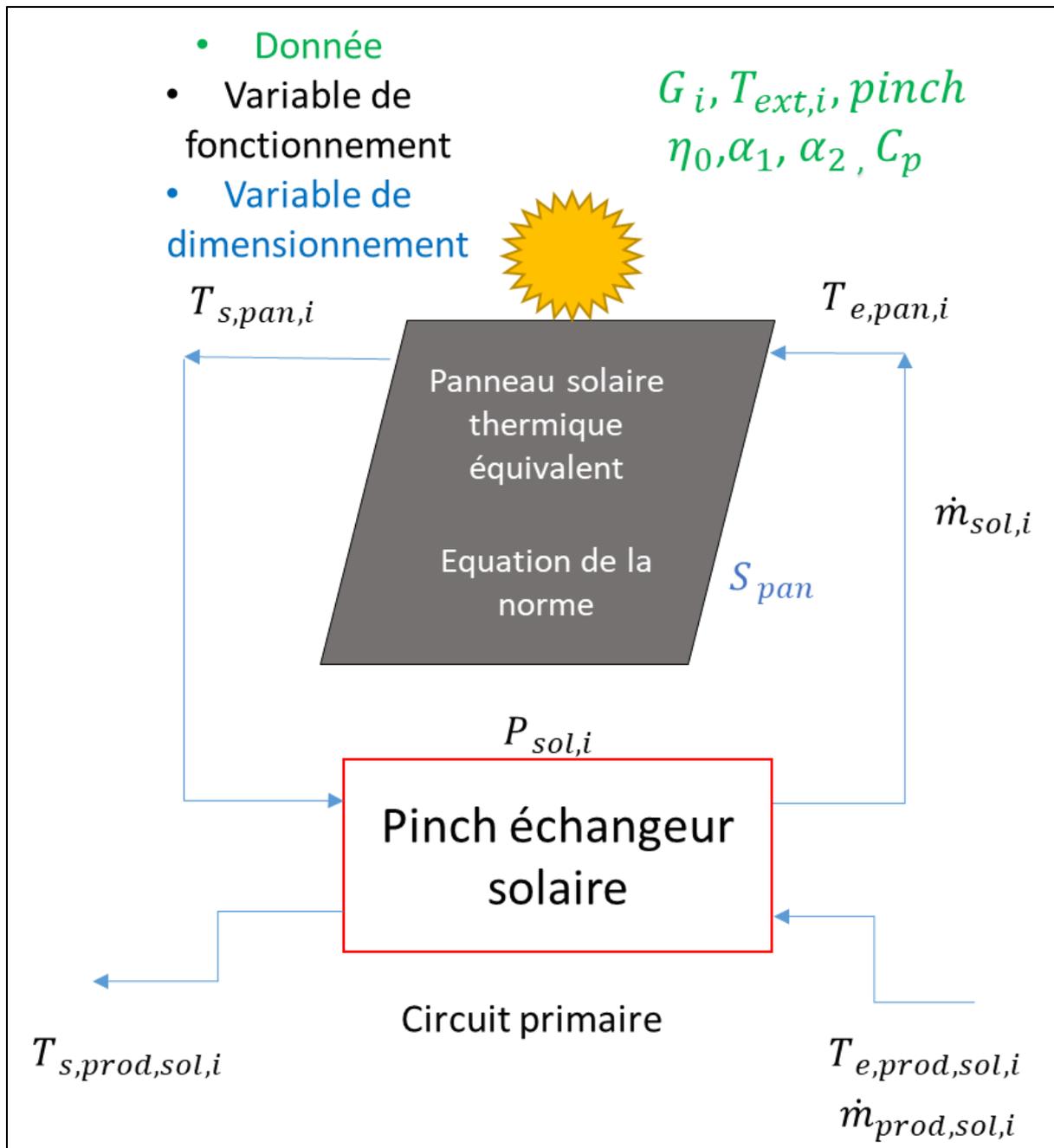


Figure II-6: Schéma de la deuxième configuration étudiée pour la modélisation du champ solaire

Le Tableau II-1 présente le nombre d'équations et le nombre de variables du modèle du champ solaire avec n_p le nombre de périodes considérées.

Tableau II-1 : Récapitulatif des variables et équations du modèle solaire

Equations	Quantité	Variables	Quantité
Equation de la norme (II.26)(II.27)	$2 \times np$	Fonctionnement $\dot{m}_{sol,i}, T_{s,pan,i}, T_{e,pan,i}, T_{m,i}$ $T_{s,prod,sol,i}, T_{e,prod,sol,i}$ $P_{sol,i}, \dot{m}_{prod,sol,i}$ Dimensionnement S_{pan}	$8 \times np$ 1 Total $1 + 8 \times np$
Puissance solaire (II.28)(II.29)	$2 \times np$		
	Total $4 \times np$		
CONTRAINTES INEGALITES		DEGRE DE LIBERTE	
Equations	Quantité	$4 \times np + 1$	
Inégalités échangeur (II.30)(II.31)	$2 \times np$		

Le Tableau II-2 présente la valeur des différents paramètres utilisés dans la modélisation du champ solaire. Le modèle utilisé est « Viessmann Werke GmbH » dont les données sont disponibles sur le site « [the solar keymark](#) ». Selon les études, il sera possible de changer le panneau utilisé et donc les coefficients caractéristiques de celui-ci ou bien la valeur du pincement à l'échangeur. La valeur du pincement à l'échangeur qui a été choisie est de 2°C, cette valeur est utilisée car on considère qu'il s'agit d'un échangeur à plaques. Cette hypothèse a déjà été utilisée dans les travaux de thèse de Apostolou (2018).

Pour l'ensemble de la modélisation, la capacité thermique de l'eau, C_p , est calculée pour une température de 70°C. Selon la génération du réseau de chaleur, la température moyenne de celui-ci sera plus ou moins faible et il sera possible d'ajuster la valeur du C_p . Dans notre cas, il a été considéré que 70°C était une bonne valeur moyenne permettant d'aborder différents types de réseaux sans impacter les résultats. Nous faisons donc l'hypothèse que l'eau restera à l'état liquide ce qui empêchera l'utilisation de l'outil pour des réseaux vapeur comme le réseau CPCU (Compagnie Parisienne de Chauffage Urbain) à Paris par exemple.

Tableau II-2 : Valeurs utilisées pour les paramètres du champ solaire

Paramètre	Valeur	Unité
C_p	4190	$J \cdot K^{-1} \cdot kg^{-1}$
η_0	0,906	
α_1	3,36	$W \cdot m^{-2} \cdot K^{-1}$
α_2	0,0109	$W \cdot m^{-2} \cdot K^{-2}$
pinch	2	°C

3. Modélisation des chaudières

Dans notre étude, les chaudières sont des installations industrielles permettant de transférer en continu de l'énergie thermique à un fluide. L'énergie thermique transférée peut être le résultat d'une combustion (charbon, fioul, gaz, bois ou déchets), d'une récupération de chaleur (cogénération, chaleur fatale ...) ou de l'utilisation d'autres sources comme l'électricité par exemple.

Deux types de chaudières à combustion ont été modélisées, nous présenterons tout d'abord le modèle général utilisé pour modéliser une chaudière à combustion. Ces équations seront ensuite appliquées à une chaudière à gaz puis à une chaudière à bois appelée chaudière biomasse (*biom*) qui nécessite un modèle plus complet.

Pour chaque approche le principe de base est identique : la chaudière est représentée comme une puissance $P_{chaudière,i}$ (avec *chaudière* $\in [gaz, biom]$) qui fournit au réseau primaire. La Figure II-7 illustre ce principe qui sera appliqué à chacun des types de chaudières modélisés et présente les variables impliquées dans cette modélisation.

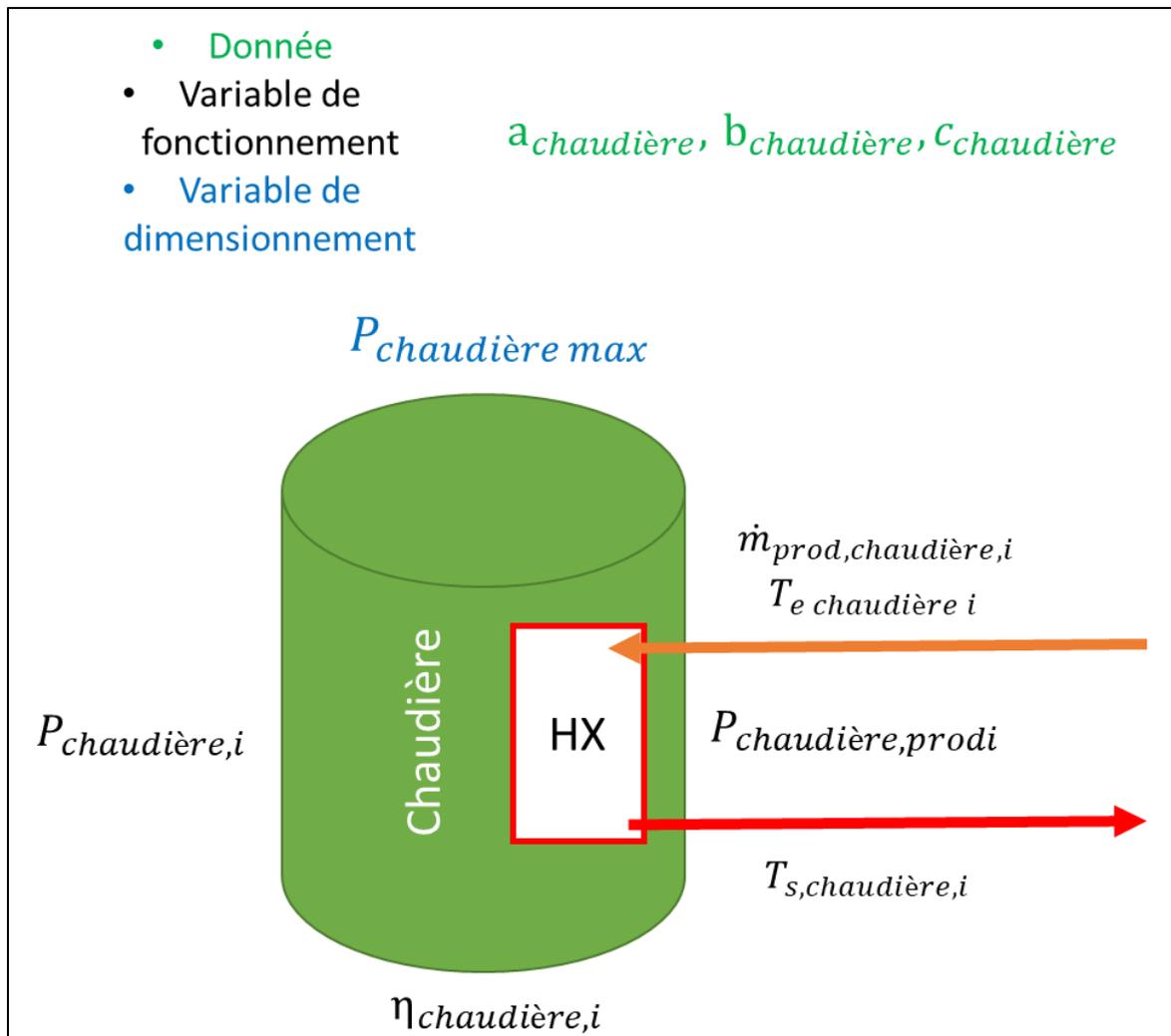


Figure II-7 : Schéma du modèle de chaudière

Cette puissance s'exprime par le premier principe de la thermodynamique écrit en équation (II.32) :

$$P_{chaudière,prod,i} = \dot{m}_{prod,chaudière,i} C_p (T_{s,chaudière,i} - T_{e,chaudière,i}) \quad (II.32)$$

La puissance fournie au réseau $P_{chaudière,prod,i}$ est égale à la puissance PCS (Pouvoir Calorifique Supérieur, quantité d'énergie dégagée par la combustion complète) de la chaudière $P_{chaudière,i}$ multipliée par son rendement $\eta_{chaudière,i}$:

$$P_{chaudière,prod,i} = P_{chaudière,i} \eta_{chaudière,i} \quad (II.33)$$

Cette puissance $P_{chaudière,i}$ est elle-même égale à un taux d'utilisation $K_{chaudière,i}$ en %, dépendant de la puissance maximale que peut fournir la chaudière. $P_{chaudière,max}$ est une variable de dimensionnement du problème (commune à l'ensemble des périodes) :

$$P_{chaudière,i} = K_{chaudière,i} P_{chaudière,max} \quad (II.34)$$

Enfin, les chaudières sont dimensionnées pour être au maximum de leur rendement lorsqu'elles sont à leur puissance maximale. Selon la technologie de chaudière, le rendement $\eta_{chaudière,i}$ sera plus ou moins impacté par le taux d'utilisation $K_{chaudière,i}$ comme l'exprime l'équation (II.35) :

$$\eta_{chaudière,i} = -a_{chaudière} K_{chaudière,i}^2 + b_{chaudière} K_{chaudière,i} + c_{chaudière} \quad (II.35)$$

3.a. Chaudière gaz

Dans les réseaux de chaleurs en France, l'utilisation des chaudières à gaz est indispensable pour remplacer les chaudières à fioul ou à charbon. Le gaz a pour avantage d'être peu coûteux et moins polluant que le fioul ou le charbon et les chaudières à gaz ont une forte capacité de modulation qui permet de répondre à une demande très variable au cours du temps. C'est aussi la raison pour laquelle les chaudières gaz sont utilisées comme système de secours ou d'appoint pour les situations durant lesquelles les autres sources de chaleur ne sont pas suffisantes ou disponibles.

Pour le cas de la chaudière gaz, les équations présentées précédemment sont identiques (en transformant l'indice) en prenant les coefficients b_{gaz} et c_{gaz} pour caractériser le rendement de la chaudière en fonction du taux d'utilisation. Le rendement de la chaudière gaz étant plus simple à prendre en compte que celui de la biomasse, l'expression du rendement (II.39), ne comporte pas de terme d'ordre 2 ($a_{gaz} = 0$) :

$$P_{gaz,prod,i} = \dot{m}_{prod,gaz,i} C_p (T_{s,prod,gaz,i} - T_{e,prod,gaz,i}) \quad (II.36)$$

$$P_{gaz,prod,i} = P_{gaz,i} \eta_{gaz,i} \quad (II.37)$$

$$P_{gaz,i} = K_{gaz,i} P_{gaz,max} \quad (II.38)$$

$$\eta_{gaz,i} = b_{gaz} K_{gaz,i} + c_{gaz} \quad (II.39)$$

3.b. Chaudière biomasse

La filière du bois en France est une filière en croissance car elle répond aux enjeux énergétiques actuels, si le bois brûlé est renouvelé et récolté à proximité de la chaudière, le bilan carbone est proche de zéro. Utiliser une chaudière bois permettra notamment en hiver, lorsque l'ensoleillement est faible, de pouvoir produire une chaleur décarbonée. La combustion du bois reste néanmoins plus difficile que celle du gaz ce qui entraîne des contraintes de fonctionnements qui seront mises en équations dans cette partie.

Pour la chaudière biomasse, les équations (II.40) à (II.43) suivent la modélisation du fonctionnement d'une chaudière :

$$P_{biom,prod,i} = \dot{m}_{prod,biom,i} C_p (T_{s,prod,biom,i} - T_{e,prod,biom,i}) \quad (II.40)$$

$$P_{biom,prod,i} = P_{biom,i} \eta_{biom,i} \quad (II.41)$$

$$P_{biom,i} = K_{biom,i} P_{biom,max} \quad (II.42)$$

$$\eta_{biom,i} = -a_{biom} K_{biom,i}^2 + b_{biom} K_{biom,i} + c_{biom} \quad (II.43)$$

Contrairement à la chaudière gaz, la chaudière biomasse possède des contraintes de fonctionnement supplémentaires liées à son taux d'utilisation et à son inertie importante. On considère ainsi que le seuil minimal d'une chaudière biomasse doit être de $K_{biom,seuil}$ défini comme un pourcentage de la puissance maximale car il est difficile d'assurer une combustion satisfaisante pour un taux de charge inférieur. Ces contraintes sont représentées par la Figure II-8 qui montre sur la partie hachurée que pour une valeur de $K_{biom,i}$ inférieure à $K_{biom,seuil}$, la chaudière ne doit plus fonctionner. D'autre part, la figure met en avant les contraintes d'inerties de la chaudière qui impliquent que d'une période à l'autre, l'ensemble des valeurs possibles pour $P_{biom,i+1}$ dépend de la valeur $P_{biom,i}$ et de l'inertie de la chaudière.

De façon continument définie et dérivable, cela s'exprime par les dérivées ci-dessous avec les contraintes inégalités (II.44)-(II.45). $\alpha_{biom\ montée}$ et $\alpha_{biom\ descente}$ sont les valeurs représentant l'inertie en [W/s] qui empêchent les fortes variations de puissance de la chaudière biomasse :

$$\frac{dP_{biom}(t)}{dt} \leq \alpha_{biom\ montée} \quad (II.44)$$

$$\frac{dP_{biom}(t)}{dt} \geq -\alpha_{biom\ descente} \quad (II.45)$$

Ces équations sont ensuite discrétisées sur une période. les valeurs minimales et maximales admissibles pour la période $i+1$ en connaissance de la période i pourront être calculée via les équations (II.46) et (II.47) ci-dessous.

$$P_{biom,i+1} \leq P_{biom,i} + \alpha_{biom\ mont\ée} \Delta t_i \quad (II.46)$$

$$P_{biom,i+1} \geq P_{biom,i} - \alpha_{biom\ descente} \Delta t_i \quad (II.47)$$

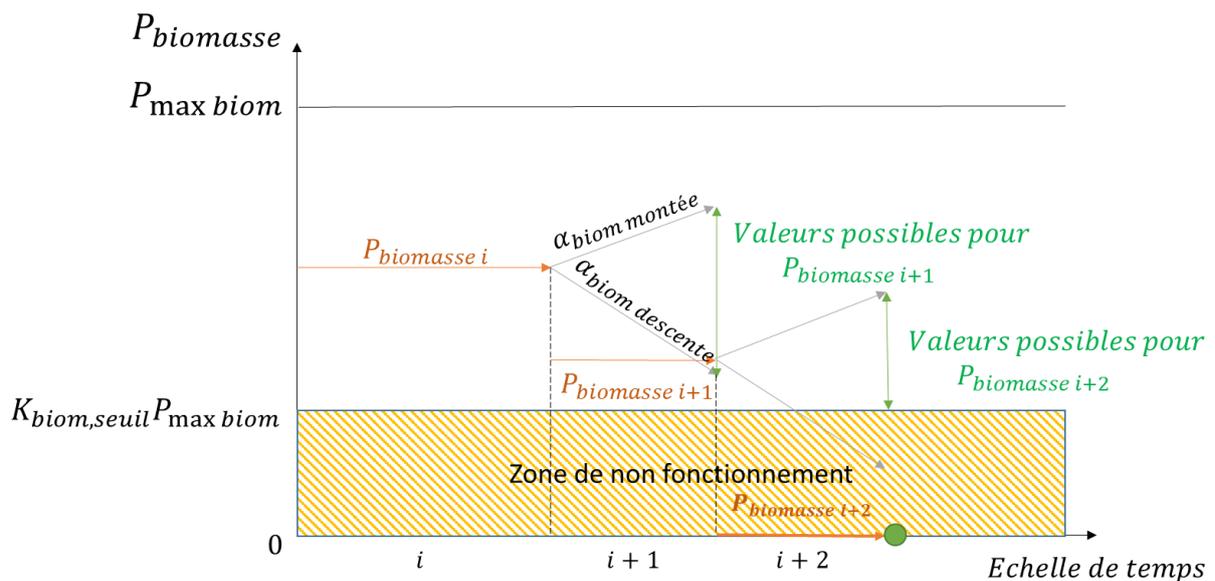


Figure II-8 : Puissance de la chaudière biomasse en fonction de la période, explication des contraintes de fonctionnement

Afin d'interdire le fonctionnement de la chaudière en dessous d'une valeur $K_{biom\ seuil}$ une équation conditionnelle du type : « si $K_{biom,i} < K_{biom,seuil}$ alors $P_{biom,i} = 0$ » devrait être utilisée. Cette condition pourrait être prise en compte en utilisant une variable binaire qui nous mènerait à un problème de type MINLP, plus complexe à résoudre. Pour considérer une telle contrainte par une formulation définie, continue et dérivable, une fonction sigmoïde est à nouveau utilisée. Cette fonction dans l'équation (II.48) remplace l'équation (II.42) et impose d'avoir une puissance fournie au réseau nulle lorsque le taux d'utilisation est inférieur à la valeur $K_{biom\ seuil}$. Dans l'équation II.46, on a bien une valeur de $P_{biom,i}$ nulle lorsque $K_{biom,i} < K_{biom,seuil}$ et la sigmoïde prend la valeur 1 lorsque $K_{biom,i} > K_{biom,seuil}$.

L'équation (II.49) vise à garantir que le taux d'utilisation de la biomasse ne se met pas à la valeur seuil de la sigmoïde car autour de la valeur 0, la sigmoïde peut s'éloigner du comportement binaire souhaité en prenant des valeurs entre 0 et 1 (voir Figure II-5: Représentation graphique de l'Influence du coefficient k_{sig} sur la fonction sigmoïde) :

$$P_{biom,i} = K_{biom,i} P_{max,biom} sig(K_{biom,i} - K_{biom,seuil}) \quad (II.48)$$

$$abs(K_{biom,i} - K_{biom,seuil}) \geq 0.5 \quad (II.49)$$

Le

Tableau II-3 présente le nombre d'équations et le nombre de variables de la modélisation des chaudières avec np le nombre de périodes considérées.

Tableau II-3 : Récapitulatif des variables et équations de la modélisation des chaudières

Equations	Quantité	Variables	Quantité
Equations de base chaudière gaz (II.36)(II.37)(II.38)(II.39)	4 x np	Fonctionnement $P_{gaz,prod,i}, T_{s,prod,gaz,i}, T_{e,prod,gaz,i},$ $P_{gaz,i}, \eta_{gaz,i}, K_{biom,i}, \dot{m}_{prod,gaz,i}$	7 x np
Equations de base chaudière biomasse (II.40)(II.41)(II.43)	3 x np	$P_{biom,prod,i}, T_{s,prod,biom,i}, T_{e,prod,biom,i},$ $P_{biom,i}, \eta_{biom,i}, K_{biom,i}, \dot{m}_{prod,biom,i}$	7 x np
Equations seuil (II.48)	1 x np	Dimensionnement $P_{gaz,max}, P_{biom,max}$	2
	Total 8 x np		Total 2 + 14 x np
CONTRAINTES INEGALITES		DEGRE DE LIBERTE	
Equations	Quantité		
Inégalité inertie (II.49)(II.46)(II.47)	2 x ($np-1$) 1 x np	4 x np +2	

Le Tableau II-4 présente les valeurs des différents paramètres utilisés dans la modélisation des chaudières. Selon les études, il sera possible de changer les coefficients liés au rendement ainsi que l'inertie de la chaudière biomasse. Le paramètre Δt_i représentant la durée d'une période sera détaillé plus tard lors de la création des jours caractéristiques et de la détermination de la durée des périodes.

Tableau II-4 : Valeurs utilisées pour les paramètres des chaudières

	Paramètre	Valeur	Unité
Gaz	b_{gaz}	-0,045	
	c_{gaz}	96,7	
Biomasse	a_{biom}	-0,014	
	b_{biom}	0,249	
	c_{biom}	72,125	
	$\alpha_{biom\ montée}$	0,22	kW/s
	$\alpha_{biom\ descente}$	0,28	kW/s
	$K_{biom,seuil}$	0,3	

4. Modélisation du stockage

4.a. Mise en équation du problème

Le dernier élément modélisée est le stockage thermique. Pour valoriser au mieux l'énergie solaire, l'utilisation d'un stockage thermique est indispensable afin de pouvoir stocker la chaleur solaire lorsque celle-ci est abondante et déstocker cette chaleur lors des périodes moins ensoleillées ou non-ensoleillées. Différentes technologies de stockage ont été présentées dans le Chapitre I. Nous avons opté pour la technologie simple de stockage par chaleur sensible dans un réservoir d'eau chaude.

Le stockage est modélisé par un volume total divisé en 2 zones, une zone chaude et une zone froide telle une thermocline (P. Roos and A. Haselbacher, 2021). On suppose que chaque zone est parfaitement mélangée et n'échange pas de chaleur avec l'autre zone. Sa connexion au réseau est telle que présentée en Figure II-9. Le stockage se situe donc entre la partie production (solaire et chaudières) et la partie demande. Le stockage est soit en mode charge soit en mode décharge et ne peut réaliser les deux opérations simultanément.

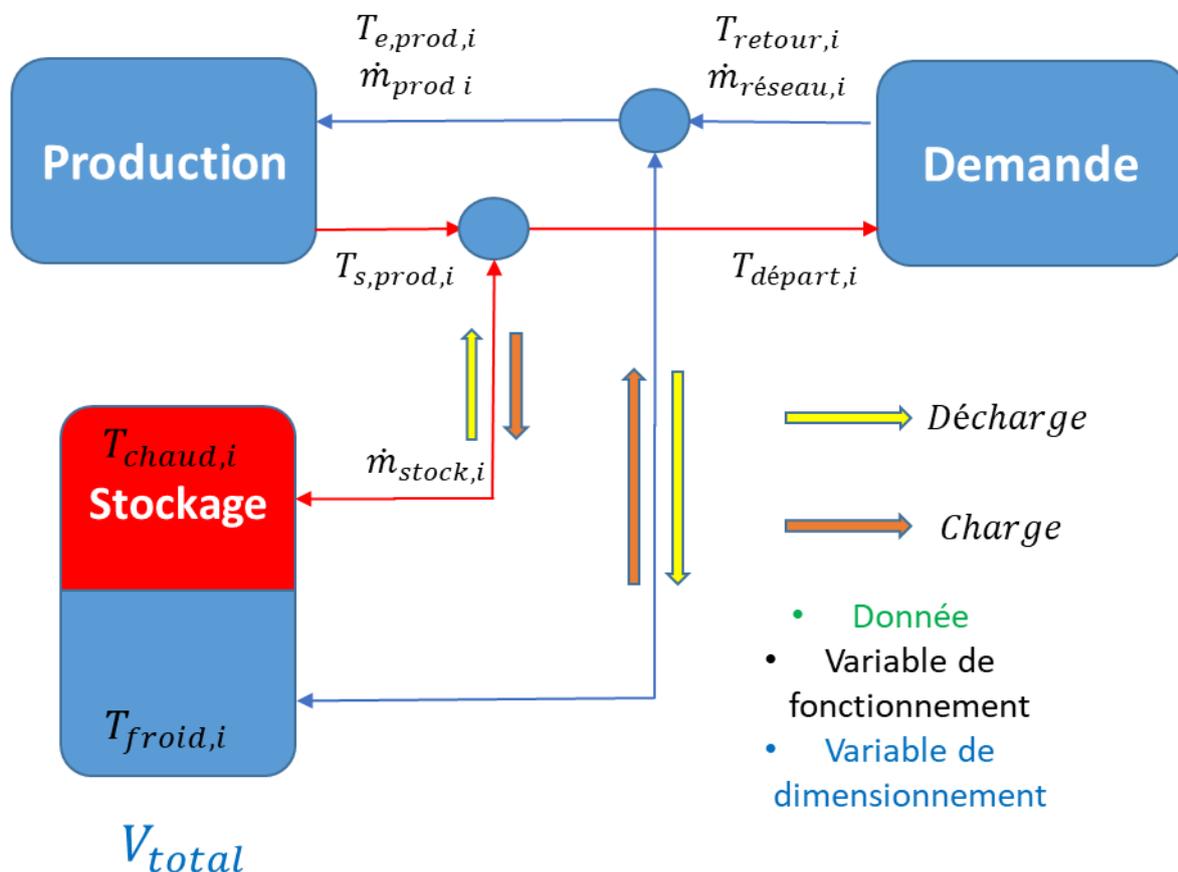


Figure II-9: Schéma représentatif du stockage et de sa connexion au réseau

Les parties 4.a.i et 0 ont pour but de mettre en équation le modèle de stockage utilisé d'une part dans le cas de la charge et d'autre part dans le cas de la décharge. La partie 4.b aura elle vocation à trouver une formulation unique utilisant une sigmoïde permettant de prendre en compte les cas de charge et décharge.

4.a.i. Cas de la charge du stockage

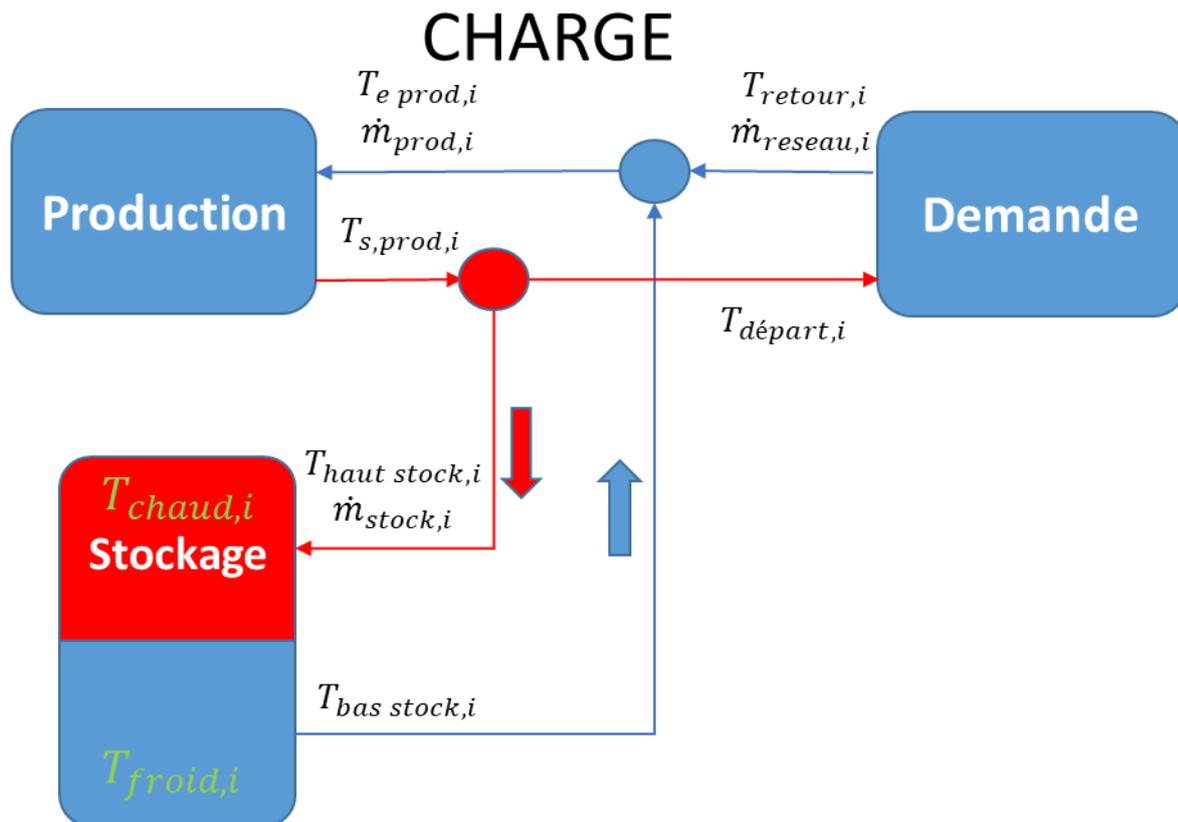


Figure II-10: Schéma représentatif du stockage dans le cas d'une charge

Lors de la charge, le volume de la zone chaude augmente et celui de la zone froide diminue. D'après la Figure II-10, dans le cas d'une charge, le nœud en rouge (côté chaud) devient un diviseur de courant et le nœud bleu est un mélangeur. Cela implique les équations exprimées ci-dessous en rappelant que les propriétés de l'eau ont été fixées. (II.50) et (II.51) sont des bilans spécifiques d'un nœud diviseur. (II.52) est le bilan matière sur les nœuds. Il est commun aux deux nœuds car il s'agit d'un circuit fermé. (II.53) est un bilan énergie sur le nœud mélangeur :

$$T_{haut\ stock,i} = T_{s,prod,i} \quad (II.50)$$

$$T_{départ,i} = T_{s,prod,i} \quad (II.51)$$

$$\dot{m}_{prod,i} = \dot{m}_{stock,i} + \dot{m}_{reseau,i} \quad (II.52)$$

$$\dot{m}_{prod,i} T_{e,prod,i} = \dot{m}_{reseau,i} T_{retour,i} + \dot{m}_{stock,i} T_{bas\ stock,i} \quad (II.53)$$

Enfin sur la sortie du stockage, la température de la branche froide est égale à celle de la zone froide car il a été dit précédemment que chaque volume est parfaitement mélangé et de température uniforme. Le débit sortant de ce volume est donc à une température égale à celle du volume froid :

$$T_{bas\ stock,i} = T_{froid,i} \quad (II.54)$$

Une fois les bilans écrits sur les nœuds, des bilans matière et énergie sont écrit dans chaque zone du ballon. Le bilan matière sur les zones chaudes et froides du ballon sont écrit par les équations (II.55) et (II.56) discrétisées avec un pas de temps égal à celui d'une période. :

$$V_{chaud,i+1} = V_{chaud,i} + \frac{\dot{m}_{stock,i}}{\rho} \Delta t_i \quad (II.55)$$

$$V_{froid,i+1} = V_{tot} - V_{chaud,i+1} \quad (II.56)$$

On réalise en plus un bilan d'énergie pour connaître la température de la zone chaude du stockage à la période $i+1$ et la température de la zone froide ne change pas. Les équations (II.57) et (II.58) résultent de la discrétisation du bilan d'énergie sur les zones chaudes et froides :

$$T_{chaud,i+1} = \frac{V_{chaud,i} T_{chaud,i} + \frac{\dot{m}_{stock,i}}{\rho} \Delta t_i T_{s,prod,i}}{V_{chaud,i} + \frac{\dot{m}_{stock,i}}{\rho} \Delta t_i} \quad (II.57)$$

$$T_{froid,i+1} = T_{froid,i} \quad (II.58)$$

4.a.ii. Cas de la décharge du stockage

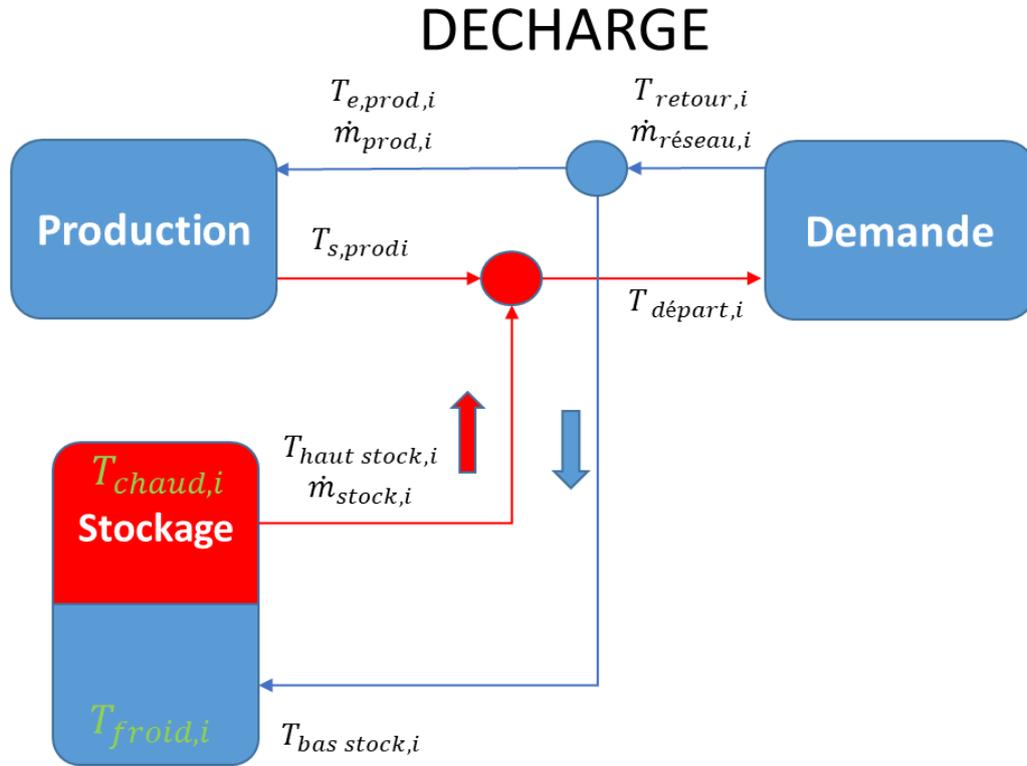


Figure II-11: Schéma représentatif du stockage dans le cas d'une décharge

Pour le cas de la décharge, en observant la Figure II-11, on a cette fois un mélangeur sur la branche chaude (nœud rouge) et un diviseur sur la branche froide (nœud bleu). On a ainsi les mêmes bilans que dans le cas de la charge :

$$T_{e,prod,i} = T_{retour,i} \quad (II.59)$$

$$T_{bas,stock,i} = T_{retour,i} \quad (II.60)$$

$$\dot{m}_{réseau,i} = \dot{m}_{stock,i} + \dot{m}_{prod,i} \quad (II.61)$$

$$\dot{m}_{réseau,i} T_{départ,i} = \dot{m}_{prod,i} T_{s,prod,i} + \dot{m}_{stock,i} T_{haut\ stock,i} \quad (II.62)$$

On arrive ensuite aux mêmes bilans matière et énergie discrétisés pour une période sur les zones du stockage pour calculer les nouveaux états :

$$V_{froid,i+1} = V_{froid,i} + \frac{\dot{m}_{stock,i}}{\rho} \Delta t_i \quad (II.63)$$

$$V_{chaud,i+1} = V_{tot} - V_{froid,i+1} \quad (II.64)$$

$$T_{froid,i+1} = \frac{V_{froid,i}T_{froid,i} + \frac{\dot{m}_{stock,i}}{\rho} \Delta t_i T_{retour,i}}{V_{froid,i} + \frac{\dot{m}_{stock,i}}{\rho} \Delta t_i} \quad (II.65)$$

$$T_{chaud,i+1} = T_{chaud,i} \quad (II.66)$$

Les équations pour le cas de la charge (stockage) et de la décharge (déstockage) ont été formulées. L'objectif est maintenant d'unifier ces formulations.

4.b. Formulation commune via l'utilisation de sigmoïdes

Nous avons présenté en partie 4.a, les équations relatives aux cas de la charge et de la décharge du stockage thermique. L'objectif de cette partie va maintenant être d'avoir une formulation unique permettant de prendre en compte le cas du stockage et du déstockage. Pour cela, il serait par exemple possible d'utiliser des formes conditionnelles d'équation de type « si le débit est positif utilise les équations de la charge » et « si le débit est négatif, utilise les équations de la décharge ». Les fonctions conditionnelles ne sont néanmoins pas utilisables en optimisation NLP. Une autre possibilité est l'utilisation d'une formulation avec des variables binaires que ce soit avec la méthode dite du « big M » ou le produit d'une variable binaire et continue (ces méthodes sont utilisées dans les thèses de Scolan (2020) et Marty (2017)). Cette dernière méthode nous mènerait à devoir résoudre un problème de type MINLP étant la classe de problème la plus difficile à résoudre.

La dernière option est d'utiliser à nouveau une fonction sigmoïde afin d'envisager les différents jeux d'équations possibles selon le débit du stockage.

A partir du schéma en Figure II-9, nous prenons pour convention que le débit $\dot{m}_{stock,i}$ est positif dans le cas d'une charge et est négatif pour le cas d'une décharge. Les canalisations utilisées dans le stockage sont donc bidirectionnelles, le débit pourra circuler dans un sens ou dans l'autre.

Grâce à l'algébrisation de $\dot{m}_{stock,i}$ et la convention de signe utilisée, on a donc la formulation commune en remplacement des bilans matière pour la charge et la décharge :

$$\dot{m}_{réseau,i} + \dot{m}_{stock,i} = \dot{m}_{prod,i} \quad (II.67)$$

Pour les bilans énergie, il faut donc avoir une formulation impliquant que le nœud sera un diviseur dans un cas et un mélangeur dans l'autre. Cela s'écrit :

$$\dot{m}_{réseau,i} T_{départ,i} = T_{s,prod,i} \dot{m}_{prod,i} - \dot{m}_{stock,i} (T_{s,prod,i} sig(\dot{m}_{stock,i}) + T_{chaud,i} (1 - sig(\dot{m}_{stock,i}))) \quad (II.68)$$

$$\begin{aligned} \dot{m}_{prod,i} T_{e,prod,i} = & \quad (II.69) \\ T_{retour,i} \dot{m}_{réseau,i} + \dot{m}_{stock,i} (T_{froid,i} sig(\dot{m}_{stock,i}) + T_{retour,i} + (1 - sig(\dot{m}_{stock,i}))) & \end{aligned}$$

Enfin, les équations permettant de calculer les nouveaux états du stockage :

$$V_{chaud,i+1} = V_{chaud,i} + \frac{\dot{m}_{stock,i}}{\rho} \Delta t_i \quad (II.70)$$

$$V_{froid,i+1} = V_{tot} - V_{chaud,i+1} \quad (II.71)$$

$$\begin{aligned} T_{chaud,i+1} = (1 - K_{pertes} \Delta t_i) \cdot (T_{chaud,i} (1 - sig(\dot{m}_{stock,i})) & \\ + sig(\dot{m}_{stock,i}) \frac{V_{chaud,i} T_{chaud,i} + \frac{\dot{m}_{stock,i}}{\rho} \Delta t_i T_{s,prod,i}}{V_{chaud,i} + \frac{\dot{m}_{stock,i}}{\rho} \Delta t_i}) & \quad (II.72) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} T_{froid,i+1} = (1 - K_{pertes} \Delta t_i) \cdot (T_{froid,i} (sig(\dot{m}_{stock,i})) & \\ + (1 - sig(\dot{m}_{stock,i})) \frac{V_{froid,i} T_{froid,i} + \frac{\dot{m}_{stock,i}}{\rho} \Delta t_i T_{retour,i}}{V_{froid,i} + \frac{\dot{m}_{stock,i}}{\rho} \Delta t_i}) & \quad (II.73) \end{aligned}$$

Le Tableau II-5 présente le nombre d'équations et le nombre de variables de la modélisation du stockage avec n_p le nombre de périodes considérées.

Tableau II-5 : Récapitulatif des variables et équations de la modélisation des chaudières

Equations	Quantité	Variables	Quantité
Equation diviseur mélangeur (II.67)(II.68)(II.69)	$3 \times np$	Fonctionnement $\dot{m}_{réseau,i}, T_{départ,i}, T_{retour,i}, \dot{m}_{stock,i}$	$9 \times np$
Bilans matière stockage (II.70)(II.71)	$2 \times np$	$T_{chaud,i}, T_{froid,i}, T_{e,prod,i}, T_{s,prod,i}, \dot{m}_{prod,i}$	$4 \times np$
Bilans énergie stockage (II.72)(II.73)	$2 \times np$	Dimensionnement V_{total}	1
	Total $7 \times np$		Total $1 + 13 \times np$
CONTRAINTES INEGALITES		DEGRE DE LIBERTE	
Equations	Quantité	$6 \times np + 1$	

5. Fonction objectif, indicateurs et données de sortie

5.a. Fonction objectif (modèle économique)

Comme dans la plupart des études et outils, l'objectif ici est de trouver la configuration et l'exploitation qui permettront de minimiser les coûts sur la durée de vie de l'exploitation. Cette étude sur la durée de vie de l'installation est indispensable pour pouvoir comparer les coûts de chauffage d'un réseau de chaleur solaire à d'autres systèmes. En effet, les coûts de l'énergie solaire et d'un réseau de chaleur sont principalement liés à son installation plus coûteuse qu'un chauffage individuel mais les coûts d'exploitation seront ensuite bien plus faibles. Il est donc nécessaire d'avoir une vision sur toute la durée de vie afin de pouvoir faire une comparaison pertinente.

La fonction objectif est économique et s'exprimera donc comme la somme des coûts d'installation et d'exploitation engagés. Ainsi, cette partie s'intéresse à la prise en compte des coûts afin d'avoir un modèle économique le plus proche possible de la réalité.

Dans cette partie, les coûts présentés tiennent compte des aides que peuvent fournir l'état Français pour un réseau de chaleur solaire fournissant un taux d'énergie renouvelables supérieur à 50% (fond de chaleur ADEME). La fonction objectif étant économique, le but a été de créer des fonctions approchant le plus précisément possible les données réelles tout en gardant une formulation que le solveur d'optimisation pourra résoudre. Pour le cas des coûts du stockage, les données terrain fournies par les partenaires industriels sont représentées dans la Figure II-12 qui explique les différentes fonctions testées pour approcher les données réelles. Les équations présentées dans cette partie sont le résultat d'échanges avec les entreprises partenaires du projet qui ont basé les données économiques sur leur retour terrain ainsi que les contraintes propres à la formulation. Ces coûts pourront varier dans le temps et sont propres au contexte économique actuel et à l'avancement actuel de la filière des réseaux de chaleur solaire thermique en France. Ils pourront être modifiés selon différents scénarios futurs, hypothétiques ou réels.

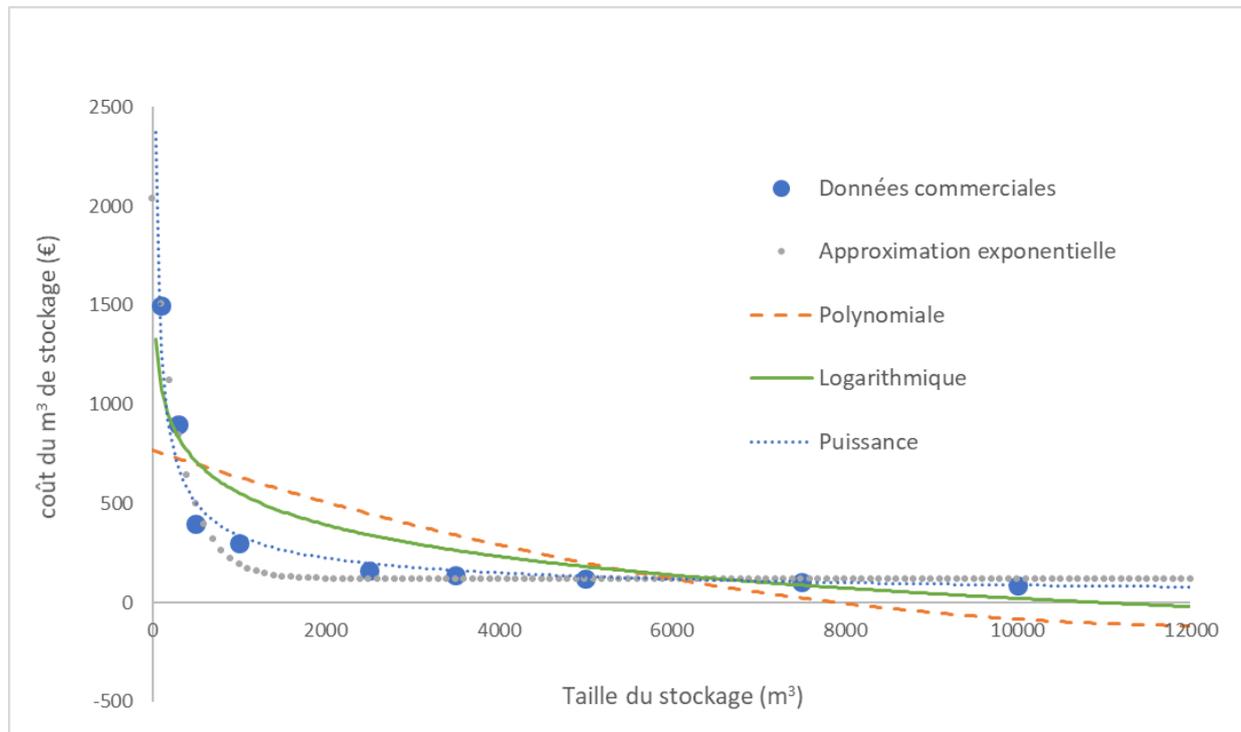


Figure II-12 : Approximation des données industrielles via différentes approches

Pour la prise en compte des coûts du stockage par exemple, 4 types de fonctions ont été envisagés afin d'approcher les données industrielles comme présenté en Figure II-12 qui montre l'évolution du coût du m³ de stockage en fonction de la taille totale du stockage. Les fonctions approchées sont les suivantes (équations (II.74)-(II.77)), avec a_{stock} , b_{stock} et c_{stock} les coefficients des fonctions :

$$CapEx_{stock}polynomial = (a_{stock} V_{stock}^2 + b_{stock} V_{stock} + c_{stock}) V_{stock} \quad (II.74)$$

$$CapEx_{stock}logarithmique = (a_{stock} \log(V_{stock}) + b_{stock}) V_{stock} \quad (II.75)$$

$$CapEx_{stock}exponentiel = (a_{stock} \exp(-\frac{V_{stock}}{b_{stock}}) + c_{stock}) V_{stock} \quad (II.76)$$

$$CapEx_{stock}puissance = (a_{stock} V_{stock}^{b_{stock}}) V_{stock} \quad (II.77)$$

Différents tests ont été effectués pour finalement choisir l'approche exponentielle (II.76) pour calculer les coûts d'installation (CapEx) tout en gardant une précision raisonnable comme on peut le voir en Figure II-12 avec un écart maximal de 100€/m³ pour un volume de 300m³ et un écart moyen de 20€/m³ pour les volumes plus importantes. Cette même approche est retenue pour la modélisation des coûts du champ solaire représentés par l'équation (II.78) :

$$CapEx_{sol} = (a_{sol} \exp(-\frac{S_{sol}}{b_{sol}}) + c_{sol}) S_{sol} \quad (II.78)$$

Les coûts d'exploitation du stockage ainsi que les coûts de pompage de l'ensemble du réseau ont été considérés comme nuls car ils sont négligeables en dimensionnement par rapport aux autres coûts d'exploitation qui vont être présentés ci-dessous. Concernant les coûts d'exploitation des chaudières et du champ solaire, ceux-ci ont été décomposés de la manière suivante avec d'une part les coûts d'exploitation OpEx décomposés en 3 parties :

- Une première partie des coûts (Eq. (II.79) (II.80)) concerne l'utilisation des combustibles sur l'ensemble des périodes, avec *vie* le coefficient multiplicateur permettant d'étendre ces coûts à la durée de vie de l'installation (il prend en compte le nombre de jours caractéristiques (partie 6. Création de jours caractéristiques) et la durée de vie de l'installation). Le coût $OpEx P1_{sol}$ est nul pour le cas du solaire car il n'y a pas de consommable contrairement aux chaudières (pour lesquels il y a le combustible) et les coûts de pompages sont négligés :

$$OpEx P1_{gaz} = vie \sum_{i=1}^{np} coût\ combustible_{gaz} \cdot P_{gaz,i} \cdot \Delta i \quad (II.79)$$

$$OpEx P1_{biom} = vie \sum_{i=1}^{np} coût\ combustible_{biom} \cdot P_{biom,i} \cdot \Delta i \quad (II.80)$$

- La deuxième partie des coûts d'exploitation concerne la maintenance légère. Ils s'expriment différemment selon les sources modélisées selon les équations (II.81) - (II.83) :

$$OpEx P2_{gaz} = vie (a_{p2,gaz} P_{gaz,max} + b_{p2,gaz}) \quad (II.81)$$

$$OpEx P2_{biom} = vie (a_{p2,biom} \sum_{i=1}^{np} (P_{biom,i} \cdot \Delta i) + b_{p2,biom}) \quad (II.82)$$

$$OpEx P2_{sol} = vie (a_{p2,sol} CapEx_{sol}) \quad (II.83)$$

- La dernière partie des coûts d'exploitation concerne la maintenance lourde dépendante de la taille de l'installation prise en compte ici avec le CapEx (équations (II.84)-(II.86)) :

$$OpEx P3_{gaz} = vie a_{p3,gaz} CapEx_{gaz} \quad (II.84)$$

$$OpEx P3_{biom} = vie a_{p3,biom} CapEx_{biom} \quad (II.85)$$

$$OpEx P3_{sol} = vie a_{p3,sol} CapEx_{sol} \quad (II.86)$$

D'autre part, le CapEx des chaudières est calculé à partir des équations (II.87) (II.88) :

$$CapEx_{gaz} = a_{capex,gaz} P_{gaz,max} + b_{capex,gaz} \quad (II.87)$$

$$CapEx_{biom} = (a_{capex,biom} P_{biom,max} + b_{capex,biom}) c_{capex,biom} \quad (II.88)$$

Le Tableau II-6 présente la valeur des différents paramètres utilisés pour le modèle économique. Selon les études, il sera possible de changer les valeurs des coûts en fonction de la situation économique, politique, géographique ou dans des scénarios hypothétiques. La durée de vie de l'installation choisie est de 20 ans.

Tableau II-6 : Valeurs utilisés pour les paramètres économiques

	Paramètre	Valeur	Unité
Solaire	a_{sol}	572,64	€/m ²
	b_{sol}	4 069	m ²
	c_{sol}	216,5	€/m ²
	$a_{p2,sol}$	0,04	h ⁻¹
	$a_{p3,sol}$	0,017	h ⁻¹
Gaz	$coût\ combustible_{gaz}$	40	€/MWhPCS
	$a_{p2,gaz}$	4 200	€/kWh
	$b_{p2,gaz}$	7 000	€/h
	$a_{p3,gaz}$	0,02	h ⁻¹
	$a_{capex,gaz}$	105,44	€/kW
	$b_{capex,gaz}$	549 397	€/kW
Biomasse	$coût\ combustible_{biom}$	27,5	€/MWhPCS
	$a_{p2,biom}$	3	€/kWh
	$b_{p2,biom}$	10 000	€/h
	$a_{p3,biom}$	0,015	h ⁻¹
	$a_{capex,biom}$	629,179	€/kW
	$b_{capex,biom}$	1 250 716	€
	$c_{capex,biom}$	0,55	
stockage	a_{stock}	1 918,45	€/m ³
	b_{stock}	309,77	m ³
	c_{stock}	117,62	€/m ³

La fonction objectif s'écrit comme la somme des coûts OpEx + CapEx sur la durée de vie de l'installation comme l'exprime l'équation (II.89) :

$$\begin{aligned} \text{Objectif} = \min & (CapEx_{sol} + OpEx P2_{sol} + OpEx P3_{sol} + CapEx_{stock} \\ & + OpEx P1_{biom} + OpEx P2_{biom} + OpEx P3_{biom} + CapEx_{biom} \\ & + OpEx P1_{gaz} + OpEx P2_{gaz} + OpEx P3_{gaz} + CapEx_{gaz}) \end{aligned} \quad (II.89)$$

5.b. Indicateurs/Données de sortie

A partir des variables calculées par le modèle divers indicateurs pourront être calculés. Ces indicateurs résultent d'un besoin remonté par les entreprises partenaires du projet, de l'ADEME ainsi que du manque observé dans la littérature :

5.b.i. Données de sortie

Les résultats de l'optimisation permettront d'avoir en sortie du modèle, les données suivantes :

- Niveau de puissance de chaque production de chaleur à chaque période
- Niveau de température en chaque point du réseau à chaque période
- Débits à chaque période
- Dimensionnement de chaque installation
- Coût de chaque installation

5.b.ii. Indicateurs

Parmi les nombreux indicateurs qui pourront être calculés, les indicateurs intéressants à mettre en avant sont les suivants :

- Coût du MWh
- Mix énergétique

Perspectives d'indicateurs :

- Contenu CO₂ en exploitation et dimensionnement
- Coût du m/linéaire (en connaissance de la longueur du réseau)

6. Création de jours caractéristiques

Jusqu'à présent, la formulation des équations s'est faite en prenant un nombre de périodes non déterminé. Les Tableaux II-1,3 et 5 ci-dessus mettent en évidence que le nombre d'équations et de variables explose selon le nombre de périodes considérées. Si l'on voulait modéliser une année complète avec un pas de temps horaire, nous aurions donc 8 760 périodes ce qui donnerait un total de 236 533 équations (Tableau II-7). Ce nombre d'équations est trop important vis-à-vis du cahier des charges de la thèse qui demande des temps de calculs courts. Rappelons que l'approche multi-période est utilisée l'objectif de réduire les temps de résolution vis-à-vis du cahier des charges de la thèse.

Il est donc nécessaire de simplifier le problème en cherchant un compromis entre précision des résultats et effort numérique.

Une adaptation de la méthode de Domínguez-Munoz *et al.* (2011) a été faite dans l'optique de représenter une année selon des jours caractéristiques avec un pas de temps horaire. Il s'agit d'une méthode de création de jours caractéristiques basée sur la résolution d'un problème d'optimisation mathématique. Cette méthode sera utilisée avant l'optimisation du système complet et sera une étape de prétraitement permettant d'obtenir les paramètres d'entrée pour la demande du réseau $P_{demande,car}$, l'ensoleillement G_{car} et la température extérieure $T_{ext,car}$ qui sont à cette étape les 3 variables optimisées.

Les données d'entrée disponibles (demande, irradiation solaire et température extérieure) sont sous la forme d'une année moyenne avec un pas de temps horaire. L'objectif de la méthode va être de créer un nombre de jours caractéristiques suffisants pour représenter au mieux une année. Un compromis restera à trouver entre temps de calcul, difficulté d'obtention d'un optimum et précision des résultats. L'optimisation a donc pour objectif de créer des jours caractéristiques minimisant les fonction objectif (II.90), (II.91) et (II.92) écrites comme la somme des carrés des écarts (des demandes, des ensoleillement et des températures extérieures) entre le jour créé et tous les autres jours de la saison ou de l'intervalle concerné. La lettre « l » correspond à l'indice de période représentant ici une heure d'une journée de 24 heures, « k » est l'indice de saison allant de 1 à 3, et « j » représente l'indice du jour de la saison ou de l'intervalle considérée *Sais*.

$$\text{obj } P_{car} = \min_P \sum_j^{Sais,k} \sum_l^{24} (P_{demand,car,k,l} - P_{demand,k,l,j})^2, \forall k \in [1,3] \quad (II.90)$$

$$\text{obj } G_{car} = \min_G \sum_j^{Sais,k} \sum_l^{24} (G_{car,k,l} - G_{k,l,j})^2, \forall k \in [1,3] \quad (II.91)$$

$$\text{obj } T_{car} = \min_T \sum_j^{Sais} \sum_l^{24} (T_{ext,car,n,l} - T_{ext,l,j})^2, \forall k \in [1,3] \quad (II.92)$$

Cette minimisation sera répétée 3 fois afin de créer un profil caractéristique pour l'hiver (n=1, Sais=90), l'été (n=2, Sais=92) et la mi-saison (n=3, Sais=183).

Pour simplifier l'écriture des équations, l'indice n ne sera pas utilisé et l'indice i indique l'indice de temps pour chacun des jours caractéristiques de toutes les saisons en allant de 1 à 96 (1-24 : Hiver, 25-48 : Mi-saison, 49-72 : Été et 79-96 : Mi-saison).

Les Figure II-13 et Figure II-14 visent à expliquer graphiquement l'application de cette méthode en montrant en Figure II-13 le profil d'ensoleillement en [W/m²] de 13 jours consécutifs. La Figure II-14 est le résultat de l'application de la méthode de création de jours caractéristiques. Ainsi, au lieu de modéliser 13 jours avec un pas de temps horaire c'est-à-dire 312 périodes, avec toutes les équations associées liées au nombre de périodes, seulement 24 seront prises en comptes et les coûts d'exploitation de ce jour caractéristique seront ensuite multipliés par 13 (le nombre de jours initialement considérés) afin de se rapprocher du coût réel.

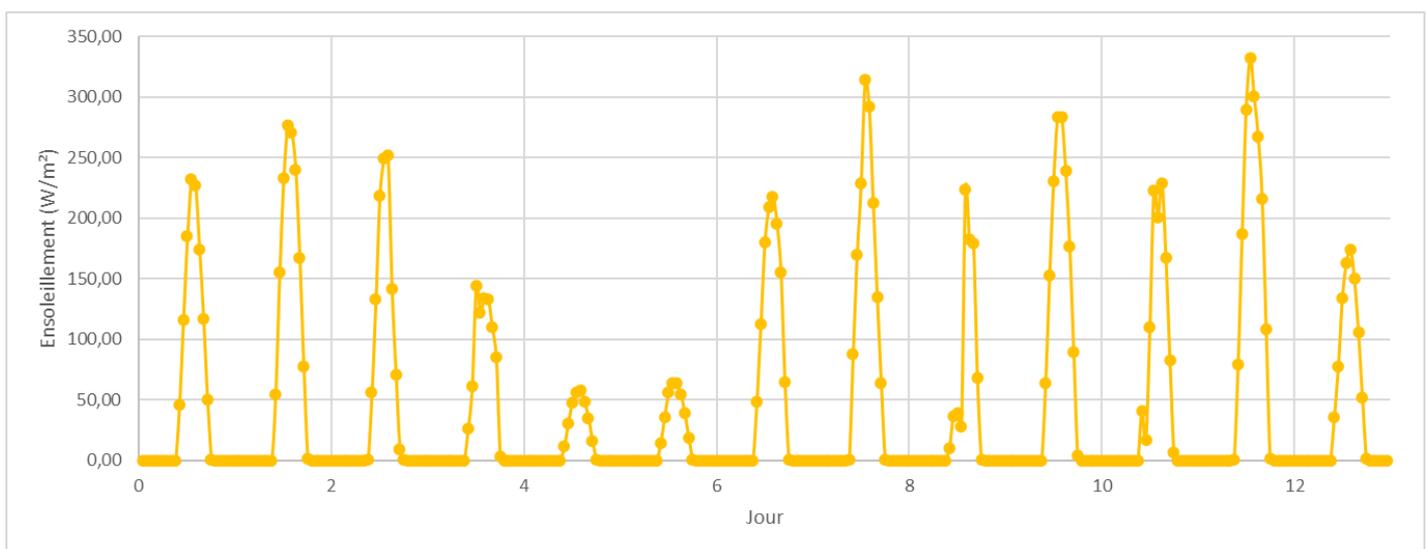


Figure II-13: Représentation graphique de l'ensoleillement de 13 jours

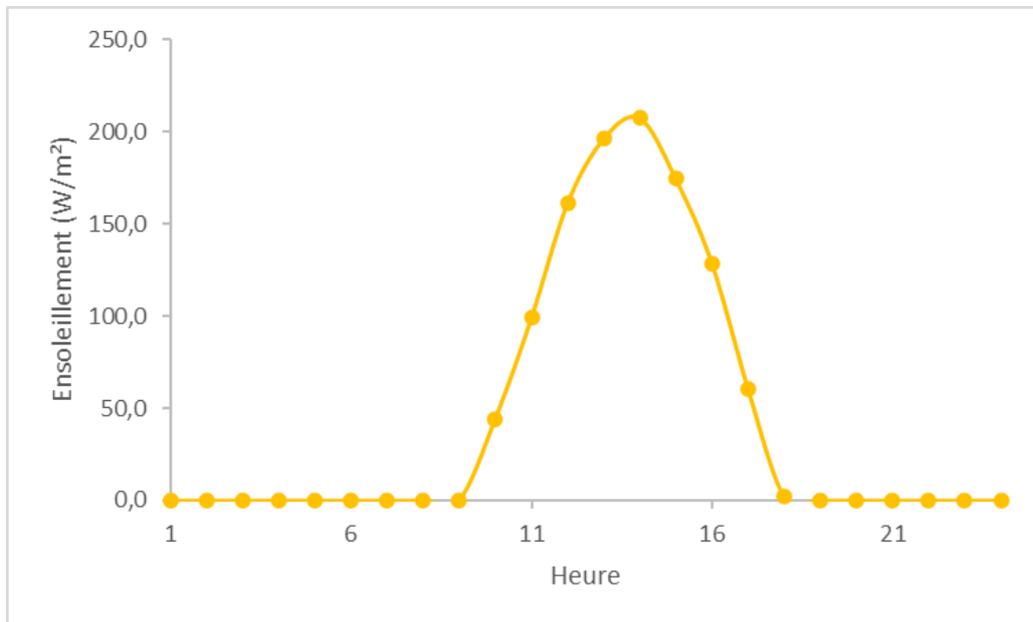


Figure II-14: Représentation graphique de l'ensoleillement du jours caractéristique des 13 jours de la Figure II-13

Sur la Figure II-13, nous pouvons observer que les jours 5 et 6 ont des profils d'ensoleillement bien plus faibles que les autres. Si les temps de calcul le permettent, il serait donc intéressant de créer deux jours caractéristiques. Un premier basé sur les jours 5 et 6 (et éventuellement 4 et 13) et un deuxième sur les autres ayant des profils similaires. Certains auteurs dont les travaux ont été présenté au premier chapitre (Domínguez-Munoz *et al.* (2011), Limpens *et al.* (2020) et Dorotic *et al.* (2019)) préconisent de créer un jour moyen et d'ajouter des jours extrêmes (minimums et maximums). Cela aurait pour effet d'améliorer la précision des calculs tout en ne considérant que deux jours au lieu de 13.

7. Vue d'ensemble du modèle et analyse des degrés de liberté

Dans les parties précédentes, les différentes sources de production de chaleur ont été présentées par bloc. Dans cette nouvelle partie sera présentée une vue d'ensemble du système modélisé reliant toutes les productions en série (

Figure II-15).

En finalité le réseau de chaleur solaire modélisé peut se décomposer en 3 parties :

- Une partie « production » regroupant les 3 sources de production de chaleur à savoir le champ solaire et les deux chaudières biomasse et gaz.
- Une partie « demande » qui prend en compte l'ensemble du réseau secondaire par un seul échangeur et une seule demande représentant l'ensemble du réseau.
- Une partie « stockage », placée entre les parties production et demande. Les localisations des connexions du stockage dans le système pourront néanmoins être modifiées et feront l'objet d'une étude dans le Chapitre III.

Dans cette thèse, pour le bloc production, le champ solaire est placé en tout premier car plus la température en entrée du champ solaire $T_{e,prod,sol,i}$ est faible, plus l'efficacité du champ solaire sera importante. De plus il sera plus facile de respecter le pincement à l'échangeur et de pouvoir fournir de la chaleur au réseau. La chaudière biomasse est placée en seconde position car ses contraintes de fonctionnement font que pour maximiser l'énergie fournie par la chaudière, les variations de besoin ne doivent pas être trop grandes, d'où l'importance de la placer avant le gaz et le stockage. En dernier, la chaudière gaz est positionnée et celle-ci aura en théorie un rôle d'appoint afin de combler un manque de chaleur. La chaudière gaz n'ayant pas de problèmes d'inertie, il sera possible de l'allumer et de l'éteindre d'une période à l'autre sans contrainte. Le stockage est positionné entre le bloc production et le bloc demande. Il permettra par exemple, de stocker un éventuel surplus de chaleur pour les cas de fort ensoleillement et pourra aussi déstocker de la chaleur pour ne pas recourir au gaz lors des périodes où les unités de production ENR ne sont pas disponibles ou insuffisantes.

Enfin, la livraison aux consommateurs se fait par l'intermédiaire d'une sous station qui regroupe l'ensemble de la demande du réseau. Les niveaux de températures et de débits doivent donc être tels qu'à chaque période ils respectent l'équation (II.93) avec $\eta_{réseau}$ le rendement annuel moyen d'un réseau de chaleur prenant notamment en compte les pertes thermique ($\eta_{réseau} = 0.9$) :

$$P_{demande,i} = \dot{m}_{réseau,i} C_p \eta_{réseau} (T_{départ,i} - T_{retour,i}) \quad (II.93)$$

Autrement formulé, à chaque période on doit respecter l'équation (II.94), $P_{stock,i}$ pouvant être négatif :

$$P_{demande,i} = \eta_{réseau} (P_{sol,i} + P_{biom,i} + P_{gaz,i} + P_{stock,i}) \quad (II.94)$$

Cette vue d'ensemble est présentée sur la Figure II-15.

Au regard de la configuration étudiée, certaines variables utilisées pour modéliser les sources sont communes et nous allons maintenant écrire les équations supplémentaires résultantes de cette configuration :

$$T_{e,prod,i} = T_{e,prod,sol,i} \quad (II.95)$$

$$T_{s,prod,sol,i} = T_{e,prod,biom,i} \quad (II.96)$$

$$T_{s,prod,biom,i} = T_{e,prod,gaz,i} \quad (II.97)$$

$$T_{s,prod,gaz,i} = T_{s,prod,i} \quad (II.98)$$

$$\dot{m}_{prod,sol,i} = \dot{m}_{prod,i} \quad (II.99)$$

$$\dot{m}_{prod,gaz,i} = \dot{m}_{prod,i} \quad (II.100)$$

$$\dot{m}_{prod,biom,i} = \dot{m}_{prod,i} \quad (II.101)$$

Quelques hypothèses et limites de fonctionnement s'ajoutent au modèle défini.

On suppose que la circulation du fluide dans les canalisations sera à sens unique à l'exception de celles du stockage dont le modèle a été basé sur une circulation bidirectionnelle. Tous les réseaux fonctionnent avec un débit de circulation à sens unique. Nous aurons donc $\dot{m}_{prod,i}$ et $\dot{m}_{réseau,i}$ des variables exclusivement positives.

Les productions sont toutes reliées en série entre elles. En pratique, les dispositions en parallèle existent et sont aussi fréquemment utilisées mais leur modélisation ajoute des débits et température ainsi que les bilans matière et énergie associés. Toujours dans l'optique de répondre au cahier des charges du projet (basé sur les attentes des entreprises partenaires), qui vise à optimiser le dimensionnement et l'exploitation d'un réseau de chaleur solaire, la configuration la plus simple à formuler et à résoudre a été choisie.

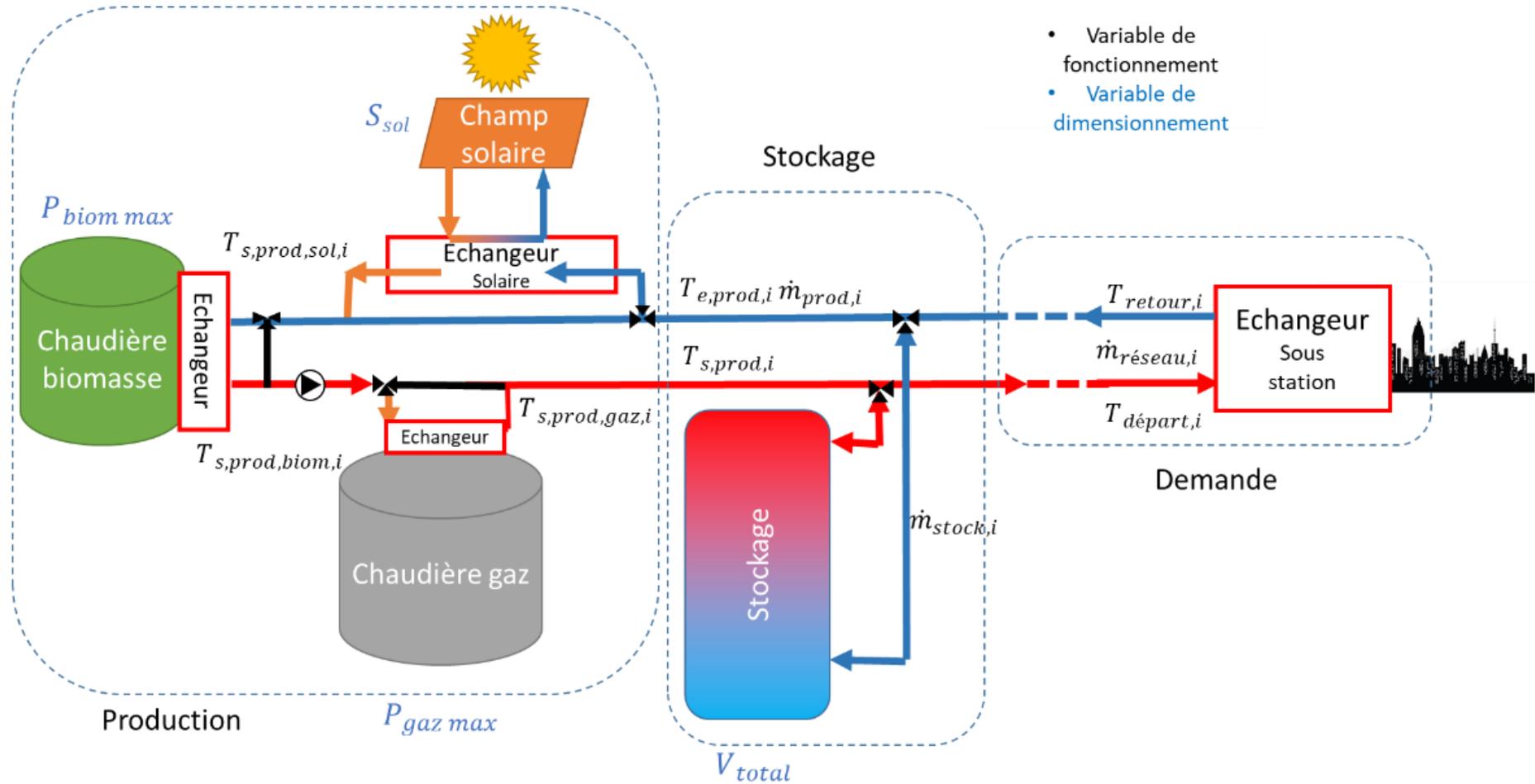


Figure II-15: Vue d'ensemble du système modélisé

Le Tableau II-7 récapitule l'ensemble des variables et des équations mises en jeu pour le modèle présenté dans ce chapitre. Le nombre d'équations est donc de $26 np$ pour un nombre de variables de $4 + 35 np$. Si l'on considère un cas d'étude comme il sera présenté en Chapitre III. avec 4 jours caractéristiques au pas de temps horaire, nous aurons donc 96 périodes.

Cela nous amènera donc à un problème composé de 3364 inconnues pour 2496 équations c'est-à-dire un degré de liberté de 868. A cela s'ajoute les $5 np$ contraintes inégalités.

Tableau II-7 : Récapitulatif des variables du modèle complet

	Nombre équations	Nombre variables
Solaire	$4 \times np$	$1 + 8 \times np$
Gaz	$4 \times np$	$1 + 7 \times np$
Biomasse	$4 \times np$	$1 + 7 \times np$
Stockage	$7 \times np$	$1 + 13 \times np$
Configuration	$7 \times np$	
Total	$26 \times np$	$4 + 35 \times np$

8. Conclusion du chapitre

Dans ce chapitre a été présenté un modèle pour optimiser le dimensionnement et l'exploitation d'un réseau de chaleur solaire. Avec, dans un premier temps, la modélisation de chaque source de production à savoir le champ solaire modélisé par un panneau équivalent, une chaudière gaz, une chaudière biomasse avec ses contraintes de fonctionnement associées ainsi qu'un stockage thermique par chaleur sensible divisé en deux zones. La deuxième partie du chapitre se consacre à l'écriture de la fonction objectif à minimiser qui prend en compte les coûts d'investissement et d'exploitation sur la durée de vie de l'installation.

Afin de réduire le nombre d'équations et d'inconnues, une méthode d'identification des jours caractéristiques a été exprimée pour réduire le nombre d'équations. De plus, la vue d'ensemble du système et l'agencement des éléments entre eux a permis de réduire le nombre d'équations par substitution des variables.

Le prochain chapitre va montrer l'application de ce modèle à plusieurs cas d'études et présentera la méthode de résolution utilisée.

Chapitre III. Méthode de résolution et applications

Le Chapitre I. a présenté les réseaux de chaleur, leur optimisation, les outils facilitant leur étude ainsi que la complexité à résoudre les problèmes d'optimisation non linéaires qui ne peuvent pas garantir l'obtention d'un optimum global.

Le Chapitre II. a consisté à mettre en équation la production de chaleur d'un réseau multi-sources contenant une chaudière biomasse, une chaudière à gaz, un champ solaire ainsi qu'un stockage.

L'objectif du présent chapitre, composé de 4 parties, va être de résoudre le modèle d'optimisation formulé au Chapitre II. avec un premier cas d'application inter-saisonnier.

Une première partie (0) aura vocation à présenter la stratégie de résolution mise en place après avoir exprimé les grands principes des stratégies de résolution des problèmes non linéaires dans l'environnement utilisé.

La deuxième partie (2) permettra d'exposer comment le modèle présenté dans le Chapitre II. est adapté au premier cas d'étude spécifique considéré : un réseau non existant avec l'objectif de dimensionner un stockage inter-saisonnier. La sélection des jours caractéristiques ainsi que la modélisation du stockage inter-saisonnier seront également traitées. Les résultats de ce cas d'études seront présentés en troisième partie (3) en détaillant dans un premier temps, sous quelle forme les données sont obtenues, puis les différentes analyses possibles. Plusieurs études seront également menées sur le cas spécifique étudié afin de mesurer la sensibilité du problème à différentes variations.

La quatrième et dernière partie (4) traite un deuxième cas d'application : un nouveau réseau dimensionnant un stockage journalier. Cette partie présentera l'adaptation du modèle suivi des résultats obtenus.

Sommaire du chapitre

Chapitre III. Méthode de résolution et applications	119
1. Méthode de résolution du problème d'optimisation	122
1.a. Environnement, solveur	122
1.a.i. Environnement Julia/JuMP.....	122
1.a.ii. Solveur Ipopt	122
1.b. Principe des méthodes de résolution pour les problèmes non linéaires	123
1.b.i. Critères de convergence.....	123
1.b.ii. Bornes.....	124
1.b.iii. Initialisation	124
Initialisation par expérience/anticipation	125
Initialisation par résolutions successives.....	125
Initialisation aléatoire	127
1.c. Méthode développée	127
1.c.i. Résolutions successives.....	129
Etape 1.....	129
Etape 2.....	130
Etape 3.....	131
1.c.ii. Initialisations aléatoires	132
2. Adaptation du modèle pour la conception d'un réseau solaire utilisant un stockage inter-saisonnier	133
2.a. Présentation du cas d'étude	133
2.a.i. Contexte et ambition de l'étude.....	133
2.a.ii. Choix des bornes	134
2.b. Jours caractéristiques.....	136
2.c. Modélisation du stockage inter-saisonnier	137
2.c.i. Effets de fin d'horizon	137
2.c.ii. Stockage et jours caractéristiques.....	138
3. Résultats	140
3.a. Premiers résultats avec configuration de base.....	140
3.a.i. Analyse de la convergence	140
3.a.ii. Analyse des variables	141
3.a.iii. Analyse des indicateurs.....	145
3.b. Etude de différentes connexions du stockage.....	147

3.b.i.	Comparaison avec knitro	154
3.c.	Etude de sensibilité sur la durée de vie de l'installation	155
3.c.i.	Durée de vie de 22 ans.....	155
3.c.ii.	Durée de vie de 25 ans.....	157
3.d.	Etude de sensibilité au taux minimal d'énergies renouvelables.....	162
3.d.i.	Taux d'énergies renouvelables supérieur à 65%.....	162
3.d.ii.	Taux d'énergies renouvelables supérieur à 80%.....	162
3.d.iii.	Taux d'énergies renouvelables supérieur à 95%.....	163
3.e.	Retrait de la contrainte sur P _{gaz} , max.....	166
3.e.i.	Analyse sans borne	166
3.e.ii.	Scénario 100% renouvelable	169
4.	Cas d'application à un nouveau réseau	172
4.a.	Adaptation du modèle à un nouveau réseau avec un stockage journalier	173
4.b.	Résultats	173
4.c.	Considération des jours critiques	178
4.c.i.	Adaptations du modèle	178
4.c.ii.	Résultats avec 30 jours critiques	179
4.c.iii.	Résultats avec 20 jours critiques.....	180
5.	Conclusions du chapitre	184

1. Méthode de résolution du problème d'optimisation

Cette première partie va mettre en avant l'intérêt d'utiliser des méthodes de résolution afin d'obtenir des solutions fiables lors de l'optimisation de problèmes non linéaires. Après la présentation de l'environnement de travail, une revue des stratégies classiques sera réalisée pour établir la stratégie de résolution du problème formulé au Chapitre II.

1.a. Environnement, solveur

Rappelons que l'une des contraintes du projet est la gratuité de l'outil. Il est donc nécessaire d'utiliser un environnement de type « open-access » qui pourra faire appel à des solveurs eux aussi « open-access ».

1.a.i. Environnement Julia/JuMP

Parmi les environnements adaptés à l'optimisation et « open-access » existants présentés en Chapitre I. (Pyomo, PuLP ...), l'environnement Julia accompagné de son package dédié à l'optimisation JuMP a été retenu pour le développement de cet outil. Ce choix du langage Julia est basé sur plusieurs arguments :

- Les autres interfaces open-source dédiées à l'optimisation sont moins récentes que Julia, les mises à jour sont moins fréquentes et sont reliées à moins de solveurs d'optimisation.
- Le langage Julia est un langage simple à prendre en main, rapide, open-source et performant. Il peut utiliser les fonctions et modules des langages les plus connus (C, Fortran, Python, Java ...) dont l'utilisation scientifique est importante.
- Le package JuMP de Julia dédié à l'optimisation est compatible avec un nombre important de solveurs commerciaux ou open-source et peut résoudre les différents types de problèmes d'optimisation formulés dans le Chapitre I.

1.a.ii. Solveur Ipopt

Il a été formulé dans le Chapitre II. un problème d'optimisation de type NLP. Les solveurs NLP utilisent principalement 4 méthodes de résolution (Lagrangien augmenté, Gradient Réduit Généralisé (GRG), Programmation Quadratique Successive (SQP) et la méthode du point intérieur Savard (2001)).

Kronqvist *et al.* (2018) ont mené une revue des solveurs utilisés pour résoudre les problèmes de types MINLP. Les problèmes de type MINLP étant résolus en utilisant à la fois des solveurs de problèmes MILP et NLP, cette revue a permis d'énoncer les solveurs NLP les plus utilisés et les plus performants. Ils citent les solveurs CONOPT (GRG), Knitro (point intérieur), Minos et SNOPT (SQP) en tant que solveurs commerciaux et IPOPT (point intérieur) comme solveur open-source le plus connu et pertinent.

Via l'interface JuMP (package d'optimisation du langage Julia) le solveur open source le plus utilisé et le plus performant est IPOPT, il est d'ailleurs utilisé par les solveurs d'optimisation MINLP commerciaux et open source (Conopt, baron ...). Le solveur commercial Knitro sera aussi utilisé afin de pouvoir comparer les performances et les résultats des optimisations.

1.b. Principe des méthodes de résolution pour les problèmes non linéaires

1.b.i. Critères de convergence

Avant de détailler les méthodes de résolution, il est nécessaire de comprendre les différentes sorties possibles lors de l'utilisation d'un solveur d'optimisation. Les solutions acceptables correspondent aux cas suivants (Ipopt, documentation (2015)) :

- Convergence par **respect des conditions nécessaires et suffisantes d'optimalités** (annulation du gradient du Lagrangien et Hessien du Lagrangien défini et positif sur \mathbb{R}^n) dont la tolérance sur l'optimalité peut être ajustée → Message de Julia « optimal solution found ». Il s'agit du cas de convergence idéal (qui n'empêche pas d'avoir obtenu un minimum local).
- Arrêt à un point acceptable par **non évolution de la fonction objectif** (la modification des variables ne mène plus à une diminution de la fonction objectif) → Message de Julia « solved to acceptable level ».

Les solutions non acceptables sont :

- Arrêt par temps de résolution dépassé ou **nombre d'itérations maximales atteintes** → « Maximum number of iterations exceeded ». Il est possible de savoir si la solution est acceptable ou non lorsque la limite de temps ou d'itérations est dépassée. Selon les cas, il pourra être pertinent d'augmenter le nombre d'itération ou le temps maximal de calcul afin d'obtenir l'optimum global.
- Arrêt par convergence vers un **point non acceptable** → « Converged to a point of local infeasability ». Dans ces cas-là, il est nécessaire de changer la méthode d'optimisation en appliquant une des méthodes de résolution qui vont être présentées en 1.b.ii et 1.b.iii.

Les problèmes NLP de grande taille sont d'une part difficile à faire converger et d'autre part ils ne garantissent pas l'obtention de l'optimum global. Des méthodes sont donc nécessaires afin de d'améliorer le taux d'obtention d'un optimum et la confiance qu'on peut lui accorder. Avant de présenter la méthode de résolution qui a été développée, les stratégies classiques vont être énoncées ici à savoir celles sur les bornes et les initialisations.

Rappelons que les stratégies de résolutions sont nécessaires à la convergence mais ne sont pas suffisantes pour assurer l'obtention d'un optimum global.

1.b.ii. *Bornes*

Borner les variables est un des leviers permettant de faciliter la résolution. Sans bornes, l'algorithme risque de ne pas converger car l'ensemble des solutions possibles est trop important. La borne ne doit pas poser de problème de définition, la borne supérieure doit rester supérieure à la borne inférieure.

L'utilisation de bornes peut se faire pour deux raisons :

- Par restriction physique, par exemple dans un réseau de chaleur, on souhaite que l'eau reste à l'état liquide avec une capacité calorifique constante. Les bornes sur les températures sont donc entre 0 et 100°C (car la pression dans les canalisations est proche de la pression atmosphérique)
- Par restriction du domaine de recherche de sorte à aider à l'obtention d'une solution. Il sera nécessaire de vérifier à la convergence que cette borne n'est pas atteinte ce qui voudrait dire qu'une solution potentiellement meilleure a été ignorée.

Réduire le domaine de recherche a un impact sur la convergence, mais rien ne garantit que cela l'améliorera.

1.b.iii. *Initialisation*

L'autre levier primordial pour améliorer la convergence est l'initialisation, c'est-à-dire la valeur à partir de laquelle la variable va être calculée sur son domaine de définition. Pour les problèmes de type NLP, l'initialisation a un impact sur la convergence à la fois pour l'obtention d'une solution mais aussi pour la rapidité à l'obtenir.

Pour les solveurs IPOPT et Knitro, par défaut si aucune initialisation n'est spécifiée, elle se fait à la borne inférieure. Pour le modèle résolu dans cette thèse, en conservant l'initialisation par défaut, aucun des cas ne converge. Ce constat montre l'importance de mettre en place une stratégie d'initialisation

Initialisation par expérience/anticipation

Selon les variables et la connaissance de l'utilisateur, il est possible d'initialiser certaines variables autour de valeur « logiques » ou attendues. Par exemple pour les températures d'un réseau de chaleur fonctionnant en 40/60, initialiser la température départ à 60°C et la température retour à 40°C est tout à fait justifié, les températures intermédiaires se situent également sur cet intervalle. Généralement, les initialisations seront prises à la valeur moyenne de l'intervalle. Cette approche a l'avantage d'être simple à mettre en place, et peut même s'avérer très efficace si l'utilisateur a l'expérience nécessaire pour anticiper le résultat recherché. L'inconvénient est que les temps de calculs peuvent être importants si l'initialisation est mauvaise car il n'est pas toujours facile d'anticiper les comportements de certains paramètres.

Initialisation par résolutions successives

L'approche par résolutions successives est aussi une méthode fréquemment utilisée. Elle consiste à résoudre plusieurs problèmes à la suite en utilisant les résultats d'un problème pour initialiser les suivants. Cette approche nécessite des temps de calcul plus grands, mais elle permet d'améliorer les chances d'obtenir un optimum. En partant d'un problème simplifié dont une solution peut être obtenue avec une initialisation autour de valeurs moyennes ou supposées, les cas suivants pourront plus facilement converger.

C'est cette méthode que F. Marty (2017) a utilisé via une stratégie pour optimiser simultanément le dimensionnement et le fonctionnement d'un cycle organique de Rankine (ORC) et la topologie d'un RCU, les deux étant alimentés par un fluide géothermal. La résolution se fait en 7 étapes. La première d'entre-elles ne modélise que l'ORC, puis c'est en ajoutant graduellement des paramètres (coûts, existence équipements, topologie) avec des initialisations manuelles qu'il est possible d'arriver à faire converger le modèle complet. La taille du modèle augmente progressivement ce qui permet d'améliorer les chances de convergence tout au long de la progression des étapes. Dans la même démarche, T.Mertz (2016) a décomposé le RCU en deux sous parties plus faciles à faire converger individuellement permettant ensuite d'initialiser le réseau complet, plus complexe à résoudre.

La Figure III-1, illustre de façon schématique le principe de l'initialisation par résolution successives. Pour parvenir à faire converger un système final, complexe, il est nécessaire de partir de la résolution d'un système simple servant de point de départ à la résolution d'un système plus complexe et ainsi de suite jusqu'au système complet avec la complexité recherchée.

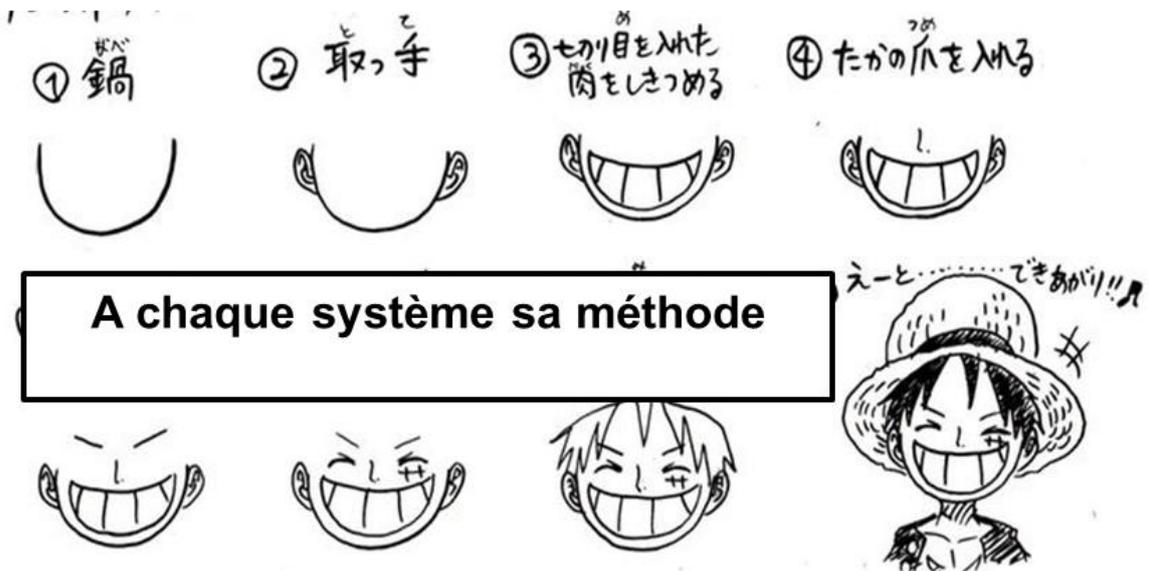
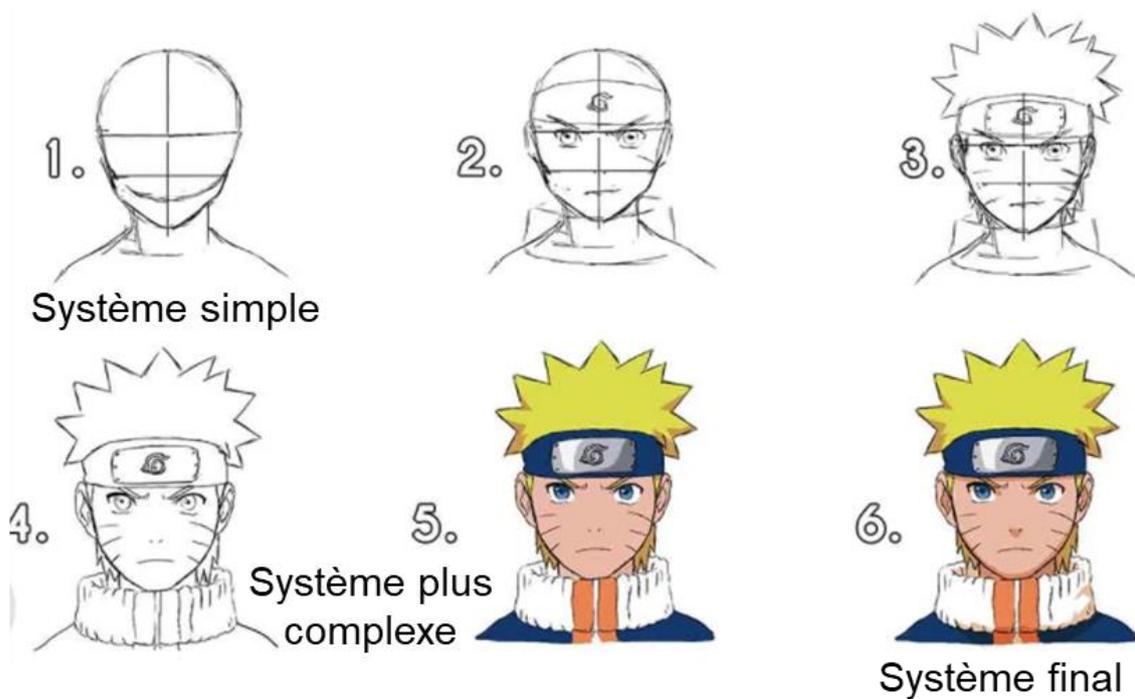


Figure III-1 : Schémas expliquant le principe des méthodes de résolution successives

Initialisation aléatoire

Il n'y a aucune garantie pour que le résultat obtenu soit la solution globale du problème. C'est pourquoi F. Marty a introduit une stratégie supplémentaire afin d'obtenir une solution dite « de confiance ». L'objectif de cette stratégie est d'augmenter la probabilité d'obtenir l'optimum global en comparant les optimums obtenus et leur écart. Cette stratégie montre la procédure d'initialisations aléatoires de certaines variables de l'étape 2 et la connexion de consommateurs non obligatoires de l'étape 7. Ce jeu d'initialisations est répété 10 fois afin de comparer les 10 solutions obtenues dans l'objectif de choisir la meilleure.

Pour résoudre les problèmes non linéaires complexes, il est indispensable de recourir à des stratégies de résolution. Ces stratégies consistent à décomposer la résolution du problème complet en des sous-problèmes plus faciles à résoudre qui permettent ainsi d'initialiser les problèmes suivants. Varier les initialisations et les bornes du problème en conservant le meilleur optimum permet d'améliorer la confiance que l'utilisateur peut avoir dans la solution obtenue.

1.c. Méthode développée

La méthode développée s'appuie sur les méthodes d'initialisation et stratégies de résolution présentées en partie 1.b afin de garantir l'obtention d'un optimum fiable.

Rappelons tout d'abord que l'outil développé doit aboutir rapidement à une solution. Une résolution en plusieurs étapes correspondant à des sous-problèmes n'est donc pas envisageable. Chaque stratégie est spécifique au problème particulier qu'elle cherche à résoudre. Il est nécessaire de mettre en place une méthode plus efficace, nécessitant peu d'étapes et de répétitions d'initialisation, pour obtenir un optimum robuste.

La Figure III-2 est une vue d'ensemble de la stratégie de résolution mise en place. Cette sous-partie va présenter le détail de cette stratégie de résolution ainsi que sa construction.

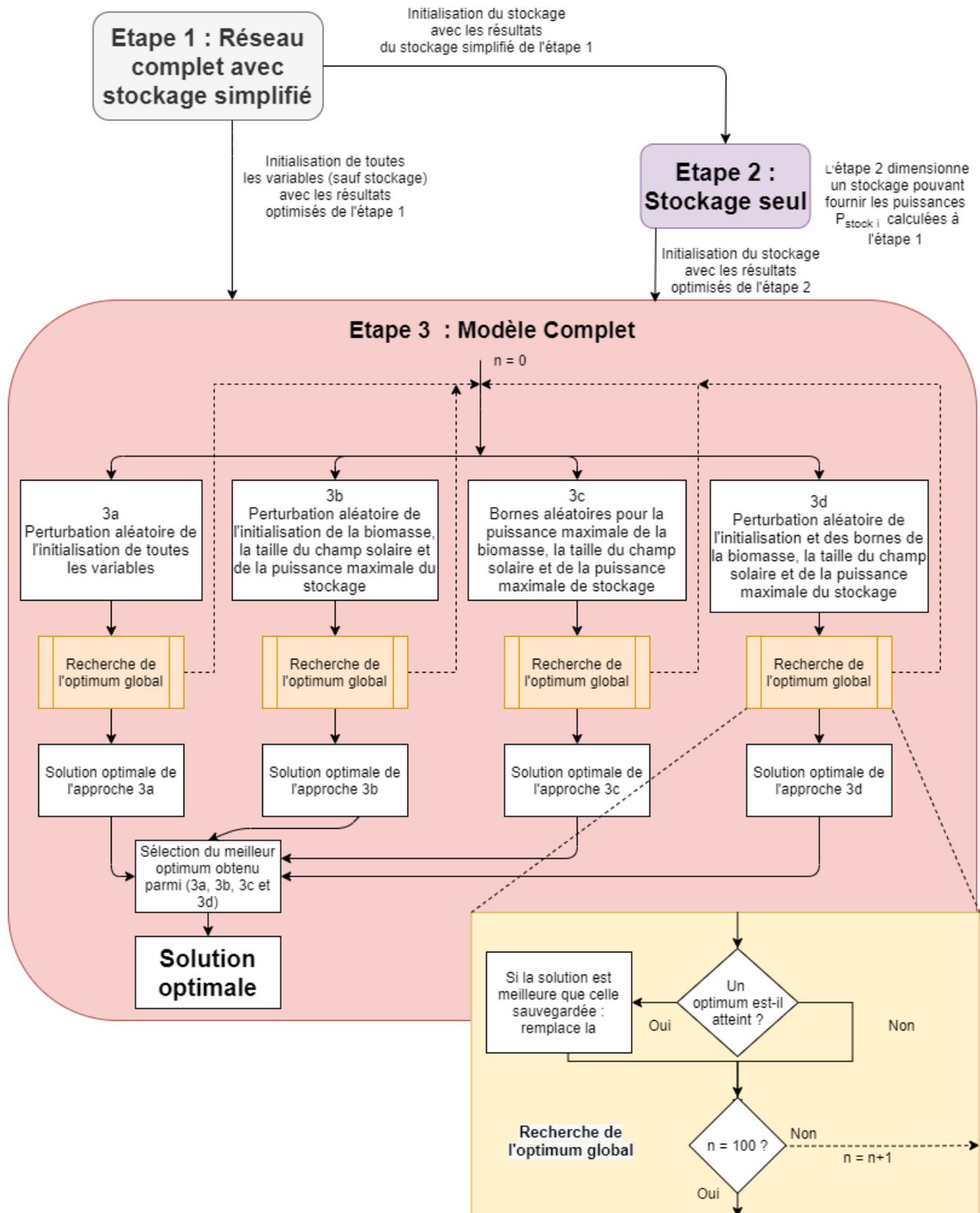


Figure III-2 : Schéma de la stratégie de résolution mise en place

1.c.i. Résolutions successives

La méthode développée est constituée de 3 étapes.

Une première étape à partir d'un modèle simplifié assurant une convergence rapide (Figure III-3 ci-dessous), deux autres étapes d'optimisation vont s'enchaîner par initialisation avec les résultats optimaux des étapes précédentes en complexifiant progressivement le modèle jusqu'à arriver au modèle final avec la complexité recherchée (Figure III-2 ci-dessus) qui va être explicitée au cours de cette sous-partie.

Etape 1

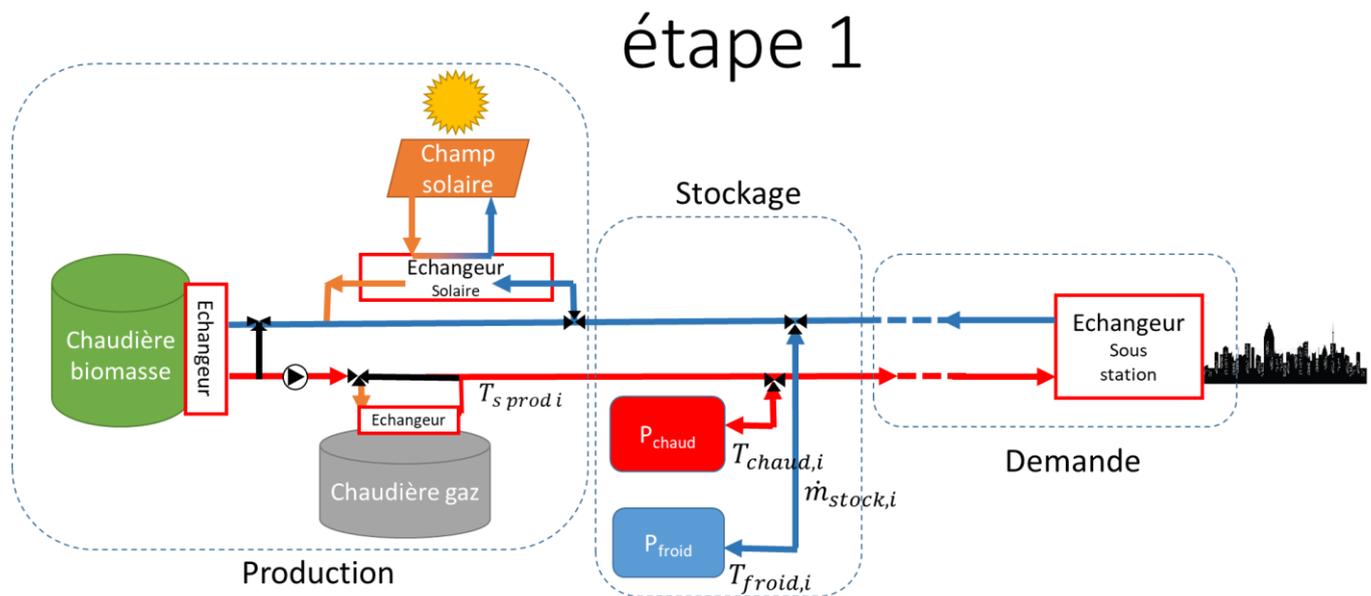


Figure III-3: Schéma de l'étape 1, réseau complet avec stockage simplifié

Dans cette approche schématisée en Figure III-3, la fonction objectif est toujours économique et cette première étape prend en compte le système dans son ensemble pour la partie production, mais considère un modèle simplifié pour la représentation du stockage. L'objectif étant d'avoir une initialisation des débits et des puissances fournies par le stockage dans le cas où son dimensionnement serait gratuit (afin de partir d'une solution favorisant l'utilisation du solaire et du stockage). La branche chaude $T_{chaud,i}$ prend soit la valeur de sortie de production $T_{s,prod,i}$ en cas de charge ($\dot{m}_{stock,i} > 0$ et $P_{stock,i} < 0$) soit la valeur fixée $T_{chaud,fixe} = 80^\circ C$ en cas de décharge ($\dot{m}_{stock,i} < 0$ et $P_{stock,i} > 0$) d'après l'équation (III.1). La branche froide $T_{froid,i}$ est à une valeur constante fixée à $T_{froid,fixe} = 40^\circ C$ (Eq (III.2)) car les variations de température de la branche froide restent faibles. L'équation (III.3) calcule la puissance du stockage, positive ou négative selon la valeur du débit.

$$T_{chaud,i} = sig(\dot{m}_{stock,i})T_{s,prod,i} + (1 - sig(\dot{m}_{stock,i})) \times T_{chaud,fixe} \quad (III.1)$$

$$T_{froid,i} = T_{froid,fixe} \quad (III.2)$$

$$P_{stock,i} = -C_p \dot{m}_{stock,i}(T_{chaud,i} - T_{froid,i}) \quad (III.3)$$

L'équation supplémentaire (III.4) permet d'assurer le fait que sur une année caractéristique, le stockage inter saisonnier a bien un bilan énergie stockée/déstockée nul :

$$\sum_{i=1}^{np} P_{stock,i} = 0 \quad (III.4)$$

Le choix de simplifier le stockage en première étape est lié à la complexité de sa formulation et de l'utilisation de nombreuses fonctions sigmoïdes dans le modèle du stockage. De nombreuses stratégies de résolution sur les différents éléments du modèle ont montré que les fonctions les plus difficiles à résoudre étaient les fonctions sigmoïdes. C'est pourquoi une approche simplifiée du stockage a été mise en place dans un premier temps afin de réduire le nombre de fonctions sigmoïdes utilisées.

Cette première approche permet ainsi d'avoir un premier dimensionnement du site de production favorisant l'utilisant du stockage, ce qui a tendance à favoriser aussi l'utilisation de la centrale solaire.

Etape 2

Dans cette seconde étape, le stockage seul est optimisé afin d'avoir le dimensionnement optimal d'un stockage capable de fournir les puissances de stockage/déstockage $P_{stock,i}$ calculées à l'étape 1. La fonction objectif est toujours économique en dimensionnant le plus petit stockage permettant de répondre à la demande calculée en étape 1. Le schéma de cette étape est présenté en Figure III-4 et les données d'entrée résultat de la première étape sont :

$$T_{e,prod,i}, T_{s,prod,i}, T_{depart,i}, T_{retour,i}, \dot{m}_{stock,i}, \dot{m}_{prod,i}, \dot{m}_{reseau,i}$$

Cette étape est bien plus facile à faire converger que la première car elle ne nécessite pas de méthode d'initialisation particulière. Elle reste cependant nécessaire à l'initialisation de l'étape 3.

Une fois que ces deux étapes ont convergé, les résultats de ces optimisations permettent d'initialiser l'étape 3 qui utilise le modèle complet.

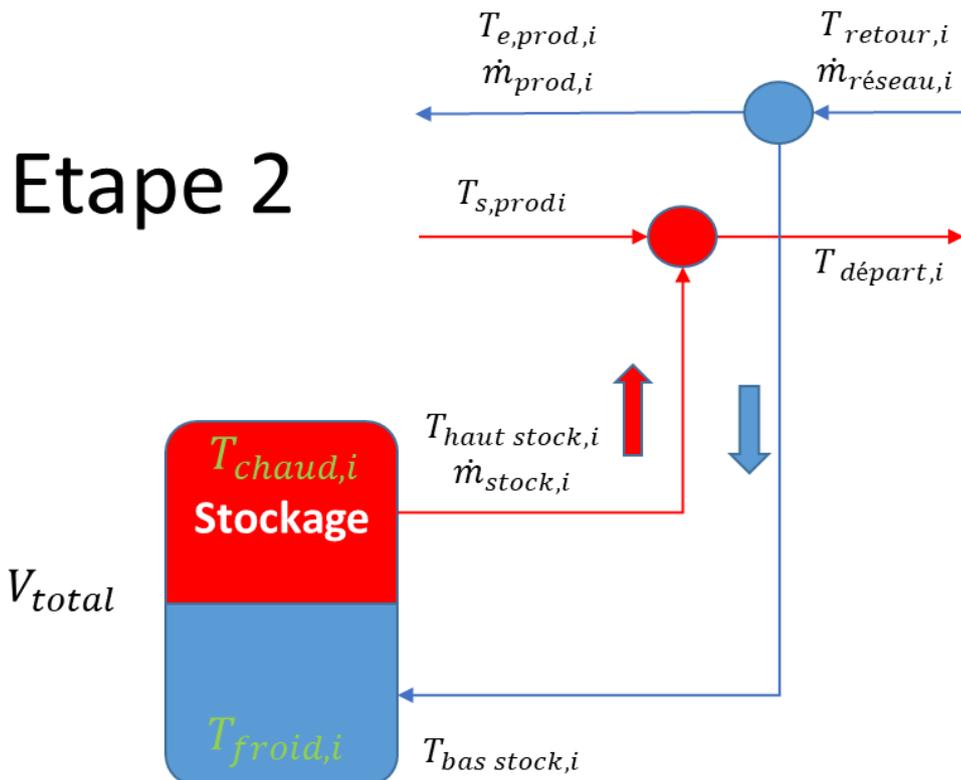


Figure III-4 : Schéma de l'étape 2 du modèle de résolution successive

Etape 3

Enfin l'étape 3 intègre le modèle complet initialisé à l'aide des résultats obtenus dans les 2 premières étapes (Figure III-3 et Figure III-4) :

- L'étape 1 permet d'initialiser toutes les variables de dimensionnement (à l'exception du stockage) et d'exploitation (pour chaque période)
- L'étape 2 donne une valeur d'initialisation au volume de stockage ainsi qu'à l'état de chaque zone du stockage pour chaque période.

L'enchaînement de ces 3 étapes permet donc de faire converger le modèle complet. Il est à présent nécessaire de s'assurer de l'obtention d'un optimum de confiance.

1.c.ii. *Initialisations aléatoires*

Pour obtenir un optimum de confiance, les étapes 1 et 3 sont décomposées en 4 sous-étapes, non liées entre elles, calculées en parallèle. Ces étapes vont avec des approches différentes permettre d'obtenir un ensemble d'optimums afin de choisir le meilleur.

Ces quatre approches réalisent :

- a. une perturbation aléatoire de **l'initialisation de toutes les variables**,
- b. une perturbation aléatoire de **l'initialisation des 3 variables les plus sensibles** :
 - La puissance maximale de la chaudière biomasse,
 - La surface du champ solaire,
 - La puissance que peut fournir le stockage,
- c. une perturbation aléatoire des **bornes de ces 3 mêmes variables sensibles**.
- d. une perturbation aléatoire des **bornes et de l'initialisation des 3 variables les plus sensibles**.

Lorsqu'un cas converge, on vérifie si l'optimum obtenu est meilleur que le meilleur optimum obtenu aux itérations d'avant (celui stocké). Si c'est le cas, on sauvegarde ce nouvel optimum.

Cette méthode est répétée 10 fois pour l'étape 1 avec sélection du meilleur optimum et 100 fois pour l'étape 3. Les résultats de convergence permettront de discuter de ces choix de nombres d'initialisations en fonction du taux de convergence et des temps de calculs.

La Figure III-2 récapitule la méthode de résolution dans son ensemble en montrant sur sa partie haute la décomposition en plusieurs étapes et sur la partie basse la méthode de résolution en 4 étapes parallèles utilisant des méthodes d'initialisations et de définition des bornes différentes.

Nous allons maintenant voir comment cette méthode est utilisée pour la résolution d'un cas spécifique d'optimisation de la production d'un réseau de chaleur multi-sources.

2. Adaptation du modèle pour la conception d'un réseau solaire utilisant un stockage inter-saisonnier

Cette partie est décomposée en 3 sous-parties dont la première présentera le contexte du cas d'étude ainsi que les attentes de cette application. La seconde consistera à établir des jours caractéristiques représentatifs d'une année pour enfin en 3^{ème} sous-partie montrer comment le modèle du stockage a été adapté afin de permettre l'étude d'un cas inter-saisonnier.

2.a. Présentation du cas d'étude

2.a.i. *Contexte et ambition de l'étude*

Ce premier cas d'application consiste donc à étudier le dimensionnement et l'exploitation d'un nouveau réseau de chaleur solaire conçu dans la perspective d'utiliser un stockage inter-saisonnier. Les données fournies sont la demande de puissance, l'ensoleillement et la température extérieure sur une année avec un pas de temps horaire. On considère ici un réseau hypothétique qui serait situé dans le Sud-Ouest de la France. Les variations climatiques de cette zone géographique sont semblables à celles que l'on retrouve dans de nombreux endroits du globe dans tous les continents. De telles applications seront donc potentiellement faisables pour dimensionner et exploiter la production de réseaux en France mais également ailleurs dans le monde.

Les coûts de dimensionnement, les coûts d'exploitation ainsi que les caractéristiques techniques des éléments de production de chaleur sont ceux utilisés en Chapitre II, basés sur les données technico-économiques fournies par les partenaires industriels. L'horizon de temps étudié est de 20 ans qui est la durée de vie classiquement admise pour les réseaux de chaleur (une étude de sensibilité sur cette durée de vie sera présentée en partie 3). Il est indispensable de considérer les coûts sur une longue durée car selon le type d'unité de production, le poids et la répartition dans le temps des CapEx (Coûts d'investissements) par rapport aux OpEx (coûts d'exploitation) sont très différents. Les unités de production (solaire + stockage) ont les coûts principalement dus à l'installation (CapEx). Elles pourront être comparées à celles (gaz et biomasse) dont les coûts d'exploitation (OpEx) représentent la plus grande part pour un horizon de temps long.

Il a été énoncé en Chapitre II. qu'à chaque période la demande devait être satisfaite. De plus, par sécurité et afin de garantir la fourniture de chaleur aux consommateurs, la puissance maximale de la chaudière gaz est dimensionnée de sorte à pouvoir satisfaire à elle seule la demande maximale. La variable de dimensionnement $P_{gaz,max}$ devient ainsi une donnée écrite telle que :

$$P_{gaz,max} = \max_i P_{demande\ i} \quad (III.5)$$

Cette contrainte est une pratique courante de dimensionnement des réseaux dont l'impact économique sera mesuré dans la partie résultats (3.e).

2.a.ii. *Choix des bornes*

Afin de favoriser l'utilisation du solaire, le réseau étudié est considéré comme basse température 60/40. Il y a donc des contraintes supplémentaires sur les températures $T_{retour,i} \geq 40^\circ C$ et $T_{depart,i} \geq 60^\circ C$. La borne inférieure des autres températures a donc été exprimée par rapport à la borne inférieure de la branche retour soit $40^\circ C$.

La valeur maximale des débits a été fixée à 150kg/s dans le réseau car au-delà de ces débits-là les pertes de charge augmentent ainsi que les coûts de pompage. En partant de l'expression des pertes de charges régulières exprimées par $\Delta P_{t,L} = f \frac{L}{D_h} \frac{\rho \bar{v}^2}{2}$. Le diagramme de Moody (R. Joulié, 1998) est utilisé afin de limiter les pertes de charge à 15mmCE/m ce qui donne pour un DN300 (généralement utilisé pour les gros réseau) une vitesse de 2.4 m/s soit environs 150kg/s.

Relevons aussi les valeurs minimales pour la surface du champ solaire et du stockage. L'objectif de l'étude étant d'étudier les réseaux solaires utilisant un stockage inter saisonnier, les bornes minimales ont vocation à obliger l'existence de ces éléments. Leurs dimensionnements resteront à optimiser.

Le Tableau III-1 et Tableau III-2 expriment les valeurs des bornes utilisées pour chacune des variables de fonctionnement et de dimensionnement de cette étude.

Tableau III-1 : Valeurs des bornes des variables de fonctionnement

Variabes d'exploitation	Borne inférieure	Borne supérieure
$T_{retour,i}$	40°C	60°C
$T_{depart,i}$	60°C	100°C
$T_{e,prod,i}$	40°C	95°C
$T_{e,prod,biom,i}$	40°C	95°C
$T_{e,prod,gaz,i}$	40°C	100°C
$T_{s,prod,i}$	40°C	100°C
$\dot{m}_{prod,i}$	0 kg/s	150 kg/s
$\dot{m}_{réseau,i}$	0 kg/s	150 kg/s
$\dot{m}_{stock,i}$	X	X
$\dot{m}_{sol,i}$	0 kg/s	150 kg/s
$T_{e,pan,i}$	$\min(T_{ext,i}, 0^\circ C)$	100°C
$T_{s,pan,i}$	$\min(T_{ext,i}, 0^\circ C)$	100°C
$T_{moyen,i}$	$\min(T_{ext,i}, 0^\circ C)$	100°C
$P_{sol,i}$	0 W	X
$P_{biom,i}$	0 W	X
$P_{biom,prod,i}$	0 W	X
$P_{gaz,i}$	0 W	$P_{gaz,max}$
$P_{gaz,prod,i}$	0 W	$P_{gaz,max}$
$V_{chaud,i}$	1 m ³	X
$V_{froid,i}$	1 m ³	X
$T_{chaud,i}$	60°C	100°C
$T_{froid,i}$	40°C	100°C

Tableau III-2: Valeurs des bornes des variables de dimensionnement (les bornes inférieures peuvent varier dans le cadre de la stratégie de résolution).

Variabes de dimensionnement	Borne inférieure	Borne supérieure
S_{pan}	1000 m ²	X
$P_{biom,max}$	0 W	X
V_{total}	2 m ³	50 000 m ³

2.b. Jours caractéristiques

La nécessité de créer des jours caractéristiques a été exposée dans le Chapitre II. Chapitre II. 6 montrant que la résolution d'un tel problème sur une année sans l'utilisation de jours caractéristiques mènerait à résoudre plus de 200 000 équations (contre 2500 avec l'utilisation de jours caractéristiques).

Afin de réduire les temps de calcul et le nombre d'équations, une optimisation a été menée afin de représenter les données d'ensoleillement, de température et de puissance d'une année par quatre jours caractéristiques (dont un jour identique utilisé 2 fois pour représenter la mi-saison). La méthode de Dominguez-Munoz présentée en Chapitre II. a été appliquée afin d'obtenir les profils présentés en Figure III-5 ci-dessous.

Les coûts de fonctionnement et d'exploitation durant chacun de ces jours seront répétés autant de fois que celui-ci se répète durant une saison (90 pour l'hiver, 93 pour l'été et 91 pour les mi-saisons).

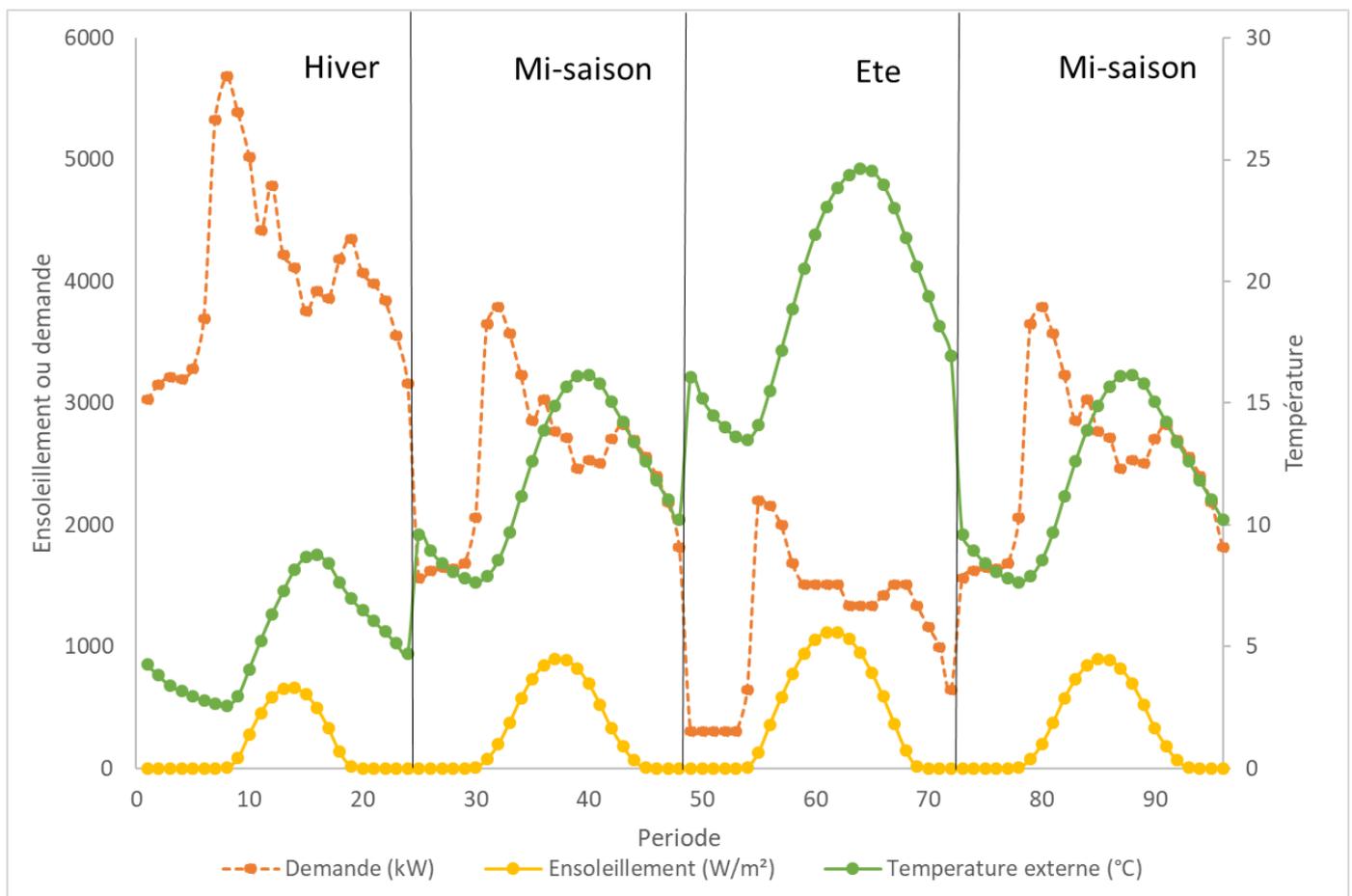


Figure III-5 : Profil des jours caractéristiques obtenus

L'intérêt d'utiliser 2 fois un jour de mi-saison est lié au type d'application qui a pour ambition d'étudier le comportement du stockage inter-saisonnier. Le premier jour de mi-saison, qui correspond au printemps, optimisera l'exploitation de la production en considérant un stockage théoriquement vide ou peu rempli (car à la fin de l'hiver, celui-ci est censé avoir été utilisé). A l'inverse, le deuxième jour de mi-saison, qui correspond à l'automne, basera son exploitation avec la disponibilité d'un stockage dont le remplissage a été possible durant la répétition du jour d'été dont la demande est faible et la disponibilité solaire est la plus importante.

2.c. Modélisation du stockage inter-saisonnier

Dans le Chapitre II. le modèle d'un stockage de type thermocline a été mis en équations considérant un volume total constitué d'une zone chaude et d'une zone froide de température uniforme et de volumes variables.

Par rapport au modèle présenté dans le Chapitre II. cette première application nécessite quelques adaptations du modèle de stockage afin qu'il convienne à l'étude d'un cas inter saisonnier.

2.c.i. Effets de fin d'horizon

Lors de l'optimisation de l'exploitation d'une année caractéristique (représentée elle-même par des jours caractéristiques), sans contraintes spécifiques sur l'état ou la gestion du stockage, le stockage va fonctionner de sorte à épuiser totalement son énergie disponible aux dernières périodes de l'optimisation afin de réduire au maximum les coûts (fonction objectif). Cela est appelé les « effets de fin d'horizon » (Apostolou, 2018). Cela ne correspond pourtant pas au comportement réel car en réalité, les années se succèdent et l'état du stockage à la fin d'une année est égal à celui de ce même stockage au début de l'année suivante.

Pour éviter les effets de fin d'horizon lors de la représentation d'une année caractéristique avec 4 jours caractéristiques, il faut que l'état du stockage à la fin de la dernière période (indice np) soit égal à l'état du stockage au début de la première période (indice 0) afin que l'exploitation de cette année caractéristique soit répétable les années suivantes. Nous avons donc les contraintes de volume et de température suivantes : $V_{chaud,0} = V_{chaud,np}$, $V_{froid,0} = V_{froid,np}$ et $T_{froid,0} = T_{chaud,np}$, $T_{chaud,0} = T_{froid,np}$.

2.c.ii. *Stockage et jours caractéristiques*

L'utilisation de jours caractéristiques est problématique lorsque l'on souhaite modéliser un fonctionnement inter-saisonnier dont le stockage ou le déstockage vont se faire progressivement et peuvent s'étaler sur plusieurs jours au cours des saisons d'une année.

La méthodologie présentée ici adapte le modèle de stockage présenté dans le Chapitre II. à un cas inter-saisonnier de la façon suivante : Sur une année de 365 jours, il est possible de considérer qu'utiliser quatre jours caractéristiques revient à dire que chaque jour se répètera 91.25 fois et soit pour le jour de mi-saison 182.5 fois car le même jour caractéristique a été choisi pour le printemps et l'automne. Le stockage est donc décomposé en 91.25 petits volumes égaux appelés V_{part} et on considèrera que l'utilisation du stockage d'un des jours caractéristiques sera le même durant toute la saison considérée c'est-à-dire les 90 fois pour l'hiver, 93 fois pour l'été et 91 fois pour chaque mi-saison. Les termes V_{chaud} et V_{froid} des équations (II.70) à (II.73) deviennent $V_{chaud,part}$ et $V_{froid,part}$ avec $V_{chaud,part} + V_{froid,part} = V_{part}$ et $V_{total} = 91.25 * V_{part}$. D'après les équations (II.70) à (II.73) lors du passage d'un jour caractéristique à l'autre (c'est-à-dire d'une saison à l'autre) l'état du stockage à la fin d'une saison est conservé au début de la saison suivante.

Le modèle et l'expression des équations permettant l'optimisation d'un réseau de chaleur multi-sources utilisant un stockage inter-saisonnier avec une approche multi-périodes (pas de temps horaire) et avec l'utilisation de jours caractéristiques sont donc établis. Les résultats de ce cas d'application vont maintenant être présentés.

La Figure III-6 est un schéma représentatif du cas étudié dans le cadre de cette première application du modèle à un réseau de chaleur utilisant un stockage inter-saisonnier avec le stockage branché entre la branche départ et la branche retour des consommateurs.

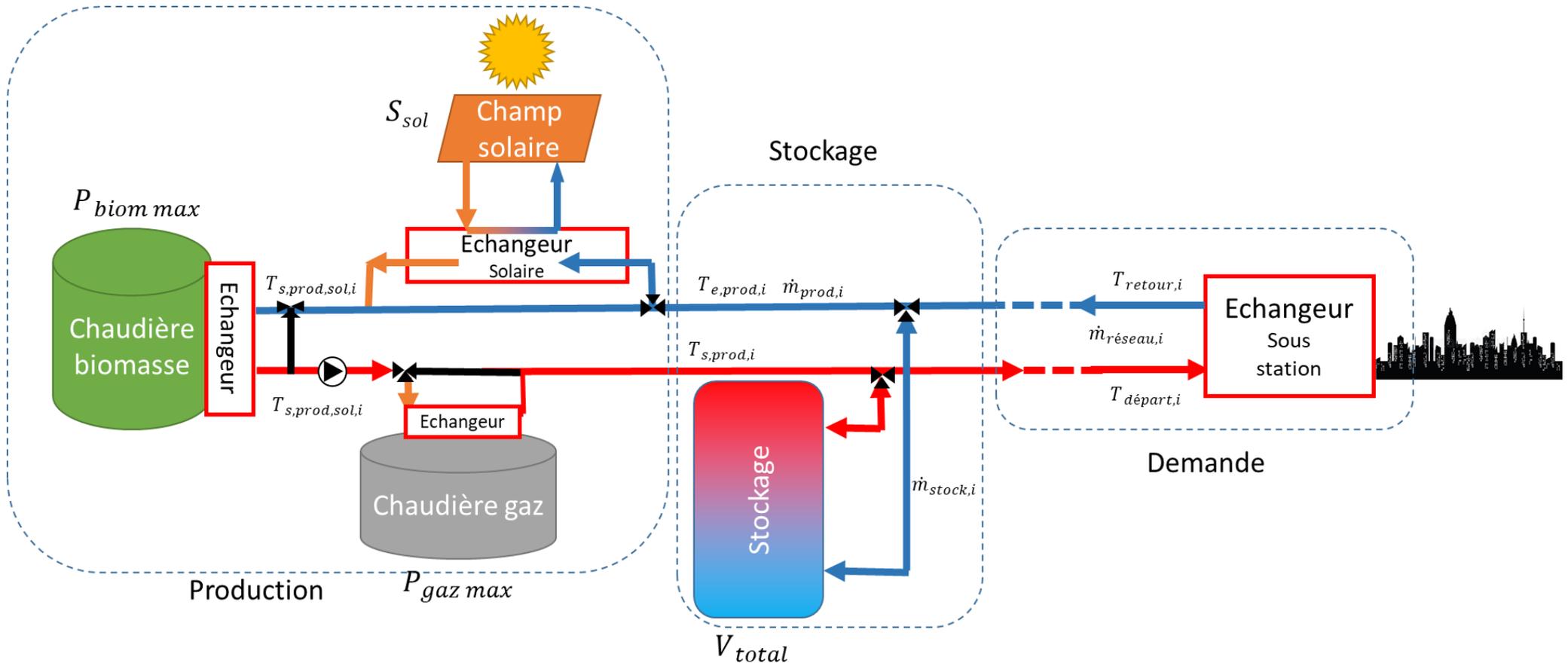


Figure III-6 : Schéma représentatif du cas étudié

3. Résultats

Les résultats des différentes études menées sont présentés dans cette partie. L'intérêt de la méthodologie de résolution sera démontré dans un premier temps en présentant les différents résultats obtenus par l'optimisation. Le cas inter-saisonnier sera étudié plus en détail via différentes optimisations qui analyseront la sensibilité du problème à certains paramètres (durée de vie, taux de renouvelable...).

3.a. Premiers résultats avec configuration de base.

3.a.i. *Analyse de la convergence*

L'application de la méthode de résolution à la configuration présentée en Figure III-2 nous donne les résultats suivants avec un ordinateur DELL precision 3530 équipé d'un processeur Intel® Core™ i7-8750H CPU 2.20GHz avec 32Go de RAM. Les temps de résolution sont d'environ 5h pour les 3 étapes (soit 400 optimisations).

Les résultats de convergence sont présentés dans le Tableau III-3 indiquant les résultats de calculs ainsi que des statistiques sur la convergence. Les coûts totaux exprimés en millions d'euros correspondent à la somme des coûts présentés en équation (II.89) sommant les coûts d'investissements et d'exploitation. Il apparaît clairement que les approches c et d sont plus pertinentes (~30% de convergence) que les approches a et b (<5% de convergence). L'écart type est autour de 1 pour les approches a, b et c ce qui correspond à un écart d'environ 1 million d'euros entre les solutions obtenues par une même approche, alors que cet écart type est de 0.5 pour l'approche d. C'est aussi l'approche qui permet de trouver le meilleur optimum, ce qui permet d'accorder une bonne confiance dans l'optimum obtenu.

Tableau III-3 : Résultats des calculs et analyse des convergences

Approche	Pourcentage de convergences (%)	Coûts totaux moyens (M€)	Ecart type	Meilleur optimum (M€)
a	2	26,03	0,89	25,13
b	4	27,78	1,036	26,70
c	31	25,81	0,995	24,92
d	29	25,63	0,545	24,80

Ces résultats sont enrichis par le Tableau III-4 qui présente les résultats de dimensionnement optimaux de chaque approche. Il est intéressant de constater que les meilleurs optimums (approches c et d) sont ceux utilisant une surface solaire et un volume de stockage plus importants (31 322m³ et 7 160m²). Cela vient confirmer l'intérêt de cette étude de réseaux de chaleur utilisant de grands champs solaires couplés à des stockages inter-saisonniers.

Le meilleur optimum n'est pas pour autant celui avec la plus grande surface de champ solaire (approche c) utilisant une plus faible surface, un plus faible volume de stockage et une chaudière biomasse de puissance maximale plus faible (approche d) impliquant par conséquent un recours plus important à la chaudière à gaz comme il sera détaillé plus tard.

Tableau III-4 : Configuration optimale obtenue pour chaque approche de l'étape 3

Approche	Surface solaire (m ²)	Volume stockage (m ³)	Puissance max biomasse (kW)	Coûts totaux (M€)
a	5034	15 649	2052	25,13
b	2763	11 410	2903	26,70
c	7387	33 426	1873	24,92
d	7160	31 322	1462	24,80

3.a.ii. Analyse des variables

La Figure III-7, est une représentation graphique de la répartition des puissances optimales fournies à chaque période. Seule la puissance du stockage peut être négative ce qui correspond aux périodes où de l'énergie est stockée et inversement, en phase de déstockage, cette puissance est positive. Les différentes sources de production de chaleur ont un fonctionnement propre à chaque saison. La chaudière gaz, fonctionne quasiment tout l'hiver ainsi qu'au début du printemps pour ne fonctionner que rarement le reste de l'année. Durant l'hiver, sa puissance est réduite voire nulle durant quelques périodes, celles où le stockage ou le champ solaire peuvent compenser le manque de puissance. La chaudière biomasse fonctionne à sa puissance maximale tout l'hiver ainsi qu'au début du printemps pour ensuite fonctionner en alternatif le reste de l'année (selon le besoin et la disponibilité des autres sources). Elle s'arrête complètement pendant les périodes où l'ensoleillement est maximal et peut répondre seul à la demande. Le stockage est dimensionné par rapport au solaire de sorte à pouvoir stocker la puissance fournie à la période la plus ensoleillée c'est-à-dire la l'été en milieu de journée. Le stockage permet surtout à partir du printemps d'ajuster la production pour éteindre au maximum la chaudière gaz en favorisant l'utilisation du solaire puis de la biomasse.

Il est possible d'observer quelques périodes durant lesquelles la chaudière gaz produit une puissance supérieure à la demande, puissance destinée au stockage. Cela peut s'expliquer par le fait que parmi l'ensemble des solutions d'exploitation possibles, certaines sont équivalentes. Le besoin est de stocker de la puissance en hiver afin que le stockage puisse répondre à la demande à la place du gaz les autres saisons. Le rendement de la chaudière gaz est meilleur lorsque son taux d'utilisation est important (équation (II.39)), de plus, les coûts d'utilisation du stockage sont nuls (pas de coût de pompage), l'énergie est donc stockée sous forme d'énergie disponible qui sera valorisée dans les périodes suivantes car les pertes thermiques sur quelques heures sont faibles. La puissance de la chaudière gaz est ainsi supérieure à la demande à deux des périodes (5^{ème} et 6^{ème}) afin d'anticiper l'exploitation des périodes suivantes.

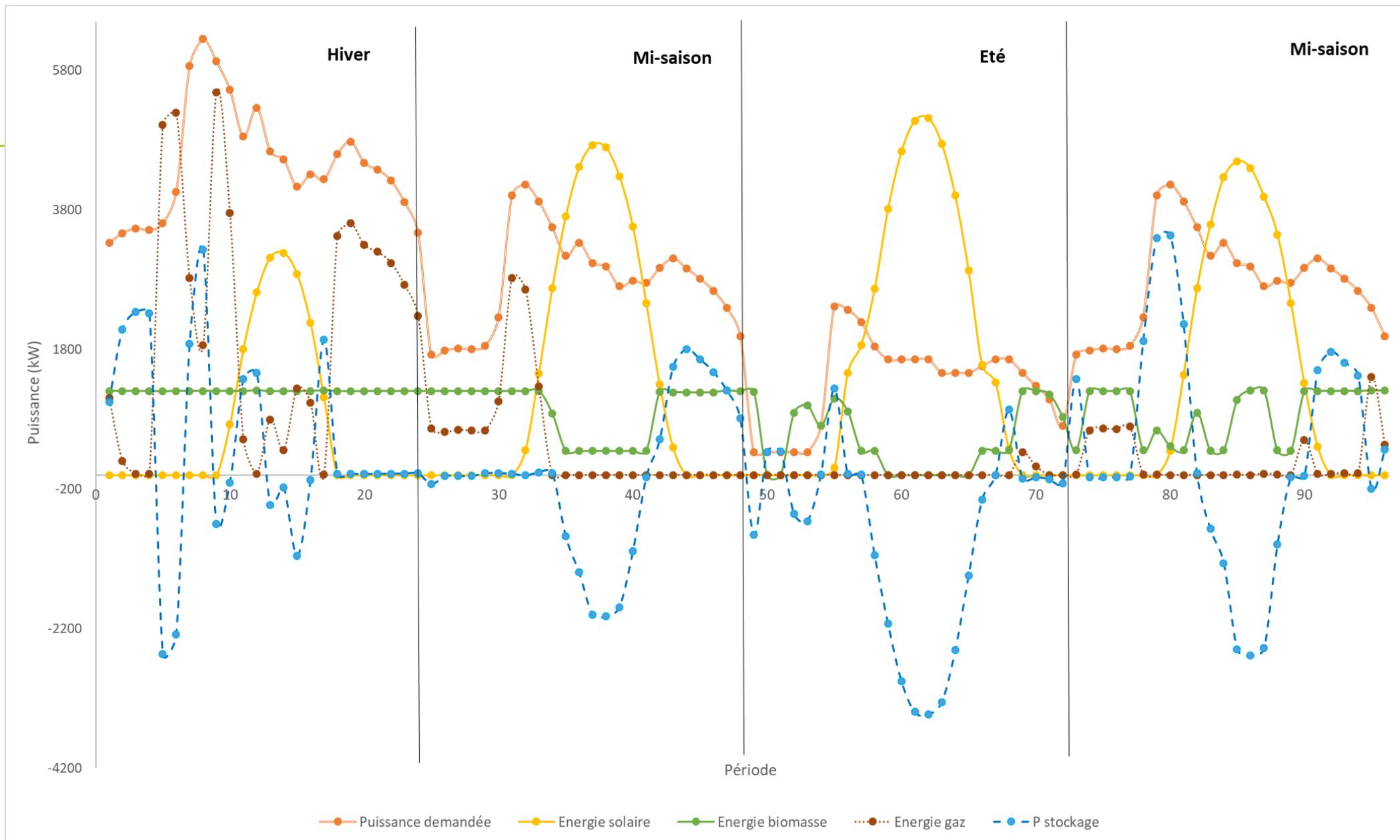


Figure III-7 : Exploitation optimale du modèle à chaque période pour le cas présenté dans la méthodologie

Les Figure III-8 et Figure III-9 ci-dessous présentent respectivement l'évolution des débits et des températures dans le réseau en fonction des périodes. L'analyse des débits révèle notamment quelques périodes au cours desquelles les débits de production et du réseau sont importants (>100 kg/s); cela correspond aux périodes où la chaudière gaz fournit des puissances proches de sa puissance maximale en hiver, aux périodes de très fort ensoleillement en été, ainsi que d'autres périodes entre la mi-saison et l'été qui permettent de fournir de la chaleur à une température plus basse.

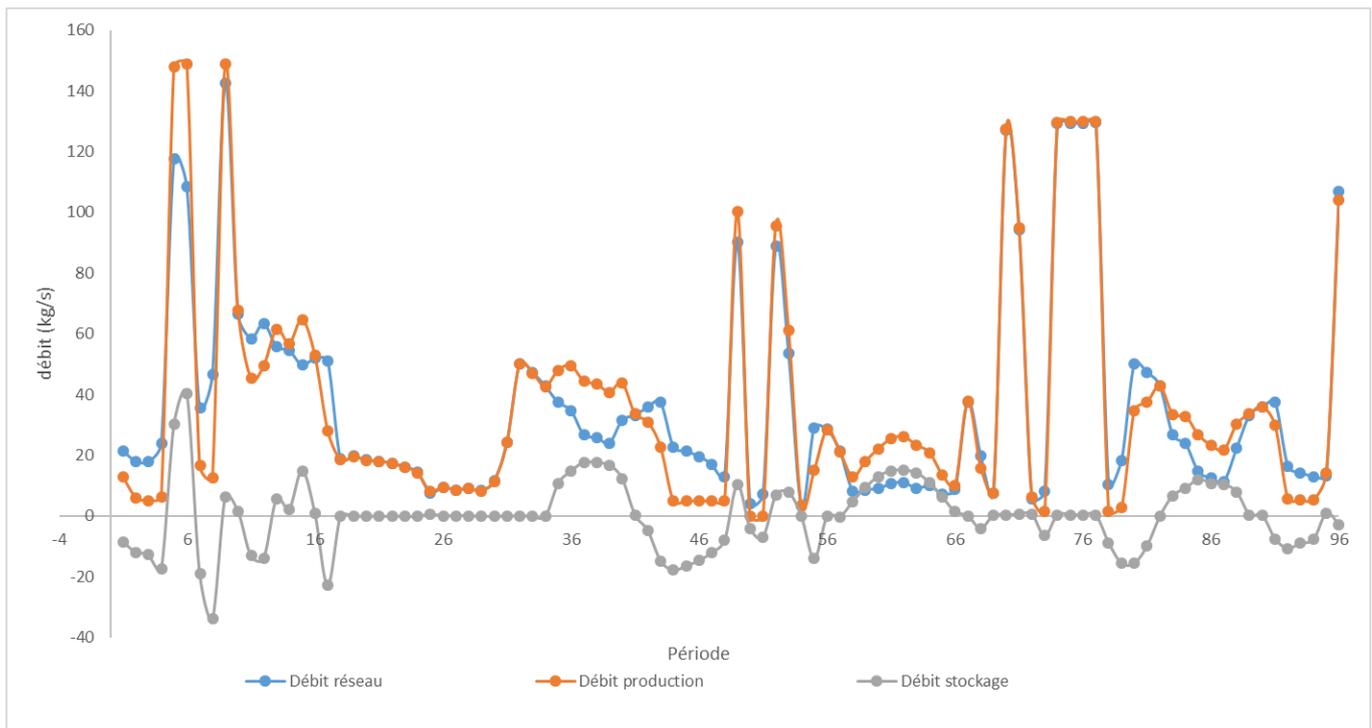


Figure III-8 : Evolution des débits en fonction des périodes pour le modèle présenté dans la méthodologie.

Concernant l'analyse des températures présentées en Figure III-9, mis à part l'été, la température de retour des consommateurs se met toujours à la borne minimale lorsque le champ solaire fournit de la chaleur au réseau. Cela s'explique par le fait que le solaire ne peut fournir de la puissance au réseau qu'à condition de respecter les pincements imposés par les équations (II.30) et (II.31). Le stockage se fait aussi généralement à des températures faibles en sortie de chaudière gaz, souvent car le stockage est utilisé lors des périodes où le champ solaire est en fonctionnement.

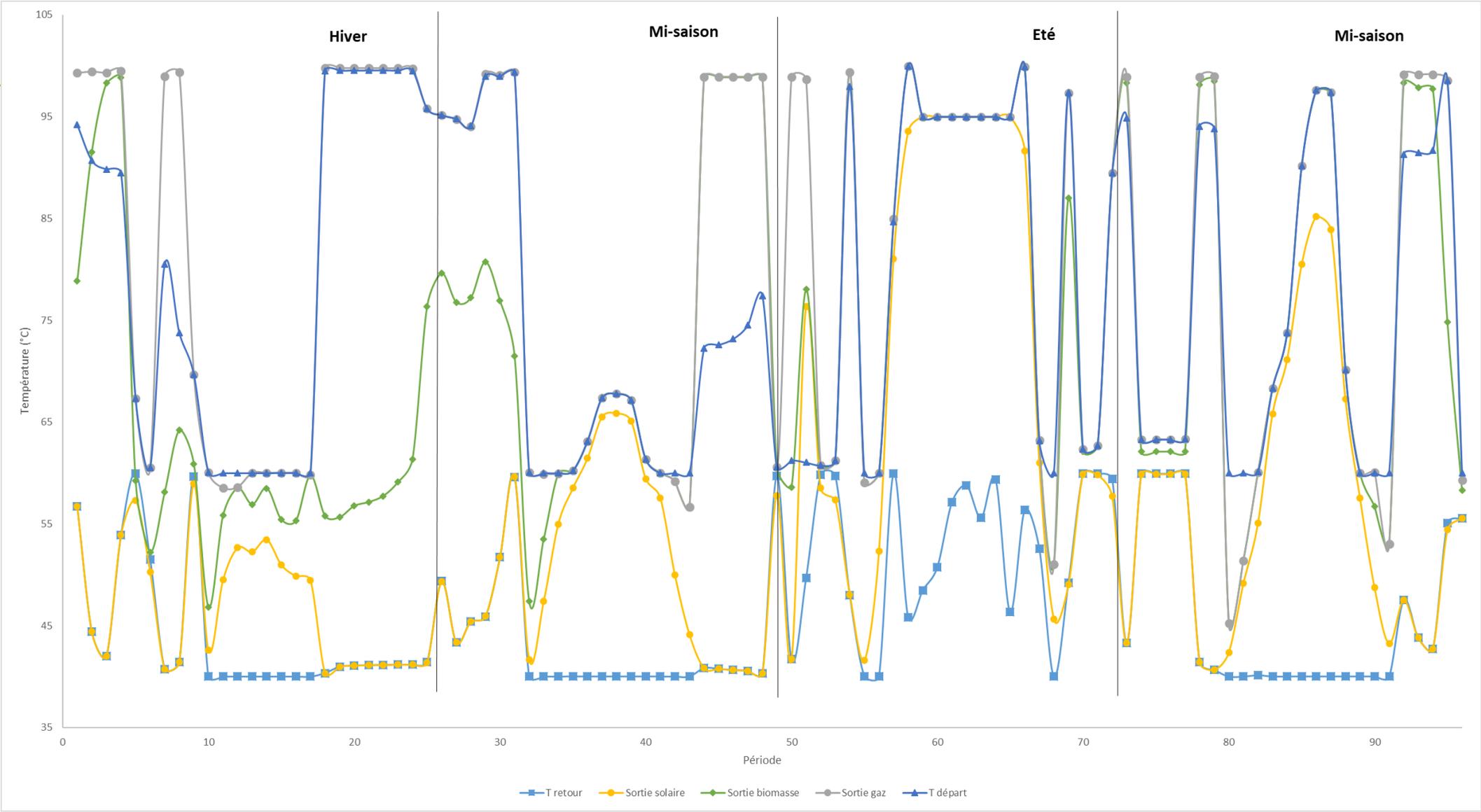


Figure III-9 : Evolution des températures en fonction des périodes pour le modèle présenté dans la méthodologie

3.a.iii. *Analyse des indicateurs*

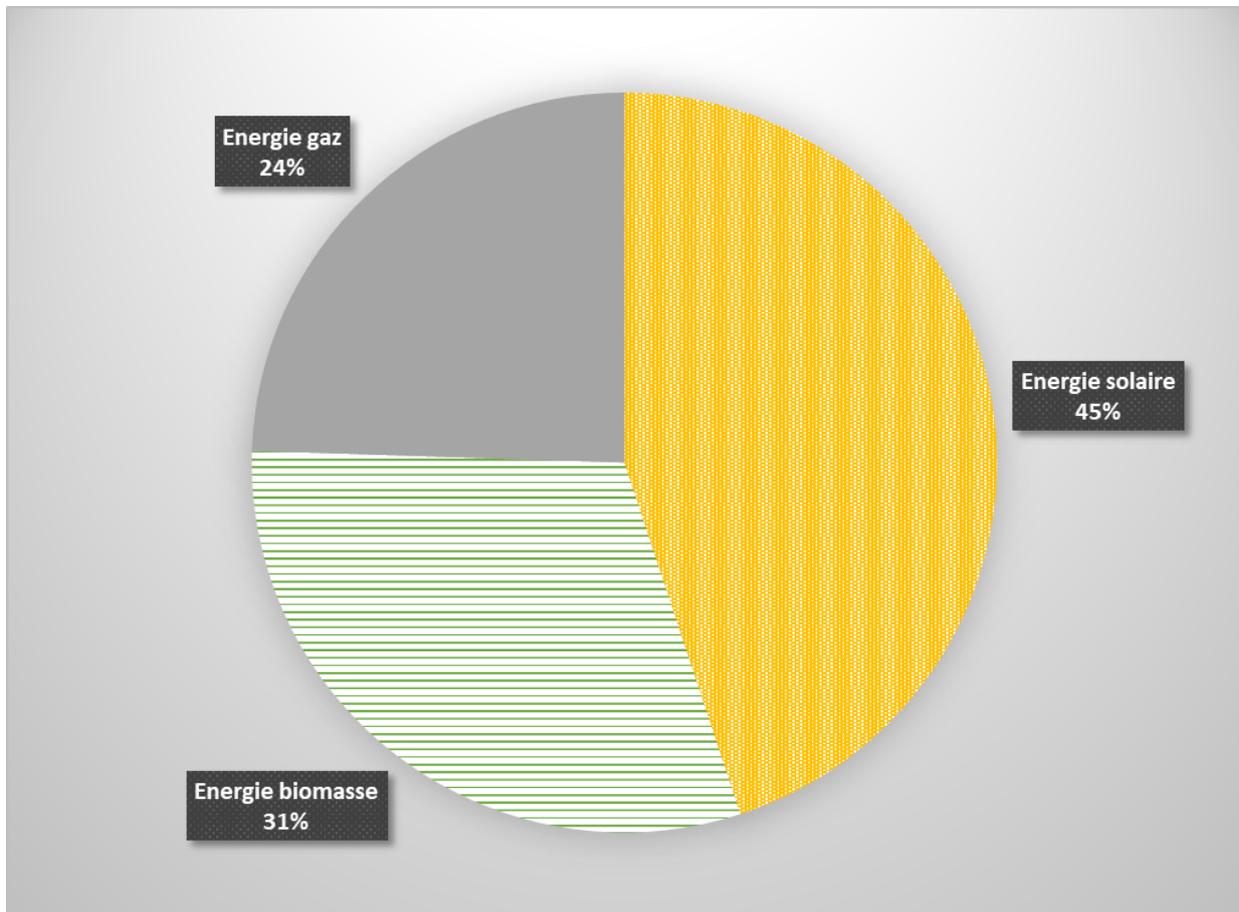


Figure III-10 : Répartition des énergies fournies sur la durée de vie de l'installation

Intéressons-nous maintenant à une analyse des résultats « technico-économiques ». La Figure III-10 présente en pourcentage la répartition des énergies fournies sur la durée de vie totale de l'installation ; nous remarquons ainsi que le taux d'énergies renouvelables (solaire + biomasse) est de 76% (l'utilisation du modèle économique basé sur un réseau ayant un taux d'ENR supérieur à 50% est donc justifiée). Cette figure est suivie de la Figure III-11 présentant le pourcentage des coûts totaux qui correspond à chaque dépense. Rappelons que les coûts d'exploitation sont décomposés en 3 parties (détaillées en Chapitre II.) : P1 correspond aux coûts liés à la consommation de combustibles (nul pour le solaire), P2 la maintenance légère et P3 la maintenance lourde. Cette figure permet notamment de comparer le poids des coûts d'exploitation face aux coûts d'investissement. En analysant ces deux figures conjointement, on observe que le couple solaire-stockage représente 33% des coûts totaux pour fournir au final 45% de l'énergie totale produite. La chaudière biomasse représente 33% des coûts d'investissement (OpEx + CapEx) pour fournir 31% de l'énergie totale. Enfin, la chaudière gaz représente 34% des coûts d'investissement et seulement 24% de l'énergie fournie. Cela met ainsi en avant la pertinence d'un réseau de chaleur alimenté par du solaire. Il est important de

retenir que la chaudière gaz reste indispensable car durant l'hiver, c'est la seule source qui permette de répondre à la demande avec une grande flexibilité qui est parfois nécessaire en hiver (*Figure III-7*). A cela s'ajoute la contrainte de dimensionnement liée à la nécessité d'approvisionnement qui surdimensionne la chaudière gaz de 10%. En effet, celle-ci ne fonctionne jamais à sa puissance maximale sur les jours caractéristiques créés. Cela implique une augmentation des coûts de 200k€. La chaudière biomasse sert de talon et permet de répondre à la demande à moindre coût (par rapport au gaz) durant les périodes où la ressource solaire n'est pas disponible. L'optimum obtenu correspond donc au dimensionnement et à l'exploitation de ces sources (avec le stockage) minimisant les coûts sur un horizon de temps de 20 ans.

Sur cette durée, le coût de la chaleur obtenu est de 54.85 €/MWh, ce qui le rend compétitif face au prix de la chaleur des réseaux des grandes villes Françaises (Paris, 60€/MWh, Lyon 85€/MWh, Chiffres clés de l'énergie (2020)).

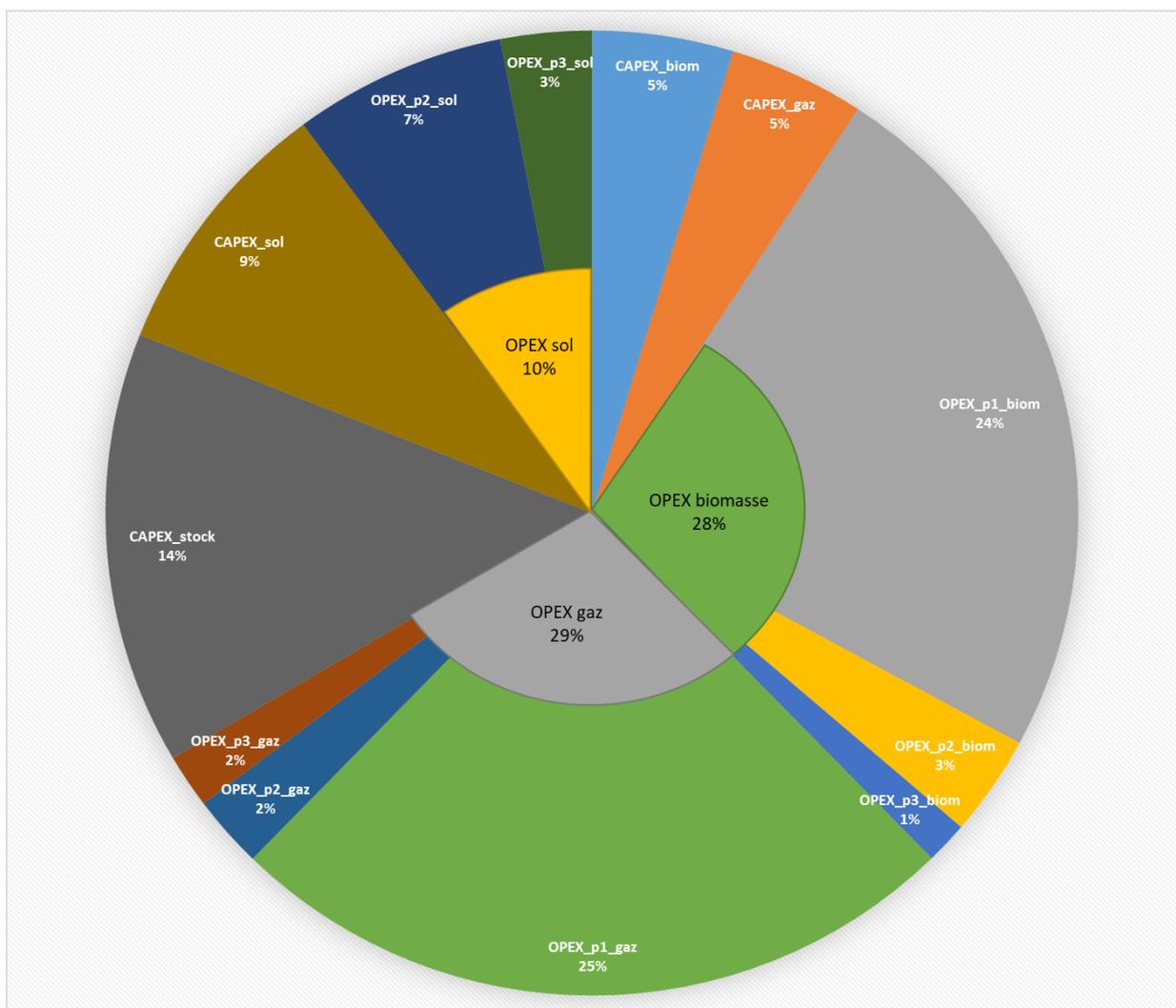


Figure III-11 : Répartition des coûts engagés sur la durée de vie de l'installation

3.b. Etude de différentes connexions du stockage

Afin d'étudier le meilleur branchement du stockage sur le réseau, plusieurs configurations ont été optimisées. Trois différents types de connexion du stockage sont présentés en Figure III-12. La zone froide est toujours reliée sur la canalisation de retour des consommateurs et l'étude se fera sur différentes connexions de la branche chaude à savoir :

1. Sortie Solaire

2. Sortie Biomasse

3. Sortie gaz (Cas précédent)

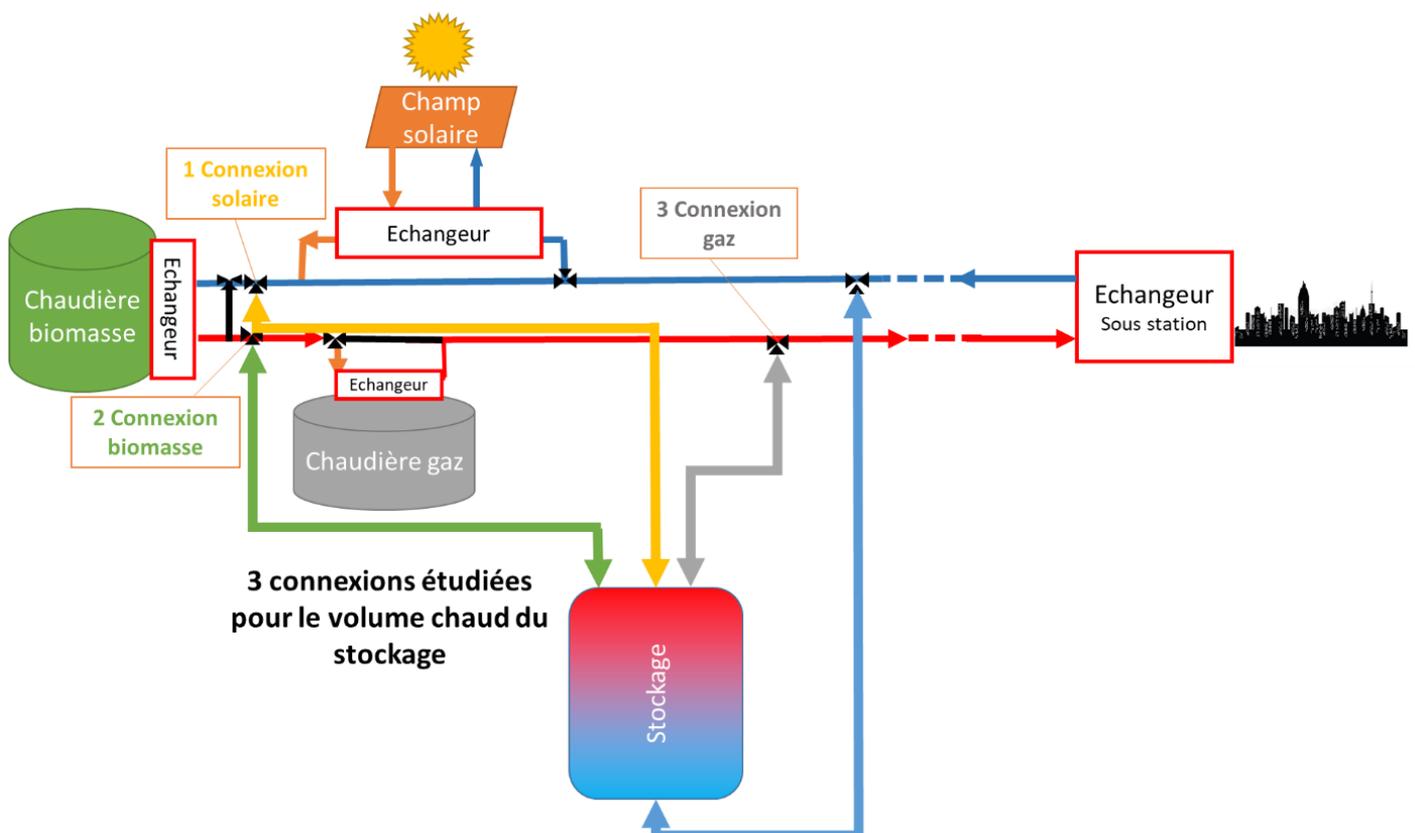


Figure III-12 : Schéma de l'étude comparant les différentes connexions de la zone chaude du stockage

Les statistiques sur le nombre d'optimisations et de convergence sont présentées pour les cas du branchement du stockage en sortie de la chaudière biomasse (Tableau III-5) et en sortie du champ solaire (Tableau III-6). Pour le cas de la connexion en sortie de biomasse, les 4 approches ont un nombre de convergences supérieur à 15% avec un écart type assez faible autour de la valeur moyenne (<0.7). Pour la connexion en sortie du solaire, le meilleur optimum est plus faible que pour les deux autres connexions, le taux de convergences est de 20% pour l'approche a et de 12% pour les autres approches. L'écart type est par ailleurs plus important pour cette approche ce qui montre que l'optimum ne reste pas coincé dans un voisinage et qu'il peut s'agir d'un optimum global.

Tableau III-5 : Résultats des calculs et analyse des convergences pour la connexion du stockage en sortie biomasse

Approche	Pourcentage de convergences (%)	Coûts totaux moyens (M€)	Ecart type	Meilleur optimum (M€)
a	23	25,29	0,347	24,80
b	15	25,27	0,585	24,87
c	32	25,63	0,620	24,66
d	40	25,60	0,664	24,67

Tableau III-6 : Résultats des calculs et analyse des convergences pour la connexion du stockage en sortie du solaire

Approche	Pourcentage de convergences (%)	Coûts totaux moyens (M€)	Ecart type	Meilleur optimum (M€)
a	20	25,21	0,297	24,77
b	12	25,08	0,161	24,85
c	12	25,84	0,578	24,53
d	12	25,51	0,591	24,61

Les dimensionnements optimaux de ces différentes configurations sont récapitulés dans le Tableau III-7 qui expose la valeur optimale des différentes variables de dimensionnement selon les raccords du volume chaud du stockage : Les coûts d'exploitation sont obtenus en multipliant les coûts d'exploitation du jour caractéristique par le nombre de fois où celui-ci est répété. On voit ainsi que le coût minimal sur 20 ans de 24.53 M€ est obtenu pour un raccord en sortie du champ solaire (configuration 1) grâce à l'approche c utilisée pour la stratégie de résolution. Concernant la connexion 2 (sortie biomasse), on constate que c'est en utilisant l'approche c que le meilleur optimum est trouvé. Nous observons que les coûts totaux ne varient que de 0.8% entre les connexions 1 et 3, cela montre que l'impact d'un nouveau branchement reste faible.

Tableau III-7 : Configuration optimale pour chaque connexion étudiée

Conexion	Approche	Coûts totaux (M€)	$S_{sol} (m^2)$	$P_{biomasse,max}(kW)$	$V_{total} (m^3)$
1 – Solaire	c	24,53	7 794	831	35 713
2 – Biomasse	c	24,66	7 730	754	35 183
3 - Gaz	d	24,73	7 778	975	34 293

Entre la connexion solaire et les autres connexions, le plus grand écart pour la surface solaire est de 0.8% et il est de 4,0% pour le volume du stockage. C'est sur la puissance maximale de la chaudière biomasse que l'on voit la différence la plus notable avec un écart de 14.8%. L'obtention de l'optimum avec le stockage raccordé en sortie du champ solaire peut s'expliquer par des niveaux de température plus bas au niveau du branchement du stockage (*Figure III-12* pour le branchement et *Figure III-14* pour les niveaux de températures). En étant connecté en sortie du solaire, la chaleur stockée peut être valorisée à plus basse température car il y a la possibilité de rehausser sa température par la suite avec les autres unités de production. La température en sortie du champ solaire étant toujours inférieure ou égale à celle en sortie de la chaudière gaz, il sera plus facile de déstocker de la chaleur. Sur la *Figure III-14*, il apparaît clairement que pour la connexion 1 (sortie solaire), il est plus facile d'utiliser le stockage car les niveaux de températures sont bien plus faibles que pour la connexion 3 branchée en sortie de chaudière gaz (*Figure III-9*). La *Figure III-13* représente, pour la meilleure connexion du stockage (sortie solaire), les puissances fournies par les différentes installations en réponse à la demande pour chaque période. Nous pouvons tout d'abord remarquer que le fonctionnement de la chaudière biomasse est similaire à celui observé en *Figure III-7* avec une puissance maximale plus faible et une moindre utilisation du stockage lors de l'hiver. Le *Tableau III-7* nous indique par ailleurs que c'est avec le volume de stockage et la surface du champ solaire les plus grands (comparés aux optimums des autres connexions) que les coûts totaux sont les plus faibles.

En hiver, ce sont les 3 sources de production qui permettent, ensemble, de répondre à la demande en ne recourant quasiment pas au stockage à l'exception d'une période de stockage en première période et un déstockage à une autre (18^{ème}). Ces fonctionnements ont vocation à réduire la puissance utilisée par la chaudière à gaz.

A partir du printemps, le champ solaire fournit en milieu de journée une puissance supérieure à la demande qui est destinée au stockage (qui a fourni beaucoup de puissance les périodes précédentes), qui pourra ensuite restituer cette énergie en fin de journée.

Lors des pics d'ensoleillement, les niveaux de températures peuvent être importants ce qui permet de réalimenter le stockage en chaleur. Ces variations de température sont présentées dans la *Figure III-14* qui montre les niveaux de températures en différents points du réseau en fonction de la période. On peut observer les périodes durant lesquelles la température en sortie du solaire est égale à la température en sortie de la chaudière gaz, ce qui correspond aux périodes d'été durant lesquelles le solaire répond seul à la demande et peut même stocker l'excédent de puissance.

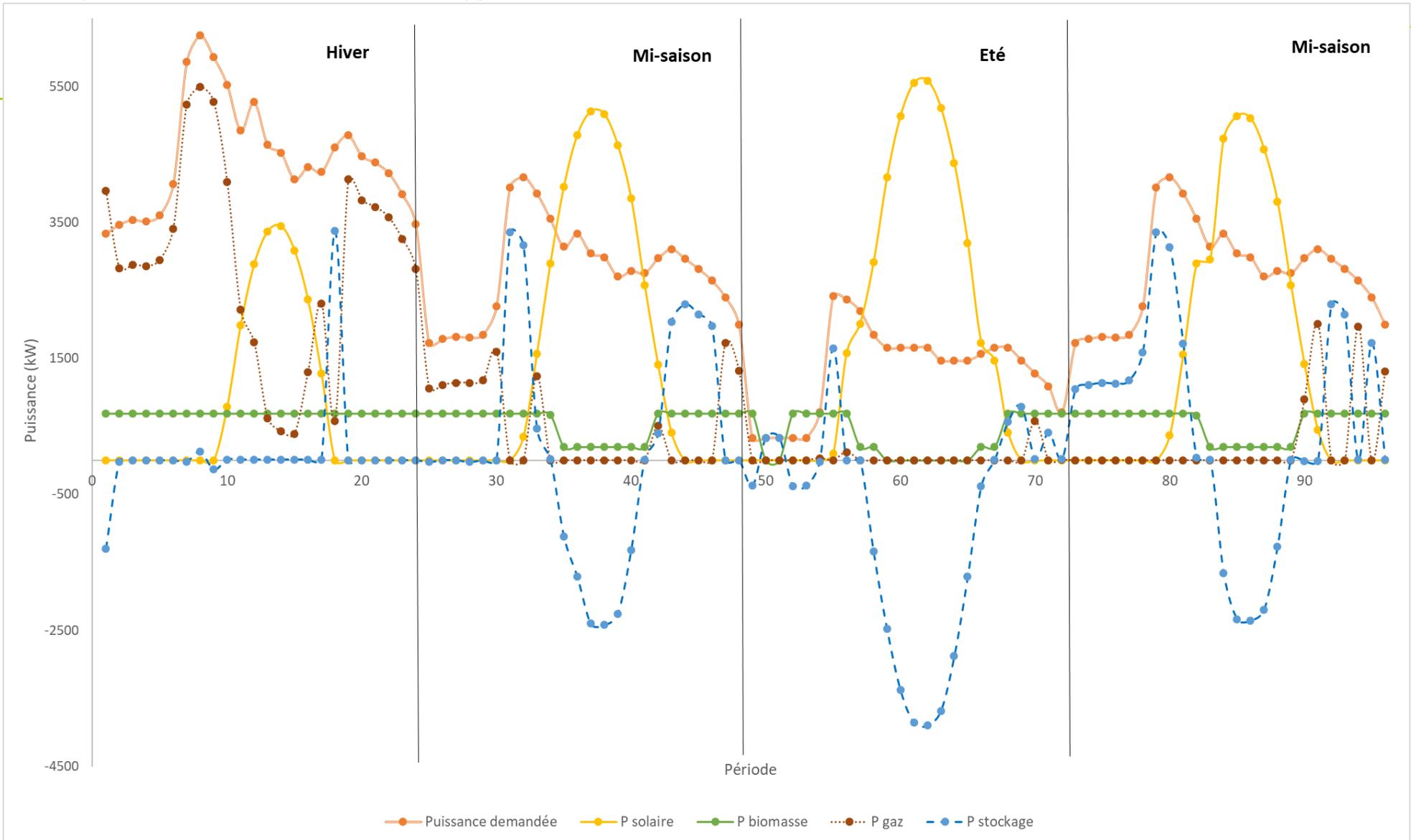


Figure III-13 : Exploitation optimale du modèle à chaque période pour le cas d'une connexion du stockage en sortie du champ solaire

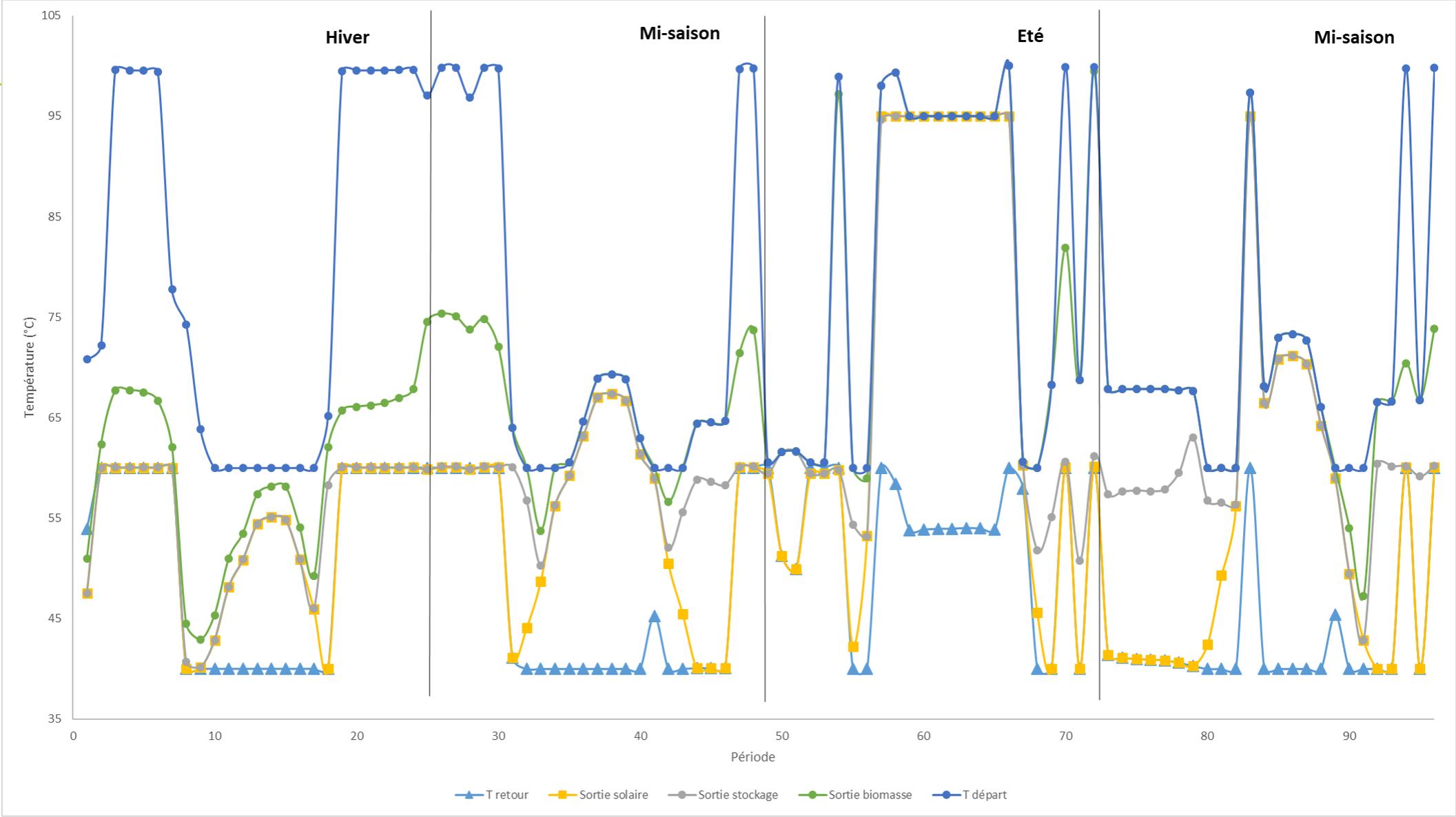


Figure III-14 : Evolution des températures en fonction des périodes pour le cas d'une connexion du stockage en sortie du champ solaire

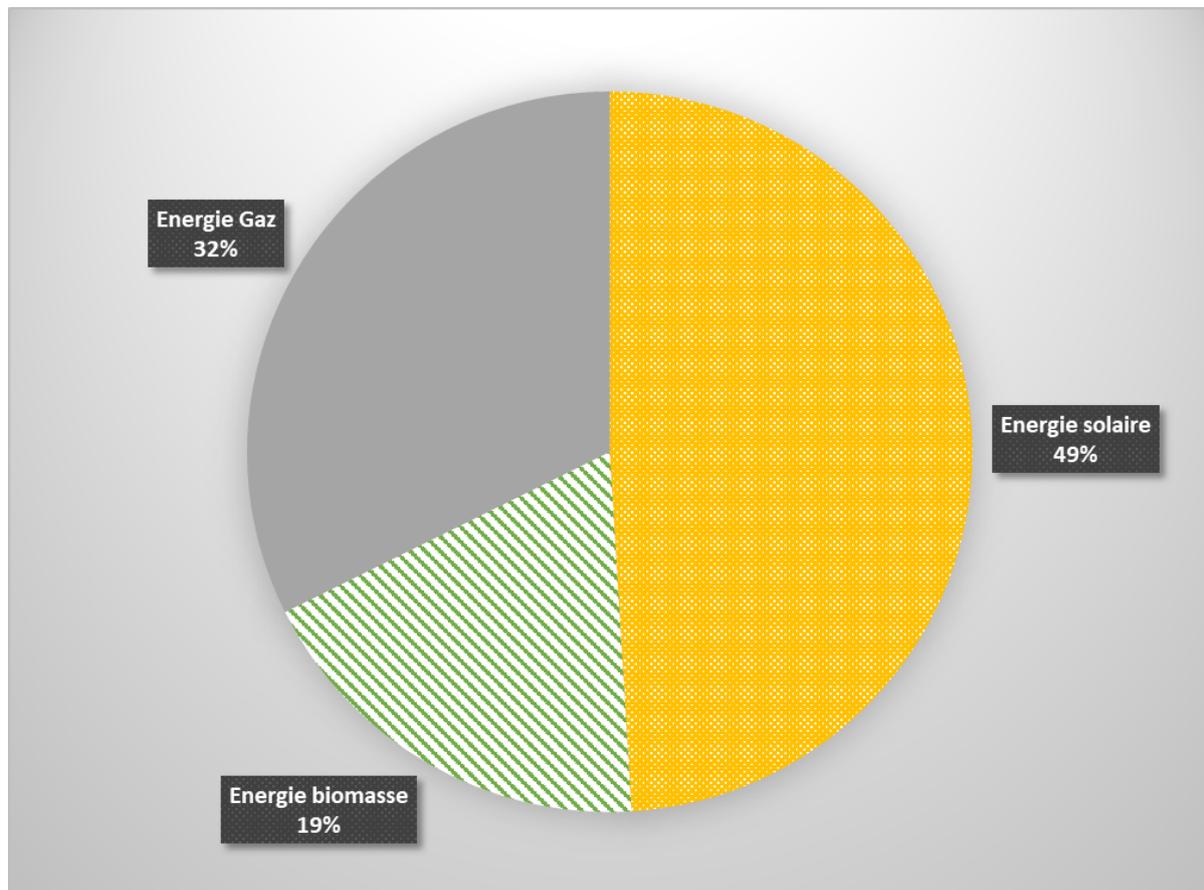


Figure III-15 : Répartition des énergies fournies sur la durée de vie de l'installation pour le cas d'une connexion du stockage en sortie du champ solaire

Concernant les diagrammes de répartition des coûts et des énergies, nous observons sur la Figure III-15 que le solaire est plus utilisé que pour le cas de la connexion gaz (Figure III-10) bien que le gaz soit plus utilisé que pour le cas de la connexion du stockage en sortie de chaudière à gaz. Bien que le gaz soit plus cher à utiliser que la biomasse ou le solaire, le coût lié au à l'augmentation de la puissance maximale de la chaudière biomasse n'est pas rentable sachant que la chaudière gaz est par défaut dimensionnée de sorte à pouvoir répondre au maximum de la demande seule.

L'optimum avec le branchement solaire utilise un taux d'énergies renouvelables de 68%, il est encore une fois intéressant de constater que ce taux est supérieur à la contrainte minimale qui impose un taux d'énergies renouvelables supérieur à 50%. Pour ce cas d'étude, la répartition des coûts est présentée en Figure III-16 avec 61% des coûts totaux exclusivement liés aux coûts P1, la consommation de combustibles (contre 49% pour la connexion gaz) pour avoir un coût final de la chaleur de 54.41€/MWh soit un gain de 0.44 €/MWh par rapport au premier branchement étudié avec le stockage connecté en sortie du gaz.

L'analyse de ces résultats d'optimisation convergeant vers un optimum utilisant un taux important de gaz est lié à différents paramètres dont la sensibilité va être étudiée dans les sous parties suivantes à savoir :

- L'impact de la durée de vie du système sur le mix énergétique
- L'impact du taux d'ENR imposé
- L'impact de la contrainte de dimensionnement de la chaudière gaz

Ces études seront faites en conservant la connexion du stockage en sortie du champ solaire car cette première analyse a montré la pertinence d'une telle connexion pour réduire les coûts totaux et augmenter la part de solaire thermique.

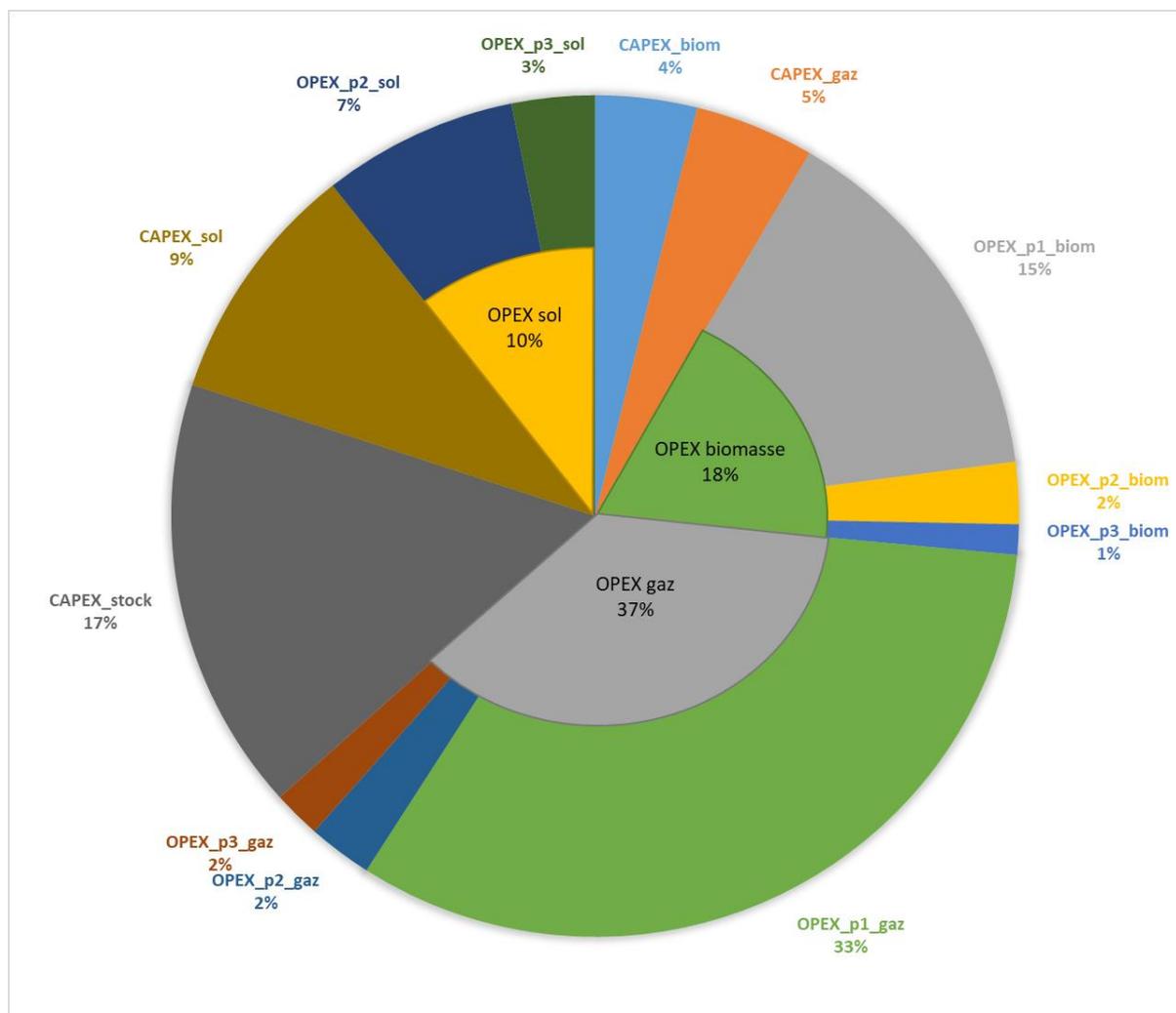


Figure III-16 : Répartition des coûts engagés sur la durée de vie de l'installation pour le cas d'une connexion du stockage en sortie du champ solaire

Cette analyse de sensibilité a aussi été menée en utilisant un autre solveur cette fois commercial afin de comparer les performances de convergence ainsi que la qualité des résultats.

3.b.i. Comparaison avec knitro

Une comparaison des résultats obtenus a été menée en utilisant le solveur commercial knitro dont les résultats sont présentés dans le Tableau III-8. Le nombre de convergences est bien trop faible et la valeur des optimums obtenus est bien supérieure à ceux obtenus avec Ipopt pour pouvoir considérer que la méthode de résolution est efficace en utilisant le solveur knitro. Dans ce cas d'étude, la méthodologie est donc adaptée pour l'utilisation du solveur open-source Ipopt qui utilise aussi la méthode du point intérieur pour résoudre le problème d'optimisation.

Tableau III-8 : Résultats de convergence avec l'utilisation du solveur commercial knitro

Connexion	Approche	Nombre de convergences	Valeur minimale (M€)
Solaire	a	1	26,72
	b	3	26,51
	c	1	27,53
	d	2	27,21
Biomasse	a	2	26,86
	b	0	x
	c	2	26,81
	d	1	26,62
Gaz	a	1	26,70
	b	1	27,47
	c	0	x
	d	0	x

Bien que ces résultats ne soient pas significatifs au regard du faible nombre de convergences obtenues, la Figure III-17 montre l'exploitation optimale du réseau obtenue via une résolution en utilisant le solveur Knitro. Les dimensionnements optimaux obtenus sont :

- Solaire : 2633 m²
- Stockage : 12 002 m³
- Puissance maximale biomasse : 2625 kW

Ces coûts élevés sont donc dus au choix de l'utilisation d'une chaudière biomasse en majorité fournissant à elle seule 55% de l'énergie totale fournie sur la durée de vie de l'installation. Les résultats optimaux ont pourtant montré qu'il était moins coûteux d'avoir un champ solaire de plus grande taille et de ne pas utiliser une chaudière biomasse de puissance trop importante en privilégiant l'utilisation du gaz, déjà dimensionné par défaut.

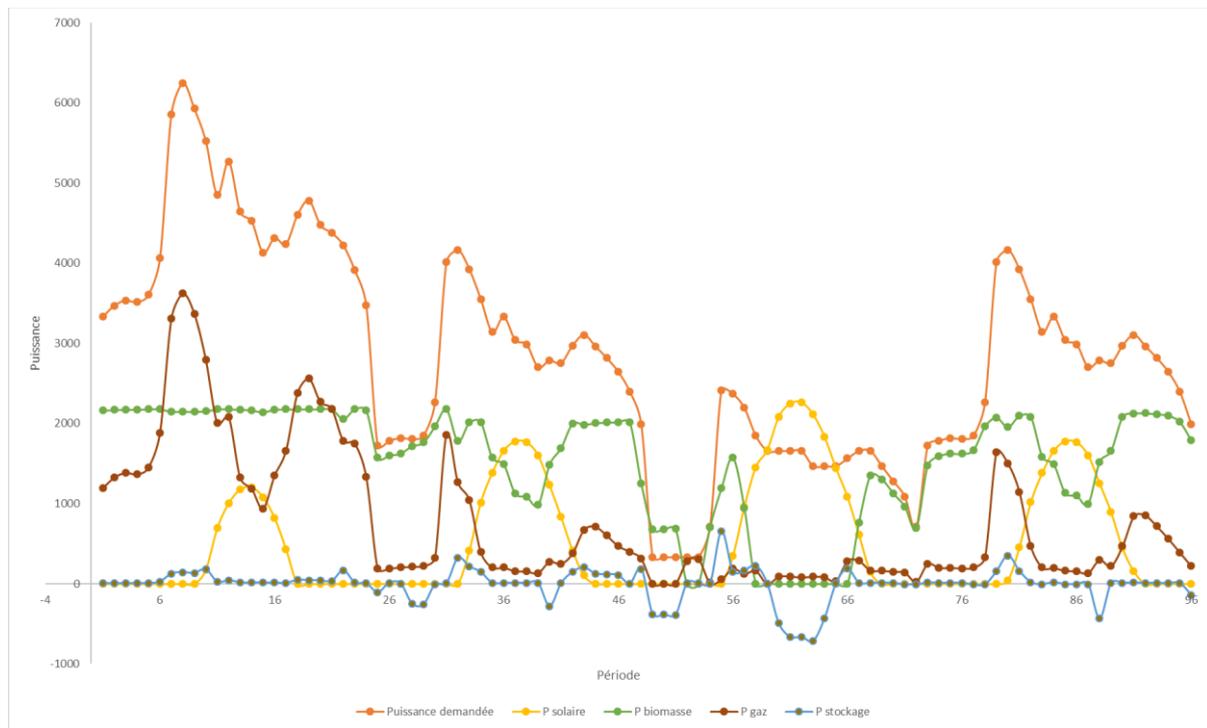


Figure III-17 : Exploitation optimale du réseau multi-sources à chaque période pour la résolution du problème avec le solveur knitro

3.c. Etude de sensibilité sur la durée de vie de l'installation

Généralement, les études de faisabilité des réseaux de chaleur multi-énergie se font sur une durée de 20 ans afin de pouvoir comparer les coûts du MWh avec ceux d'autres moyens de production d'énergie. Néanmoins, il est possible de faire fonctionner de telles installations jusqu'à 25 ans et sur ces durées, il est intéressant de voir comment seraient dimensionnés les moyens de productions de chaleur.

3.c.i. Durée de vie de 22 ans

Le Tableau III-9 présente l'analyse des résultats de convergence lorsque la durée de vie de l'installation considérée est de 22 ans. Le meilleur optimum est obtenu avec l'approche a et celui-ci est quasi-proportionnellement égal à celui obtenu pour 20 ans (Tableau III-6) avec un nombre de convergences moins important.

Tableau III-9 : Résultats des calculs et analyse des convergences pour la connexion du stockage en sortie solaire en prenant 22 ans comme durée de vie de l'installation

Approche	Nombre de convergence	Coûts totaux moyens (M€)	Ecart type	Meilleur optimum (M€)
a	19	26,85	0,495	26,43
b	8	26,99	0,642	26,54
c	5	28,45	0,323	28,05
d	15	28,63	2,034	27,00

Les dimensionnements optimaux des sources obtenus pour l'approche c sont les suivants :

- Solaire : 6 534 m²
- Stockage : 26 031 m³
- Puissance maximale biomasse : 1 709 kW

En comparaison des résultats sur une durée de vie de 20 ans (Tableau III-7), les dimensionnements du champ solaire et du stockage sont plus faibles contrairement à ce que l'on pourrait espérer, car les ressources ayant de faibles coûts d'exploitation sont plus rentables sur de longs horizons de temps. Pour cet optimum qui rappelons-le à toujours le risque d'être un minimum local, l'optimiseur a donc choisi une solution recourant prioritairement à la chaudière biomasse plutôt qu'au solaire.

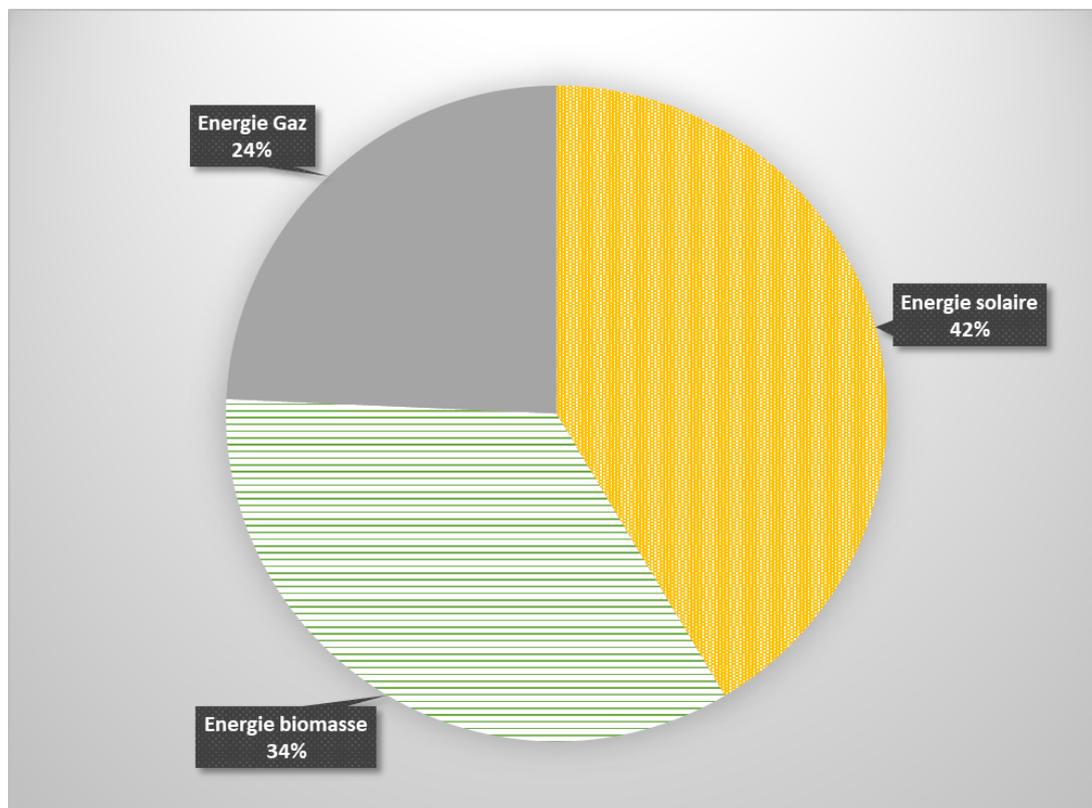


Figure III-18 : Répartition des énergies fournies pour une durée de vie de l'installation de 22 ans.

Sur cette durée d'étude, le coût de la chaleur est de 53.29 €/MWh soit un gain de 1,12€/MWh. Il est important de noter que les coûts sont pris en compte sur une base théorique de 20 ans d'exploitation : les coûts de maintenance de certains composants peuvent augmenter avec la durée de vie de l'exploitation ce qui n'est pas pris en compte dans ce modèle.

3.c.ii. Durée de vie de 25 ans

C'est sur une durée de vie de l'installation de 25 ans que les calculs ont été faits cette fois et les résultats d'optimisation ainsi que l'analyse des convergences sont présentés dans le Tableau III-10. Les 4 approches convergent avec un taux proche (autour de 12%), et l'un des résultats les plus notables est la valeur des optimas obtenus entre les approches a et d qui sont très proches. Sur 25 ans d'analyse, la différence entre les coûts totaux calculés comme la somme des coûts d'exploitation et d'investissement est de l'ordre de la centaine d'euros.

Tableau III-10 : Résultats des calculs et analyse des convergences pour la connexion du stockage en sortie solaire en prenant 25 ans comme durée de vie de l'installation

Approche	Nombre de convergences	Coûts totaux moyens (M€)	Ecart type	Meilleur optimum (M€)
a	13	29,44	0,366	28,9375
b	13	29,97	1,592	29,07
c	11	31,35	0,837	29,04
d	12	31,24	0,976	28,9376

Les dimensionnements optimaux pour chaque approche sont les suivants :

- Approche a :
 - Solaire : 6 534 m²
 - Stockage : 26 026 m³
 - Puissance maximale biomasse : 2 123 kW
- Approche d :
 - Solaire : 7 380 m²
 - Stockage : 32 805 m³
 - Puissance maximale biomasse : 1 019 kW

Ces dimensionnements montrent qu'avec une centaine d'euros d'écart sur la durée de vie, il est possible d'avoir deux systèmes de production bien différents. L'un ayant un plus grand champ solaire couplé à un stockage plus grand tandis que l'autre privilégie le recours à une chaudière biomasse plus grande (avec un champ solaire et un stockage qui restent conséquents).

La Figure III-19 et la Figure III-20 représentent successivement l'exploitation optimale du réseau multi-sources à chaque période pour les approches a et d et la Figure III-21 compare les mix énergétiques de ces deux approches. L'approche a a permis d'obtenir un dimensionnement de chaudière biomasse de plus grande taille, le chaudière gaz fournit moins de puissance que pour l'approche d (ainsi que les approches analysées précédemment) pour ne représenter que 19% du mix énergétique. Pour l'approche d, le solaire représente une part plus importante du mix énergétique (46% contre 41% avec l'approche a) mais recourt plus au gaz qu'à la biomasse, particulièrement en hiver.

En ne prenant que les coûts en compte, l'optimiseur ne saura pas sélectionner la solution la plus pertinente (avec des coûts très proches) entre une solution utilisant un taux de renouvelable de 81% (approche a) et une avec un taux de 69% (approche d). Une optimisation multi-objectif pourrait permettre de prendre en compte le taux d'émissions de CO₂ dans le dimensionnement et l'exploitation des sources mais la complexité de résolution serait aussi augmentée.

Pour une telle étude, le coût de la chaleur serait de 51,35 €/MWh soit un gain de 3,06 €/MWh (5.62%). Il y aurait donc beaucoup à gagner à pouvoir exploiter les réseaux sur de plus longues durées afin de pouvoir réduire le coût de vente de la chaleur. Il reste important de souligner que le modèle des coûts d'exploitation (et de maintenance) est basé sur une durée de vie de 20ans. Cette durée n'inclut pas l'éventuel remplacement de matériel nécessaire à une exploitation sur 25 ans au lieu de 20.

Dans l'objectif de mesurer l'impact du taux d'ENR sur la fonction objectif et sur le dimensionnement et l'exploitation des sources, une analyse de sensibilité va être faite sur le taux d'énergies renouvelables.

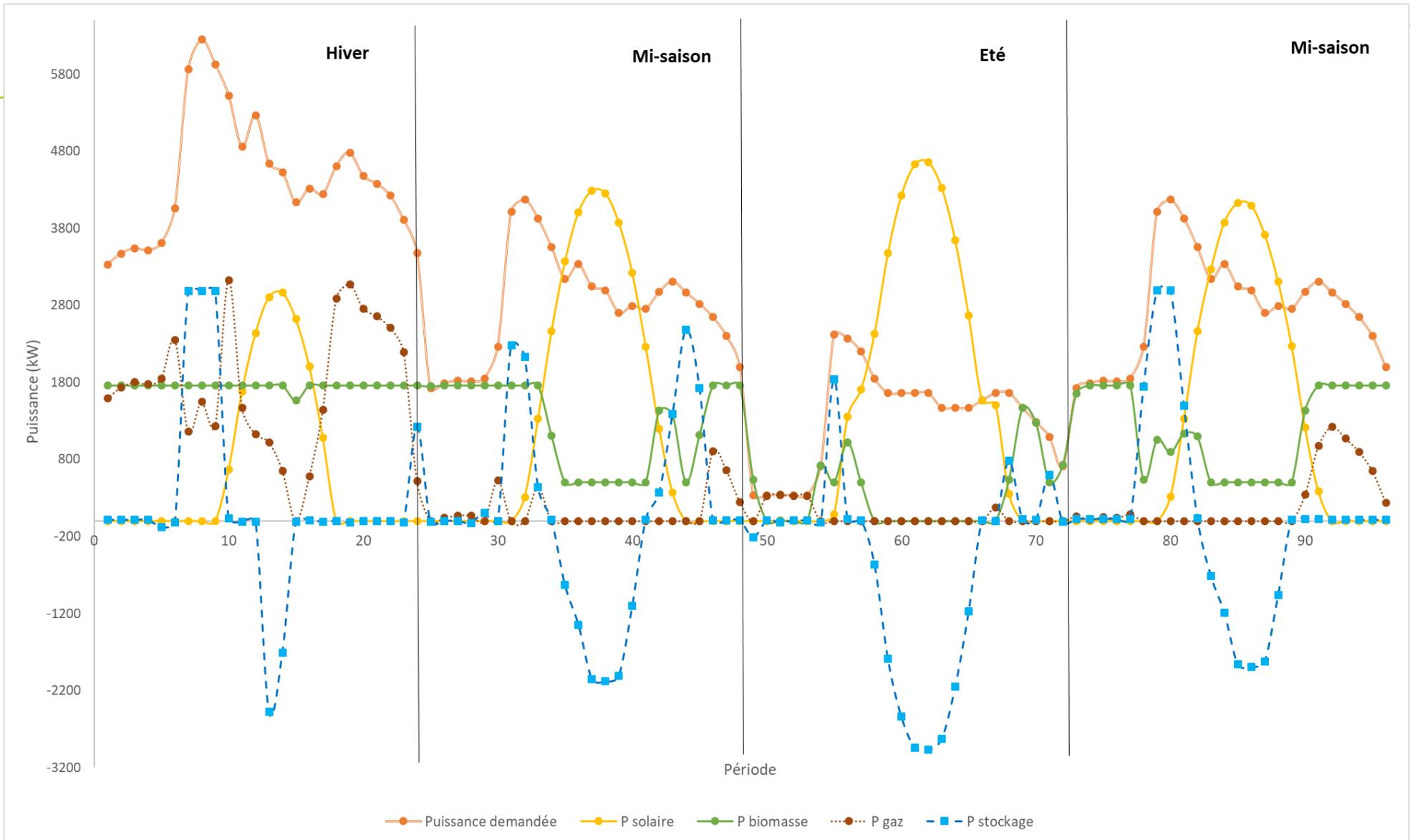


Figure III-19 : Exploitation optimale du réseau multi-sources à chaque période pour la résolution du problème avec l'approche a sur une durée de 25 ans

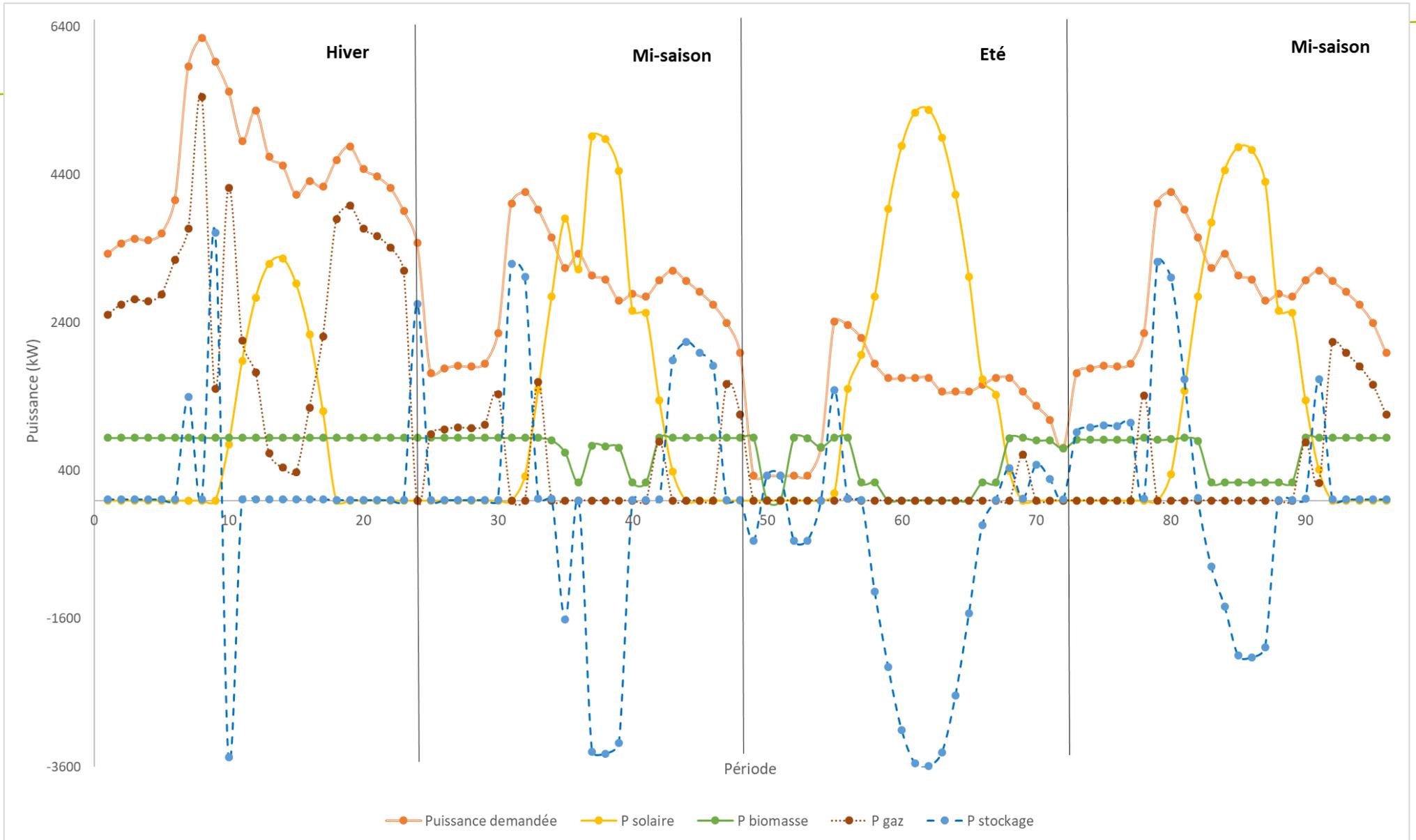


Figure III-20 : Exploitation optimale du réseau multi-sources à chaque période pour la résolution du problème avec l'approche d sur une durée de 25 ans

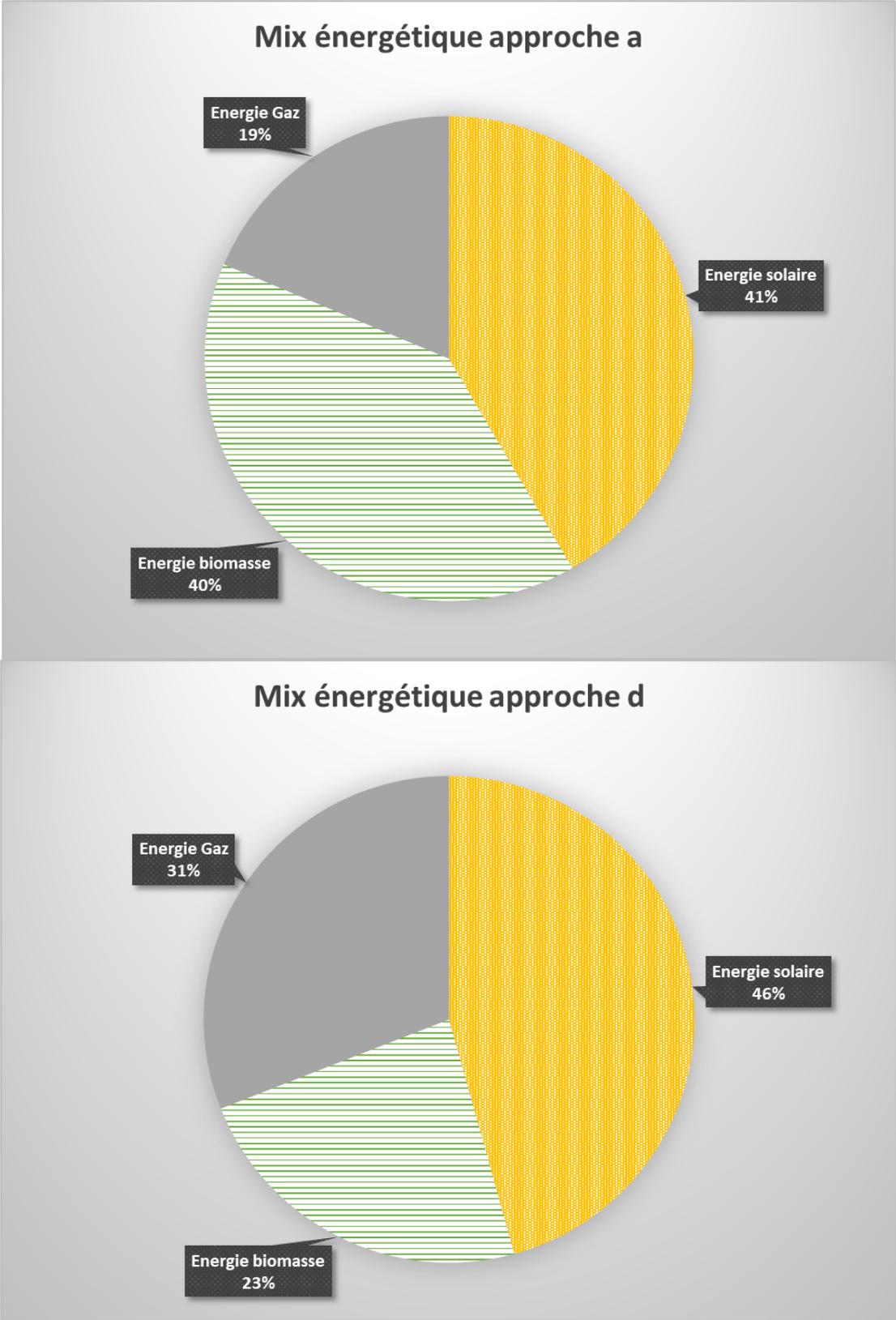


Figure III-21 : Comparaison de la Répartition des énergies fournies sur une durée de vie de l'installation de 25 ans pour le cas d'une connexion du stockage en sortie du champ solaire convergé avec l'approche a et d.

3.d. Etude de sensibilité au taux minimal d'énergies renouvelables

Dans l'objectif d'avoir une idée du poids du taux d'énergies renouvelables (ENR) sur la fonction objectif et les comportements d'exploitation, cette partie va modifier la contrainte imposant un taux d'ENR d'au moins 50%, en augmentant ce taux petit à petit. La connexion étudiée est celle avec une zone chaude du stockage connectée à la sortie du champ solaire.

3.d.i. Taux d'énergies renouvelables supérieur à 65%

En prenant la contrainte d'un taux d'ENR supérieur à 65%, nous devrions théoriquement trouver le même optimum que celui obtenu en partie 3.b (24.53 M€ et 68% d'ENR), pourtant, le Tableau III-11 montre que le nombre de convergences des approches c et d est plus faible que dans la partie 3.b (Tableau III-6). Cette contrainte a donc un impact négatif sur les résultats de convergence bien que l'écart reste faible (0.73%). Ces résultats montrent l'importance du chemin de convergence sur les résultats d'optimisation.

Tableau III-11 : Résultats des calculs et analyse des convergences pour la connexion du stockage en sortie biomasse

Approche	Nombre de convergences	Coûts totaux moyens (M€)	Ecart type	Meilleur optimum (M€)
a	23	25,26	0,630	24,71
b	10	25,44	0,367	26,76
c	5	25,28	0,720	25,16
d	7	26,00	0,508	25,28

Dimensionnement optimal des sources pour l'approche a :

- Solaire : 6 534 m²
- Stockage : 26 026 m³
- Puissance maximale biomasse : 1 535 kW

En comparaison de l'approche optimale en 3.b, la chaudière biomasse est de taille plus importante mais ce taux d'utilisation de la biomasse plus important (31%) augmente les coûts totaux de 0.73% avec cette fois un taux d'ENR de 73%. Cet écart montre des faiblesses dans la méthode de résolution qui ne permet pas à chaque fois d'obtenir le meilleur optimum.

3.d.ii. Taux d'énergies renouvelables supérieur à 80%

Avec un taux d'ENR supérieur à 80%, nous obtenons cette fois un optimum forcément différent de celui obtenu dans la partie 3.b qui avait convergé vers une solution avec un taux d'ENR de 69%. Nous allons pouvoir ainsi mesurer la sensibilité des résultats au taux d'ENR.

L'analyse du Tableau III-12 exposant les résultats de convergence montre qu'avec l'approche d, les coûts minimaux sont de 24.73 M€ (soit un écart de 0.8% par rapport au cas avec un taux imposé de 50%).

Tableau III-12 : Résultats des calculs et analyse des convergences pour la connexion du stockage en sortie biomasse

Approche	Nombre de convergence	Coûts totaux moyens (M€)	Ecart type	Meilleur optimum (M€)
a	11	25,37	0,451	24,81
b	9	25,23	0,215	24,84
c	6	25,87	0,289	25,27
d	7	25,68	0,528	24,73

Dimensionnement optimal des sources obtenu avec l'approche d :

- Solaire : 7 583 m²
- Stockage : 35 328 m³
- Puissance maximale biomasse : 2 002 kW

Avec ce dimensionnement des sources, le taux d'ENR obtenu est de 84% ce qui montre une convergence vers un minimum local sachant que la borne est à 80%. Ce résultat permet de montrer qu'en augmentant les coûts totaux de seulement 0.8%, il est possible d'augmenter le taux d'ENR de 15%, en particulier grâce à une utilisation plus importante de la chaudière biomasse (en augmentant son dimensionnement) pour un coût final de la chaleur de 54.85 €/MWh.

3.d.iii. Taux d'énergies renouvelables supérieur à 95%

En ayant pour contrainte un taux d'ENR supérieur à 95%, le Tableau III-13 permet tout d'abord de faire le constat du très faible nombre de convergences (aucune pour les approches b et c, une seule pour la a et quatre pour la c). De plus, le meilleur optimum est de 25.54 M€, soit une augmentation des coûts de 3.95%.

Tableau III-13 : Résultats des calculs et analyse des convergences pour la connexion du stockage en sortie biomasse

Approche	Nombre de convergence	Coûts totaux moyens (M€)	Ecart type	Meilleur optimum (M€)
a	1	26,68	0	26,68
b	0	X	X	X
c	4	28,36	1,645	25,54
d	0	X	X	x

Dimensionnement optimal des sources obtenu avec l'approche c :

- Solaire : 6 784 m²
- Stockage : 30 822 m³
- Puissance maximale biomasse : 3 536 kW

Le dimensionnement optimal des sources confirme que c'est en augmentant la taille de la chaudière biomasse que l'on peut augmenter le taux de renouvelable. La Figure III-22 présente l'exploitation optimale des sources permettant de répondre à la demande avec un taux de renouvelable supérieur à 95%. La Figure III-23 montre même que ce taux d'ENR est de 96% avec un taux d'utilisation du solaire de 42%. Comme le dimensionnement le suggère, la chaudière biomasse répond en grande partie à la demande (54% du mix énergétique) et le remplacement du gaz se fait en particulier grâce à l'utilisation du stockage permettant de maintenir un faible taux d'utilisation de la chaudière gaz.

Une contrainte de dimensionnement sur le gaz a été fixée par l'équation (III.5) imposant que la puissance maximale de la chaudière gaz soit égale à la demande maximale. C'est pourquoi il serait inintéressant en conservant cette contrainte d'étudier un cas utilisant 100% de renouvelable sachant que par défaut, la chaudière gaz est disponible et exploitable ce qui implique que même sans l'utiliser, les coûts de dimensionnement et de maintenance sont à prendre en compte. L'objectif de la partie 3.e va être d'étudier l'impact de cette contrainte sur les dimensionnements, les coûts et le mix énergétique.

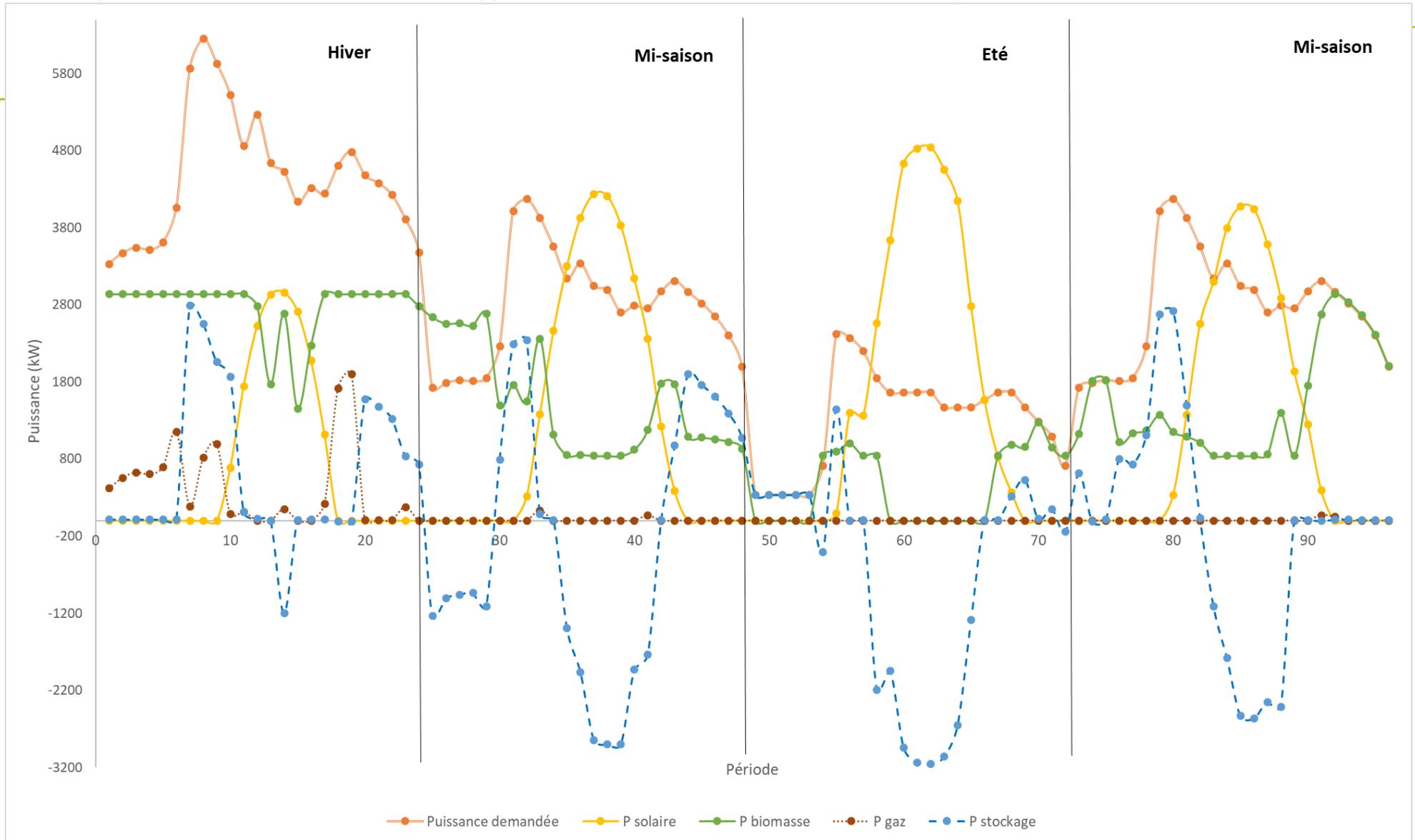


Figure III-22 : Exploitation optimale du réseau multi-sources à chaque période pour la résolution du problème avec l'approche c en imposant un taux d'ENR > 95%

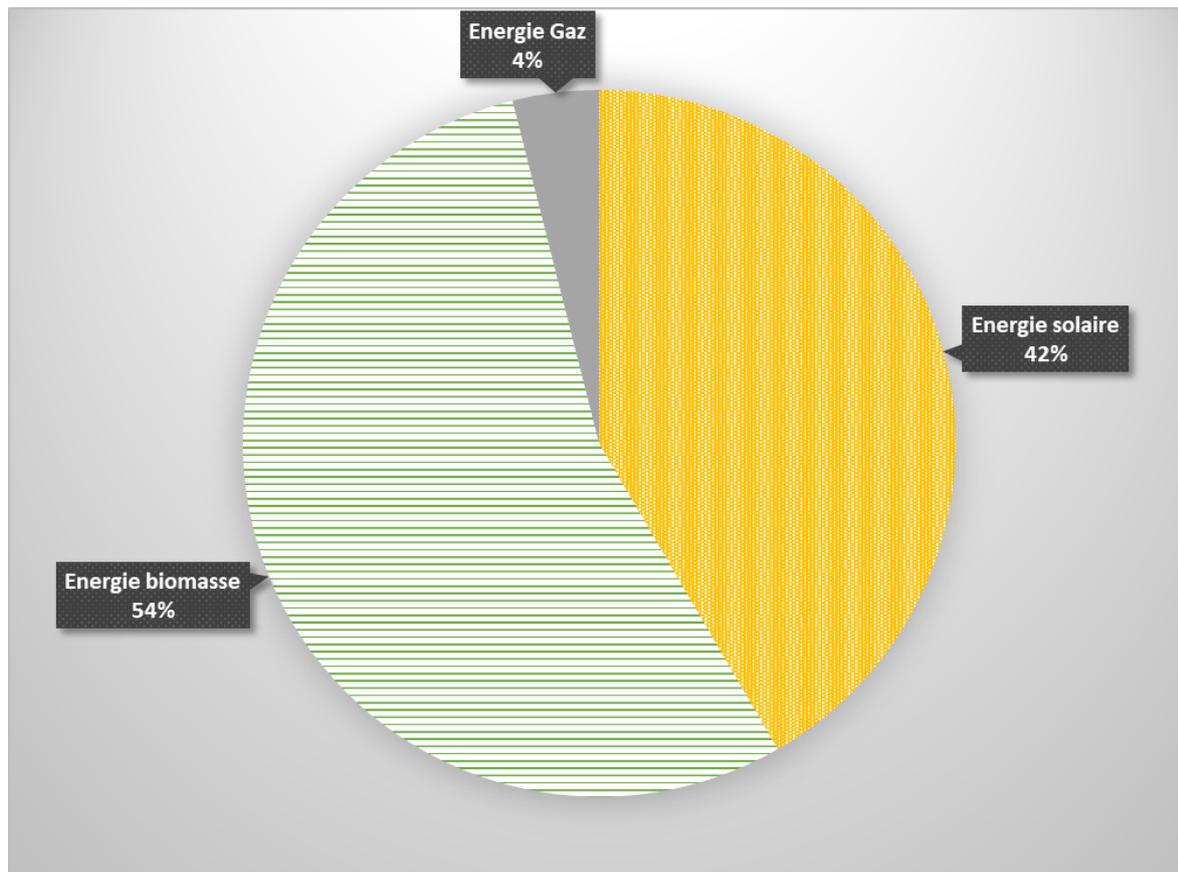


Figure III-23 : Répartition de l'énergie fournie sur la durée de vie de l'installation avec un taux d'ENR imposé >95%

3.e. Retrait de la contrainte sur $P_{gaz,max}$

Comme il a été évoqué précédemment, la contrainte de dimensionnement sur la puissance maximale de la chaudière gaz exprimée par l'équation (III.5) mène logiquement l'optimiseur à utiliser plus de gaz. Cela s'explique en partie par le fait qu'une chaudière à gaz de grande puissance est disponible à chaque période et est maintenue sur la durée de vie de l'installation. Une première optimisation a été menée en retirant cette contrainte en partie 3.e.i suivie de l'étude de scénario 100% renouvelable en partie 3.e.ii.

3.e.i. Analyse sans borne

Le Tableau III-14 présentant les résultats de calcul et l'analyse des convergences montre des coûts minimaux inférieurs à ceux obtenus en fixant $P_{gaz,max}$ avec les approches a et c. L'approche c converge vers un optimum de 24.34 M€ soit un gain de 0.77% par rapport aux résultats de la partie 3.b. Ce gain est faible, et cela s'explique par le fait que dans les cas précédents, bien que la chaudière soit surdimensionnée, elle restait assez peu exploitée durant la plupart des périodes, ce qui engendrait des coûts faibles.

Tableau III-14 : Résultats des calculs et analyse des convergences lors du retrait de la contrainte sur $P_{gaz,max}$

Approche	Nombre de convergence	Coûts totaux moyens (M€)	Ecart type	Meilleur optimum (M€)
a	45	25,56	0,592	24,46
b	13	24,79	0,221	24,62
c	19	25,48	0,702	24,34
d	13	26,04	0,877	24,62

Dimensionnement optimal des sources obtenu avec l'approche c :

- Solaire : 7 847 m²
- Stockage : 36 617 m³
- Puissance maximale biomasse : 1386 kW
- Puissance maximale gaz : 2 053 kW

Le dimensionnement optimal du stockage est plus grand que celui obtenu dans toutes les approches précédentes et le dimensionnement de la chaudière à gaz est réduit de 65% par rapport au dimensionnement contraint. La Figure III-24 montre que durant l'été, il est possible de stocker jusqu'à 4 000 kW en une période, ce qui permet ensuite d'utiliser cette puissance durant la fin de journée et la saison suivante. La chaudière gaz est principalement utilisée en hiver comme dans les cas précédents mais cette fois avec une manière de fonctionner à puissance maximale comparable à celle de la biomasse. Sur la Figure III-24 on observe clairement le fonctionnement à puissance maximale des deux sources auquel s'ajoute une décharge du stockage permettant de répondre à la demande de chaleur. Le comportement du champ solaire reste similaire à celui observé lors des études précédentes.

La Figure III-25 révèle un mix énergétique utilisant 77% de renouvelable soit un gain de 9% tout en réduisant les coûts. C'est cette analyse combinée entre la faible réduction des coûts totaux et l'augmentation du taux de renouvelable de 68 à 77% qui permet de mesurer l'intérêt de retirer la contrainte de dimensionnement sur la chaudière gaz.

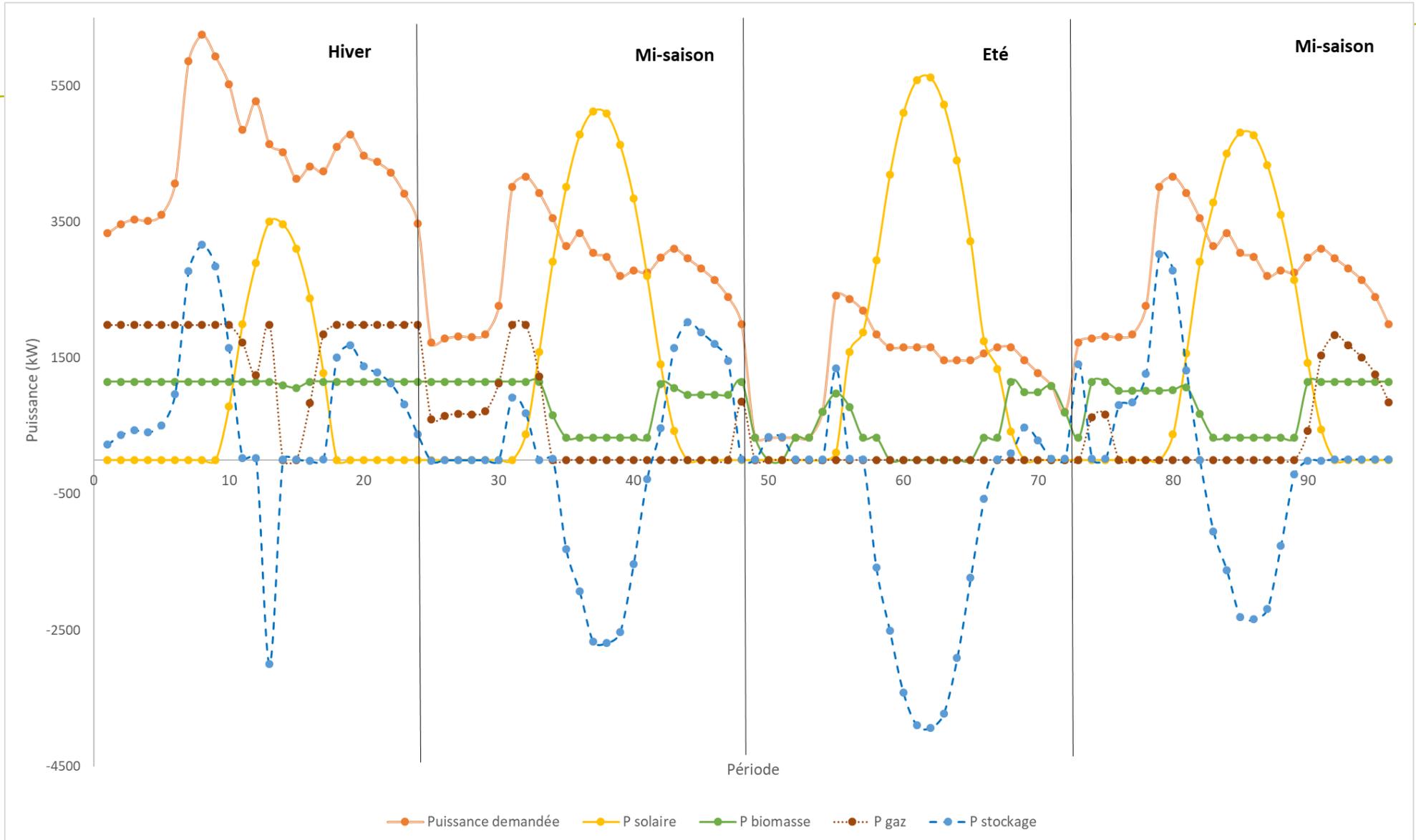


Figure III-24 : Exploitation optimale du réseau multi-sources à chaque période pour la résolution du problème avec l'approche c en retirant la contrainte sur $P_{gaz,max}$

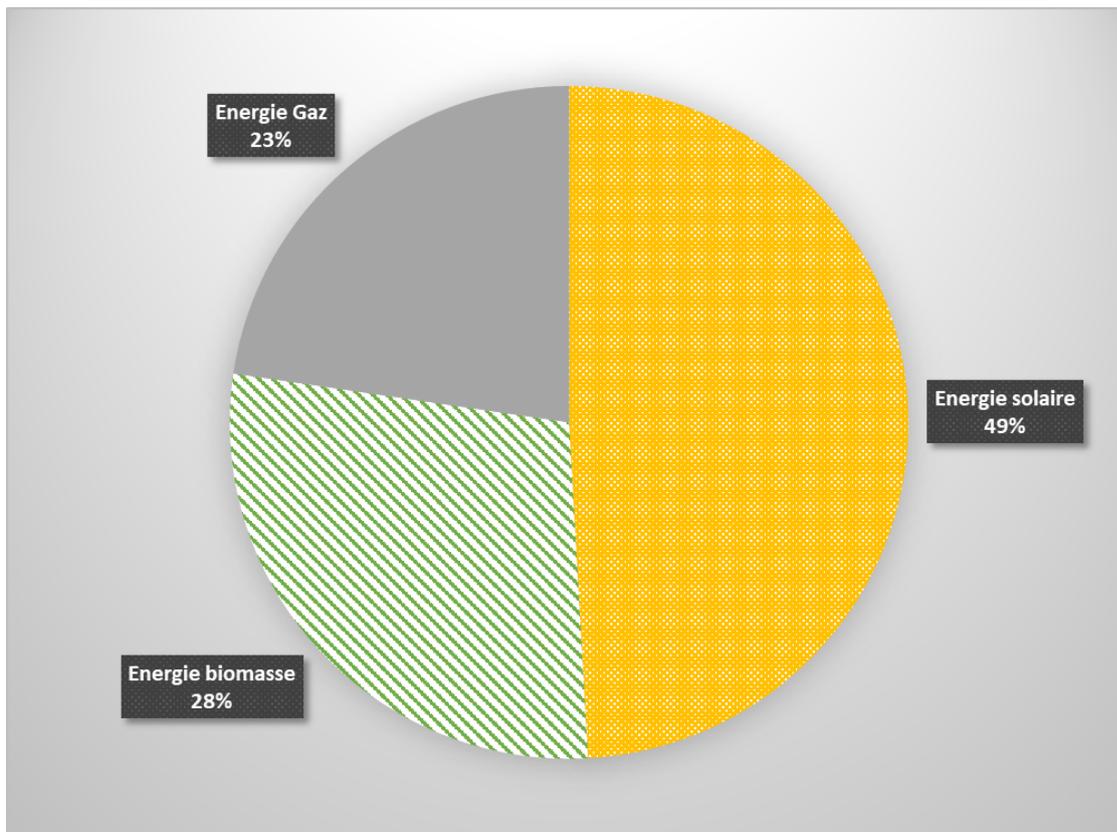


Figure III-25 : Répartition de l'énergie fournie sur la durée de vie de l'installation en retirant la contrainte sur $P_{gaz,max}$

3.e.ii. Scénario 100% renouvelable

Le dernier cas qui sera analysé dans ce chapitre est celui d'un scénario utilisant 100% d'énergies renouvelables. Seules les approches b et c ont trouvé un optimum (une seule fois) aux valeurs 26.98 M€ et 26.91 M€ respectivement soit une augmentation des coûts de 8.84%. Pour cet optimum le dimensionnement des sources est de 6 113m² pour le champ solaire, 45 453 m³ pour le stockage et de 3 564 kW pour la chaudière biomasse. Le bouquet énergétique est constitué de 34% de solaire et de 66% de biomasse et la répartition des puissances est présentée en Figure III-26. L'une des grandes différences avec les cas d'étude précédents est la forte utilisation du stockage durant l'hiver. Cette exploitation permet de ne pas avoir une chaudière biomasse dimensionnée pour répondre à la demande maximale qui limiterait la possibilité d'utiliser la biomasse pour des demandes plus faibles à cause de la limite de fonctionnement de la chaudière. Sa puissance maximale est par ailleurs inférieure à la moitié de la demande maximale. C'est le dimensionnement d'un stockage de très grande taille qui permet de répondre aux périodes de forte demande.

La Figure III-27 montrant la répartition des températures met en avant que les niveaux de température sont plus faibles pour ce cas d'étude que pour les branchements précédents en raison d'un débit plus important.

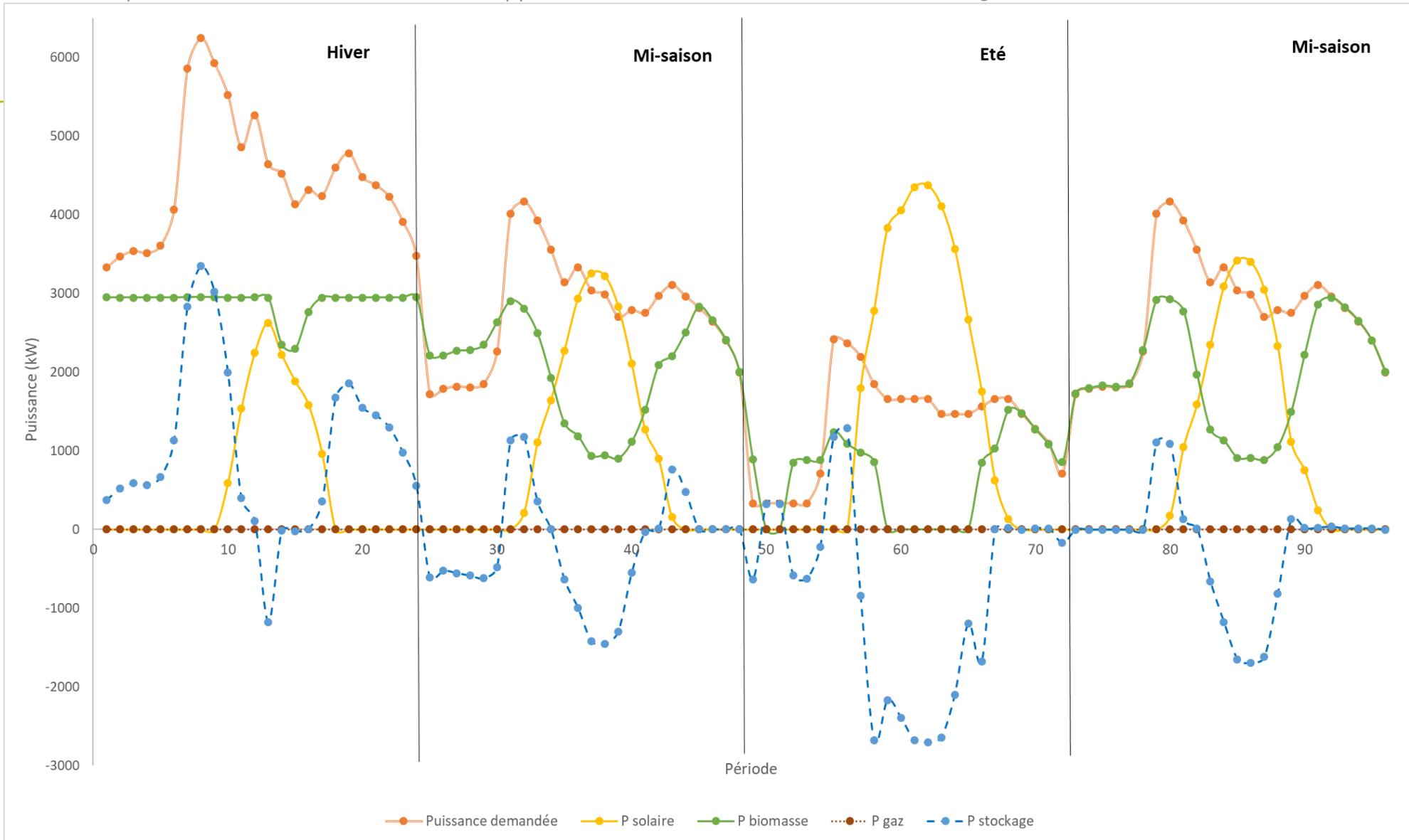


Figure III-26 : Exploitation optimale du modèle à chaque période pour l'étude d'un scénario 100% renouvelable

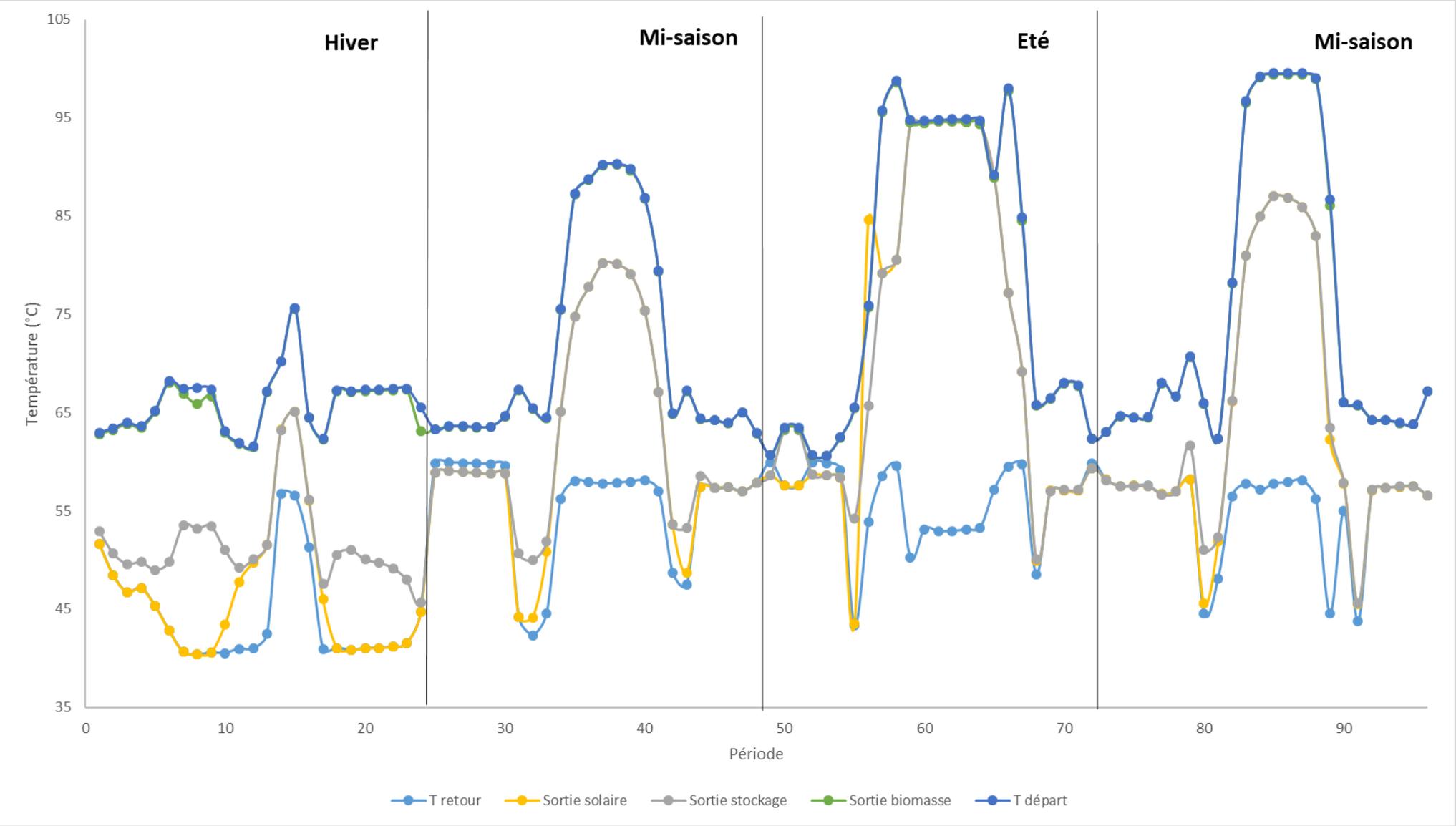


Figure III-27 : Evolution des températures en fonction des périodes pour l'étude d'un scénario 100% renouvelable

4. Cas d'application à un nouveau réseau

Le deuxième cas d'application de ce chapitre va donc être celui d'un nouveau réseau utilisant un stockage de petite taille (journalier). Un réseau basse température sera considéré afin de valoriser au mieux l'énergie solaire. Cette hypothèse est valable lorsque l'on considère un nouveau réseau avec des habitations ne demandant pas des niveaux de température élevés (planchers chauffants, faibles pertes thermiques ...).

Les données sont basées sur la demande d'un réseau potentiel situé dans le Sud-Ouest de la France. Le profil de demande, température extérieure et l'irradiation solaire sont représentés dans la figure ci-dessous.

L'analyse des résultats en partie 3 a montré l'intérêt de connecter la zone chaude du stockage en sortie du champ solaire. C'est cette connexion qui sera conservée dans le cadre de ce deuxième cas d'application.

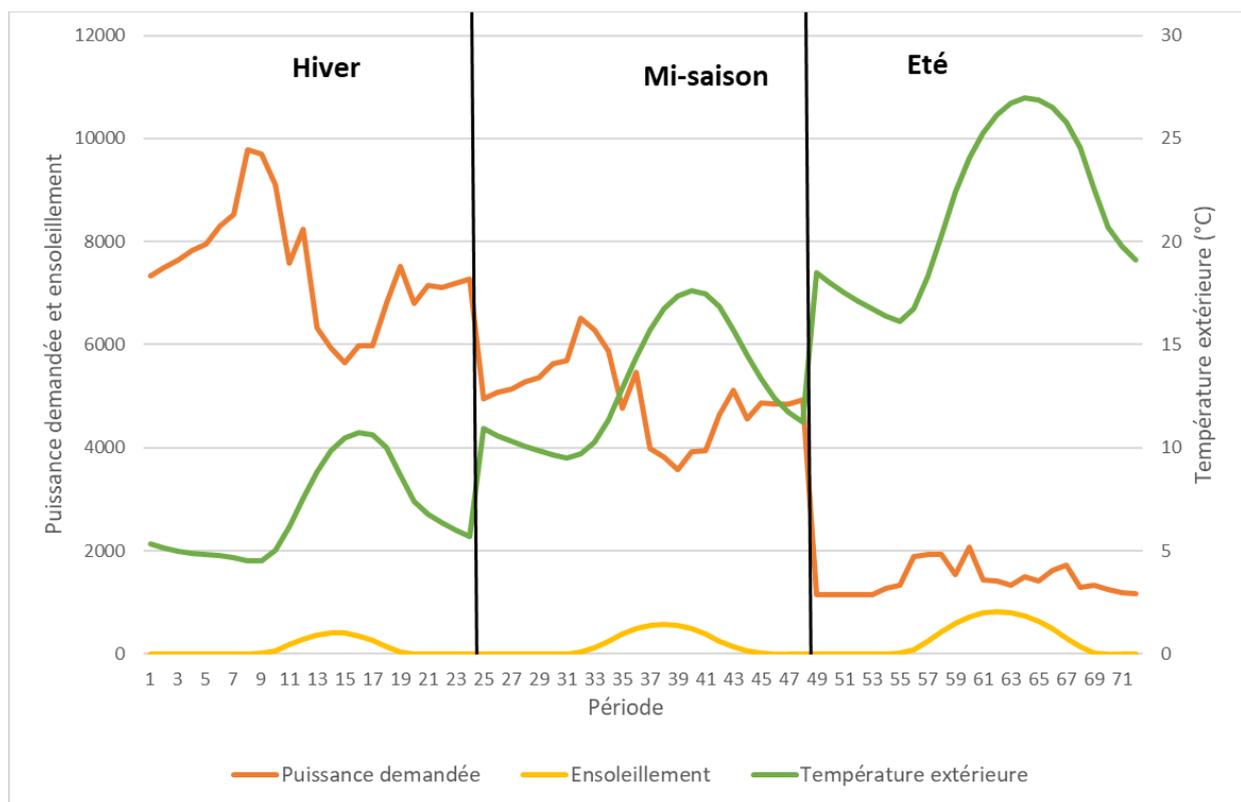


Figure III-28 : Données d'entrée d'un cas d'application à un nouveau réseau utilisant un stockage journalier

4.a. Adaptation du modèle à un nouveau réseau avec un stockage journalier

Pour ce modèle, les contraintes sur le stockage, relatives à l'utilisation d'un cas journalier sont conservées à savoir :

$$V_{chaud,0} = V_{chaud,24}, V_{froid,0} = V_{froid,24} \text{ et } T_{froid,0} = T_{chaud,24}, T_{froid,0} = T_{froid,24}.$$

$$V_{chaud,25} = V_{chaud,48}, V_{froid,25} = V_{froid,48} \text{ et } T_{froid,25} = T_{chaud,48}, T_{froid,25} = T_{froid,48}.$$

$$V_{chaud,49} = V_{chaud,72}, V_{froid,49} = V_{froid,72} \text{ et } T_{froid,49} = T_{chaud,72}, T_{froid,49} = T_{froid,72}.$$

De même, seules 72 périodes sont considérées car le jour de mi-saison est identique en tout point car le stockage doit être, à la fin d'une journée, dans le même état qu'au début de celle-ci.

4.b. Résultats

Les résultats de convergence du Tableau III-15 ci-dessous montrent que le taux de convergence est similaire à celui du cas inter-saisonnier : c'est l'approche c qui permet d'obtenir le meilleur optimum. Avec cette approche les dimensionnements sont les suivants :

- Solaire : 9 221 m²
- Stockage : 1 494 m³
- Puissance maximale biomasse : 4 784 kW

Tableau III-15 : Résultats des calculs et analyse des convergences de la résolution d'un nouveau réseau avec stockage journalier

Approche	Nombre de convergence	Coûts totaux moyens (M€)	Ecart type	Meilleur optimum (M€)
a	5	47,63	0,333	46,97
b	0	X	X	x
c	17	47,53	0,582	45,57
d	15	47,65	0,349	47,23

Une analyse des niveaux de puissance (Figure III-29) et de température (Figure III-30) montre que les niveaux d'énergie du stockage sont plus faible et donc son dimensionnement ce qui correspond au résultat attendu dans le cas d'un stockage journalier.

Le champ solaire étant de grande taille, la production solaire est supérieure à la demande en été et permet en hiver de réduire l'utilisation de la chaudière gaz et aux mi-saisons de réduire en plus l'utilisation de la chaudière biomasse. Nous remarquerons qu'en été, la puissance solaire n'est pas très importante car le stockage ne permet pas de stocker de telles puissances et la température risque de dépasser la température maximale. Cette réduction de puissance fournie est accompagnée par une augmentation de la température circulant dans le champ solaire réduisant ainsi son rendement (II.26). Cette élévation de température est bien visible sur la Figure III-30 qui montre en été que le champ solaire hausse la température de 40°C à 95°C.

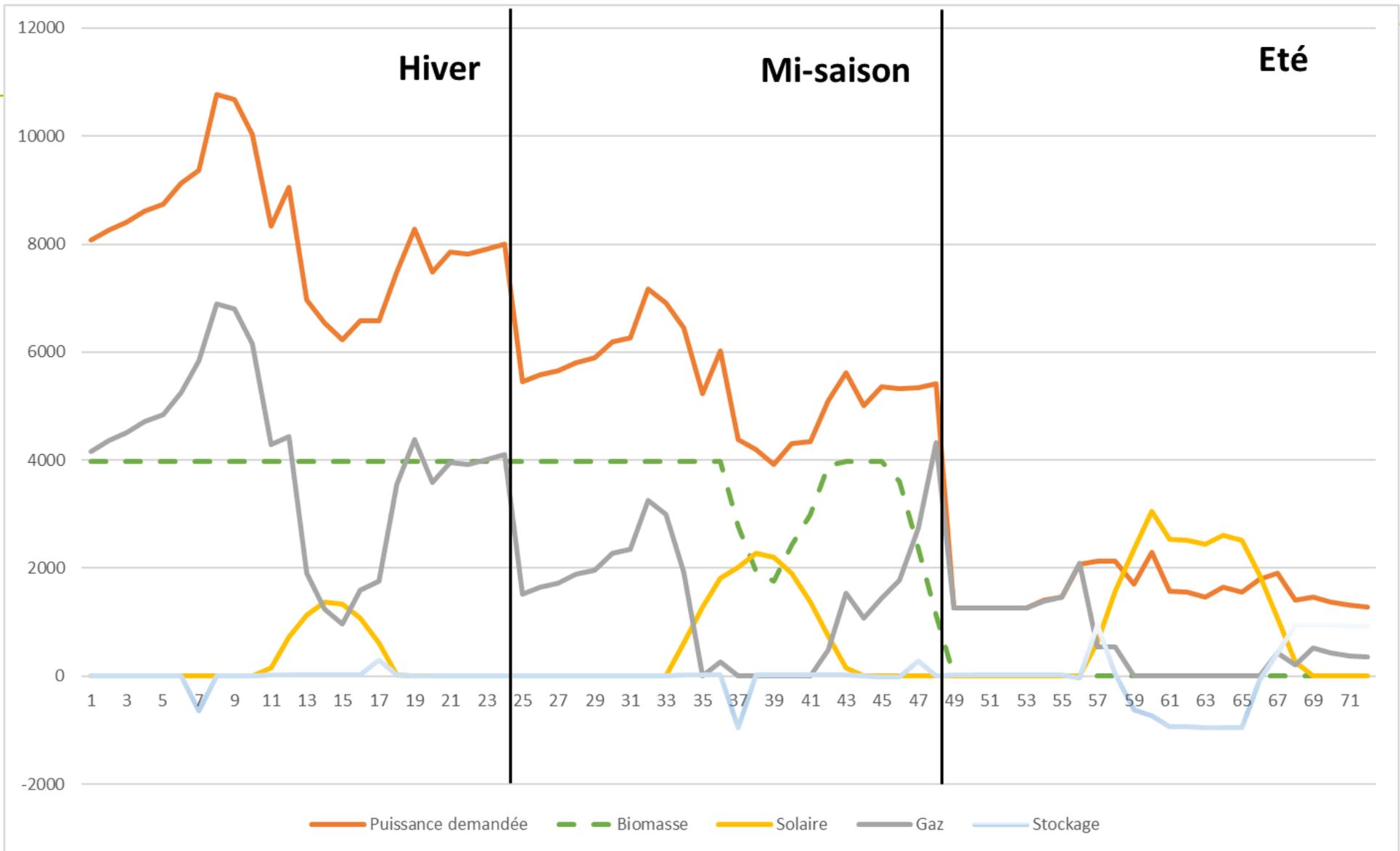


Figure III-29 : Répartition optimale des puissances fournies pour le cas d'un nouveau réseau avec stockage journalier

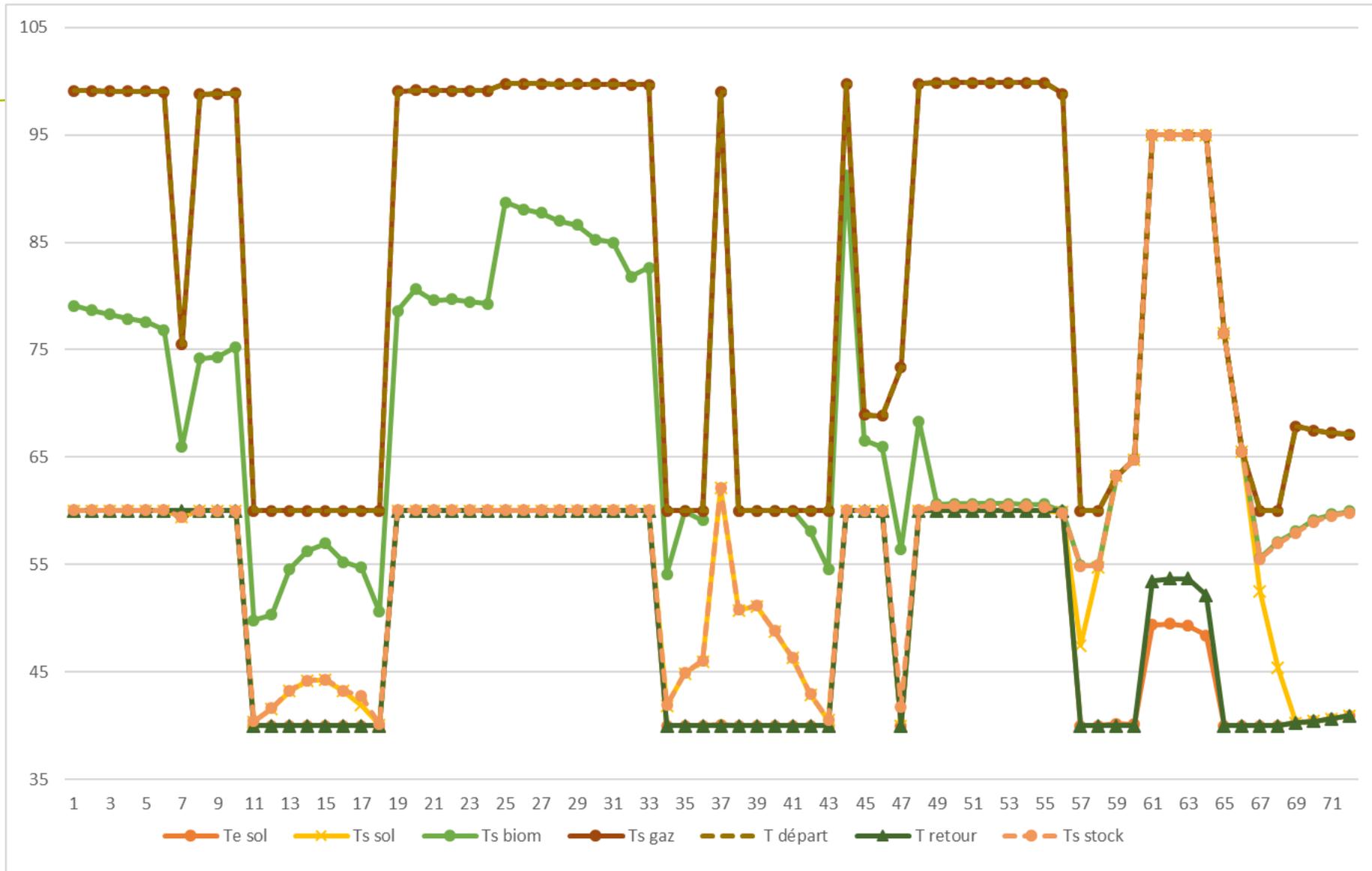


Figure III-30: Valeur optimale des températures pour le cas d'un nouveau réseau utilisant un stockage journalier

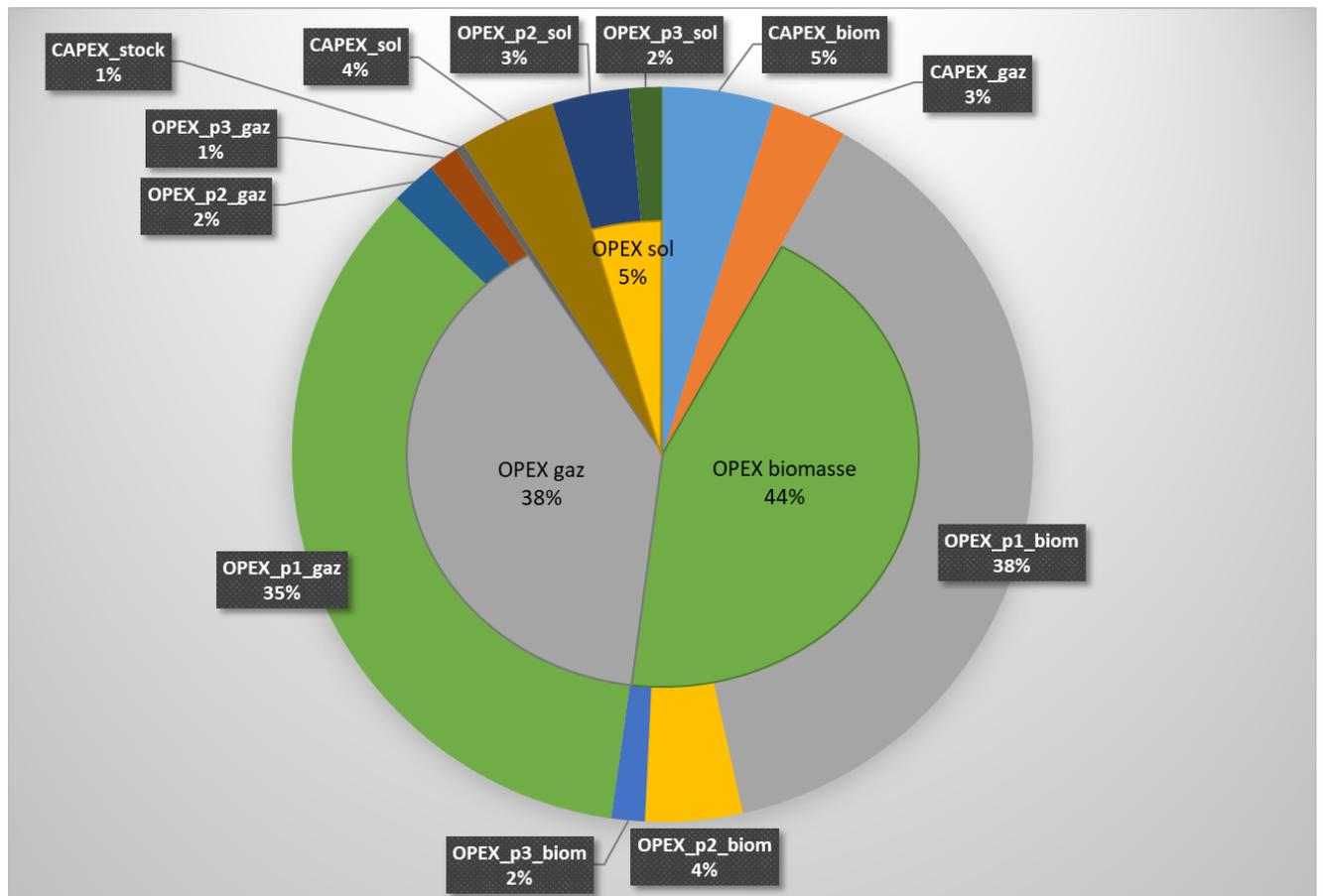


Figure III-31: Répartition des coûts pour un nouveau réseau utilisant un stockage journalier

Le diagramme de répartition des coûts présenté ci-dessus montre que la majorité des coûts sont liés à la consommation de combustibles (gaz + biomasse = 73%). Cela s'explique par le fait que par rapport au cas inter-saisonnier, l'équilibre combustion/solaire n'est pas le même car le stockage est plus petit. On a donc le Capex du solaire et du stockage bien plus faible que les coûts Opex de la combustion. En ajoutant l'analyse de la Figure III-32, on constate que le solaire représente 9% des coûts globaux pour fournir 12% de l'énergie totale produite. Le taux de renouvelable obtenu avec cette optimisation est de 60% grâce à la chaudière biomasse qui est aussi considérée comme renouvelable.

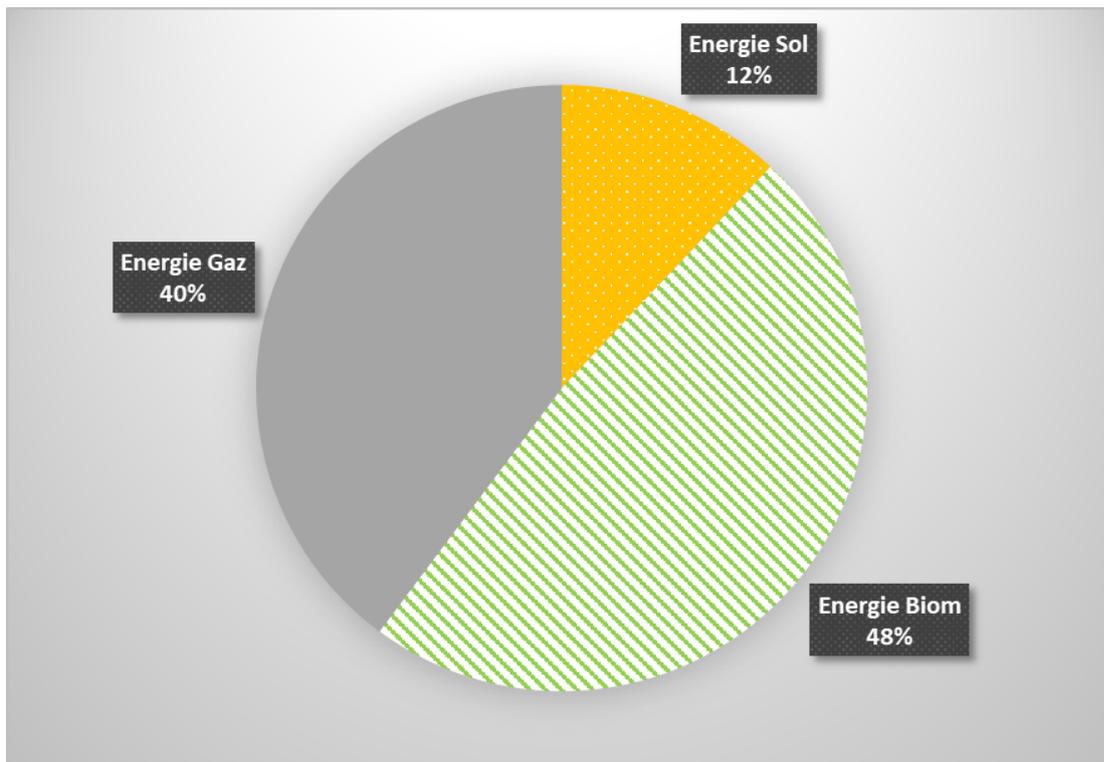


Figure III-32: Mix énergétique du réseau utilisant un stockage journalier.

4.c. Considération des jours critiques

Sur une année, peu importe la localité, il y a toujours des jours pluvieux ou nuageux qui ne permettent pas de fournir de la puissance solaire au réseau. Or, la méthode de création de jours caractéristiques ne permet pas de représenter ces jours non ensoleillés ou trop ensoleillés qui peuvent limiter le dimensionnement du solaire que nous appellerons « critiques » durant lesquels la puissance solaire est nulle. Ces jours « critiques » font baisser l'ensoleillement caractéristique mais ne vont pas le rendre nul.

L'objectif de cette partie va être de déterminer l'impact de la prise en compte de tels cas critiques sur le dimensionnement des installations.

4.c.i. Adaptations du modèle

Afin de prendre en compte le jour critique, le profil de demande est adapté en considérant la demande et la température d'un jour d'hiver mais avec un ensoleillement nul. Ce profil est tracé en Figure III-33 ci-dessous.

Ce jour dit « critique » sera dans un premier temps compté 10 fois en hiver et 10 fois à chaque mi saison soit 30 fois au total sur l'année. L'objectif étant de comparer les dimensionnements et coûts obtenus par rapport à ceux de la partie 4.b. On aurait donc la répartition suivante : Eté = 92 jours, Hiver = 80 jours, mi-saison = 163 jours et critique = 30 jours.

Ensuite, ce nombre de jours critiques sera réduit en comptant 10 jours critiques en hiver puis 10 pour les deux mi-saisons réunies soit 20 jours critiques au total sur l'année.

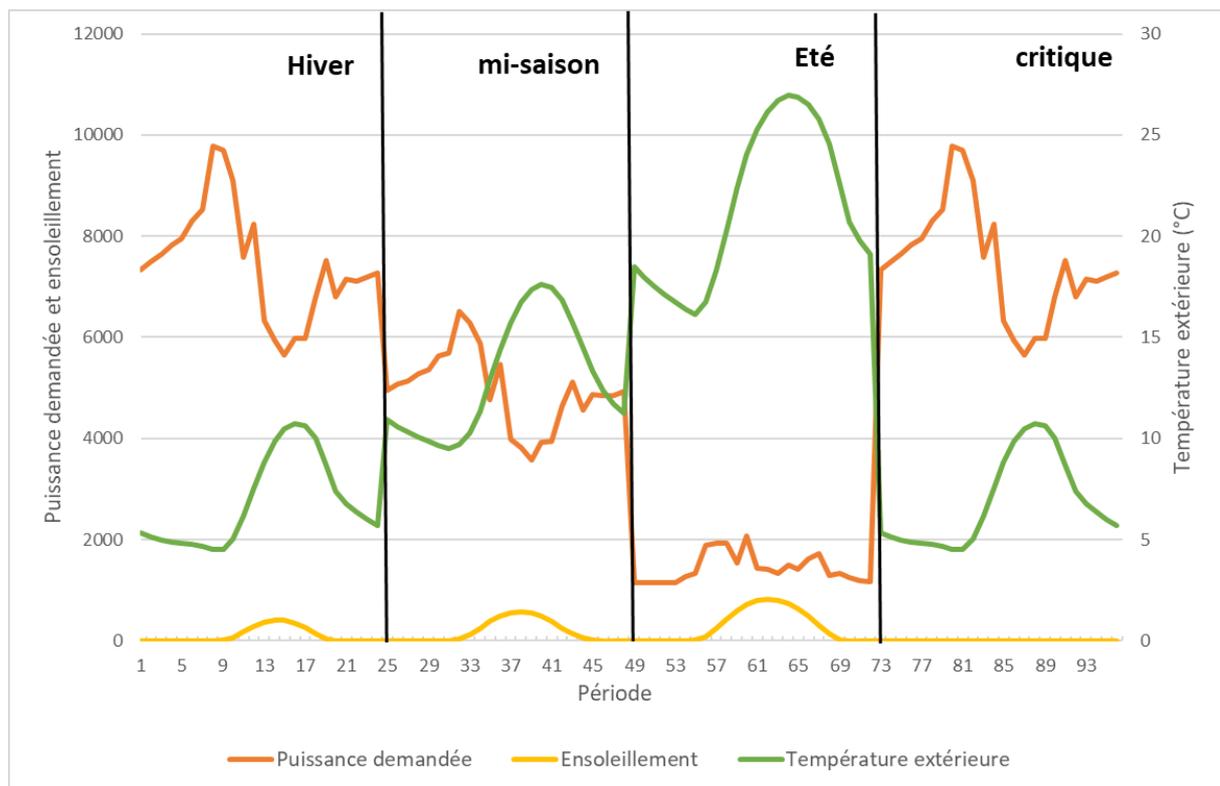


Figure III-33 : Données d'entrée d'un cas d'application journalier prenant en compte un jour critique

4.c.ii. Résultats avec 30 jours critiques

Les résultats de la stratégie de résolution sont présentés dans Tableau III-16 qui trouve le meilleur optimum avec l'approche d. On constate tout d'abord que la prise en compte de jours critiques dans le modèle augmente les coûts optimaux de 4.5 M€ puis que le nombre de convergences est élevé.

Tableau III-16 : Résultats des calculs et analyse des convergences de la résolution d'un nouveau réseau avec stockage journalier prenant en compte 30 jours critiques

Approche	Nombre de convergence	Coûts totaux moyens (M€)	Ecart type	Meilleur optimum (M€)
a	21	50.13	0.039	50.09
b	71	50.12	0.038	50.08
c	41	50.24	0.320	49.61
d	43	50.13	0.337	49.57

Les dimensionnements optimaux obtenus avec l'approche d sont :

- Solaire : 103 m² (sans critique → 9221 m²)
- Stockage : 17 m³ (sans critique → 1494 m³)
- Puissance maximale biomasse : 5385 kW (sans critique → 4784 kW)

Pour les 3 autres approches, le solaire et le stockage se mettent toujours à la borne inférieure. Finalement la chaudière biomasse fournit 67% de la demande et le solaire moins de 0.5% qui n'est donc plus intéressant dans ce cas-là.

4.c.iii. Résultats avec 20 jours critiques

Les résultats de la stratégie de résolution sont présentés dans le Tableau III-17 qui permet à nouveau de voir que le meilleur optimum est obtenu avec l'approche d. La prise en compte de jours critiques dans le modèle augmente les coûts optimaux de 3.2 M€ et le nombre de convergences reste plus élevé que dans les cas d'études précédents.

Tableau III-17 : Résultats des calculs et analyse des convergences de la résolution d'un nouveau réseau avec stockage journalier prenant en compte 20 jours critiques

Approche	Nombre de convergence	Coûts totaux moyens (M€)	Ecart type	Meilleur optimum (M€)
a	18	49.25	0.045	49.22
b	61	49.27	0.059	49.22
c	48	49.39	0.342	48.77
d	44	49.35	0.340	48.39

Les dimensionnements optimaux obtenus avec l'approche d sont :

- Solaire : 6 179 m² (sans critique → 9221 m²)
- Stockage : 116 m³ (sans critique → 1494 m³)
- Puissance maximale biomasse : 6 555 kW (sans critique → 4784 kW)

Avec 20 jours critiques au lieu de 30, l'optimum obtenu utilise un champ solaire de grande taille et un stockage de petite taille. Ce résultat montre la sensibilité du problème au nombre de jours critiques. L'occurrence des jours critiques (utilisant une forte demande et un ensoleillement nul) a été fixée arbitrairement mais l'amélioration de la méthode de création des jours caractéristiques permettrait une meilleure certitude dans ces attributions.

La Figure III-34, représentant les niveaux de puissance en fonction des périodes montre que le stockage n'est quasiment pas utilisé à l'exception de l'été, durant lequel le stockage stocke l'énergie solaire durant 5 heures et la déstocke lors des périodes moins ensoleillées. De la même manière que sur la Figure III-31, afin de réduire la puissance solaire fournie, la température dans le champ solaire est augmentée ce qui implique une réduction de l'efficacité du champ.

Concernant l'exploitation du jour critique, l'optimiseur privilégie l'utilisation du gaz à celle de la biomasse. Il s'agit probablement d'un minimum local que la méthode de résolution ne parvient pas à éviter. Un autre jeu d'initialisation devrait permettre d'aller vers l'optimum global privilégiant l'utilisation de la biomasse, moins chère.

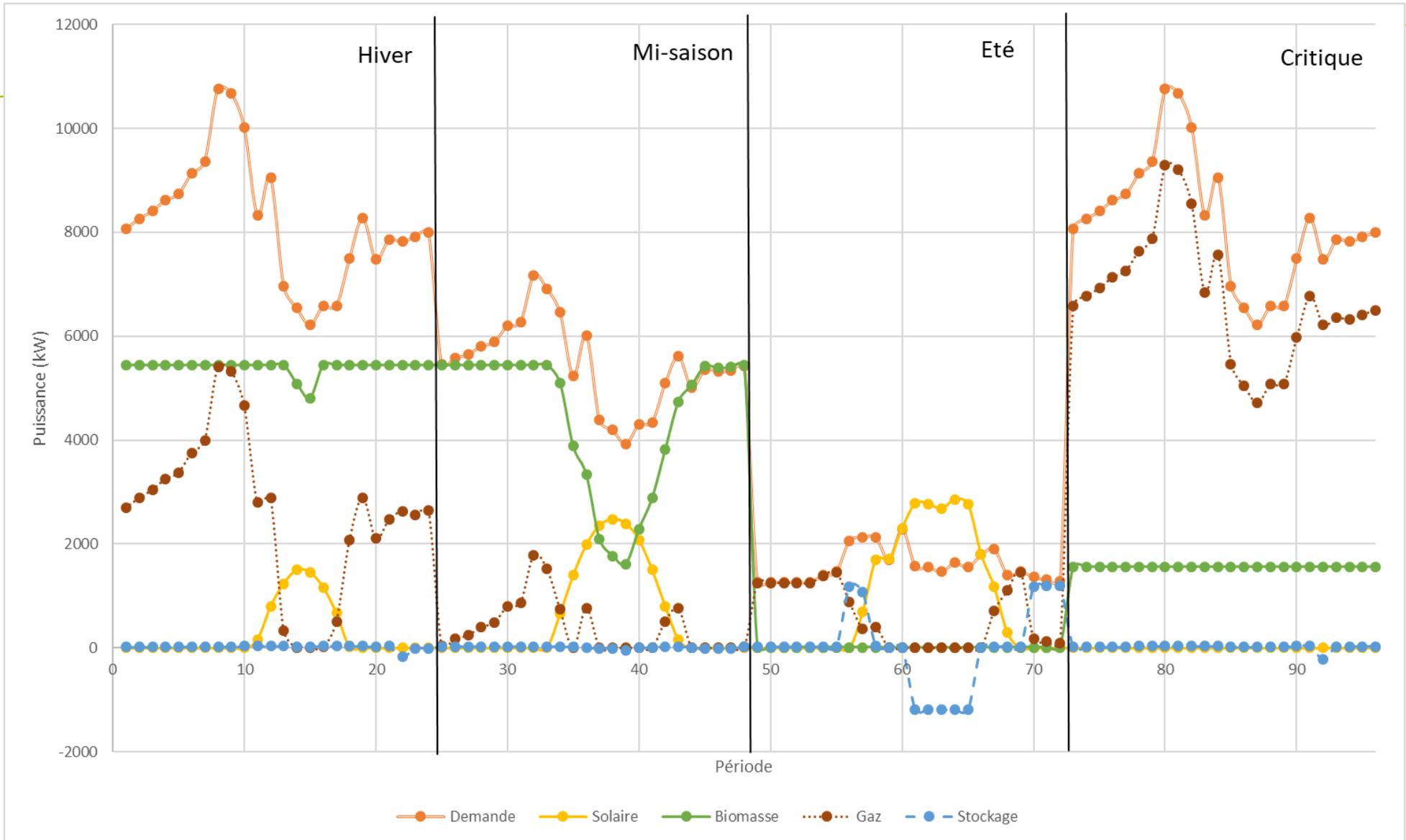


Figure III-34 : Répartition optimale des puissances fournies pour le cas d'un nouveau réseau avec stockage journalier prenant en compte 20 jours critiques

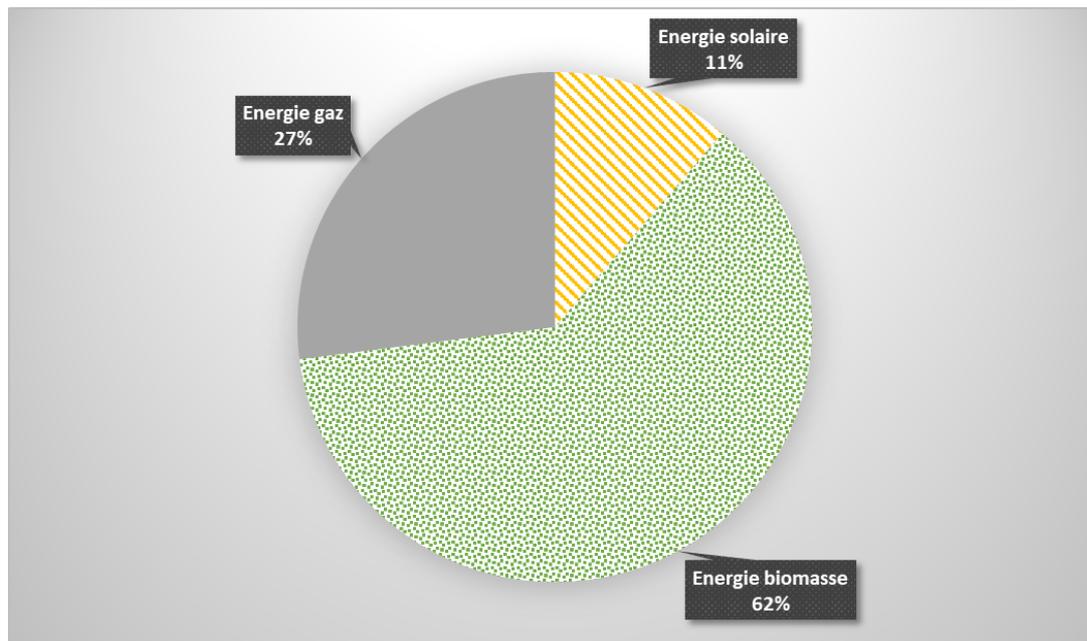


Figure III-35: Répartition des énergies fournies avec la prise en compte de 20 jours critiques

Concernant le mix énergétique représenté en Figure III-35, Le solaire représente 11% du mix énergétique pour un taux de renouvelable total de 73%.

Contrairement au cas considérant 30 jours critiques qui convergeait vers un optimum n'utilisant ni stockage ni solaire, le cas considérant 20 jours critiques suit un comportement proche de celui des études réalisées au cours de ce chapitre. Cette étude reste malgré tout plus proche de la réalité et l'une des voies d'amélioration de l'outil sera de mieux répartir les jours caractéristiques et/ou critiques en améliorant la méthode de création des jours caractéristiques permettant de définir de manière exacte le nombre de jours critiques à considérer et le nombre de jours caractéristiques pertinent et l'erreur associée.

5. Conclusions du chapitre

Ce chapitre aura dans un premier temps permis de montrer les méthodes classiques de résolution des problèmes d'optimisation non linéaire, puis d'expliquer la méthode développée dans le cadre de ces travaux de thèse.

L'adaptation du modèle au cas d'un nouveau réseau utilisant un stockage inter-saisonnier a ensuite été faite en détaillant le cas d'étude, la création des jours caractéristiques et le nouveau modèle de stockage permettant d'étendre l'exploitation des jours caractéristiques au stockage inter-saisonnier.

La 3^{ème} partie plus conséquente, a permis de présenter les résultats obtenus en résolvant le problème d'optimisation ; tout d'abord en analysant le dimensionnement et l'exploitation optimaux pour la configuration présentée en Chapitre II. Cette optimisation a été suivie d'une comparaison de différentes connexions de la zone chaude du stockage au réseau. Cette comparaison a permis de montrer la pertinence de brancher le stockage en sortie du champ solaire. La configuration optimale utilise un taux d'énergies renouvelables de 68% dont 49% de solaire avec des coûts totaux de 24.53 millions d'euros.

Ensuite, différentes études ont été menées : l'influence d'augmenter la durée d'amortissement de l'installation sur le mix énergétique a permis de montrer que pour des coûts très proches, deux mix énergétiques très différents étaient possibles. Une étude sur la sensibilité au taux de renouvelable imposé a permis de montrer qu'une augmentation des coûts de 0.8% pouvait augmenter le taux de renouvelable de 16%. Enfin, l'impact technico-économique de la ressource gaz d'appoint a été quantifié et a été suivi par l'étude d'un cas 100% renouvelable augmentant les coûts de 8.8%.

Un second cas d'étude a fait l'objet d'une quatrième et dernière partie, étudiant cette fois le fonctionnement d'un réseau utilisant un stockage journalier (donc de plus petite taille). Cette optimisation a permis de dimensionner un réseau utilisant 60% d'énergie renouvelable dont 12% d'énergie solaire. Cette étude a été suivie par une prise en compte de jours critiques (non ensoleillés). Les résultats ont montré qu'en considérant 30 jours critiques dans une année il n'était plus intéressant d'utiliser du solaire alors que pour 20 jours critiques, l'utilisation d'un champ solaire de grande taille reste économiquement plus intéressante.

Ce chapitre aura mis en avant les améliorations à réaliser sur le modèle. Les difficultés de convergence ont pu être constatées via des minima locaux mais l'outil permet dans un temps raisonnable d'obtenir une solution acceptable et de bonne qualité au regard de la fonction objectif. La méthode de résolution ouvre donc des perspectives d'amélioration. De plus, la méthode de création de jours caractéristiques pourra être adaptée et devra créer des jours critiques, quantifier leur occurrence et l'erreur associée à ces choix.

Conclusion générale

Ces travaux de thèse financés par l'ADEME et la région Nouvelle-Aquitaine ont donc consisté à répondre au besoin de développer le solaire thermique en France par la création d'un outil gratuit optimisant le dimensionnement et l'exploitation de réseaux de chaleur solaire. Cet outil est potentiellement utilisable pour des réseaux situés partout dans le monde.

Le premier chapitre a présenté les réseaux de chaleur, leur fonctionnement et en quoi ils peuvent répondre aux enjeux énergétiques de demain. Certains pays d'Europe (Suède, Danemark, Autriche ...) valorisent déjà à grande échelle le solaire thermique dans les réseaux de chaleur et la France gagnerait à développer sa filière au regard de son potentiel solaire élevé. Un état de l'art des travaux d'optimisation des réseaux de chaleur ainsi que des outils d'aide à la décision existant a été fait. Cet état de l'art a mis en avant des manques que cette thèse a eu l'ambition de combler :

- Les outils d'aide à la décision existant n'utilisent pas d'approche non linéaire et par conséquent utilisent des modèles économiques simples trop imprécis dans la prise en compte des effets d'échelle et des variations de prix.
- L'approche non linéaire n'a jamais été utilisée pour modéliser des réseaux de chaleur multi-source incluant du solaire en utilisant un environnement gratuit. Pourtant, cette approche permet de connaître les niveaux de température et de débit à chaque période et permet une meilleure prise en compte de certains phénomènes physiques. Elle permet de plus d'avoir un modèle économique plus précis incluant les effets d'échelle et les variations de prix.

Le Chapitre II. a proposé un modèle des différents éléments de production d'un réseau de chaleur, à savoir :

- Un champ solaire thermique modélisé par un panneau équivalent convertissant en puissance thermique l'ensoleillement en fonction du débit le traversant, la température extérieure et les caractéristiques propres du panneau.
- Deux chaudières, une à gaz et une biomasse, chacune ayant un rendement, une inertie et une efficacité propre aux technologies généralement utilisées en France.
- Un stockage thermique composé de deux zones (une chaude et une froide) de volumes et températures variables. La fonction sigmoïde permet de modéliser le cas d'une charge ou d'une décharge avec un seul jeu d'équations.

Une approche dynamique multi-période a été choisie afin de réduire le nombre d'équations par discrétisation de même qu'une méthode de création de jours caractéristiques a été mise en place afin de représenter une année en un minimum de jours. Une fonction objectif économique a été

formulée (minimisation des coûts totaux) et toutes les variables sont continues avec des équations non linéaires, ce qui a mené à formuler un problème d'optimisation non linéaire. Le langage de programmation Julia ainsi que son package d'optimisation JuMP ont été choisis pour cet outil car il s'agit d'un langage gratuit permettant d'utiliser différents solveurs d'optimisation à partir d'une formulation unique. Le solveur open-source utilisé est Ipopt.

L'optimisation non linéaire ne permettant pas de garantir l'obtention d'un optimum global, une stratégie de résolution a été mise en place au Chapitre III. afin d'obtenir un optimum de confiance. Cette stratégie a été décomposée en 3 étapes, une première dimensionnant un réseau avec un stockage simplifié, une deuxième dimensionnant le stockage seul puis une troisième le modèle complet. La dernière étape est composée de 4 approches menées en parallèle, utilisant différentes stratégies d'initialisation et de bornage des variables.

Un premier cas d'application a été résolu au Chapitre III. optimisant le dimensionnement et l'exploitation d'un nouveau réseau utilisant un stockage inter-saisonnier. Les premiers résultats ont montré une certaine robustesse de la stratégie de résolution et convergent vers un dimensionnement valorisant l'énergie solaire à hauteur de 50% de l'énergie totale fournie sur la durée de vie de l'installation qui est de 20 ans. Différents branchements du stockage ont été étudiés pour conclure sur la pertinence de connecter le stockage en sortie du champ solaire. Des études de sensibilité au taux minimal d'énergie renouvelable et à la durée de vie de l'installation ont été faites mettant en avant qu'il est possible d'augmenter fortement le taux d'énergie renouvelable avec des investissements supplémentaires moindres. Cela est dû au fait que des optimums avec des mix énergétiques différents (l'un avec 81% de taux d'énergies renouvelables et l'autre avec 69% de renouvelable) existent à des coûts différents d'une centaine d'euros.

L'optimisation d'un nouveau réseau utilisant un stockage journalier a été faite à travers un deuxième cas d'application dans le Chapitre III. Cette deuxième application valorise l'énergie solaire à hauteur de 12%.

Ces applications montrent que le solaire thermique peut couvrir une large part de la demande (>50%) grâce à l'utilisation d'un stockage inter-saisonnier. Néanmoins, le solaire a aussi un intérêt à être utilisé avec des stockages de plus petite taille en couvrant une part plus faible de la demande. La prise en compte de jours critiques a été étudiée en montrant qu'en considérant 30 jours critiques sur une année (demande de chaleur hivernale avec ensoleillement nul), le champ solaire et le stockage n'étaient plus pertinents alors qu'ils le restaient pour 20 jours.

Ce dernier chapitre aura surtout fait office d'ouverture à de nombreuses perspectives d'améliorations qui font l'objet de la prochaine et dernière partie ci-dessous.

Perspectives

Comme pour la plupart des outils informatiques de très nombreuses pistes d'amélioration existent, et cette thèse n'a couvert qu'un aspect restreint de la modélisation et de l'optimisation des réseaux de chaleur. Gardons à l'esprit que cet outil « open-access » répond au besoin spécifique de proposer un dimensionnement optimisé de la production de chaleur d'un réseau multi-sources utilisant du solaire. Les perspectives seront orientées selon plusieurs axes.

Améliorations du modèle

Les améliorations de l'outil ne devront pas augmenter le temps de calcul ou remettre en question la gratuité de l'outil sous peine de s'écarter de son ambition initiale, servant principalement à pré-dimensionner une installation lors de la phase d'avant-projet.

⇒ Création des jours caractéristiques et critiques :

La méthode de création des jours caractéristiques utilisée dans cette thèse, est faite en considérant chaque saison séparément. Un des points d'amélioration consisterait à mettre en place une méthode choisissant des nombres de jours caractéristiques et critiques sur une année déterminés par l'utilisateur. La création se ferait ainsi de manière automatisée et serait plus représentative d'une année. Cette méthode permettrait de plus, d'envisager des optimisations sur un nombre plus importants de jours caractéristiques bien que les temps de calculs associés soient par conséquent plus longs. Cette approche permettrait par exemple de considérer plusieurs jours caractéristiques par saison et d'étudier ainsi la continuité de l'exploitation entre les jours d'une même saison.

⇒ Amélioration de la stratégie de résolution :

Le Chapitre III. a mis en avant des soucis de minimum locaux empêchant l'optimiseur de converger vers l'optimum global. De plus, certains cas d'applications convergent trop peu souvent ce qui a pour effet de limiter la confiance que l'on peut accorder aux résultats. La stratégie de résolution pourra donc être adaptée en modifiant la stratégie étape par étape ainsi que la stratégie d'initialisation. Cette amélioration permettra d'envisager des cas plus complexes.

⇒ Ajout de sources supplémentaires (géothermie, UIOM) :

Cette thèse a principalement modélisé 3 sources de production de chaleur à savoir une chaudière à gaz, une chaudière biomasse ainsi qu'un champ solaire. L'introduction d'autres sources de chaleur généralement utilisées dans les RCU comme les sources géothermiques (de tous types) ou les Unités d'Incinérations d'Ordures Ménagères (UIOM) pourrait être faite dans le modèle, afin que l'étude du dimensionnement et de l'exploitation de ces sources puisse se faire dans les localités où elle est pertinente.

⇒ Proposer différentes technologies à chaque production

Lors de l'écriture du modèle, des choix ont été faits quant aux technologies utilisées ainsi que les hypothèses associées. Ces hypothèses sont basées sur les technologies généralement utilisées en France que ce soit pour les panneaux solaires ou le fonctionnement des chaudières ainsi que leurs coûts. Différentes gammes de valeurs sur l'inertie des chaudières, les coefficients des panneaux, les pertes thermiques du stockage pourraient être envisagées pour que les applications puissent être adaptées à de plus larges réseaux, environnements et lieux.

Développement de la simplicité de l'outil

Dans l'objectif que l'outil soit le plus largement utilisé, différents axes de travail sont envisageables.

⇒ Interface graphique et guide d'utilisation

Une interface graphique ainsi qu'un guide d'utilisation permettraient à l'outil d'être plus facilement utilisé par une personne extérieure au projet souhaitant bénéficier des intérêts de celui-ci. Le guide permettrait à tout utilisateur de comprendre le fonctionnement de l'outil tandis que l'interface graphique rendrait plus agréable l'utilisation ainsi que l'analyse des résultats.

⇒ Attribution automatique des équations selon topologie et approche

Entre les différentes applications de l'outil qui ont été faites, les équations du modèle ont parfois été modifiées selon le type de stockage, le nombre de jours caractéristiques ou la topologie du réseau. Créer les jeux d'équations adaptés à chaque cas selon des données entrées par l'utilisateur serait un des points à développer pour une plus grande utilisation de l'outil. De même pour les différentes technologies possibles qui pourraient être modifiées selon un ensemble de choix proposés ou données entrées par l'utilisateur.

⇒ Diffusion de l'outil open-access pour aider au développement des RCU solaires

Enfin, la diffusion de l'outil au plus grand nombre (entreprises, collectivités, bureaux d'études ...) sera l'une des perspectives qui permettrait de valoriser le développement du solaire thermique dans les réseaux de chaleur en France et plus largement les réseaux de chaleur multi-sources en général.

Raccord de l'outil avec d'autres outils existants

L'une des dernières perspectives serait d'inclure d'autres outils déjà développés par le LaTEP dans cet outil ou inversement utiliser cet outil en tant que pré dimensionnement d'autres outils.

⇒ Optimisation de la topologie du réseau de distribution

Cette thèse a réalisé l'optimisation du dimensionnement d'un réseau de chaleur multi-sources. Une sous-station équivalente permet de représenter l'ensemble du réseau de consommateurs peu importe sa topologie. Des thèses comme celles de A. Nova-Rincon et actuellement la thèse en cours de M. Elhafaia modélisent la production comme une sous-station équivalente et optimisent le fonctionnement et la topologie du réseau. Il y aurait donc un intérêt certain à utiliser ces deux outils ensemble.

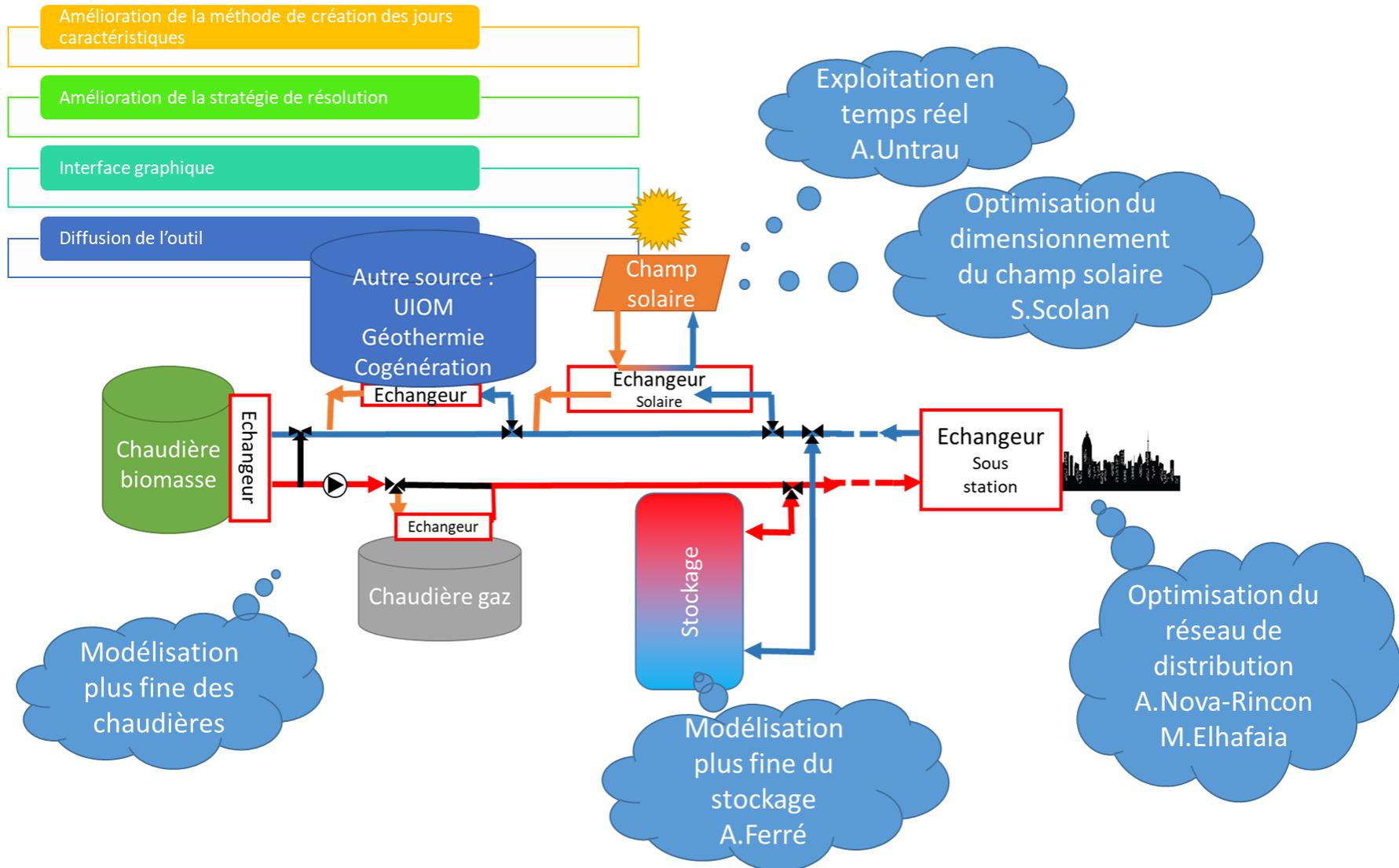
⇒ Optimisation temps réel

Le pas de temps utilisé dans cette thèse est d'une heure et l'optimisation est basée sur la connaissance du profil de demande et d'ensoleillement sur tout l'horizon de temps. Des travaux de thèse sont actuellement menés par A. Untrau afin d'optimiser l'exploitation de façon dynamique avec une prise en compte en temps réel des données météorologique (ou avec une courte vision d'avance). L'outil de la présente thèse peut s'avérer utile afin de pré dimensionner la production et de proposer une planification long terme pour le stockage. Modélisation fine du champ solaire, du stockage selon la puissance à fournir

Pour terminer la liste non-exhaustive des travaux complémentaires à cet outil, les travaux de thèse de S. Scolan sur la modélisation et l'optimisation du dimensionnement et du fonctionnement d'un champ solaire pourraient permettre de modéliser finement le champ solaire, ses débits et niveaux de température à la place d'un panneau équivalent comme le font ces travaux de thèse. De même que le stockage pourrait être modélisé plus finement en prenant un nombre de stratifications plus important ou étudiant les effets de mélange comme l'étudie la thèse en cours de A. Ferré.

L'ensemble de ces perspectives est récapitulé dans la schéma récapitulatif présenté ci-dessous

La thèse a été financée dans l'objectif d'améliorer l'intégration du solaire thermique dans les réseaux de chaleur en France. L'outil créé dans la présente thèse a mis en avant la pertinence économique que pouvait avoir l'utilisation du solaire thermique pour différents types de réseaux, localités et contraintes. Les perspectives ont montré les voies à prendre pour améliorer cet outil et ces pistes pourront faire l'objet de prochains travaux de recherche et de communication pour son amélioration et sa diffusion.



Bibliographie

- Avenir climatique, « comment agir individuellement ? » <https://avenirclimatique.org/agir-individuellement/> (consulté le 04/07/2021)
- M. Apostolou, « Méthodologie pour la conception optimisée des réseaux de chaleur et de froid urbains intégrés », Mines Paris Tech, 2018.
- D. Bauer, R. Marx, J. Nußbicker-Lux, F. Ochs, W. Heidemann, et H. Müller-Steinhagen, « German central solar heating plants with seasonal heat storage », *Sol. Energy*, vol. 84, n° 4, p. 612-623, avr. 2010, doi: 10.1016/j.solener.2009.05.013.
- Biegler, L. T. et Grossmann, I. E. (2004) « Retrospective on optimization », *Computers and Chemical Engineering*, p. 1169-1192. doi: 10.1016/j.compchemeng.2003.11.003.
- Biegler LT. Nonlinear programming strategies for dynamic chemical process optimization. *Theor Found Chem Eng* 2014;48:541–54. <https://doi.org/10.1134/S0040579514050157>.
- Biegler LT. Advanced optimization strategies for integrated dynamic process operations. *Comput Chem Eng* 2018;114:3–13. <https://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2017.10.016>.
- C. Bordin, A. Gordini, et D. Vigo, « An optimization approach for district heating strategic network design », *Eur. J. Oper. Res.*, vol. 252, no 1, p. 296-307, juill. 2016, doi: 10.1016/j.ejor.2015.12.049.
- D. Buoro, P. Pinamonti, et M. Reini, « Optimization of a Distributed Cogeneration System with solar district heating », *Appl. Energy*, vol. 124, p. 298-308, juill. 2014, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.02.062.
- E. Carpaneto, P. Lazzeroni, et M. Repetto, « Optimal integration of solar energy in a district heating network », *Renew. Energy*, vol. 75, p. 714-721, mars 2015, doi: 10.1016/j.renene.2014.10.055.
- M. Casisi, D. Buoro, P. Pinamonti, et M. Reini, « A Comparison of Different District Integration for a Distributed Generation System for Heating and Cooling in an Urban Area », *Appl. Sci.*, vol. 9, n° 17, p. 3521, août 2019, doi: 10.3390/app9173521.
- Citepa - Rapport Secten – édition 2019, disponible sur https://www.citepa.org/wp-content/uploads/publications/secten/Citepa_Secten-2019_Rapport_Completv3.pdf

DHCNews, Chaudes-Aigues : premier réseau de chaleur de France 2015, disponible sur <https://www.dhcnews.com/chaudes-aigues-premier-reseau-de-chaleur-de-france/> (consulté le 14/05/2021).

D. Connolly, H. Lund, B. V. Mathiesen, et M. Leahy, « A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems », *Appl. Energy*, vol. 87, no 4, p. 1059-1082, avr. 2010, doi: 10.1016/j.apenergy.2009.09.026.

DISTRICT ENERGY, Green heating and cooling for urban areas, Version 3.1, May 2020

F. Domínguez-Muñoz, J. M. Cejudo-López, A. Carrillo-Andrés, et M. Gallardo-Salazar, « Selection of typical demand days for CHP optimization », *Energy Build.*, vol. 43, n° 11, p. 3036-3043, nov. 2011, doi: 10.1016/j.enbuild.2011.07.024.

H. Dorotić, T. Pukšec, et N. Duić, « Multi-objective optimization of district heating and cooling systems for a one-year time horizon », *Energy*, vol. 169, p. 319-328, févr. 2019, doi: 10.1016/j.energy.2018.11.149.

C. Elsidio, A. Bischi, P. Silva, et E. Martelli, « Two-stage MINLP algorithm for the optimal synthesis and design of networks of CHP units », *Energy*, vol. 121, p. 403-426, févr. 2017, doi: 10.1016/j.energy.2017.01.014.

EN12975 European Standards thermal solar systems and components - solar collectors - part 2: test methods.

T. Fang and R. Lahdelma, “Genetic optimization of multi-plant heat production in district heating networks,” *Appl. Energy*, vol. 159, pp. 610–619, 2015.

G. Faninger, “Combined solar–biomass district heating in Austria,” *Sol. Energy*, vol. 69, no. 6, pp. 425–435, 2000, doi: 10.1016/S0038-092X(00)00117-1.

S.Fazlollahi, “Methods for multi-objective investment and operating optimization of complex energy systems”, *Energy*, vol. 45, pp. 12-22 , march, 2012, doi:10.1016/j.energy.2012.02.046Energy 45 (2012) 12e22

C. Flynn et K. Sirén, « Influence of location and design on the performance of a solar district heating system equipped with borehole seasonal storage », *Renew. Energy*, vol. 81, p. 377-388, sept. 2015, doi: 10.1016/j.renene.2015.03.036.

Forrest J (2005) Cbc user’s guide. <https://projects.coin-or.org/Cbc>

Fourer R, Gay D, Kernighan B (1993) *AMPL*. Boyd & Fraser, Danvers

P. Gabrielli, M. Gazzani, E. Martelli, et M. Mazzotti, « Optimal design of multi-energy systems with seasonal storage », *Appl. Energy*, vol. 219, p. 408-424, juin 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.07.142.

GAMS (2018) Branch-and-cut-and-heuristic facility.
https://www.gams.com/latest/docs/UG_SolverUsage.html. (05/07/2021)

L. Gao, Y. Hwang, and T. Cao, “An overview of optimization technologies applied in combined cooling, heating and power systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 114, p. 109344, Oct. 2019, doi: 10.1016/j.rser.2019.109344.

J. L. Gearhart, K. L. Adair, J. David. Durfee, K. A. Jones, N. Martin, et R. J. Detry, « Comparison of open-source linear programming solvers. », SAND2013-8847, 1104761, oct. 2013. doi: 10.2172/1104761.

GIEC, « Réchauffement planétaire de 1.5 °C, résumé à l’intention des décideurs », 2019

Girones V, Moret S, Peduzzi E, et al. Optimal use of biomass in large-scale energy systems: insights for energy policy. *Energy*, 2017, 137:789–797.

Golla A, Geis J, Loy T, et al. An operational strategy for district heating networks: application of data-driven heat load forecasts. *Energy Informatics*, 2020, 3:1–11

Gurobi (2018) Gurobi optimizer reference manual. Gurobi Optimization, LLC.
<http://www.gurobi.com/documentation/8.0/refman.pdf>

M. Groissböck, « Are open source energy system optimization tools mature enough for serious use? », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 102, p. 234-248, mars 2019, doi: 10.1016/j.rser.2018.11.020.

C. Haikarainen, F. Pettersson, et H. Saxén, « A model for structural and operational optimization of distributed energy systems », *Appl. Therm. Eng.*, vol. 70, n° 1, p. 211-218, sept. 2014, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2014.04.049.

B. van der Heijde, A. Vandermeulen, R. Salenbien, et L. Helsen, « Representative days selection for district energy system optimisation: a solar district heating system with seasonal storage », *Appl. Energy*, vol. 248, p. 79-94, août 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.04.030.

Théry Hêtreux, R. “The Energy Extended Resource Task Network, a General Formalism for the Modeling of Production systems:Application to Waste Heat Valorization.” *Energy*. 214 (2021)

J. Hirvonen, H. ur Rehman, et K. Sirén, « Techno-economic optimization and analysis of a high latitude solar district heating system with seasonal storage, considering different community sizes », *Sol. Energy*, vol. 162, p. 472-488, mars 2018, doi: 10.1016/j.solener.2018.01.052.

IEA. Solar Heat Worldwide. Global Market Development and Trends in 2018. Rapport technique, Solar Heating & Cooling programme, 2019.

IPOPT, « Introduction to IPOPT », Avril 2016, accessible sur <https://projects.coin-or.org/Ipopt/browser/stable/3.11/Ipopt/doc/documentation.pdf?format=raw>, (consulté le 12/07/2021)

R.Joulié, Mécanique des fluides appliquée, Ed Ellipses, Paris, 1998

E. M. Kleinbach, W. A. Beckman, et S. A. Klein, « Performance study of one-dimensional models for stratified thermal storage tanks », *Sol. Energy*, vol. 50, n° 2, p. 155-166, févr. 1993, doi: 10.1016/0038-092X(93)90087-5.

L. Kotzur, « Time series aggregation for energy system design_ Modeling seasonal storage », *Appl. Energy*, p. 13, 2018.

Kovacs P. A guide to the standard EN 12975. Tech. rep., SP. Technical Research Institute of Sweden; 2012.

J. Kronqvist, D. E. Bernal, A. Lundell, et I. E. Grossmann, « A review and comparison of solvers for convex MINLP », *Optim. Eng.*, déc. 2018, doi: 10.1007/s11081-018-9411-8.

LaTEP, <https://latep.univ-pau.fr/fr/index.html> (consulté le 17/05/2021).

G. Limpens, S. Moret, H. Jeanmart, and F. Maréchal, “EnergyScope TD: A novel open-source model for regional energy systems,” *Appl. Energy*, vol. 255, p. 113729, Dec. 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.113729.

G. Limpens, H. Jeanmart, and F. Maréchal, “Belgian Energy Transition: What Are the Options?,” *Energies*, vol. 13, no. 1, p. 261, Jan. 2020, doi: 10.3390/en13010261.

H. Lund *et al.*, « 4th Generation District Heating (4GDH) », *Energy*, vol. 68, p. 1-11, avr. 2014, doi: 10.1016/j.energy.2014.02.089.

H. Lund *et al.*, « Perspectives on fourth and fifth generation district heating », *Energy*, vol. 227, p. 120520, juill. 2021, doi: 10.1016/j.energy.2021.120520.

Lundell A, Kronqvist J, Westerlund T (2017) SHOT—a global solver for convex MINLP in Wolfram Mathematica. *Comput Aided Chem Eng* 40:2137–2142

P. Maes, « Réseaux de chaleur - Principes, atouts et enjeux », p. 11, 2014.

F. Marty, « Optimisation de la structure globale des activités de surface d'une centrale géothermique de cogénération électricité/chaleur », Université de Pau et des Pays de l'Adour, 2017.

F. Marty, S. Serra, S. Sochard, and J.-M. Reneaume, "Economic optimization of a combined heat and power plant: heat vs electricity," *Energy Procedia*, vol. 116, pp. 138–151, Jun. 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.05.062.

F. Marty, S. Serra, S. Sochard, and J.-M. Reneaume, "Exergy Analysis and Optimization of a Combined Heat and Power Geothermal Plant," *Energies*, vol. 12, no. 6, p. 1175, Mar. 2019, doi: 10.3390/en12061175.

F. Marty, S. Sochard, S. Serra, and J.-M. Reneaume, "Multi-objective approach for a combined heat and power geothermal plant optimization," *Chem. Prod. Process Model.*, vol. 0, no. 0, p. 20200008, Aug. 2020, doi: 10.1515/cppm-2020-0008.

Mathiesen, B. V., Bertelsen, N., Schneider, N. C. A., García, L. S., Paardekooper, S., Thellufsen, J. Z., & Djørup, S. R. (2019). Towards a decarbonised heating and cooling sector in Europe: Unlocking the potential of energy efficiency and district energy. Aalborg Universitet.

R. Mazhar, S. Liu, et A. Shukla, « A state of art review on the district heating systems », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 96, p. 420-439, nov. 2018.

T. Mertz, « Optimisation simultanée de la configuration et du dimensionnement des réseaux de chaleur urbains », Université de Pau et des Pays de l'Adour, 2016

T. Mertz, S. Serra, A. Henon, et J.-M. Reneaume, « A MINLP optimization of the configuration and the design of a district heating network: Academic study cases », *Energy*, vol. 117, p. 450-464, déc. 2016, doi: 10.1016/j.energy.2016.07.106.

Ministère de la transition écologique, « Chiffres clés du climat, France, Europe et Monde », décembre 2020

Ministère de la transition écologique, « Chiffres clés de l'énergie, édition 2020 », septembre 2020

M. Münster *et al.*, « The role of district heating in the future Danish energy system », *Energy*, vol. 48, n° 1, p. 47-55, déc. 2012, doi: 10.1016/j.energy.2012.06.011.

NewHeat, <https://newheat.com/fr/> (consulté le 17/05/2021).

M. Noussan, G. Cerino Abdin, A. Poggio, et R. Roberto, « Biomass-fired CHP and heat storage system simulations in existing district heating systems », *Appl. Therm. Eng.*, vol. 71, n° 2, p. 729-735, oct. 2014, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2013.11.021.

A. Nova-Rincon, S. Sochard, S. Serra, et J.-M. Reneaume, « Dynamic simulation and optimal operation of district cooling networks via 2D orthogonal collocation », *Energy Convers. Manag.*, vol. 207, p. 112505, mars 2020, doi: 10.1016/j.enconman.2020.112505.

T. Ommen, W. B. Markussen, et B. Elmegaard, « Comparison of linear, mixed integer and non-linear programming methods in energy system dispatch modelling », *Energy*, vol. 74, p. 109-118, sept. 2014, doi: 10.1016/j.energy.2014.04.023.

ONERC, « Rapport au premier ministre et au parlement, des solutions fondées sur la nature pour s'adapter au changement climatique », 2019.

Paris-Saclay, 2021, Disponible sur : <https://www.epaps.fr/grands-formats/le-reseau-dechange-de-chaleur-et-de-froid-de-paris-saclay-un-modele-innovant-au-service-de-la-transition-energetique/> (consulté le 14/05/2021).

S. A. Papoulias et I. E. Grossmann, « A structural optimization approach in process synthesis—II », *Comput. Chem. Eng.*, vol. 7, n° 6, p. 707-721, janv. 1983, doi: 10.1016/0098-1354(83)85023-6.

S. Pfenninger, « Dealing with multiple decades of hourly wind and PV time series in energy models: A comparison of methods to reduce time resolution and the planning implications of inter-annual variability », *Appl. Energy*, vol. 197, p. 1-13, juill. 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.03.051.

K. M. Powell et T. F. Edgar, « Modeling and control of a solar thermal power plant with thermal energy storage », *Chem. Eng. Sci.*, vol. 71, p. 138-145, mars 2012, doi: 10.1016/j.ces.2011.12.009.

K. M. Powell et T. F. Edgar, « An adaptive-grid model for dynamic simulation of thermocline thermal energy storage systems », *Energy Convers. Manag.*, vol. 76, p. 865-873, déc. 2013, doi: 10.1016/j.enconman.2013.08.043.

K. M. Powell, J. D. Hedengren, et T. F. Edgar, « Dynamic optimization of a hybrid solar thermal and fossil fuel system », *Sol. Energy*, vol. 108, p. 210-218, oct. 2014, doi: 10.1016/j.solener.2014.07.004.

K. M. Powell et al., « Thermal energy storage to minimize cost and improve efficiency of a polygeneration district energy system in a real-time electricity market », *Energy*, vol. 113, p. 52-63, oct. 2016, doi: 10.1016/j.energy.2016.07.009.

H. ur Rehman, J. Hirvonen, et K. Sirén, « Performance comparison between optimized design of a centralized and semi-decentralized community size solar district heating system », *Appl. Energy*, vol. 229, p. 1072-1094, nov. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.08.064.

Reporterre, « Climat : L'action individuelle ne peut pas tout », novembre 2019, accessible sur <https://reporterre.net/Climat-l-action-individuelle-ne-peut-pas-tout> (consulté le 04/07/2021).

Roelofs M, Bisschop J (2018) AIMMS—the language reference. https://download.aimms.com/aimms/download/manuals/AIMMS3_LR.pdf

D. Romanchenko, J. Kensby, M. Odenberger, et F. Johnsson, « Thermal energy storage in district heating: Centralised storage vs. storage in thermal inertia of buildings », *Energy Convers. Manag.*, vol. 162, p. 26-38, avr. 2018, doi: 10.1016/j.enconman.2018.01.068.

P. Roos and A. Haselbacher, “Thermocline control through multi-tank thermal-energy storage systems,” *Appl. Energy*, vol. 281, p. 115971, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.115971.

M. Sameti et F. Haghghat, « Optimization of 4th generation distributed district heating system: Design and planning of combined heat and power », *Renew. Energy*, vol. 130, p. 371-387, janv. 2019, doi: 10.1016/j.renene.2018.06.068.

S. Salame, « Méthodologie de conception de l'architecture d'intégration énergétique des procédés variables incluant des stockages thermiques et des systèmes de conversion d'énergie », Mines Paris Tech, 2017.

Sahar Salame, Assaad Zoughaib. Heat integration in regeneration process of molecular sieves including heat storages. The 28th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and environmental impact of Energy Systems (ECOS 2015), Jun 2015, Pau, France.

K. Sartor, S. Quoilin, et P. Dewallef, « Simulation and optimization of a CHP biomass plant and district heating network », *Appl. Energy*, vol. 130, p. 474-483, oct. 2014, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.01.097.

G.Savard « Introduction aux méthodes de points intérieurs », Février 2001, disponible sur « http://www.dmi.usherb.ca/~dussault/ROP771H17/Pts_interieurs.pdf » (consulté le 12/07/2021)

G. Schweiger, P.-O. Larsson, F. Magnusson, P. Lauenburg, and S. Velut, "District heating and cooling systems – Framework for Modelica-based simulation and dynamic optimization," *Energy*, vol. 137, no. Supplement C, pp. 566–578, Oct. 2017.

S. Scolan, « Dynamic optimization of the operation of a solar thermal plant », *Sol. Energy*, p. 15, 2020.

S. Scolan, " Développement d'un outil de simulation et d'optimisation dynamiques d'une centrale solaire thermique ", Université de Pau et des Pays de l'Adour, 2020

Sermet, <https://sermet.fr/> (consulté le 17/05/2021)

M. Sirvent, N. Kanelakis, B. Geißler and P. Biskas, "Linearized model for optimization of coupled electricity and natural gas systems," in *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 5, no. 3, pp. 364-374, May 2017, doi: 10.1007/s40565-017-0275-2.

State of Green "World largest thermal pit storage in Vojens. The huge storage will be operated as an interseasonal heat storage allowing the solar heating plant to deliver more than 50% of the annual heat production to the network", 2021, stateofgreen.com

D. Steen, M. Stadler, G. Cardoso, M. Groissböck, N. DeForest, et C. Marnay, « Modeling of thermal storage systems in MILP distributed energy resource models », *Appl. Energy*, vol. 137, p. 782-792, janv. 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.07.036.

Tecsol, <http://www.tecsol.fr/> (consulté le 17/05/2021)

Z. Tian, B. Perers, S. Furbo et J. Fan. Thermo-economic optimization of a hybrid solar district heating plan with flat plate collectors and parabolic trough collectors in series. *Energy Conversion and Management*, 165:92-101, 2018.

C.Trinkl, W. Zörner, C. Alt, C.Stadler, "Performances comparées des capteurs solaires thermiques à tubes sous vide et des capteurs solaires thermiques plans dans le cadre de la production d'énergie pour la production d'eau chaude sanitaire et le chauffage d'habitation", European Solar Thermal Energy Conference (estec), 2005.

T.-M. Tveit, T. Savola, A. Gebremedhin, et C.-J. Fogelholm, « Multi-period MINLP model for optimising operation and structural changes to CHP plants in district heating networks with long-term thermal storage », *Energy Convers. Manag.*, vol. 50, n° 3, p. 639-647, mars 2009, doi: 10.1016/j.enconman.2008.10.010.

S. van der Zwan et I. Pothof, « Operational optimization of district heating systems with temperature limited sources », *Energy Build.*, vol. 226, p. 110347, nov. 2020, doi: 10.1016/j.enbuild.2020.110347.

S.Wajsbrodt, « comment EDF espère encore lancer l'EPR de Flamanville en 2022 » *Les Échos*, 23 juin 2021.

L. Wang, B. Sundén, and R. M. Manglik, Eds., *Plate heat exchangers: design, applications and Performance*. Southampton ; Boston :WIT Press, 2007

Wang, C. “Robust Operation of a Water-Energy Nexus: A Multi-Energy Perspective.” *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 11.4 (2020): 2698–2712.

Y. Wang, S. Zhang, D. Chow, and J. M. Kuckelkorn, “Evaluation and optimization of district energy network performance: Present and future,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 139, p. 110577, Apr. 2021, doi: 10.1016/j.rser.2020.110577.

F. Wiese *et al.*, « Balmorel open source energy system model », *Energy Strategy Rev.*, vol. 20, p. 26-34, avr. 2018, doi: 10.1016/j.esr.2018.01.003.

B. Wong et. al. “DRAKE LANDING SOLAR COMMUNITY: FINANCIAL SUMMARY AND LESSONS LEARNEDSHC2019” *Conference Proceedings* (2019).

Liens aux principaux outils :

Nom	Lien internet	Date de dernière mise à jour (vérifié le 14/05/2021)
Balmorel	http://www.balmorel.com/	Mars, 2020
Calliope	https://www.callio.pe/	Octobre, 2020
COMPOSE	http://www.energianalyse.dk/index.php/software	Octobre, 2027
Destinee	https://sites.google.com/site/2050desstinee/	2015
DIETER/ELM OD	https://www.diw.de/de/diw_01.c.599753.de/modelle.html#ab_599749	2020
ENERGY PLAN	https://www.energyplan.eu/	Mai, 2021
Ficus	https://github.com/yabata/ficus	Janvier, 2018
HOMER	https://www.homerenergy.com/	Février, 2021
Invert	https://invert.at/	Décembre, 2017
OSMOSE	https://www.epfl.ch/labs/ipese/ipese-resources/	Juillet, 2021
OSeMOSYS	http://www.osemosys.org/	Novembre, 2020
Switch	https://switch-model.org/	Mai, 2021
Fjernsol II	https://planenergi.eu/activities/district-heating/solar-district-heating/fjernsol-ii/	X
SDH Tool	https://sdh-online.solites.de/?lang=en-US	X
Feasibility evaluation tool	https://www.solar-district-heating.eu/documents/sunstore-4-feasibility-evaluation-tool/	Avril, 2020

Partenariats

TECSOL S.A www.tecsol.fr

TECSOL est un cabinet d'ingénierie spécialisé en énergie solaire. L'entreprise, forte de 30 ans d'expérience, est totalement indépendante. **TECSOL** est leader sur l'ingénierie des installations solaires sur réseau de chaleur en France, notamment grâce à son implication dans des projets de recherche collaboratifs tel que Smart Grid Solaire Thermique et SDHplus. **TECSOL** a réalisé plusieurs études de faisabilité, des études de marché, des études techniques et effectue la maîtrise d'oeuvre de la centrale solaire du réseau de chaleur de Châteaubriant.

UPPA – LATEP <https://latep.univ-pau.fr>

Le Laboratoire de Thermique, Énergétique et Procédés (LaTEP, EA 1932) compte 23 enseignants-chercheurs permanents et une quinzaine de doctorants. Les compétences scientifiques du LaTEP reposent sur l'expérimentation, la modélisation et la simulation en thermodynamique des procédés et des systèmes énergétiques, transferts multiphasiques, changement de phase, intensification des transferts et couplages de procédés. L'Equipe « Conversion et Distribution de l'Énergie » (CDE) travaille sur l'optimisation des réseaux de distribution d'énergie à l'échelle urbaine à travers quatre thèses. Deux thèses (terminées et en cours) illustrent particulièrement ces travaux car elles portent plus précisément sur une optimisation structurelle et paramétrique des réseaux.

NEWHEAT www.newheat.fr

NEWHEAT est une jeune entreprise innovante installée à Bègles (Gironde), qui a pour mission de développer, construire et exploiter des moyens de production de chaleur à destination des procédés industriels et réseaux de chaleur urbains, produite exclusivement à partir de technologies solaires thermiques. Après avoir lancé d'ambitieux programme de R&D, **NEWHEAT** prépare actuellement la réalisation d'une centrale solaire thermique d'une puissance de 3 MWth qui sera connectée à un site industriel du sud de la France pour l'année 2018.

SERMET www.sermet.fr

SERMET est un bureau d'études spécialisé en exploitation d'équipements thermiques. La société, qui est totalement indépendante des acteurs du marché, a été créée en 1978. **SERMET** assure dans le domaine de l'énergie des missions d'études, de conseil, d'assistance à maîtrise d'ouvrage et de maîtrise d'oeuvre, pour le compte de collectivités et maîtres d'ouvrages publics, clients résidentiels publics (bailleurs, etc.) et privés (syndics de copropriété, etc.), tertiaires et industriels. L'entreprise **SERMET** est un acteur de référence au niveau national en matière de performance énergétique (stratégies et marchés d'exploitation des équipements techniques, développement des énergies renouvelables et des réseaux de chaleur, audits et gestion énergétique, etc.).

ECOLE DOCTORALE DES SCIENCES EXACTES ET LEURS APPLICATIONS

LABORATOIRE DE THERMIQUE, ÉNERGETIQUE ET PROCÉDÉS (LATEP)

RÉGIS DELUBAC

regis.delubac@gmail.com