



Modèle d'aide à la conduite de réseaux de froid

Damien Casetta

► To cite this version:

Damien Casetta. Modèle d'aide à la conduite de réseaux de froid. Thermique [physics.class-ph]. Université Paris sciences et lettres, 2017. Français. NNT : 2017PSLEM012 . tel-03081277

HAL Id: tel-03081277

<https://pastel.hal.science/tel-03081277>

Submitted on 18 Dec 2020

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 DE DOCTORAT

de l'Université de recherche Paris Sciences et Lettres
PSL Research University

Préparée à MINES ParisTech

Modèle d'aide à la conduite de réseaux de froid

Ecole doctorale n°432 SCIENCES DES METIERS DE L'INGENIEUR

Spécialité : Énergétique et Procédés

Soutenue par Damien CASETTA
le 27 octobre 2017

Dirigée par **Dominique MARCHIO**

COMPOSITION DU JURY :

M. Jocelyn BONJOUR
CETHIL, INSA Lyon, Rapporteur

M. Guillaume SANDOU
L2S, CentraleSupélec, Rapporteur

M. François MARÉCHAL
EPFL, Président

M. Dominique MARCHIO
CES, Mines ParisTech, Examineur

M. Pascal STABAT
CES, Mines ParisTech, Examineur

M. Guillaume BRECCQ
Climespace-Engie, Examineur

M. Mélodie MOUFFE
CEEME-Engie, Examineur

Manuscrit confidentiel jusqu'au 27/10/2020

Remerciements

Ce travail de recherche s'est déroulé dans le cadre d'une convention CIFRE liant le gestionnaire du réseau de froid de Paris, Climespace (groupe Engie) et le CES – Centre Efficacité Énergétique des Systèmes de Mines ParisTech.

Je tiens à remercier tous ceux qui ont contribué à ce projet, en particulier :

L'ensemble des membres du jury : M. Jocelyn Bonjour et M. Guillaume Sandou, rapporteurs de la thèse ; Mme Mélodie Mouffe, examinatrice ; M. François Maréchal, qui a accepté de présider la soutenance de thèse. Nos échanges ont été stimulants et constructifs.

Dominique Marchio et Pascal Stabat, directeur et maître de thèse, pour m'avoir accompagné jusqu'à l'objectif avec une expertise et une bienveillance d'exception. Guillaume Brecq, responsable du Pôle Etudes de Climespace, pour son management humain, pour sa disponibilité et pour m'avoir donné les clés pour saisir les enjeux métier tout en me préservant de sollicitations inappropriées à la conduite et à la réussite de cette thèse.

Les membres de la direction de Climespace pour avoir soutenu les apports de ce projet de recherche dans une entreprise opérationnelle. Merci notamment à Alexis Tawfik, à l'origine de la démarche.

Les collaborateurs de Climespace, pour m'avoir transmis un précieux échantillon de leur expertise et pour m'avoir offert un cadre de travail de qualité.

Le CES et les membres de l'équipe « Maîtrise de la Demande en Energie » avec qui j'ai eu des échanges d'une richesse rare.

Mes colocataires, pour leur quotidienne et chaleureuse amitié.

Bruno et Agnès, pour leur générosité et pour m'avoir offert le lieu idéal pour la rédaction du dernier chapitre de ce manuscrit.

Ma sœur et ma famille, pour être à mes côtés.

Mes parents, pour leur éducation et pour avoir consacré leur énergie à me donner les moyens de mes ambitions.

Marine, qui a été d'un soutien indéfectible, particulièrement lorsque je consacrais une partie de nos rares moments à 2 à la conclusion de cette thèse. Durant ces 3 années de recherche, tu es ce que j'ai trouvé de plus beau.

Tous les contributeurs à la réussite du jour J.

Paris, le 27/10/2017

Damien Casetta

Table des matières

LISTES DES FIGURES	IX
LISTES DES TABLEAUX	XX
NOMENCLATURE	XXII
 CHAPITRE 1 CONTEXTE ET ENJEUX DE L'AIDE À LA CONDUITE DES RÉSEAUX DE FROID URBAIN.....	1
1 Introduction	3
1.1 Contexte énergétique	3
1.2 Contexte des réseaux de froid	4
1.3 Contexte du réseau de froid de Paris	6
2 Présentation du système énergétique : le réseau de froid urbain	12
2.1 Principe de fonctionnement du réseau de froid urbain	12
2.2 Points forts et points faibles des réseaux de froid urbain	13
3 Caractéristiques de l'aide à la conduite des réseaux de froid urbain	14
3.1 Le réseau de froid : un système dynamique	14
3.2 L'aide à la conduite du réseau	15
4 Choix des modèles d'aide à la conduite des réseaux de froid urbain.....	16
4.1 Intérêt de la modélisation pour l'aide à la conduite	16
4.2 Classification des modèles existants et choix	17
4.3 Evaluation des modèles existants	21
5 Conclusion : organisation du manuscrit	26
 CHAPITRE 2 MODÉLISATION DU RÉSEAU DE FROID URBAIN	29
1 Introduction	31
2 Phénomènes à modéliser pour l'aide à la conduite du réseau de froid urbain	32
2.1 Consommations et coûts associés à l'exploitation du réseau de froid urbain	32
2.2 Domaines physiques	36
2.3 Caractérisation des dynamiques d'un réseau de froid	39
3 Modélisation des composants physiques du réseau de froid urbain	40

3.1	Équations de conservation pour la modélisation thermo-hydraulique.....	40
3.2	Groupe frigorifique positif avec compresseur centrifuge	43
3.3	Pompes centrifuges à vitesse variable	49
3.4	Échangeurs de chaleur eau/eau à contre-courant.....	51
3.5	Tours aéroréfrigérantes ouvertes avec ventilateurs	54
3.6	Tuyaux.....	57
3.7	Sous-stations	63
4	Construction du modèle de simulation du réseau de froid urbain	67
4.1	Choix d'un outil adapté pour la construction et la simulation du modèle	67
4.2	Modèle de simulation du réseau de froid urbain	69
4.3	Retour d'expérience concernant la simulation du modèle	79
5	Conclusion	85
 CHAPITRE 3 VALIDATION DU MODÈLE DE SIMULATION DU RÉSEAU DE FROID URBAIN		
87		
1	Introduction	89
2	Méthodologie de validation	90
2.1	Note préliminaire pour la lecture des graphiques	90
2.2	Processus de validation	91
2.3	Caractéristiques des mesures disponibles	97
2.4	Indicateurs statistiques pour évaluer la précision du modèle	100
3	Paramétrage du modèle	101
3.1	Caractéristiques des paramètres disponibles	101
3.2	Estimation des paramètres manquants	101
3.3	Discussion sur le niveau de détail du modèle de réseau.....	116
4	Résultats de validation	116
4.1	Résultats sur le réseau.....	117
4.2	Résultats sur la centrale de production à eau de Seine.....	120
4.3	Résultats sur le système	123
5	Conclusion	124
 CHAPITRE 4 ANALYSE DES PERFORMANCES DU RÉSEAU DE FROID URBAIN À L'AIDE DU MODÈLE.....		
127		
1	Introduction	129
2	Méthodologie : du modèle validé sur historique au modèle adapté à la simulation prévisionnelle	130

2.1	Point de rappel sur le modèle validé	130
2.2	Régulation en boucle fermée de la centrale de production refroidie par eau de Seine et à pression différentielle imposée.....	131
2.3	Régulation de la centrale de production refroidie par tours aéroréfrigérantes et à débit imposé	137
3	Analyse des performances du réseau de froid urbain	141
3.1	Calcul du bilan énergétique sur une simulation de référence	141
3.2	Évaluation de l'impact énergétique des températures de retour des sous-stations et de la température de départ de la centrale de production	144
3.3	Évaluation de l'impact énergétique de l'engagement d'une deuxième centrale	151
4	Conclusion	157
 CHAPITRE 5 CONDUITE OPTIMISÉE DU RÉSEAU DE FROID URBAIN À L'AIDE DU MODÈLE		161
1	Introduction	163
2	Méthodologie : de la spécification du modèle d'aide à la conduite des réseaux de froid à la stratégie de résolution du problème d'optimisation associé	165
2.1	Formulation du problème	165
2.2	Classification du problème, algorithmes et outils associés	170
2.3	Stratégie de résolution du problème	175
3	Optimisation des centrales de production	179
3.1	Répartition de la puissance entre groupes frigorifiques au sein d'une centrale	179
3.2	Réglage de la température de consigne de tours aéroréfrigérantes ouvert	193
3.3	Modélisation en régime permanent des centrales de production avec optimisation des consignes locales et vérification des contraintes locales	205
4	Optimisation du réseau de froid urbain	214
4.1	Minimisation de la pression différentielle du réseau	214
4.2	Répartition de la puissance entre plusieurs centrales	221
4.3	Évaluation des gains apportés par les améliorations de la conduite	232
5	Conclusion	238
 CONCLUSIONS ET PERSPECTIVES		239
1	Conclusions	240
2	Perspectives	246
 BIBLIOGRAPHIE		249

ANNEXES.....	261
1 Validation du modèle de simulation du réseau de froid urbain	263
1.1 Estimation des mesures manquantes	263
1.2 Graphiques de synthèse : mesures et simulations	267
2 Conduite optimisée du réseau de froid urbain à l'aide du modèle	276
2.1 Évaluation de l'impact du critère d'optimisation et du niveau de la taxe EDS .	276
2.2 Utilisation du modèle d'optimisation de la répartition entre centrales à partir de prévisions.....	279

Listes des figures

Figure 1 : Décomposition de la production d'électricité mondiale par énergie primaire, d'après données 2014 de la Banque Mondiale (The Shift Project 2017)	3
Figure 2 : Évolution prospective de la demande de climatisation en EJ en fonction des trajectoires de limitation du réchauffement climatique suivies, entre les scénarios 6DS (tendanciel) et 2DS de l'IEA (Masanet et al. 2016)	4
Figure 3 : Énergie frigorifique annuelle livrée en TJ par les réseaux de froid en Europe et en Corée du Sud en 2009 et 2013 (SNCU 2017)	5
Figure 4 : Répartition des bâtiments raccordés au réseau de froid de Paris par activité, en fonction de la puissance souscrite, à partir des données de Climespace.....	6
Figure 5 : Répartition de la production d'énergie frigorifique annuelle sur une partie du réseau de froid de Paris en 2016, d'après données Climespace	7
Figure 6 : Taux de charge annuel des principaux réseaux de froid en France en 2015, par ordre décroissant, d'après données (MTES 2017)	7
Figure 7 : Plan du réseau de froid de Paris avec les principales centrales de production, les sites de stockage, le réseau de distribution et la salle de contrôle	10
Figure 8 : Ressources physiques et technologies exploitées pour la production et le stockage d'énergie frigorifique sur les réseaux de froid urbain.....	12
Figure 9 : Interconnexions possibles entre les réseaux d'énergie (IEA 2014b)	13
Figure 10 : Schéma de principe d'un problème de pilotage (Cohen 1996).....	15
Figure 11 : Schéma de principe de l'outil d'aide à la décision	15
Figure 12 : Classification des modèles de réseaux de chaleur selon la caractéristique temporelle et le type d'utilisateur. (Marguerite 2014) à partir de (Wernstedt 2005).....	17
Figure 13 : Types de modélisation par type de problème (Gicquel 1992).....	18
Figure 14 : Diagramme de Sankey des flux énergétiques d'un réseau de froid urbain de taille moyenne disposant d'une centrale de production refroidie à eau de Seine pour 100 MWh d'énergie frigorifique livrée (sens des flux énergétiques de gauche à droite).....	34
Figure 15 : Répartition des consommations électriques annuelles sur le réseau de froid étudié (refroidissement à eau de Seine et à tours aéroréfrigérantes)	35
Figure 16 : Répartition des coûts annuels associés à l'énergie et à l'eau sur le réseau de froid étudié (refroidissement à eau de Seine et à tours aéroréfrigérantes)	35

Figure 17 : Chaîne de puissance «du câble au fluide » d'une pompe à vitesse variable (Bernier et Bourret 1999).....	38
Figure 18 : Principales dynamiques d'un réseau de froid urbain et comparaison avec la caractéristique temporelle d'un modèle d'aide à la conduite	39
Figure 19 : Schéma et diagramme d'un cycle à compression de vapeur (ASHRAE 2008)	43
Figure 20 : Caractéristiques (Θ , Ω) d'un compresseur centrifuge à vitesse fixe (ouverture des vannes de pré-rotation °) et à vitesse variable (vitesse nominale M_1), avec courbes iso-rendement (η) et limites de pompage (surge envelope), d'après (ASHRAE 2008) Pour faciliter la lecture : au premier ordre, Θ et Ω sont respectivement les images de la puissance frigorifique et de la différence de pression aux bornes du compresseur et donc la différence de température de saturation entre les sources.....	44
Figure 21 : Variation de l'EER d'un groupe frigorifique centrifuge à pleine charge.....	45
Figure 22 : Modèle de groupe frigorifique à charge partielle.....	48
Figure 23 : Diagramme du modèle de groupe frigorifique.....	49
Figure 24 : Diagramme du modèle de pompe	51
Figure 25 : Variations de l'efficacité avec le débit primaire et avec l'encrassement sur un échangeur à plaques	53
Figure 26 : Diagramme du modèle d'échangeur eau/eau	54
Figure 27 : Schéma de principe d'une tour de refroidissement ouverte(Energie+ 2016).....	55
Figure 28 : Diagramme du modèle de tour aéroréfrigérante ouverte	57
Figure 29 : Eléments d'un tuyau isolé (Gabrielaitiene, Bøhm, et Sunden 2008).	58
Figure 30 : Discrétisation axiale du volume de fluide en éléments (Sartor 2015)	58
Figure 31 : Modèle de déperditions thermiques : coupe d'un tuyau isolé (Benonysson 1991) ; modèle thermique associé par analogie électrique ; modèle thermique simplifié par analogie électrique	60
Figure 32 : Résistance thermique linéique (convection forcée et conduction) entre l'eau et un tuyau en acier pour différents diamètres, en fonction de la vitesse de l'eau	61
Figure 33 : Part de la capacité thermique de l'acier dans la capacité thermique totale du tuyau pour différents diamètres	61
Figure 34 : Diagramme du modèle de tuyau.....	62
Figure 35 : a) Schéma hydraulique d'une sous-station, à partir de (Oppelt 2015) ; b) Pression différentielle sur les composants thermo-hydrauliques d'une sous-station en fonction du taux de charge hydraulique défini en (31)	63

Figure 36 : Schéma hydraulique simplifié d'une sous-station	64
Figure 37 : Pression différentielle minimale normalisée en fonction du taux de charge hydraulique ($\varphi f = 1$)	65
Figure 38 : Comportement hydraulique du modèle de sous-station pour différents taux de charge hydraulique (NB : le débit primaire est normalisé par le débit nominal)	66
Figure 39 : Diagramme du modèle de sous-station	66
Figure 40 : Arborescence de la bibliothèque pour la construction du modèle de simulation	68
Figure 41 : Diagramme du modèle de réseau de froid	69
Figure 42 : Arborescence détaillée pour la construction du modèle de simulation d'une centrale de production refroidie à eau de Seine	71
Figure 43 : Cascade avec hystérésis pour l'engagement des unités d'un groupe de pompes.....	72
Figure 44 : Diagramme de la régulation en boucle ouverte de la centrale refroidie à eau de Seine (NB : [] représente la taille du vecteur)	73
Figure 45 : Commandes en entrée au niveau de la centrale de production (pression différentielle et température de départ).....	74
Figure 46 : Consignes en entrée au niveau des sous-stations (puissance frigorifique totale appelée et température retour sous-station moyenne par les puissances).....	74
Figure 47 : Plan du réseau (ligne aller) avec une centrale (triangle) et mise en évidence des 3 sous-stations analysées (cercles).....	75
Figure 48 : Puissance frigorifique appelée des 3 sous-stations à l'étude	75
Figure 49 : Taux de charge hydraulique des 3 sous-stations à l'étude.....	76
Figure 50 : Pression différentielle excédentaire ou déficitaire des 3 sous-stations à l'étude.....	76
Figure 51 : Puissance frigorifique et température retour au niveau de la production et des sous-stations sur une journée de simulation	77
Figure 52 : Bilan énergétique et rendement du réseau sur une journée de simulation	78
Figure 53 : Puissance électrique absorbée et EER de la centrale de production refroidie à eau de Seine sur une journée de simulation	78
Figure 54 : Comparaison du temps de calcul du modèle de réseau pour différents maillages	79
Figure 55 : Comparaison du temps de calcul du modèle de réseau pour différents maillages	80
Figure 56 : Échange d'informations entre les modèles de réseau et les modèles de centrale.....	81
Figure 57 : Structure du modèle de réseau : a) détaillé b) simplifié (avec numéro du groupe)	83

Figure 58 : Comparaison de la puissance frigorifique calculée par les modèles détaillé et simplifié	84
Figure 59 : Légende des types de flux d'information	90
Figure 60 : Identification des paramètres, à partir de (H. Blervaque et al. 2016)	90
Figure 61 : Flux d'information du modèle de validation du système réseau de froid urbain.....	91
Figure 62 : Signaux de régulation utilisés pour la validation du modèle (NB : [] représente la taille du vecteur).....	92
Figure 63 : Flux d'informations pour la procédure de validation du modèle de réseau	94
Figure 64 : Flux d'information pour la procédure de validation des sous-systèmes de production et de refroidissement.....	95
Figure 65 : Flux d'information pour la procédure de validation du modèle de distribution	96
Figure 66 : Mesures disponibles au niveau des sous-stations (cf. code Tableau 31).....	97
Figure 67 : Puissances électriques par sous-système sur un mois d'été.....	97
Figure 68 : Mesures disponibles au niveau de la centrale de production de Bercy	98
Figure 69 : Données utilisées pour l'identification des performances non-nominales des groupes frigorifiques	103
Figure 70 : Position des aubes de pré-rotation (PRV) en fonction de la puissance frigorifique mesurée sur un groupe frigorifique à vitesse fixe ...	104
Figure 71 : Capacité frigorifique (W), EER et PLF d'un GF à vitesse fixe	105
Figure 72 : Analyse de l'erreur relative (calculée/estimée) sur la puissance électrique à charge partielle d'un groupe frigorifique à vitesse fixe	106
Figure 73 : Données utilisées pour l'identification des caractéristiques (courbe de pompe et rendement global) des pompes de distribution	107
Figure 74 : Caractéristiques normalisées des pompes de distribution de Bercy	109
Figure 75 : Rendement des pompes de distribution de Bercy	109
Figure 76 : Données utilisées pour l'identification des déperditions thermiques du réseau de distribution	110
Figure 77 : Identification du coefficient d'échange des tuyaux du réseau aller	111
Figure 78 : Identification du coefficient d'échange des tuyaux du réseau retour	111
Figure 79 : Données utilisées pour l'identification de la rugosité moyenne	113
Figure 80 : Identification de la rugosité moyenne du réseau de distribution	113

Figure 81 : Données utilisées pour l'identification des pertes de charge des circuits internes	114
Figure 82 : Implantation des sous-stations retenues pour la validation du modèle de réseau (pastilles vertes numérotées)	117
Figure 83 : Comparaison de la puissance frigorifique produite avec les mesures	118
Figure 84 : Comparaison des températures de livraison et des pressions différentielles calculées avec les mesures.....	119
Figure 85 : Comparaison de la puissance /débit de distribution avec les mesures	121
Figure 86 : Comparaison des puissances électriques production et refroidissement avec les mesures	122
Figure 87 : Précision du modèle de système en puissance frigorifique et électrique	123
Figure 88 : Introduction de régulations en boucle fermée : dans les centrales (cf. flèches bouclées) et niveau du système (pression différentielle, débit centrale, répartition entre GF)	129
Figure 89 : Signaux de régulation issus de l'historique lors de la validation du modèle.....	130
Figure 90 : Histogramme (nombre d'heures) et distribution (Kernel Density Estimation) de la puissance frigorifique produite par les configurations de groupes frigorifiques de la centrale - historique du 01/01/2013 au 31/12/2013	132
Figure 91 : Puissance frigorifique produite par les différentes configurations de groupes frigorifiques - historique du 01/01/2013 au 31/12/2013 – Tukey Box Plot	132
Figure 92 : Répartition de puissance entre groupes frigorifiques pour les configurations principales sur base des valeurs médianes mesurées - historique du 01/01/2013 au 31/12/2013	133
Figure 93 : Loi donnant la pression différentielle (courbe en noir) en fonction du débit volume du réseau, sur base des valeurs mesurées au 95 ^{ème} centile (croix rouges).....	134
Figure 94 : Schéma hydraulique simplifié (3 groupes seulement) du circuit évaporateur.....	135
Figure 95 : Pilotage du sous-système refroidissement des condenseurs (débit pompes avec $k_{eds}=1.2$ et échangeurs EDS avec $k_{hx}=1$).....	137
Figure 96 : Schéma hydraulique simplifié du circuit évaporateur de la centrale refroidie par TAR	138
Figure 97 : Diagramme de régulation en boucle fermée de la centrale refroidie à eau de Seine (NB : [] représente la taille du vecteur).....	139
Figure 98 : Diagramme de régulation en boucle fermée de la centrale refroidie par TAR (NB : [] représente la taille du vecteur)	140

Figure 99 : Plan du réseau de distribution avec mise en évidence de la centrale de production à EDS et des sous-stations critique.....	141
Figure 100 : Flux d'informations lors de la simulation de référence.....	142
Figure 101 : Puissance frigorifique en entrée des modèles de sous-station (normalisée selon (56) par la puissance moyenne)	142
Figure 102 : Températures et débits calculés sur la simulation de référence	143
Figure 103 : Bilan électrique (groupes frigorifiques, pompes) obtenu sur la simulation de référence	144
Figure 104 : Rappel des notations du modèle de sous-station	145
Figure 105 : Ecart à la température retour nominale sur la simulation de référence.....	145
Figure 106 : Réduction des débits et augmentation de la température de retour centrale en fonction de l'augmentation de la température retour aux sous-stations.....	146
Figure 107 : Pertes (déperditions et dissipation) et rendement du réseau en fonction de l'augmentation de la température de retour aux sous-stations	147
Figure 108 : Économie d'énergie électrique (relative par poste) en fonction de l'augmentation de la température de retour aux sous-stations.....	147
Figure 109 : Impact thermique de l'augmentation des pertes de charges en fonction de la température de départ de la centrale de production.....	148
Figure 110 : Température de livraison maximale aux sous-stations pour 3 valeurs croissantes de la température de départ sur la période de simulation	149
Figure 111 : Comparaison l'effet de charge partielle (PLF) d'un groupe frigorifique entre une température de départ à 2°C et à 4°C	149
Figure 112 : Économie d'énergie relative (si positif, surconsommation sinon) par poste en fonction de la température de départ de la centrale de production	150
Figure 113 : Économie d'énergie relative sur la consommation électrique en fonction de l'augmentation des températures retour et de la température de départ de la centrale.....	150
Figure 114 : Plan du réseau de distribution avec mise en évidence des centrales de production et des sous-stations critiques	151
Figure 115 : Puissances frigorifiques produites dans les différentes simulations du réseau avec deux centrales de production engagées (EDS et TAR). Le pourcentage correspond au niveau de puissance engagée de la nouvelle centrale	152
Figure 116 : Impact du fonctionnement de la nouvelle centrale sur la répartition des débits du réseau de distribution.....	153
Figure 117 : Impact du fonctionnement de la centrale à TAR sur les pressions différentielles (centrale et sous-station défavorisée)	154

Figure 118 : Impact du fonctionnement d'une seconde centrale à débit imposé sur la ligne de pression du réseau de distribution.....	155
Figure 119 : Impact du fonctionnement de la nouvelle centrale sur la température maximale de livraison aux sous-stations	155
Figure 120 : Impact du fonctionnement de la centrale à TAR sur la performance énergétique (EER) des centrales et du réseau	156
Figure 121 : Gestion des signaux de régulation principaux du modèle en simulation (Chapitre 4) et en optimisation (Chapitre 5).....	158
Figure 122 : Entrées/sorties d'un modèle d'optimisation pour les réseaux de chaleur (Zhao 1995)	163
Figure 123 : Flux d'informations du modèle de (Sandou 2005) à la base de l'optimisation.....	164
Figure 124 : Qualification de la complexité de l'algorithme d'optimisation en fonction de la linéarité des équations du problème et du type de variable de décision (Olsommer 1998).....	171
Figure 125 : Fonctionnalités et entrées/sorties du logiciel BoFiT (Bøhm 2002)	
POP : modèle d'optimisation du réseau (pression et température)	
TEP : modèle d'optimisation pour l'engagement et la répartition des moyens de production	176
Figure 126 : Stratégie d'optimisation d'un réseau thermique en deux étapes (Sandou 2005)	176
Figure 127 : Stratégie d'optimisation pour l'aide à la conduite des réseaux de froid (les sections associées du manuscrit sont précisées)	178
Figure 128 : Caractéristiques des groupes frigorifiques à charge partielle identifiées	182
Figure 129 : Nombre de configurations de GF possibles pour chaque point de la grille ($T_{eds,e}$ et T_{al} variables)	183
Figure 130 : Méthodologie de résolution du problème de répartition de la puissance entre groupes frigorifiques : flux, modèles et algorithmes	185
Figure 131 : Influence du déplacement de puissance entre les groupes frigorifiques (par rapport à une répartition à taux de charge égal) sur le coût électrique pour chaque point de la grille d'entrée	187
Figure 132 : Comparaison entre la solution optimisée et la répartition de puissance à taux de charge égal : puissance frigorifique, EER GF et température EDS	188
Figure 133 : Comparaison entre la solution optimisée et la répartition de puissance à taux de charge égal : puissance et EER GF à températures fixées	188
Figure 134 : Comparaison du PLR des GF et du coût (compresseurs) après optimisation avec une stratégie à PLR égal, pour 3 configurations courantes ($T_{al} = 2^{\circ}\text{C}$, $T_{eds,e}=17^{\circ}\text{C}$)	189

Figure 135 : Caractéristique statique de coût des configurations les plus performantes, pour des conditions aux limites fixées ($T_{al} = 2^{\circ}\text{C}$, $T_{ret}=10^{\circ}\text{C}$, $T_{eds,e}=17^{\circ}\text{C}$, $\Delta p=1.5 \text{ bar}$)	190
Figure 136 : Comparaison du coût des configurations possibles avec l'optimum	190
Figure 137 : Comparaison des caractéristiques de coût avec une configuration déterminée par simulation du modèle de centrale avec une configuration déterminée par simulation du modèle de GF ($T_{al} = 2^{\circ}\text{C}$, $T_{ret}=10^{\circ}\text{C}$, $T_{eds,e}=17^{\circ}\text{C}$, $\Delta p=1.5 \text{ bar}$)	191
Figure 138 : Puissances frigorifiques par GF pour une rampe de puissance frigorifique de la centrale (ordre de mérite) : comparaison entre deux méthodes d'optimisation ($T_{al} = 2^{\circ}\text{C}$, $T_{ret}=10^{\circ}\text{C}$, $T_{eds,e}=17^{\circ}\text{C}$, $\Delta p=1.5 \text{ bar}$)	192
Figure 139 : Pilotage de la température en sortie des TAR par variation de vitesse des ventilateurs et vanne trois voies de by-pass (Huang, Zuo, et Sohn 2016)	193
Figure 140 : Méthodologie de résolution du problème de réglage de la température de consigne des TAR : flux, modèles et algorithmes	197
Figure 141 : Puissance électrique absorbée normalisée par la puissance frigorifique, par équipement (TAR et GF), en fonction de l'approche réglée ; chaque courbe correspond à une valeur de température d'air (échelle bleue à rouge) et de puissance frigorifique	199
Figure 142 : Température de sortie des TAR optimisée en fonction de la température humide pour une puissance frigorifique comprise entre 4 MW et 8 MW	200
Figure 143 : Comparaison de la solution optimisée à un pilotage des TAR à vitesse maximale	201
Figure 144 : Comparaison de la solution optimisée à un pilotage des TAR à vitesse minimale	201
Figure 145 : Puissance électrique absorbée et débit TAR, normalisés par la puissance frigorifique, en fonction de l'approche réglée ; chaque courbe correspond à une valeur de température d'air (échelle bleu à rouge) et de puissance frigorifique	203
Figure 146 : Coût total normalisé d'une centrale de production en fonction de l'approche des TAR pour deux niveaux de tarif électrique	203
Figure 147 : Comparaison entre la température de sortie TAR obtenue par optimisation énergétique ou économique	204
Figure 148 : Variation du coût total suite à une optimisation économique de la centrale, évaluée pour deux niveaux de tarif électrique	204
Figure 149 : Caractéristique de coût par régression linéaire (Sandou 2005)	206
Figure 150 : Limites de fonctionnement par polytope linéaire (H. Larsson 2015)	206

Figure 151 : Analyse de la plage de variation de la température humide en fonction de la température d'air, à partir de mesures horaires à Paris sur la période 2003-2016.....	208
Figure 152 : Puissance frigorifique de pointe du réseau, corrélée aux températures d'air et d'EDS, à partir de 1000 simulations sur un modèle statistique ; NB : le changement de pente à température basse correspond aux usages faiblement thermosensibles (ex : refroidissement des centres de données).....	209
Figure 153 : Borne supérieure de la plage de puissance frigorifique de la centrale EDS.....	210
Figure 154 : Borne supérieure de la plage de puissance frigorifique de la centrale TAR	210
Figure 155 : Caractéristique statique de coût électrique de la centrale TAR après optimisation pour différentes températures humide ($T_{al} = 2^{\circ}\text{C}$, $T_{re}=10^{\circ}\text{C}$, $\Delta p=1.5\text{ bar}$)	212
Figure 156 : Caractéristique statique de coût électrique de la centrale après optimisation pour différentes températures entrée eau de Seine ($T_{al} = 2^{\circ}\text{C}$, $T_{re}=10^{\circ}\text{C}$, $\Delta p=1.5\text{ bar}$)	212
Figure 157 : Minimisation de la pression différentielle du réseau par un régulateur PI.....	216
Figure 158 : Impact de la gestion de la pression différentielle sur le comportement hydraulique du réseau et sur l'énergie de pompage fournie au fluide par la centrale	217
Figure 159 : Mise en évidence des sous-stations défavorisées (nombre d'heures) sur une simulation d'une année avec une gestion de la pression différentielle avec contrôleur	218
Figure 160 : Comparaison entre la pression différentielle résultant de deux modes de gestion (opérateur et contrôleur) en fonction du débit du réseau	219
Figure 161 : Comparaison de l'énergie de pompage par mois entre deux modes de gestion (opérateur et contrôleur) et mise en évidence de l'économie engendrée	219
Figure 162 : Flux d'informations de la méthode de résolution du problème de répartition de puissance entre centrales par optimisation statique	223
Figure 163 : Comparaison de la performance énergétique des centrales en production seule ou en répartition optimisée pour une température d'eau de Seine entre 6°C et 12°C	227
Figure 164 : Comparaison de la performance énergétique des centrales en production seule ou en répartition optimisée pour une température d'eau de Seine entre 19°C et 25°C	228
Figure 165 : Puissance frigorifique optimisée de la centrale TAR pour différentes températures d'air et puissances frigorifiques totales	229

Figure 166 : Gains sur l'EER entre la production optimisée (EDS seule ou TAR seule et répartition optimale) et la centrale EDS utilisée seule pour différentes températures d'air et puissances frigorifiques totales	229
Figure 167 : Profil d'entrée (issue de l'historique de mesures, juillet)	230
Figure 168 : Répartition optimisée et réduction de la consommation électrique associée comparée à un fonctionnement avec la centrale EDS (entrées historique, juillet)	231
Figure 169 : Répartition optimisée et réduction de la consommation électrique associée comparée sur deux jours d'été (entrées historique, juillet)	231
Figure 170 : Répartition de puissance entre groupes frigorifiques, gestion optimisée pour $T_{eds,e} = 24^{\circ}\text{C}$ et $T_{al} = 2^{\circ}\text{C}$	233
Figure 171 : Réductions de la puissance électrique du réseau engendrées par la minimisation de la pression différentielle et par la gestion améliorée des groupes frigorifiques	234
Figure 172 : Impact du fonctionnement de la seconde centrale sur la consommation électrique du réseau (comparaison sur 336 profils de fonctionnement simulés)	235
Figure 173 : Profils de fonctionnement de la centrale à TAR les plus performants	235
Figure 174 : Puissances frigorifique et électrique de la centrale TAR résultant de l'optimisation de la répartition	236
Figure 175 : Réduction de la consommation électrique, simulations du modèle de référence sur une semaine d'été avec la conduite améliorée	237
Figure 176 : Modèles de facteur de puissance pour les pompes et les compresseurs des groupes frigorifiques	265
Figure 177 : Comparaison entre la puissance électrique mesurée sur les pompes de distribution et la puissance électrique estimée à partir de la mesure d'intensité	265
Figure 178 : Extrait des mesures utilisées pour la validation du modèle de distribution	270
Figure 179 : Extrait des mesures utilisées pour la validation du modèle de production-refroidissement	271
Figure 180 : Extrait des mesures thermiques utilisées pour la validation du modèle de réseau	272
Figure 181 : Extrait des mesures hydrauliques utilisées pour la validation du modèle de réseau	273
Figure 182 : Part de la production de la centrale TAR dans la production totale en fonction du critère d'optimisation et du niveau de la taxe EDS sur une année	277
Figure 183 : Variation relative des performances annuelles des centrales avec un critère d'optimisation en coût total (4 années différentes, taxe EDS basse)	278

Figure 184 : Variation relative des performances annuelles des centrales avec un niveau de taxe EDS élevé.....	278
Figure 185 : Analyse de données météo de Paris (2003-2016) : température humide et température eau de Seine en fonction de la température d'air ..	280
Figure 186 : Part de la production de la centrale TAR dans la production totale (janvier).....	281
Figure 187 : Part de la production de la centrale TAR dans la production totale (juillet).....	281

Listes des tableaux

Tableau 1 : Les centrales frigorifiques du réseau parisien par ordre de construction	11
Tableau 2 : Propriétés attendues du modèle d'aide à la conduite.....	19
Tableau 3 : Propriétés attendues de l'optimiseur de l'outil d'aide à la conduite	20
Tableau 4 : Evaluation du niveau de modélisation des modèles globaux sélectionnés par rapport aux objectifs (D : dépassé, O : atteint, P : partiellement atteint, N : non atteint, NSP : ne sait pas)	23
Tableau 5 : Evaluation de l'optimisation proposée dans les modèles globaux par rapport aux objectifs (D : dépassé, O : atteint, P : partiellement atteint, N : non atteint, NSP : ne sait pas)	24
Tableau 6 : Evaluation des performances des modèles globaux par rapport aux objectifs (D : dépassé, O : atteint, P : partiellement atteint, N : non atteint, NSP : ne sait pas)	25
Tableau 7 : Hypothèses utilisées pour l'analyse préliminaire	32
Tableau 8 : Principaux domaines physiques mis en jeu dans un réseau de froid urbain.....	37
Tableau 9 : Propriétés thermo-physiques de l'eau liquide	41
Tableau 10: Nombre de sous-stations par groupe dans le modèle simplifié de réseau	84
Tableau 11 : Synthèse du processus de validation en modèles indépendants	93
Tableau 12 : Synthèse des incertitudes de mesure sur les sorties de validation	99
Tableau 13 : Précision de l'identification des performances non-nominales des groupes frigorifiques comparée à un paramétrage générique	106
Tableau 14 : Précision de l'identification des pompes de distribution de Bercy	110
Tableau 15 : Valeurs génériques et hypothèses pour les paramètres non identifiés	115
Tableau 16 : Comparaison des résultats du modèle détaillé et du modèle simplifié du réseau	116
Tableau 17 : Précision du modèle de réseau au niveau des sous-stations ...	118
Tableau 18 : Précision du modèle de réseau en puissance frigorifique	118
Tableau 19 : Précision du modèle de distribution en puissance électrique / débit	120
Tableau 20 : Précision du modèle sur le rejet EDS / la température de départ centrale.....	121

Tableau 21 : Précision du modèle de distribution en puissance électrique / débit	122
Tableau 22 : Précision du calcul de l'EER centrale par rapport aux mesures	123
Tableau 23 : Synthèse des résultats de validation (par sous-système et sur le système)	124
Tableau 24 : Bilan des économies d'énergie par poste engendrées par une augmentation des températures de retour	147
Tableau 25 : Hypothèses retenues pour le calcul du coût économique de la centrale à TAR	196
Tableau 26 : Intervalles des variables indépendantes utilisées pour la génération de modèles de centrale en régime permanent avec fonctionnement optimisé	207
Tableau 27 : Synthèse des différences entre l'optimisation statique et l'optimisation dynamique pour la résolution du problème de répartition de puissance entre centrales	223
Tableau 28 : Synthèse de l'évaluation des améliorations apportées à la conduite du réseau sur une semaine d'été	238
Tableau 29 : Synthèse des fonctionnalités du modèle en comparées aux objectifs initiaux (O : atteint, N : non : atteint, P : partiellement atteint)....	242
Tableau 30 : Synthèse des propriétés de l'optimiseur en comparaison des objectifs (O : atteint, N : non : atteint, P : partiellement atteint).....	245
Tableau 31 : Inventaire des mesures disponibles utilisées pour la validation	268
Tableau 32 : Caractéristiques des mesures disponibles (rouge : valeur inconnue)	269
Tableau 33 : Synthèse des paramètres disponibles	274
Tableau 34 : Synthèse des paramètres manquants	275

Nomenclature

Les coefficients des corrélations sont définis dans le texte.

Variables latines majuscules

A	Section de l'écoulement / Surface d'échange thermique	m^2
N	Vitesse de rotation d'une turbomachine	s^{-1}
P	Puissance électrique	W
$\dot{Q}$	Puissance thermique	W
Q	Énergie thermique	J
R	Résistance thermique	$\text{m}^2 \cdot \text{K} \cdot \text{W}^{-1}$
S	Surface de frottement de l'écoulement	m^2
T	Température	K
U	Énergie interne	J
$\dot{V}$	Débit volume	$\text{m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$
V	Volume	m^3
$\dot{W}$	Puissance mécanique	W
W	Énergie mécanique	J
Z	Rapport des débits capacitifs	-

Variables latines minuscules

c_p	Capacité thermique isobare	$\text{J} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$
c_v	Capacité thermique isochore	$\text{J} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$
f	Coefficient de frottement	m^{-1}

$\dot{m}$	Débit masse	kg
m	Débit	kg.s ⁻¹
on	État de marche	-
p	Pression	Pa
$\dot{q}$	Flux thermique	W.m ⁻²
u	Énergie interne spécifique	J.kg ⁻¹
v	Vitesse du fluide dans la direction de l'écoulement	m.s ⁻¹
x	Direction de l'écoulement	m

Variables grecques

α	Ouverture de vanne / Répartition	-
Δp	Pression différentielle	bar
ε	Efficacité d'échangeur	-
η	Rendement	-
λ	Conductivité thermique	W.m ⁻¹ .K ⁻¹
μ	Viscosité dynamique	Pa.s
φ	Facteur d'encrassement d'une sous-station	-
Φ	Facteur d'augmentation de la température retour	-
ρ	Masse volumique	kg.m ⁻³

Indices

1	Centrale à eau de Seine
2	Centrale à tours aéroréfrigérantes
a	Air

<i>ah</i>	Air humide
<i>al</i>	Aller
<i>ap</i>	Appoint d'eau
<i>bp</i>	By-pass
<i>cd</i>	Condenseur
<i>dec</i>	Déconcentration
<i>dep</i>	Déperditions
<i>dis</i>	Distribution
<i>e</i>	Entrée
<i>eds</i>	Eau de Seine
<i>en</i>	Encrassement
<i>ev</i>	Évaporateur
<i>ext</i>	Extérieur
<i>f</i>	Frigorifique
<i>gf</i>	Groupe frigorifique
<i>hx</i>	Échangeur de chaleur
<i>p</i>	Primaire (réseau)
<i>prod</i>	Production
<i>re</i>	Retour
<i>ref</i>	Refroidissement (des condenseurs)
<i>s</i>	Sortie
<i>sst</i>	Sous-station
<i>tar</i>	Tour aéroréfrigérante

Exposants

<i>max</i>	Maximum
<i>min</i>	Minimum
<i>nom</i>	Nominal
<i>norm</i>	Normalisé
<i>sp</i>	Consigne (set-point)

Acronymes

CV	Coefficient of Variation
DSP	Délégation de Service Public
EDO	Équation différentielle ordinaire
EDP	Équation aux dérivées partielles
EDS	Eau de Seine
EER	Energy Efficiency ratio
FC	Free Cooling
GES	Gaz à Effet de Serre
GF	Groupe Frigorifique
GNL	Gaz Naturel Liquéfié
MAE	Mean Absolute Error
MAPE	Mean Absolute Percentage Error
MRE	Mean Relative Error
NUT	Nombre d'Unités de Transfert
PAC	Pompe à Chaleur

PLF	Part Load Factor
PLR	Part Load Ratio
PRV	Pre-Rotation Vanes
RFU	Réseau de Froid Urbain
RMSE	Root Mean Squared Error
TFP	Thermo-frigo pompe
TAR	Tour aéroréfrigérante

Chapitre 1

Contexte et enjeux de l'aide à la conduite des réseaux de froid urbain

1	Introduction	3
1.1	Contexte énergétique	3
1.2	Contexte des réseaux de froid	4
1.3	Contexte du réseau de froid de Paris	6
2	Présentation du système énergétique : le réseau de froid urbain	12
2.1	Principe de fonctionnement du réseau de froid urbain	12
2.2	Points forts et points faibles des réseaux de froid urbain	13
3	Caractéristiques de l'aide à la conduite des réseaux de froid urbain	14
3.1	Le réseau de froid : un système dynamique	14
3.2	L'aide à la conduite du réseau	15
4	Choix des modèles d'aide à la conduite des réseaux de froid urbain	16
4.1	Intérêt de la modélisation pour l'aide à la conduite	16
4.2	Classification des modèles existants et choix	17
4.3	Evaluation des modèles existants	21
5	Conclusion : organisation du manuscrit	26

L'objectif du Chapitre 1 est de définir quelles sont les contributions de la thèse. Le réseau de froid, système énergétique urbain pour la climatisation, est présenté et replacé dans le contexte énergétique mondial. Une attention particulière est apportée au cas d'étude et aux enjeux industriels associés. La problématique de l'aide à la conduite des réseaux de froid urbain est ensuite exprimée en tant que problème d'optimisation, où un travail préliminaire de modélisation du système dynamique est nécessaire. L'état de l'art des modèles d'optimisation pour les réseaux thermiques est analysé au regard des objectifs de notre travail. Enfin, la structure du manuscrit est présentée.

1 Introduction

1.1 Contexte énergétique

La consommation d'énergie est nécessaire au fonctionnement de l'économie mondiale et au développement des pays émergents. Aujourd'hui, les énergies primaires exploitées sont fossiles à 80% : gaz, pétrole, charbon (IEA 2016). Cependant, le modèle basé sur ces énergies de stock présente des contraintes physiques : finitude des ressources, limite de production des sites d'extraction et émissions de CO₂ lors de la combustion. Ce poste est responsable pour 2/3 du dérèglement climatique.

La demande d'énergie pour la climatisation a parallèlement augmenté de 60% entre 2000 et 2010 (IEA 2014a) : elle représentait près de 5% de la demande d'énergie finale mondiale pour le bâtiment en 2014, soit 6.0 EJ. La demande se répartit à 40% pour le secteur résidentiel et 60% le secteur tertiaire (Masanet et al. 2016). Le vecteur énergétique favorisé pour la climatisation est l'électricité, dont la production est assurée au niveau mondial pour 2/3 par des énergies primaires fossiles et donc carbonées (Figure 1).

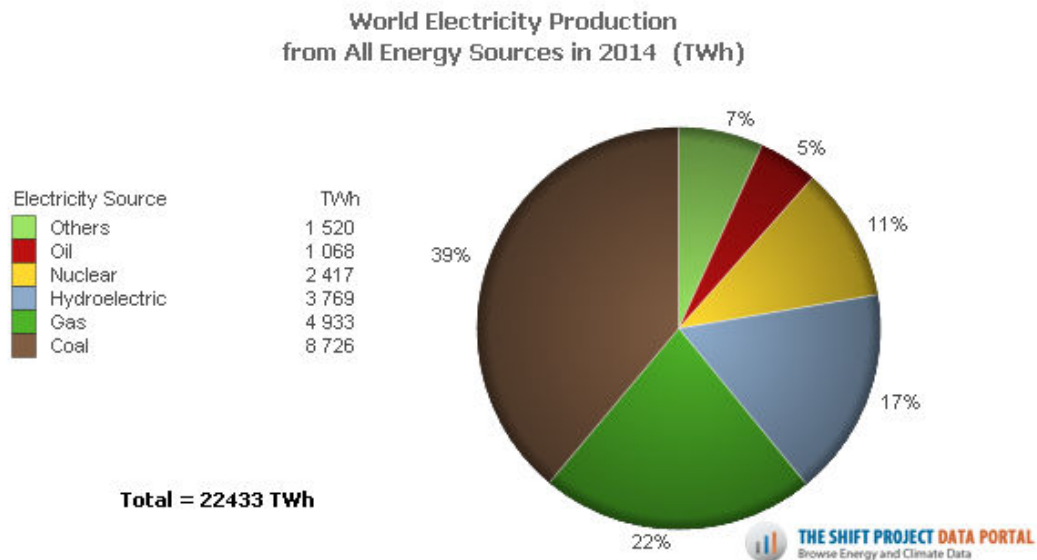


Figure 1 : Décomposition de la production d'électricité mondiale par énergie primaire, d'après données 2014 de la Banque Mondiale (The Shift Project 2017)

Le scénario prospectif 2DS¹ de l'Agence Internationale de l'Énergie (IEA) estime que la demande de climatisation mondiale continuera d'augmenter dans une trajectoire de limite du réchauffement climatique à 2°C. Cette croissance sera tirée par la demande des pays hors OCDE mais limitée par la maîtrise de la demande dans les bâtiments tertiaires des pays de l'OCDE (Figure 2).

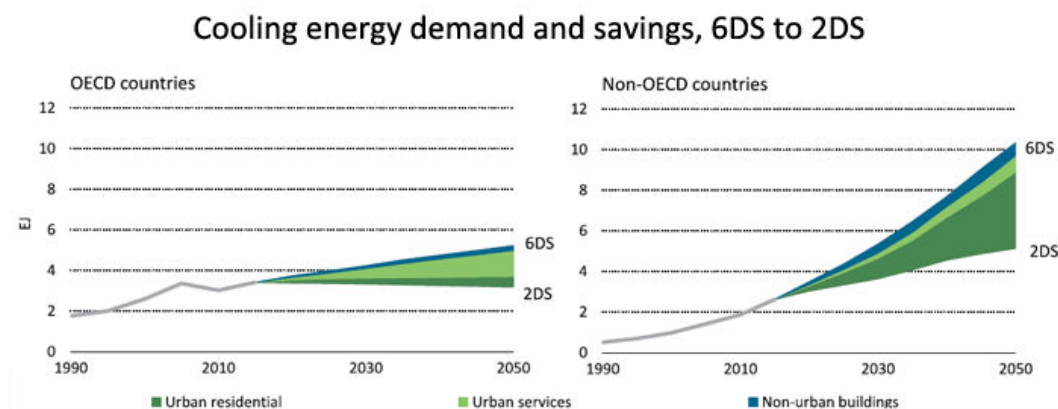


Figure 2 : Évolution prospective de la demande de climatisation en EJ en fonction des trajectoires de limitation du réchauffement climatique suivies, entre les scénarios 6DS (tendanciel) et 2DS de l'IEA (Masanet et al. 2016)

Les leviers de maîtrise de la demande en énergie pour la climatisation se situent au niveau de la sobriété des usages (ventilation naturelle, gestion rationnelle de la consigne), de l'efficacité énergétique de l'enveloppe du bâtiment et de l'efficacité énergétique du système de climatisation. Le réseau de froid est une des solutions utilisées pour répondre à la demande de climatisation en milieu urbain.

1.2 Contexte des réseaux de froid

Les premières centrales frigorifiques urbaines ont été créées dans des campus universitaires, des bases militaires ou des aéroports. Le premier réseau date du début des années 1960, à Hartford aux États-Unis. La place des réseaux de froid dans la fourniture d'énergie frigorifique reste aujourd'hui marginale. Au Moyen-Orient, la production est estimée entre 100 et 400 PJ/an, tandis que la production aux États-Unis est de 80 PJ/an. En Europe, la production des réseaux de froid s'élève à 10 PJ/an, soit plus d'1% de la demande totale en

¹ Le scénario 2DS de l'IEA propose une trajectoire d'évolution des systèmes énergétiques et des émissions de gaz à effet de serre associées cohérente avec une chance d'au-moins 50% de limiter le réchauffement global de 2°C. Les émissions cumulées de CO₂ liées à l'énergie sont limitées à 1000 GtCO₂ (Masanet et al. 2016).

énergie frigorifique (Werner 2016). La France représente 1/3 des livraisons de froid par réseau en Europe (Figure 3).

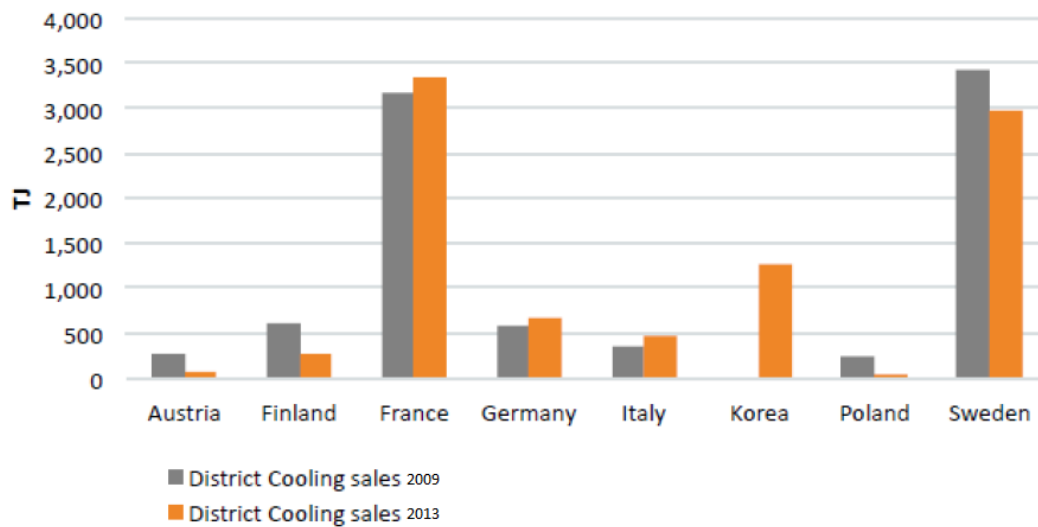


Figure 3 : Énergie frigorifique annuelle livrée en TJ par les réseaux de froid en Europe et en Corée du Sud en 2009 et 2013 (SNCU 2017)

En 2015, la France comptait 20 réseaux de froid, desservant 1107 points de livraison à travers 184 km de canalisations. Le maître d'ouvrage est majoritairement public avec une gestion en concession. La puissance frigorifique installée est de 740 MW_f essentiellement assurée par des machines à compression de vapeur (97% du bouquet énergétique). Les livraisons de froid concernent surtout le secteur tertiaire (96% de la consommation). Sur le plan de la performance environnementale, le contenu carbone des réseaux de froid en France était de 9 g CO₂/kWh_f et le taux de fuite de fluides frigorigènes inférieur à 1% en 2015 (SNCU 2017). La mise à disposition de données locales d'énergie est inscrite dans la loi française ; les données globales relatives aux réseaux de chaud et de froid sont disponibles depuis avril 2017 et permettent une compréhension plus fine du fonctionnement énergétique des réseaux de froid (MTES 2017). Le rendement du réseau, défini comme le rapport entre l'énergie frigorifique livrée et l'énergie frigorifique produite, est compris entre 85% et 95 %.

Sur le volet réglementaire, le Décret n° 2012-394 du 23 mars 2012 définit les modalités de classement des réseaux de froid. Le seuil de 50 % de sources d'énergie renouvelable ou de récupération est exigé pour ce classement (par rapport à la totalité de l'énergie injectée dans le réseau) ; il ouvre la voie à l'obligation de raccordement.

1.3 Contexte du réseau de froid de Paris

La Ville de Paris dispose du plus important réseau de froid européen, en pleine expansion tant sur la rive droite de la Seine que sur la rive gauche (15 MW_f de plus chaque année depuis 20 ans). Il est exploité par Climespace, filiale de l'énergéticien français Engie.

Les chiffres-clés du réseau de froid parisien sont présentés ci-dessous :

- 11 centrales de production
- 3 sites de stockage
- 73 km de réseau souterrain aller-retour
- 600 postes de livraison
- 5 millions de m² climatisés
- 470 GWh/an d'énergie frigorifique distribuée

Les postes de livraisons alimentent en énergie frigorifique des bâtiments du secteur tertiaire, majoritairement des bâtiments de bureaux (Figure 4).

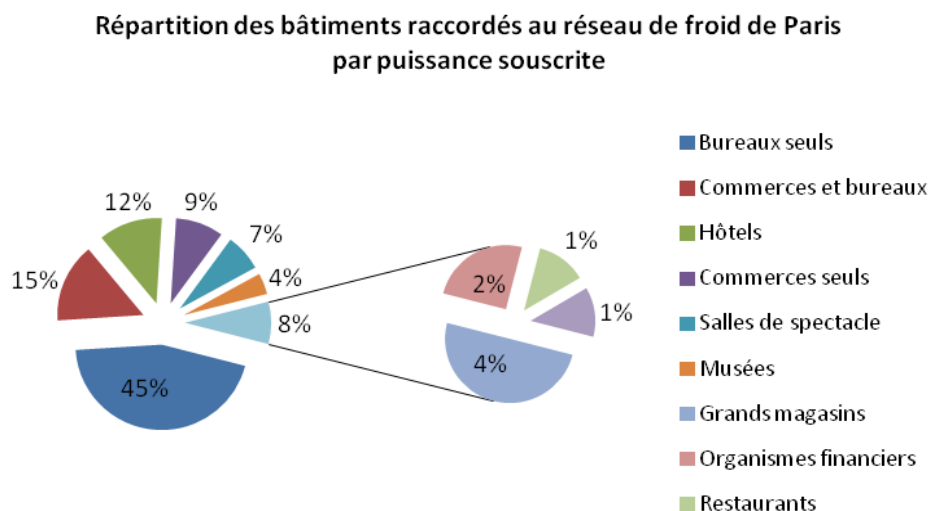


Figure 4 : Répartition des bâtiments raccordés au réseau de froid de Paris par activité, en fonction de la puissance souscrite², à partir des données de Climespace

Malgré le climat continental, les besoins en climatisation des bâtiments s'expliquent par les apports internes et les apports solaires et sont amplifiés par l'effet d'îlot de chaleur propre à un environnement urbain très dense. La production d'énergie frigorifique sur l'année montre une saisonnalité marquée : près de 50% du total annuel est concentré sur les mois de juillet, août et septembre. Une production de base est nécessaire en hiver pour le

² La puissance souscrite est la puissance frigorifique maximale qui peut être transférée entre le réseau et le bâtiment, via l'échangeur du poste de livraison. Elle est définie contractuellement.

rafraichissement des centres de données et pour les besoins du froid commercial. Les données mensuelles de répartition de la production, d'une partie de réseau de Paris correspondant au réseau de Paris-Bercy (cf. 1.3), sont présentées sur la Figure 5. La variation saisonnière de la demande explique le faible taux de charge annuel constaté sur les principaux réseaux de froid en France (entre 5% et 25%, voir Figure 6). Le réseau de Paris a un taux de charge annuel de 20%.

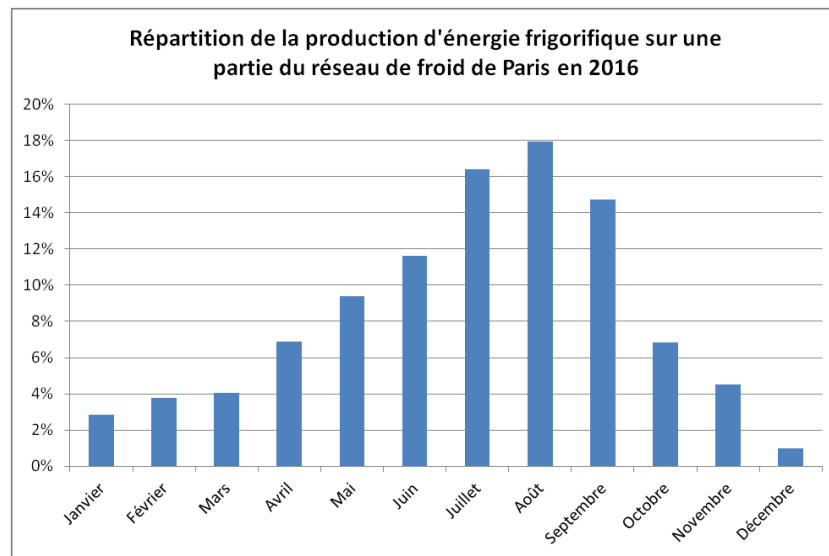


Figure 5 : Répartition de la production d'énergie frigorifique annuelle sur une partie du réseau de froid de Paris en 2016, d'après données Climespace

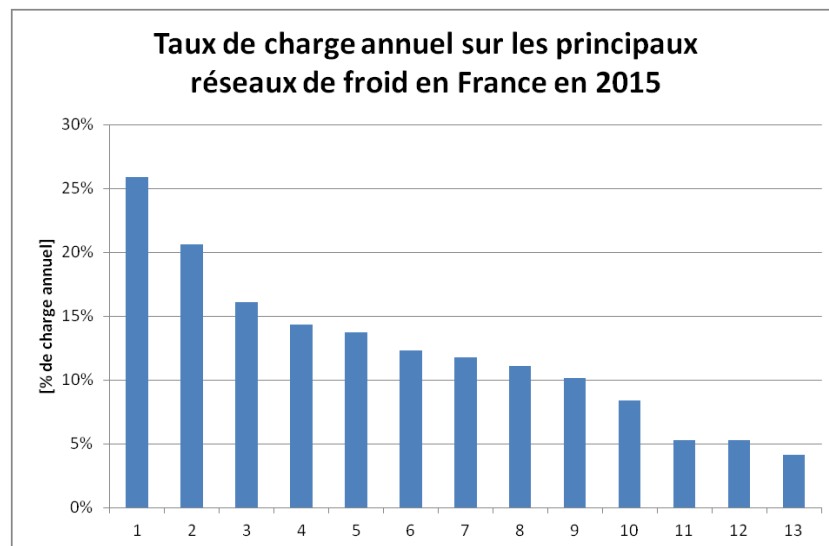


Figure 6 : Taux de charge annuel des principaux réseaux de froid en France en 2015, par ordre décroissant, d'après données (MTES 2017)

Le réseau de froid parisien se décompose en 5 installations indépendantes (3 réseaux et 2 centrales frigorifiques urbaines, voir Figure 7), toutes situées sur le territoire de Paris *intra-muros*. L'histoire du réseau remonte à la rénovation du quartier des Halles, projet initié en 1968 et ayant pour but un aménagement du sous-sol avec implantation de centres commerciaux, culturels et sportifs. La centrale d'énergie des Halles est alors construite pour assurer les besoins de la ZAC en froid, chaleur (thermo-frigo-pompes, chaudière électrique et stockage thermique) et en électricité (alimentation HTA et groupe électrogène de secours). Afin de rentabiliser la production, l'Etablissement Public du Grand Louvre est raccordé en 1989 à la centrale par une galerie où cheminent une alimentation en eau glacée (15 MW) et une alimentation électrique de secours (1500 kVA). Le développement du réseau de froid de Paris est alors initialisé, la Délégation de Service Public (DSP) débute en 1991. Des moyens de production supplémentaires ont été construits afin de répondre au besoin en froid du nombre croissant d'abonnés. Un descriptif de ces centrales est fourni sur le Tableau 1. La centrale de production la plus récente a été mise en service en 2017.

Le cas d'étude retenu dans cette thèse est le réseau de froid de Paris-Bercy situé dans les 12^{ème} et 13^{ème} arrondissements de Paris. Il servira à appliquer les méthodes développées. Les caractéristiques du réseau de Bercy (taille modérée, 2 centrales de production) sont représentatives d'un réseau de froid récent en comparaison du réseau principal de Paris (SNCU 2017). Il permet d'aborder plusieurs problématiques d'aide à la conduite sur une structure plus simple. La description des autres conceptions de centrales de production et de réseaux de distribution est disponible dans la littérature (ASHRAE 2013; Frederiksen et Werner 2013). Le réseau de distribution est composé de tuyaux calorifugés en acier, d'une **longueur totale de 7 km** (aller) et de diamètre intérieur entre 100 mm et 600 mm. Les tuyaux sont enterrés ou circulent dans des galeries techniques (dont une partie importante en égouts). **42 clients** sont raccordés au réseau via des sous-stations avec de 1 ou 2 échangeurs à plaques (en fonction de la puissance souscrite). La production d'eau glacée est assurée par **deux centrales de production** :

- une **centrale de production refroidie par l'eau de Seine** via 8 échangeurs à plaques, composée de 7 groupes froids électriques centrifuges (**44 MW**) et équipée d'un système de free-cooling sur eau de Seine en hiver
- une **centrale de production refroidie par 2 tours aéroréfrigérantes ouvertes**, composée de 2 groupes froids électriques centrifuges (7 MW) et d'un système de récupération de froid excédentaire (6 MW) ; ce dernier moyen de production n'est cependant pas dans le périmètre cette thèse

La conduite du réseau de froid est réalisée à partir de la salle de contrôle et de supervision (Figure 7). Avec le développement du réseau, la complexité s'est accrue : centrales de production disposant de technologies variées (Tableau 1) et de performances énergétiques variables avec les conditions extérieures, tarification électrique variable. L'aide à la conduite est l'outil répondant à plusieurs enjeux industriels :

- réduire les coûts d'exploitation (électricité, eau traitée, maintenance des équipements, taxes)
- améliorer les performances du réseau de froid
- assurer la continuité de fourniture du client

Dans ce contexte, le « Pôle Etudes » de Climespace a associé sa connaissance de ces enjeux et son expérience de la modélisation du réseau à l'expertise scientifique du groupe « Maitrise de la Demande en Energie » du Centre d'Efficacité énergétique des Systèmes de MINES ParisTech. L'objectif de cette thèse CIFRE est d'apporter une contribution au problème d'optimisation de la conduite des réseaux de froid urbain.



Figure 7 : Plan du réseau de froid de Paris avec les principales centrales de production, les sites de stockage, le réseau de distribution et la salle de contrôle

Nom de la centrale	Production	Stockage	Refroidissement
Halles	42 MW à 2°C (GF)	30 MWh (glace)	TAR ouverte
Bercy	42 MW à 2°C (GF et FC)		Eau de Seine
Opéra	25 MW à 2°C (GF)	20 MWh (glace)	TAR ouverte
Latour Maubourg	17 MW à 3°C (déstockage)	90 MWh (eau glacée)	
Etoile	11.5 MW à 2°C (GF)		TAR ouverte
Canada	52 MW à 2°C (GF)		Eau de Seine
Tokyo	52 MW à 0.7°C (GF)		Eau de Seine
Paris Nord-Est	7 MW à 5°C (GF et TFP)		Réseau de chaleur, puits géothermiques, réseau d'eau potable
Hôtel de Ville	1 MW à 5°C (GF)		Réseau de chaleur, réseau d'eau non-potable
Philharmonie	3 MW à 4°C (GF)		TAR fermée
Bibliothèque Nationale de France	13 MW à 2°C (GF et FC)		TAR ouverte

Tableau 1 : Les centrales frigorifiques du réseau parisien par ordre de construction

2 Présentation du système énergétique : le réseau de froid urbain

2.1 Principe de fonctionnement du réseau de froid urbain

Dans un réseau de froid urbain (RFU), l'énergie frigorifique est injectée par les centrales de production du réseau sur lequel sont répartis les consommateurs. Le réseau est éventuellement maillé, offrant plusieurs chemins d'acheminement entre la production et la consommation. Le réseau peut être équipé de vannes de sectorisation (ou vannes de « démaillage ») afin de rendre indépendantes certaines parties du réseau. Un second réseau, parallèle à la ligne aller, renvoie l'eau réchauffée des sous-stations vers les centrales de production. Certains réseaux sont équipés de capacités de stockage d'énergie frigorifique, sous forme de glace ou d'eau glacée. Un résumé des ressources et des technologies utilisées sur les réseaux de froid urbain est proposé sur la Figure 8. Un état de l'art des technologies alternatives a été réalisé par (US DOE 2014) et peut être consulté pour une analyse prospective des systèmes de froid.

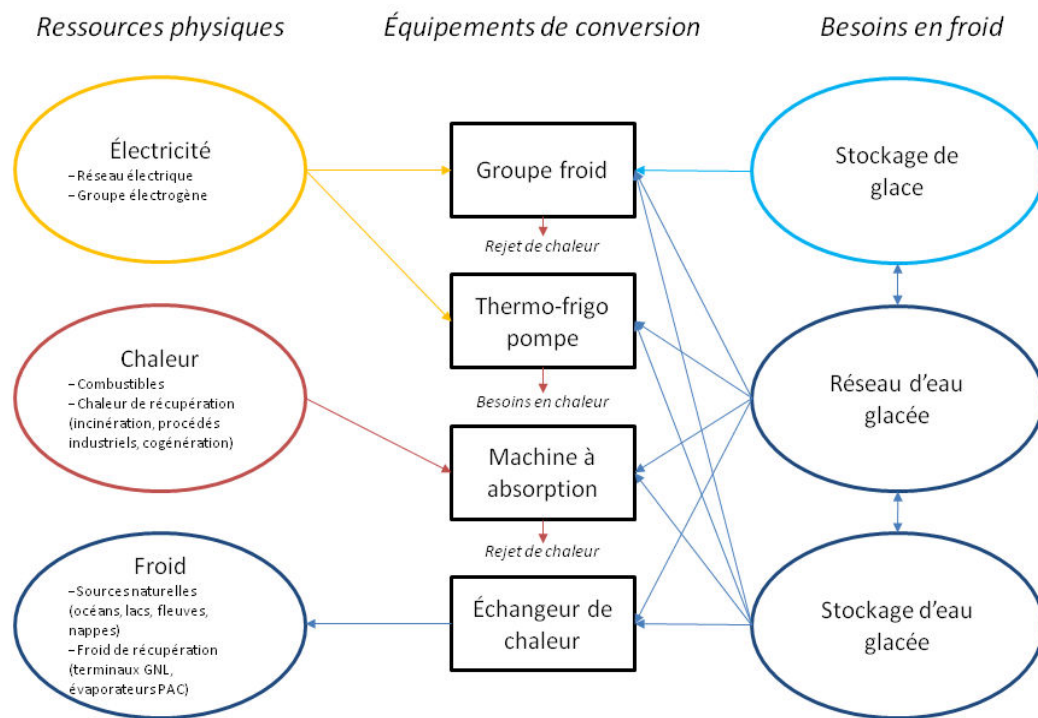


Figure 8 : Ressources physiques et technologies exploitées pour la production et le stockage d'énergie frigorifique sur les réseaux de froid urbain

Les équipements de conversion transfèrent la chaleur à extraire du fluide à refroidir (réseau ou stockage de froid) vers le milieu extérieur. Si une ressource locale avec une température suffisamment basse est disponible, un échange direct par échangeur de chaleur est possible. Dans le cas contraire, une machine thermodynamique alimentée en électricité (groupe à compression) ou en chaleur (machine à absorption) est utilisée. Lorsque la chaleur rejetée répond à un besoin en chaud, le terme de thermo-frigo-pompe (TFP) est employé. Des exemples de réalisation avec ces différentes technologies sont présentés dans (UNEP 2014). Les interconnexions possibles entre électricité, chaleur et froid (observables sur la Figure 8) peuvent être déployées à l'échelle des systèmes énergétiques pour optimiser l'exploitation des énergies renouvelables et de récupération (Figure 9).

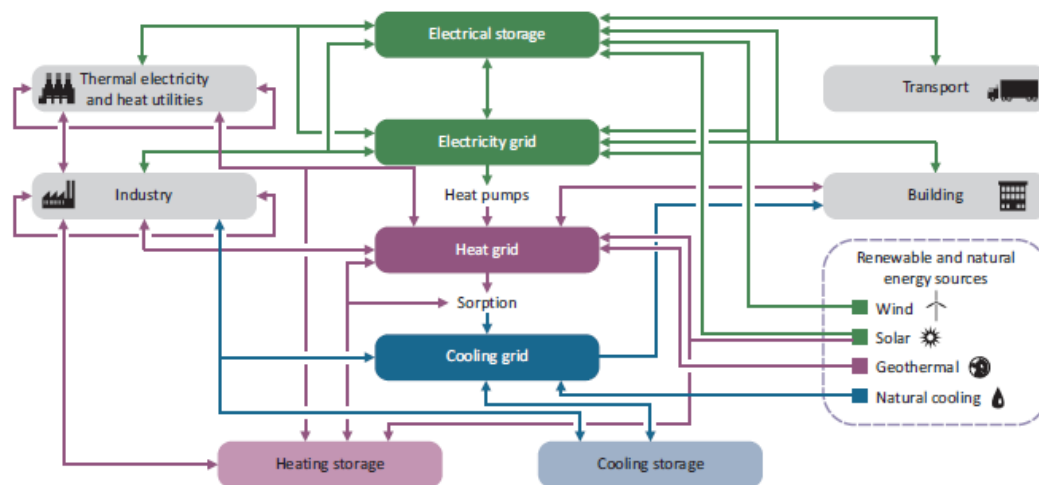


Figure 9 : Interconnexions possibles entre les réseaux d'énergie (IEA 2014b)

2.2 Points forts et points faibles des réseaux de froid urbain

Les réseaux de froid interviennent de plus en plus dans les politiques locales de l'énergie. Ils présentent de nombreux avantages à la fois sociaux, économiques et environnementaux (Marguerite 2014; UNEP 2014) :

- Diversification des approvisionnements énergétiques en permettant l'utilisation de plusieurs énergies ou vecteurs énergétiques (électricité, chaleur ou froid de récupération, froid renouvelable, cf. Figure 8)
- Réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) grâce à des installations à haut rendement énergétique avec très peu d'émissions de fluides frigorigènes (machines de taille plus importante donc en nombre plus réduit, diminution de la charge totale en fluide, exploitation/maintenance facilitée)

- Réduction de la pointe électrique et des investissements associés sur le réseau électrique dans les zones où le besoin de climatisation est dimensionnant
- Réduction de l'îlot de chaleur urbain et des consommations d'eau dans le cas d'un refroidissement à eau : ils évitent la multiplication des rejets de chaleur par unités décentralisées à air et le recours à des tours de refroidissement humides proches des habitations
- Réduction des coûts d'exploitation et de maintenance : la mutualisation des moyens de production entraîne des coûts plus faibles que dans le cas de la climatisation individuelle
- Valorisation du patrimoine immobilier liée à la centralisation des moyens de production : gain d'espace, préservation architecturale, réduction des nuisances sonores

Toutefois, la performance des réseaux dépend fortement de la distance entre les centrales de production et les postes de livraison (Frederiksen et Werner 2013). La production de l'eau glacée à une température basse en est une conséquence supplémentaire et dégrade le rendement des machines frigorifiques. Les fuites sur le réseau de distribution présentent des risques et des coûts supplémentaires et demandent une gestion performante (détection et réparation). Enfin, les coûts d'investissement importants (centrales et réseau) sont une barrière comparée aux solutions individuelles même si le coût actualisé global du froid produit (environ 70\$/MWh_f) est plus compétitif (UNEP 2014).

3 Caractéristiques de l'aide à la conduite des réseaux de froid urbain

3.1 Le réseau de froid : un système dynamique

Le RFU est un système dynamique : son état courant ne dépend pas uniquement des variables exogènes (perturbations et commandes) à l'instant courant mais également de son état antérieur. Ce comportement est causé principalement par la présence (le cas échéant) de stockages d'énergie thermique centralisés, par la capacité thermique de l'eau glacée et des tuyaux et par le temps de retard dû au transport de l'eau glacée. Les constantes de temps mises en jeu sont au maximum de l'ordre de quelques heures.

Dans notre étude, nous considérerons que la structure du RFU étudié est fixée. Il ne s'agit donc pas d'évaluer de nouvelles configurations pour arbitrer des nouveaux investissements mais de résoudre un problème de pilotage pour apporter une amélioration opérationnelle (voir Figure 10).

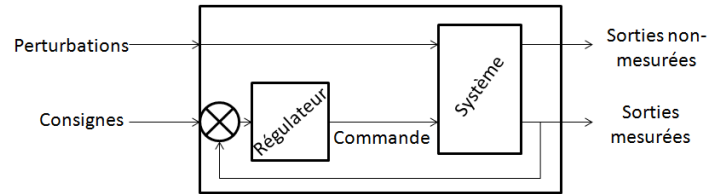


Figure 10 : Schéma de principe d'un problème de pilotage (Cohen 1996)

3.2 L'aide à la conduite du réseau

La conduite d'un réseau consiste à agir sur les organes de pilotage pour répondre à la demande des sous-stations, tout en respectant les limitations physiques ou de sécurité (Cohen 1996) et les obligations contractuelles. Les organes de pilotage sont situés dans les centrales de production et sur le réseau. Les commandes appliquées à ces organes sont de nature continue (ex : vitesse de rotation d'une pompe) ou discrète (ex : marche/arrêt d'un groupe froid). Les organes sont commandés par un opérateur de conduite ou asservis à une consigne décidée par l'opérateur. **Comment conduire le système afin de minimiser un coût en respectant les contraintes ?** Si l'outil de conduite calcule directement les commandes du système, on parlera alors de commande optimale ou d'optimisation en ligne. L'opérateur suit ces commandes en tenant compte des mesures actuelles sur le système. Les trajectoires sont à recalculer selon une fréquence à déterminer afin de prendre en compte les erreurs de modélisation et de prévision. Il est nécessaire que l'exploitant puisse tenir compte de critères non automatisables comme l'état des matériels et la maintenance. L'objectif de la thèse s'inscrit dans ce cadre : construire un outil d'aide à la décision basé sur un modèle d'optimisation à destination d'opérateurs de réseaux de froid urbain (cf. Figure 11).

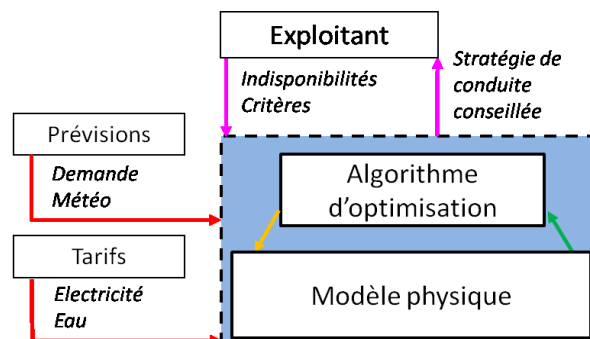


Figure 11 : Schéma de principe de l'outil d'aide à la décision

4 Choix des modèles d'aide à la conduite des réseaux de froid urbain

4.1 Intérêt de la modélisation pour l'aide à la conduite

L'objectif est d'aider aux décisions de conduite du réseau par un modèle prévisionnel en tenant compte :

- de la prévision météorologique qui doit donner accès à la prévision de charge par client. Des relevés de puissance, débit, températures sont enregistrés auprès des clients à pas de temps infra horaire. Le module de prévision de charge n'est pas une contribution de la thèse.
- de la prévision des conditions météorologiques qui influencent le coût de production des centrales de production
- des caractéristiques de fonctionnement en régime non-nominal des différents équipements de production
- du planning de maintenance et donc de la disponibilité des équipements
- de la présence d'inertie sur le réseau de distribution qui permet d'anticiper les besoins afin de recourir au maximum à des centrales efficaces et de réduire les consommations d'électricité aux heures les plus chères pour autant que les pertes du stockage restent inférieures aux gains
- des contrats de fourniture d'électricité et d'eau des différentes centrales

Pourquoi modéliser le système ? Le modèle est la base de l'outil d'aide à la conduite du réseau de froid urbain car il permet :

- l'estimation de l'état futur du système à partir des prévisions et des commandes futures³
- le calcul des coûts à intégrer dans le(les) critère(s) d'optimisation
- l'estimation de l'état courant en l'absence de mesures (ex : température à l'entrée de chaque sous-station du réseau) ce qui permet de s'assurer du respect des contraintes (ex : livraison d'une

³ Sur un système dynamique, l'état futur et les coûts associés dépendent de l'état actuel, lui-même dépendant des sollicitations subies et des commandes décidées. Autrement dit, les commandes décidées à l'instant actuel auront une influence sur les coûts futurs, et donc sur l'optimalité de la décision sur l'horizon étudié.

température suffisante à l'entrée de la sous-station) et de diagnostiquer un dysfonctionnement

4.2 Classification des modèles existants et choix

Afin de cibler plus finement quels modèles de la littérature analyser, il convient de repérer comment ils sont classifiés. La classification est multicritère. Une sélection des critères les plus pertinents est proposée.

Le choix de l'échelle de temps de la simulation, est un critère discriminant. En effet, une classification des différents types de modèle en fonction de ce critère est proposée par (Wernstedt 2005). (Marguerite 2014) a complété cette classification, comme présenté sur la Figure 12. Pour l'aide à la conduite (cf. Figure 12), l'ordre de grandeur de l'horizon des simulations varie entre quelques heures et quelques jours. Cependant, (Wernstedt 2005) rappelle que l'incertitude sur le modèle prédictif de demande est une des principales sources d'erreur d'un modèle d'optimisation. Il est donc raisonnable de restreindre, a priori, l'échelle de temps de l'optimisation à un jour en raison de l'incertitude sur les prévisions météo. Cette information nous permettra de fixer des objectifs en termes de temps de calcul.

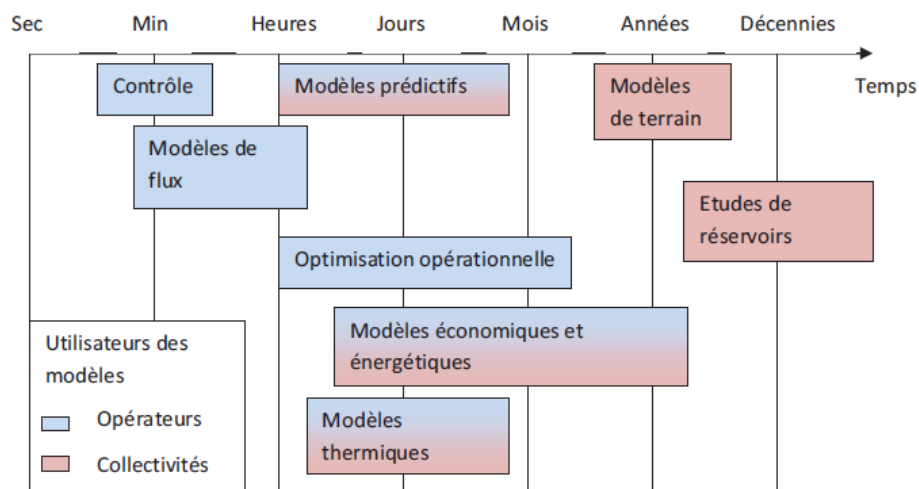


Figure 12 : Classification des modèles de réseaux de chaleur selon la caractéristique temporelle et le type d'utilisateur. (Marguerite 2014) à partir de (Wernstedt 2005)

La classification selon l'approche de modélisation peut se résumer à 3 critères : l'échelle de modélisation, le type de modélisation et la prise en compte de la dynamique.

L'échelle de modélisation représente la granularité de la représentation du modèle. (Marguerite 2014) propose de distinguer l'échelle des terri-

toires, l'échelle des réseaux thermiques (ville ou quartier) et l'échelle des composants (équipements énergétiques). Le type de modélisation porte sur le choix entre une modélisation analytique et une modélisation empirique. Un modèle analytique ou modèle de connaissances se base sur les lois de la physique et peut être plus ou moins détaillé. Un modèle empirique ou modèle de comportement, ou « boîte noire », se base, au contraire, directement sur la mesure des entrées et des sorties du système. En pratique, cette classification n'est pas cloisonnée et plusieurs approches sont possibles pour un modèle d'optimisation (voir Figure 13). Un compromis est à trouver entre le niveau de représentation, le coût de développement et le temps de calcul. La prise en compte de la dynamique du système renvoie plus généralement aux hypothèses établies sur les variations spatiales et temporelles des variables du modèle. Si la variation spatiale est négligée, le modèle est dit agrégé. Si la variation temporelle est négligée, le modèle est dit permanent ou statique.

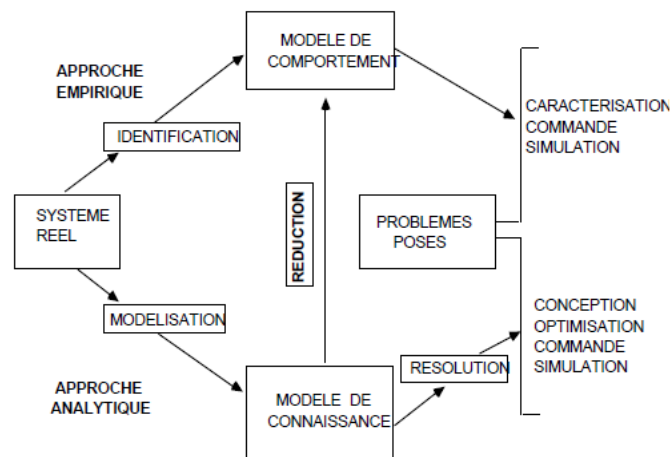


Figure 13 : Types de modélisation par type de problème (Gicquel 1992)

La thèse explicitera pourquoi nous avons retenu un modèle d'optimisation opérationnelle hors-ligne avec une caractéristique temporelle comprise entre plusieurs heures et plusieurs jours. L'échelle de modélisation sera étendue à la ville et également raffinée au niveau des équipements énergétiques situés dans les centrales de production afin de calculer leur consommation électrique. Le comportement dynamique et la description spatiale du réseau seront pris en compte. Le niveau de détail de la modélisation sera à adapter en fonction du coût numérique afin de satisfaire le besoin de l'outil : **obtenir des trajectoires de commandes optimales sur un horizon temporel d'un jour en un temps raisonnable**. Ce temps de calcul devra être très inférieur à la période entre deux mises à jour des prévisions. Les modèles existants sont évalués selon une grille d'évaluation qui se réfère à ces objectifs, synthétisés dans le Tableau 2 et le Tableau 3.

Composantes à modéliser		Spécifications du modèle
Perturbations	Météo	Entrée : prévisions température/humidité d'air extérieur, température eau de Seine
	Maintenance	Entrée : planning de disponibilité des équipements
	Prix	Entrée : prix de l'électricité variable et de l'eau en fonction des contrats de fourniture
Poste de livraison	Demande	Entrée : prévisions de demande par sous-station
	Sous-station	Conditions de livraison au primaire (puissance, température aller, pression différentielle, débit demandé), et température retour primaire
Réseau de distribution	Thermique	Températures, temps de propagation, déperditions thermiques
	Hydraulique	Débits, pressions, pertes de charge, mailles
	Fuites	Entrée ou modélisation : à définir
Centrales de production	Distribution d'eau glacée	Limites de fonctionnement et puissance électrique des pompes
	Production d'eau glacée	Limites de fonctionnement et puissance électrique (compresseur et pompes) avec une description par groupe froid
	Refroidissement des condenseurs	Limites de fonctionnement et puissance électrique (ventilateurs ou pompes), conditions en sortie vers l'environnement, consommation d'eau des TAR

Tableau 2 : Propriétés attendues du modèle d'aide à la conduite

L'objectif de l'optimiseur est de fournir pour le jour suivant, à partir de ces entrées, un scénario de mise en marche des installations avec le niveau de charge souhaité. Plus précisément, les variables décisionnelles sont :

- la répartition de charge entre les centrales de production et entre les groupes froids d'une même centrale
- la température de départ et la pression différentielle
- le débit en fluide « froid » des équipements de refroidissement

Les critères d'optimisation sont multiples :

- efficacité énergétique du réseau (EER : rapport de la puissance frigorifique livrée sur la consommation électrique totale)
- coût total d'exploitation (électricité, eau, taxes)

Composantes de l'optimiseur		Spécifications de l'optimiseur
Globale	Centrales	Variables d'optimisation : engagement des centrales, répartition de la charge entre centrales, températures et pressions de sortie centrales
	Contraintes	Satisfaction de la demande de tous les clients (puissance, température), respect des contraintes techniques (pressions)
Locale	GF et pompes	Variables d'optimisation : engagement des GF, répartition de charge entre GF
	Refroidissement	Variables d'optimisation : débit d'air ou débit d'eau de Seine
	Contraintes	Respect des limites techniques et réglementaires
Fonction de coût	Critères	Energétique (EER du réseau), économique (coût total d'exploitation)
	Multicritère	Ordonnancement ou agrégation
Prévision	Erreur de prévision	Prévisions supposées parfaites, modèle en boucle ouverte "hors-ligne"
Précision	Validation du modèle	En boucle ouverte sur jeu de données (mesures) de validation
Coût numérique	Temps de calcul	1h pour un horizon d'un jour
	Taille du système	42 sous-stations et 2 centrales

Tableau 3 : Propriétés attendues de l'optimiseur de l'outil d'aide à la conduite

4.3 Evaluation des modèles existants

Les 4 premiers modèles retenus sont issus de travaux académiques :

- Les modèles de (Benonysson 1991; Zhao 1995; Palsson 2000)
- Le modèle de (Sandou 2005)
- Les modèles de (Wernstedt 2005; Johansson 2010)
- Le modèle de (Runvik et al. 2015)

Les 2 derniers modèles sont des logiciels commerciaux :

- Frigolo (Adelior France SAFEGE Ingénieurs-Conseils 2011)
- Termis (Schneider Electric 2012)

La synthèse de l'analyse est présentée dans le Tableau 4, le Tableau 5 et le Tableau 6. L'objectif est de comprendre dans quelle mesure ces 6 modèles globaux répondent à nos objectifs de modélisation, sont bien adaptés à l'aide à la conduite et présentent des performances (précision, rapidité) suffisantes. La première observation est qu'aucun des modèles sélectionnés ne répond à l'intégralité de nos objectifs. De plus, un modèle fictif regroupant les points forts des modèles sélectionnés ne remplirait que trois quarts environ des objectifs. Le modèle à construire sera donc à la fois le résultat d'une synthèse de l'existant et d'un travail de développement.

Les modèles (Sandou 2005), (Runvik et al. 2015), (Wernstedt 2005; Johansson 2010) et (Benonysson 1991; Zhao 1995; Palsson 2000) ont été développés pour les réseaux de chaleur. Au niveau de la production, ils n'incluent donc ni modèle de machine frigorifique centrifuge ni modèle de système de refroidissement (tour aéro-réfrigérante, échangeur eau/eau).

Les modèles des logiciels Frigolo et Termis sont compatibles avec les réseaux de froid, avec une représentation simplifiée des centrales de production. Les fuites sont uniquement représentées dans Frigolo, en tant qu'entrée du modèle. Au niveau de la prise en compte de la maintenance des équipements, il est possible uniquement de désactiver manuellement une centrale de production. Un planning de maintenance par équipement n'est pas inclus.

Sur la partie optimisation, des méthodes sont proposées pour l'optimisation globale du réseau, jusqu'à l'engagement des unités de production, comme dans (Sandou 2005) et (Runvik et al. 2015). De par leur absence des modèles analysés, l'optimisation des sous-systèmes de refroidissement (échangeurs à eau de Seine ou tours aéro-réfrigérantes) est impossible. Le coût à minimiser retenu dans ces modèles correspond aux coûts d'exploitation avec énergie et maintenance. Les autres types de coûts (eau, taxes) ne sont pas inclus.

La validation d'une modélisation de système réseau complet n'a pas encore été réalisée et mise à disposition dans la littérature. Enfin, la faisabilité d'un modèle d'optimisation suffisamment rapide et apportant les aides à la conduite au niveau global et local, reste à démontrer sur un réseau de froid multi-centrale réel.

Un état de l'art approfondi sera réalisé dans les chapitres 2 (modélisation) et 5 (optimisation), à partir d'une bibliographie plus spécifique, pour combler les lacunes repérées dans cette évaluation.

Fonctionnalités attendues du modèle		Modèles globaux existants					
		(Sandou 2005)	(Runvik et al. 2015)	DHEMOS (Johansson 2010) (Wernstedt 2005)	(Benonysson 1991) (Zhao 1995) (Palsson 2000)	Frigolo (Adelior France SAFEGE In-génieurs-Conseils 2011)	TERMIS (Schneider Electric 2012)
Perturbations	Météo	N	N	P	P	P	P
	Maintenance	N	P	N	N	P	P
	Prix	O	P	O	O	P	P
Poste de livraison	Demande	P	O	D	O	O	D
	Sous-station	O	O	D	P	O	O
Réseau de distribution	Thermique	O	O	O	O	P	O
	Hydraulique	O	N	O	O	O	P
	Fuites	N	N	N	N	P	N
	Distribution d'eau glacée	O	P	P	O	O	O
	Production d'eau glacée	P	P	P	P	N	P
	Refroidissement des condenseurs	N	N	N	N	N	N

Tableau 4 : Evaluation du niveau de modélisation des modèles globaux sélectionnés par rapport aux objectifs

(D : dépassé, O : atteint, P : partiellement atteint, N : non atteint, NSP : ne sait pas)

Fonctionnalités attendues de l'optimiseur		Modèles globaux existants					
		(Sandou 2005)	(Runvik et al. 2015)	DHEMOS (Johansson 2010) (Wernstedt 2005)	(Benonys-son 1991) (Zhao 1995) (Palsson 2000)	Frigolo (Adelior France SAFEGE Ingénieurs-Conseils 2011)	TERMIS (Schneider Electric 2012)
Globale (Réseau)	Production	O	O	P	P	P	P
	Contraintes	O	D	P	O	P	P
Locale (Centrale)	Pompage	N	N	N	N	N	N
	Production	P	O	N	P	N	N
	Refroidissement	N	N	N	N	N	N
	Contraintes	O	O	N	N	N	N
Critères	Fonction coût	P	P	P	P	P	P
	Multicritère	N	N	N	N	N	N
Incertitudes	Gestion	O	O	D	D	N	O

Tableau 5 : Evaluation de l'optimisation proposée dans les modèles globaux par rapport aux objectifs

Critères de performance		Modèles globaux existants					
		(Sandou 2005)	(Runvik et al. 2015)	DHEMOS (Johansson 2010) (Wernstedt 2005)	(Benonys-son 1991) (Zhao 1995) (Pals-son 2000)	Frigolo (Adelior France SAFEGE Ingénieurs-Conseils 2011)	TERMIS (Schneider Electric 2012)
Précision	Validation du modèle	N	P	O	O	P	NSP
Coût numérique	Temps de calcul (simulation)	O	O	N	O	P	NSP
	Temps de calcul (optimisation)	N	O	N	O	NSP	NSP
	Taille du système réel	P	N	N	P	O	P

Tableau 6 : Evaluation des performances des modèles globaux par rapport aux objectifs

5 Conclusion : organisation du manuscrit

La thèse apportera une contribution aux questions suivantes :

- Quels modèles offrent un compromis satisfaisant entre précision et temps de calcul pour l'aide à la conduite journalière des réseaux de froid urbain ?
- Quelle méthode d'optimisation est adaptée à l'aide à la conduite du réseau, problème a priori complexe (production et distribution de l'énergie frigorifique), à partir de prévisions météorologiques ?

L'état de l'art a permis de repérer les modèles globaux existants conçus pour l'optimisation opérationnelle les plus pertinents. Les modèles de composants spécifiques au réseau de froid étudié ont été identifiés : groupes froids centrifuges, tours aéroréfrigérantes et échangeurs ; ils devront être introduits. Un des attendus principaux consiste à évaluer l'importance de l'interaction entre le comportement du réseau (niveau de pression dans toute la ligne, température de retour client, déperditions thermiques) et le fonctionnement des centrales de production. Ce couplage physique induit un verrou supplémentaire d'ordre numérique sur les systèmes de grande taille (initialisation du modèle et temps de calcul).

Les choix de modélisation (composants physiques et régulation) et la construction du modèle de simulation sont présentés et justifiés dans le Chapitre 2.

Le paramétrage de ce modèle et les résultats de simulation sont validés sur la base de mesures dans le Chapitre 3.

L'analyse du fonctionnement et des performances du réseau de froid de Bercy est réalisée dans le Chapitre 4 à l'aide du modèle de simulation. L'impact des températures retour des sous-stations sur la consommation électrique du réseau y est discuté. Cette analyse permet de hiérarchiser les enjeux de l'optimisation du réseau. La résolution est a priori complexe : le modèle est non-linéaire et les variables de décisions sont mixtes, les décisions sont globales et locales.

Le Chapitre 5 présente la méthode et les résultats de l'optimisation pour l'aide à la conduite. La méthode d'optimisation comprend la décomposition de la prise de décision en sous-problèmes, les algorithmes de résolution utilisés et l'évaluation des gains apportés. L'optimisation étant possible suivant plusieurs critères auxquels on peut donner plus ou moins d'importance, les résultats seront analysés selon différents points de vue. .

Chapitre 2

Modélisation du réseau de froid urbain

1	Introduction	31
2	Phénomènes à modéliser pour l'aide à la conduite du réseau de froid urbain	32
2.1	Consommations et coûts associés à l'exploitation du réseau de froid urbain	32
2.2	Domaines physiques	36
2.3	Caractérisation des dynamiques d'un réseau de froid	39
3	Modélisation des composants physiques du réseau de froid urbain	40
3.1	Équations de conservation pour la modélisation thermo-hydraulique	40
3.2	Groupes frigorifiques positifs avec compresseur centrifuge	43
3.3	Pompes centrifuges à vitesse variable	49
3.4	Échangeurs de chaleur eau/eau à contre-courant	51
3.5	Tours aéroréfrigérantes ouvertes avec ventilateurs	54
3.6	Tuyaux	57
3.7	Sous-stations	63
4	Construction du modèle de simulation du réseau de froid urbain	67
4.1	Choix d'un outil adapté pour la construction et la simulation du modèle	67
4.2	Modèle de simulation du réseau de froid urbain	69
4.3	Retour d'expérience concernant la simulation du modèle	79
5	Conclusion	85

Les choix de modélisation à l'échelle des composants et la construction du modèle de simulation sont présentés dans ce chapitre. Le fonctionnement du modèle de simulation du réseau de froid urbain avec une centrale de production pilotée en boucle ouverte est vérifié sur les fonctionnalités principales attendues pour l'aide à la conduite.

1 Introduction

Quels modèles offrent un compromis satisfaisant entre précision, fonctionnalités, temps de calcul et facilité du paramétrage pour l'aide à la conduite journalière des réseaux de froid urbain ? Les choix de modélisation à l'échelle des composants et la construction du modèle de simulation, présentés et justifiés dans ce chapitre, apportent une réponse et représentent la première contribution de la thèse.

Une analyse préliminaire est réalisée afin d'identifier les composants sur lesquels concentrer l'effort de modélisation et afin de limiter le périmètre du modèle aux phénomènes et dynamiques les plus importantes. Pour chaque composant, les variables d'entrées (décisionnelles ou exogènes) et les sensibilités ayant un impact sur les coûts énergétiques et économiques du réseau de froid sont explicitées et intégrées dans le modèle associé. En particulier, un modèle de groupe frigorifique centrifuge de la littérature a été modifié et un modèle de sous-station simplifié est également présenté. Les paramètres à régler sur les composants sont également exposés en vue du paramétrage et de la validation au Chapitre 3.

De nombreux travaux dans la littérature ont été réalisés à l'échelle du réseau ou des centrales de production (G. Sandou 2005). L'approche de modélisation retenue dans cette thèse est globale, i.e. elle intègre la chaîne technologique du réseau de froid : centrale de production, réseau de distribution, postes de livraisons et régulation centralisée. Par conséquent, le travail d'assemblage du modèle de simulation requiert une gestion de la complexité : la méthodologie et les outils utilisés pour la construction du modèle global sont présentés. Un retour d'expérience est également livré sur les difficultés et les solutions apportées pour la simulation numérique. Une méthodologie empirique de simplification du modèle de réseau de distribution est présentée, offrant ainsi deux niveaux de détail, à retenir en fonction de l'utilisation souhaitée.

2 Phénomènes à modéliser pour l'aide à la conduite du réseau de froid urbain

2.1 Consommations et coûts associés à l'exploitation du réseau de froid urbain

La performance énergétique du réseau de froid urbain se définit comme le rapport entre l'énergie frigorifique livrée aux sous-stations et l'énergie électrique consommée dans les centrales de production. Elle est fonction du rendement des équipements énergétiques (groupes frigorifiques à compresseur centrifuge, pompes de circulation et ventilateurs des tours aéroréfrigérantes), du rendement du réseau de distribution (déperditions thermiques et dissipation des pertes de charge en chaleur), de la demande (répartition spatio-temporelle et fonctionnement du circuit secondaire) et de la conduite mise en œuvre par l'opérateur de conduite. Ces sensibilités sont analysées et intégrées aux modèles de composants dans la section 3.

Les coûts associés à l'exploitation du réseau – critères de la fonction de coût de l'optimiseur - sont, au premier ordre, proportionnels aux consommations d'électricité et d'eau. L'analyse préliminaire de ces postes de consommation permet de s'approprier quelques ordres de grandeurs utiles au travail de modélisation. Les termes de maintenance et de taxe sont de second ordre et ne sont pas traités dans cette première approche. Les hypothèses utilisées sont décrites dans le Tableau 7.

Hypothèse	Valeur	Unité
Rendement réseau	95%	MWh froid / MWh froid
Utilisation des centrales EDS / TAR	3	MWh froid / MWh froid
EER de la centrale EDS	4.5	MWh froid / MWh élec
EER de la centrale TAR	3.5	MWh froid / MWh élec
Conso. d'eau de la centrale TAR	2	m ³ /MWh froid
% conso. élec. GF sur centrale EDS / TAR	75%	MWh élec / MWh élec
% conso. élec. pompes sur centrale EDS	25%	MWh élec / MWh élec
% conso. élec. pompes sur centrale TAR	15%	MWh élec / MWh élec
% conso. élec. ventil. sur centrale TAR	10%	MWh élec / MWh élec
Prix élec.	60	€/MWh
Prix eau	4	€/m ³

Tableau 7 : Hypothèses utilisées pour l'analyse préliminaire

Les valeurs sont cohérentes avec les moyennes relevées sur le cas d'étude du réseau de froid de Paris-Bercy, avec une estimation des performances attendues de la centrale à TAR, mise en service récemment. L'analyse peut être généralisée aux réseaux de froid de taille moyenne équipés de deux centrales de production fonctionnant principalement avec des machines frigorifiques électriques à compression de vapeur. La conduite du réseau se traduit explicitement par l'utilisation des centrales (répartition de production) et par l'EER de chaque centrale.

Une description des flux énergétiques est présentée sur la Figure 14. Les flux sont calculés à partir des hypothèses - utilisées comme facteurs de conversion chaud/froid et clé de répartition des consommations électriques - et de bilans de conservation de l'énergie à chaque nœud pour un volume arbitraire (100 MWh) d'énergie frigorifique livrée. Le périmètre du système étudié est délimité par l'interface aux milieux extérieurs (alimentation électrique, bâtiments climatisés, environnement de pose des tuyaux, source de refroidissement des condenseurs). Les déperditions thermiques sont entendues comme les flux de chaleur entre le milieu extérieur et l'eau glacée des tuyaux. Dans cette approche, les pompes sont supposées sans pertes et l'énergie de pompage se dissipe en chaleur dans la boucle d'eau associée. Il faut alors noter le rôle des pompes sur la boucle d'eau glacée : plus de besoins en pompage impliquent plus de consommations électriques à la fois sur les pompes et sur les groupes frigorifiques.

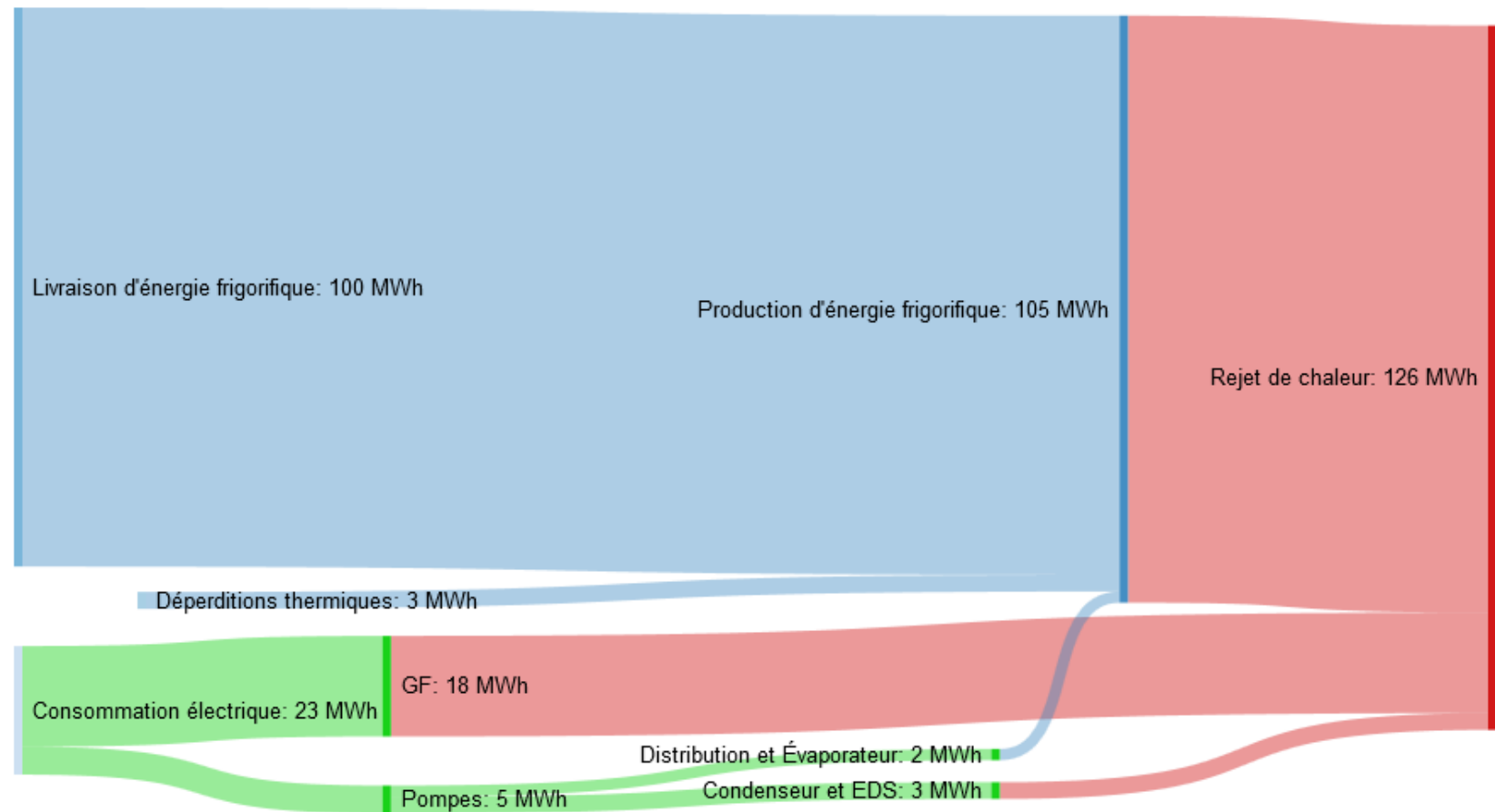


Figure 14 : Diagramme de Sankey des flux énergétiques d'un réseau de froid urbain de taille moyenne disposant d'une centrale de production refroidie à eau de Seine pour 100 MWh d'énergie frigorifique livrée (sens des flux énergétiques de gauche à droite)

La répartition des consommations électriques et des coûts (énergie et eau) sur une année est illustrée respectivement sur la Figure 15 et la Figure 16.

Répartition des consommations électriques annuelles sur le réseau de froid étudié

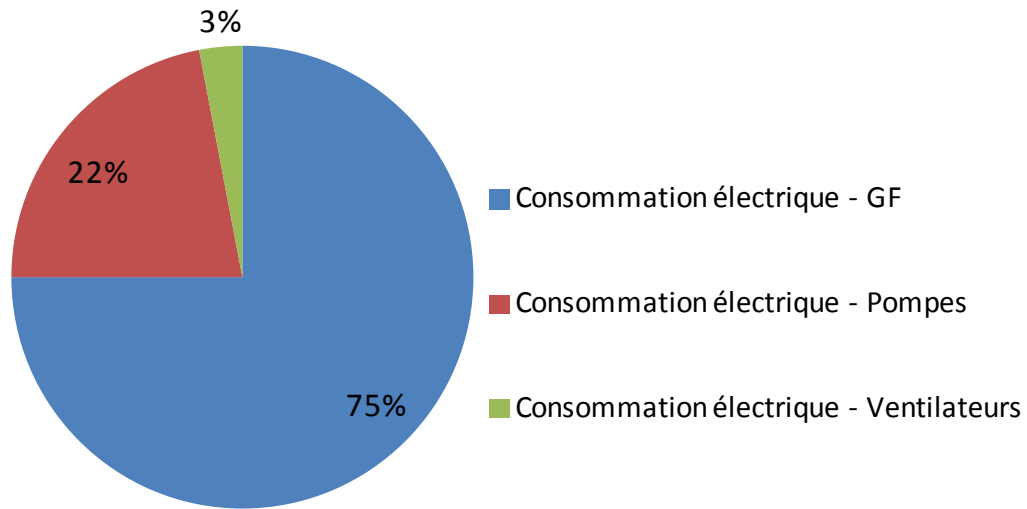


Figure 15 : Répartition des consommations électriques annuelles sur le réseau de froid étudié (refroidissement à eau de Seine et à tours aéroréfrigérantes)

Répartition des coûts annuels associés à l'énergie et à l'eau sur le réseau de froid étudié

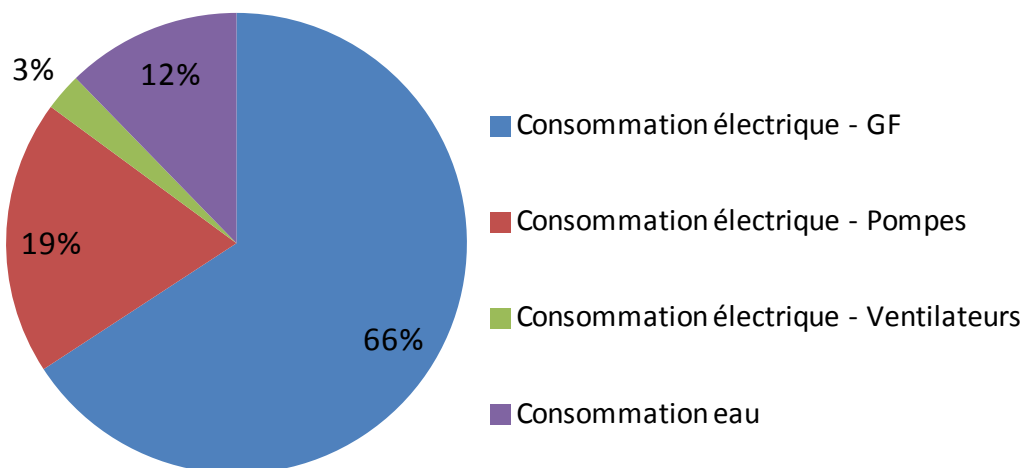


Figure 16 : Répartition des coûts annuels associés à l'énergie et à l'eau sur le réseau de froid étudié (refroidissement à eau de Seine et à tours aéroréfrigérantes)

Le principal poste de consommation électrique d'un réseau de froid urbain de taille moyenne et équipé de deux centrales de production (refroidissement par eau de rivière et par tours aéroréfrigérantes) est le parc de groupes frigorifiques. L'effort de modélisation et de paramétrage est à porter en priorité sur ces équipements afin d'identifier des stratégies de pilotage pour optimiser leur utilisation. La consommation électrique des pompes et la consommation d'eau des TAR sont des postes de coûts moins importants mais significatifs, justifiant l'usage de modèles adaptés. Les pertes du réseau, déperditions thermiques des tuyaux et dissipation des pertes de charge en chaleur, induisent une production d'énergie frigorifique supplémentaire. Un modèle de réseau (tuyaux et sous-stations) est alors nécessaire pour explorer les stratégies de gestion de la distribution minimisant ces pertes. Il découle de ces considérations les questions suivantes : Quel est le niveau de représentation adaptée au calcul de ces consommations électriques et de ces coûts ? En particulier, quels domaines physiques sont mis en jeu ?

2.2 Domaines physiques

Les phénomènes qui régissent le comportement d'un réseau de froid appartiennent aux domaines de la physique et de la régulation. D'un côté, la physique est décrite par des variables continues selon les lois de la nature. De l'autre, la régulation est composée de décisions, automatiques ou humaines, échantillonnées en temps et en valeur. Les principaux domaines physiques mis en jeu dans un réseau de froid urbain sont classés par sous-système sur le Tableau 8. Des hypothèses simplificatrices peuvent dorénavant être tirées des fonctionnalités attendues du modèle.

Premièrement, une modélisation physique détaillée des groupes frigorifiques avec compresseur centrifuge, n'est pas adaptée à la simulation numérique d'un système avec des contraintes de temps de calcul (Lee, Liao, et Lu 2012). La représentation des écoulements diphasiques en fluide compressible peut donc être exclue du périmètre du modèle. Deuxièmement, la représentation des pertes électriques et mécaniques des systèmes moteurs des pompes et des compresseurs (dissipées en chaleur dans le fluide ou dans l'air ambiant) est questionnée. Ces pertes sont causées par les pertes des variateurs de vitesse à vitesse non-nominale, des pertes au niveau du stator et du rotor (pertes fer) et des pertes par frottement (Lu, Habetler, et Harley 2006). Ces pertes sont faibles pour les moteurs asynchrones de cette gamme de puissance (100 – 2000 kW), excepté pour les très faibles charges pour lesquelles les rendements se dégradent. Dès lors, la représentation de ces pertes par corrélations empiriques (par équipement, voir Figure 17 ou globalement) n'a pas d'impact significatif sur la précision du modèle.

		Postes de livraison	Réseau de distribution	Centrales de production
Thermo-hydraulique	1 phase incompressible ($d\rho/dp = 0$)	Écoulement en conduite de l'eau glacée Caractéristiques hydrauliques des vannes et des échangeurs de chaleur	Écoulement en conduite de l'eau glacée (tuyaux et singularités)	Écoulement en conduite de l'eau glacée, de l'eau de refroidissement et de l'eau de rivière Écoulement de l'air humide Caractéristiques hydrauliques (pompes et vannes)
	1 phase compressible			Caractéristique des compresseurs centrifuges
	2 phases			Écoulement du fluide frigorigène
Transferts thermiques		Échangeurs de chaleur	Déperditions thermiques des tuyaux	Déperditions thermiques des tuyaux Échangeurs de chaleur Tours aéroréfrigérantes
Transfert de masse		Dépôt d'encrassement du réseau vers le filtre du poste	Fuites d'eau glacée Dépôt d'encrassement lié aux faibles vitesses de l'eau glacée	Transfert d'eau dans les TAR Encrassement dans les échangeurs de chaleur à eau de rivière Dépôt d'encrassement du réseau dans le filtre
Mécanique				Rendement mécanique des compresseurs Rendement mécanique des pompes
Électrique				Rendement électrique des moteurs asynchrones Rendement électrique des variateurs de vitesse
Biologie			Développement bactériologique	Encrassement par bio-film et développement bactériologique

Tableau 8 : Principaux domaines physiques mis en jeu dans un réseau de froid urbain

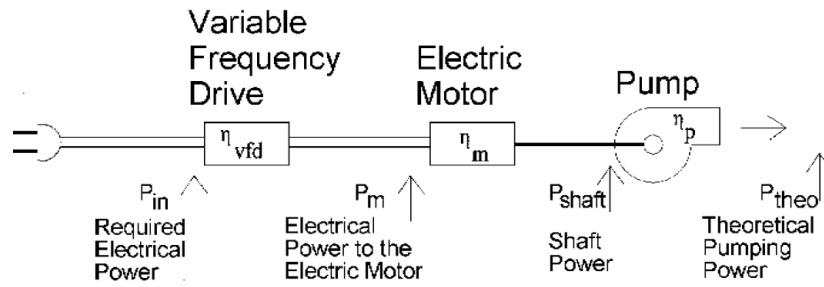


Figure 17 : Chaîne de puissance « du câble au fluide » d'une pompe à vitesse variable (Bernier et Bourret 1999)

L'hypothèse de modélisation en 1-D de l'écoulement dans les tuyaux a été vérifiée par (Gabrielaitiene, Bøhm, et Sunden 2008), dans le cas analogue des réseaux de chaleur. Ce résultat simplifie la modélisation thermo-hydraulique au cas 1-D, monophasique et incompressible. Les transferts thermiques (conduction et convection forcée) entre deux fluides ou entre un fluide et un milieu extérieur sont à intégrer dans le modèle pour la représentation, respectivement, de l'efficacité des échangeurs (échangeurs à plaques et tours aéro-réfrigérantes) et des déperditions thermiques. Un calcul de transfert de masse est également nécessaire pour le calcul de la consommation d'eau des tours aéro-réfrigérantes, qui représente plus de 10% des coûts d'exploitation du réseau (cf. Figure 16).

L'encrassement dans les tuyaux du réseau de distribution et dans les filtres en entrée de sous-station dépendent des vitesses dans le réseau (fonction au premier ordre de la demande aux postes de livraison), la qualité de l'eau étant contrôlée. L'impact se situe sur les consommations des pompes de distribution. La croissance de l'encrassement dans les échangeurs à eau de rivière dépend plus fortement de la conduite du sous-système de refroidissement des condenseurs et de la qualité de l'eau de rivière aspirée. L'impact se situe ici à la fois sur les pompes de refroidissement et sur les groupes frigorifiques (transfert thermique dégradé). Les différentes formes d'encrassement des matériels sont à représenter dans le modèle, a minima via un paramètre agrégé. Le développement biologique (sous forme de bactéries – *BSR* dans le réseau et *legionella pneumophila* dans les circuits condenseurs – et de bio-film dans les échangeurs) est complexe à modéliser et de second ordre pour l'intérêt de l'aide à la conduite court-terme.

Par conséquent, les principaux domaines physiques mis en jeu dans la conduite à court-terme d'un réseau de froid urbain sont la thermo-hydraulique, limitée au cas 1-D, 1 phase et incompressible, les transferts thermiques et le transfert de masse. Il reste à définir : Quelle est la caractéristique temporelle de ces phénomènes ? Quels sont les comportements transitoires à modéliser et lesquels peuvent être considérés en état stationnaire ?

2.3 Caractérisation des dynamiques d'un réseau de froid

Une fonctionnalité intéressante d'un modèle de simulation est la possibilité de représenter les comportements transitoires du système. La caractéristique temporelle des modèles d'aide à la conduite de réseaux est comprise entre 8 heures et 1 jour (cf. Chapitre 1). L'analyse des principales dynamiques a plusieurs enjeux : simplifier le modèle (considérant les comportements trop lents comme constants ou trop rapides comme stationnaires) et adapter la méthode d'intégration numérique pour la simulation.

Pour la conduite court-terme d'un réseau de froid urbain, les dynamiques à considérer ont des constantes de temps (cf. Figure 18) de l'ordre de quelques minutes (démarrage d'un groupe frigorifique) à l'heure (températures dans le réseau, demande et météo) : elles correspondent à la granularité temporelle de l'aide à la décision attendue.

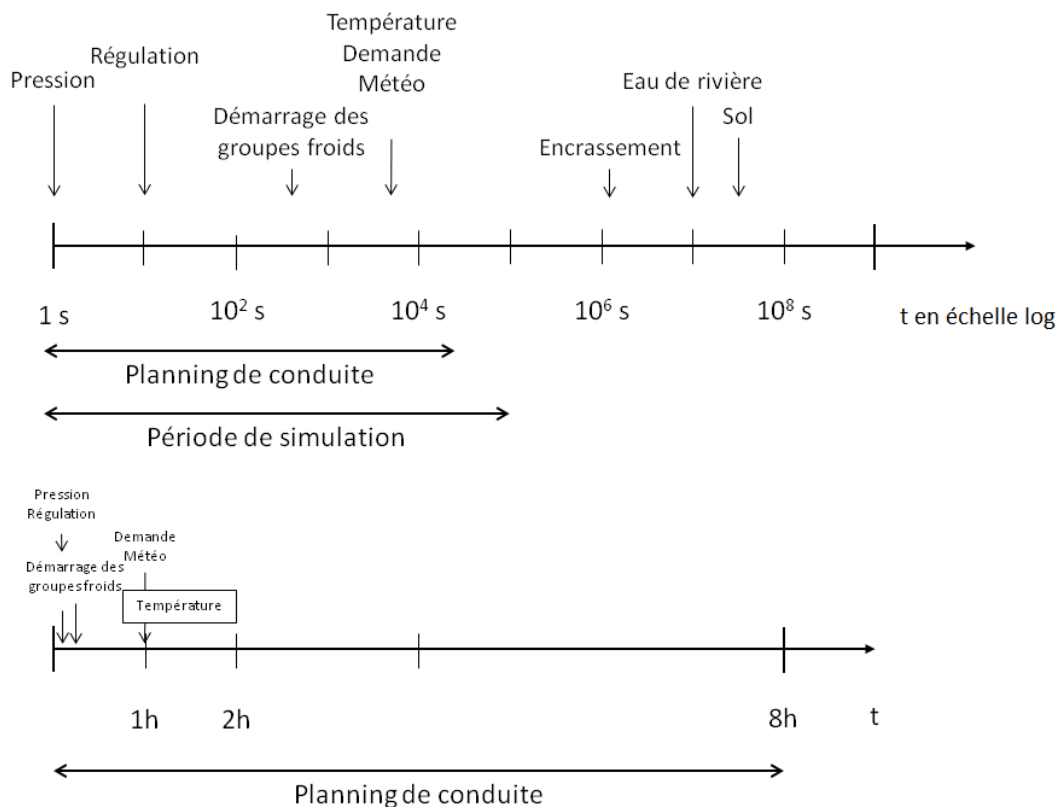


Figure 18 : Principales dynamiques d'un réseau de froid urbain et comparaison avec la caractéristique temporelle d'un modèle d'aide à la conduite

Les transitoires des régulateurs locaux ont une constante de temps inférieure à la minute. Modéliser la régulation présente un intérêt pratique :

implémenter un asservissement peut s'avérer plus aisé que de dériver analytiquement l'équation de la grandeur régulée. Cependant, l'analyse des résultats au pas de temps de 10 minutes est suffisante et correspond à l'échantillonnage le plus fin des mesures disponibles en validation. La dynamique en pression (≈ 1 s) est 1000 fois plus rapide que la dynamique en température. Pour l'optimisation opérationnelle, une modélisation thermo-hydraulique pseudo-dynamique est privilégiée (Benonysson 1991). Il s'en suit les questions suivantes : Quelles solutions de modélisation pour représenter ces variations temporelles ? Comment gérer les différentes dynamiques lors de la simulation numérique ?

3 Modélisation des composants physiques du réseau de froid urbain

Les équations de la thermo-hydraulique sont à la base de chaque modèle de composant. Un rappel théorique des équations de conservation, dans le cas des écoulements 1-D, monophasique et incompressible, est effectué en 3.1. Les modèles spécifiques à chacun des principaux composants physiques du modèle de réseau de froid urbain sont décrits dans les sections 3.2 à 3.7. L'architecture du modèle assemblé, avec une présentation du système de contrôle-commande en boucle ouverte d'une centrale, est située en section 4.

3.1 Équations de conservation pour la modélisation thermo-hydraulique

La modélisation thermo-hydraulique est basée sur 3 équations de conservation : masse (1), quantité de mouvement (3) et énergie interne (6), également appelées équations de Navier Stokes. Les équations de conservation sont écrites comme le bilan d'une quantité sur un système précisément délimité du milieu extérieur, tel que (Jallut 2015) :

$$\text{accumulation} = \text{entrées} - \text{sorties} + \text{production} - \text{consommation}$$

En régime stationnaire, le terme d'accumulation (ou de stockage) est nul. L'écoulement est considéré comme monodimensionnel. La dispersion hydraulique (i.e. vitesses négatives près de la paroi) est négligée comme dans (Benonysson 1991). Sous ces hypothèses, une écriture simplifiée mais équivalente des équations de conservation a été proposée par (Elmqvist, Tummescheit, et Otter 2003). Il est pratique d'introduire à ce stade l'enthalpie, état thermodynamique défini par $h = u + p/\rho$, et d'exprimer le transfert de chaleur avec le milieu extérieur par unité de longueur $\dot{q}_e$. Dans l'équation (1), l'accumulation de masse est égale à la variation selon x .

$$\frac{\partial(\rho A)}{\partial t} = - \frac{\partial(\rho A v)}{\partial x} \quad (1)$$

Rappelons que l'eau est considérée comme un fluide incompressible. (del Hoyo Arce et al. 2015) ont montré que négliger la dilatation thermique de l'eau n'avait pas d'impact significatif sur les résultats. (G. Sandou 2005) recommande d'utiliser des propriétés thermo-physiques constantes dans la plage de température considérée. Sur un réseau de froid urbain, deux plages de température ont été identifiées : côté source chaude (circuits de refroidissement des condenseurs et eau de rivière) et côté source froide (circuit eau glacée) des groupes frigorifiques. Ainsi, **deux jeux de propriétés constantes ont été fixés** (Tableau 9). Sous cette hypothèse: $d\rho/dt = 0$. De plus, chaque composant est supposé avoir une section A constante sur sa longueur.

$$\frac{\partial(\rho A v)}{\partial x} = \frac{\partial \dot{m}}{\partial x} = 0 \rightarrow \Delta \dot{m} = 0 \quad (2)$$

Propriété \ Fluide	Eau (source chaude)	Eau (source froide)
T (°C)	17	6
ρ (kg.m ⁻³)	9.988	1.000
c_p (J.kg ⁻¹ K ⁻¹)	4184	4200
c_v (J.kg ⁻¹ K ⁻¹)	4184	4200
λ (W. m ⁻¹ K ⁻¹)	0.589	0.564
μ (Pa.s · 10 ⁴)	10.805	14.728

Tableau 9 : Propriétés thermo-physiques de l'eau liquide

Dans l'équation (3), l'accumulation de quantité de mouvement est égale à la variation de la quantité selon x , des forces de frottement, pression et de gravité. Les phénomènes de pression sont considérés en régime stationnaire. L'intégration sur une ligne de courant de (3) renvoie à l'équation de Bernoulli. Les forces de frottement dépendent de la géométrie et des propriétés thermo-physiques du fluide (e.g. viscosité, rugosité de la paroi) : elles sont déterminées par des modèles de perte de charge. Sur un circuit fermé, le tra-

vail hydraulique des pompes est à ajouter au bilan. Le débit du circuit hydraulique dépend du point de fonctionnement, intersection de la caractéristique du circuit et de la caractéristique de la pompe. Le régime d'écoulement est supposé établi (f constant) : l'équation de quantité de mouvement s'écrit alors comme (4). Pour les modèles de composant hors tuyaux, l'équation est intégrée (0-D), les différences d'altitude sont négligées et l'écoulement est supposé turbulent. Le modèle est alors une loi quadratique paramétrée sur le point de fonctionnement hydraulique nominal (5).

$$\frac{\partial(\rho v A)}{\partial t} = - \left[\frac{\partial(\rho v^2 A)}{\partial x} \right] - \left[A \frac{\partial p}{\partial x} \right] - \left[\frac{1}{2} \rho v |v| f S \right] - \left[A \rho g \frac{\partial z}{\partial x} \right] \quad (3)$$

$$\frac{\partial p}{\partial x} = - \left(\frac{1}{2} \rho v |v| f \frac{S}{A} + \rho g \frac{\partial z}{\partial x} \right) \quad (4)$$

$$\Delta p = \Delta p_{nom} \left(\frac{\dot{m}}{\dot{m}_{nom}} \right)^2 \quad (5)$$

Dans l'équation (6), l'accumulation d'énergie interne est égale à la variation du flux enthalpique selon x , au travail mécanique et à la chaleur échangées avec le milieu extérieur. L'équation de conservation de l'énergie interne est aussi appelée premier principe de la thermodynamique. L'échange de chaleur ($\dot{q}$) est calculé par des modèles de transfert thermique. La conduction thermique dans le sens de l'écoulement est négligeable devant l'effet convectif lié à l'écoulement du fluide (Benonysson 1991). La dissipation est cependant modélisée car du même ordre de grandeur que les déperditions thermiques (cf. Figure 14). L'équation de conservation de l'énergie s'écrit alors, en 1-D et 0-D, respectivement comme (7) et (8).

$$\frac{\partial(\rho u A)}{\partial t} = - \left[\frac{\partial(\rho v h A)}{\partial x} \right] + \left[v A \frac{\partial p}{\partial x} \right] + \left[\frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda A \frac{\partial T}{\partial x} \right) + \dot{q} \right] \quad (6)$$

$$\rho A \frac{\partial u}{\partial t} = \dot{m} \frac{\partial h}{\partial x} + \dot{V} \frac{\partial p}{\partial x} + \dot{q}_e \quad (7)$$

$$\rho V \frac{\partial u}{\partial t} = \dot{m} \Delta h + \dot{V} \Delta p + \dot{Q}_e \quad (8)$$

Les équations communes pour le calcul des variables thermo-hydrauliques ont été déduites des équations de conservations après plusieurs hypothèses simplificatrices. Comment ces équations sont-elles intégrées dans les modèles de composants ? Quel est le lien avec la modélisation des performances des équipements pour l'aide à la conduite ?

3.2 Groupes frigorifiques positifs avec compresseur centrifuge

Le parc de groupes frigorifiques (GF) est l'élément central sur un réseau de froid urbain du point de vue de la consommation d'électricité et des coûts d'exploitation. En effet, il compte pour, respectivement, 75% et 66% du total de ces postes. Les GF utilisés pour la production d'eau glacée sur un réseau de froid urbain sont des machines frigorifiques centrifuges avec ou sans variateur de vitesse. Le lecteur pourra se référer à (Duminil et Domblides 2012) pour la théorie sur les machines frigorifiques et à (ASHRAE 2008) pour la théorie sur les compresseurs centrifuges. Les principaux composants et le diagramme d'un cycle thermodynamique à compression de vapeur sont rappelés sur la Figure 19, tandis que la caractéristique d'un compresseur centrifuge est présentée sur la Figure 20.

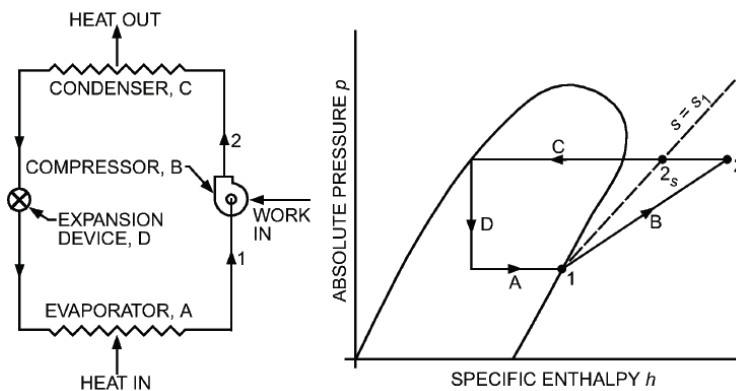


Figure 19 : Schéma et diagramme d'un cycle à compression de vapeur (ASHRAE 2008)

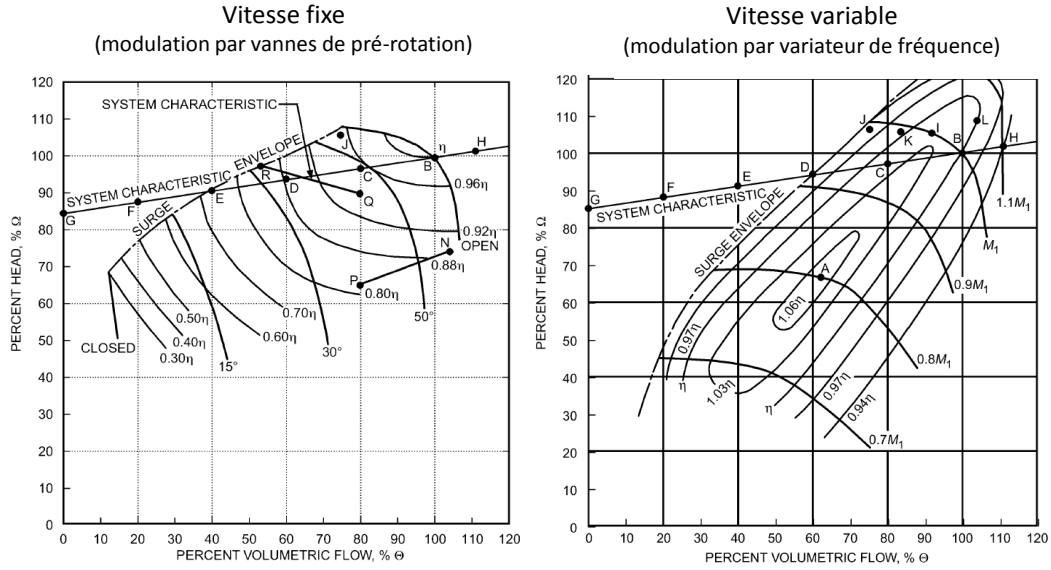


Figure 20 : Caractéristiques (Θ , Ω) d'un compresseur centrifuge à vitesse fixe (ouverture des vannes de pré-rotation η) et à vitesse variable (vitesse nominale M_1), avec courbes iso-rendement (η) et limites de pompage (surge envelope), d'après (ASHRAE 2008) Pour faciliter la lecture : au premier ordre, Θ et Ω sont respectivement les images de la puissance frigorifique et de la différence de pression aux bornes du compresseur et donc la différence de température de saturation entre les sources

Un groupe frigorifique est un équipement contrôlable : marche/arrêt et puissance frigorifique (asservie à la consigne de température d'eau glacée sortie évaporateur). Les débits en eau sur les circuits évaporateur et condenseur sont réglés par les pompes de circulation (vitesse fixe ou variable). La conduite des groupes frigorifiques a pour objectif de répondre à la consigne de production pour le réseau, exprimée en puissance frigorifique à une température de départ donnée. Les décisions de conduite sont soumises à des contraintes techniques sur chaque groupe frigorifique (minimum/maximum) : puissance frigorifique, température de sortie évaporateur et débits. La puissance frigorifique maximum $\dot{Q}_f^{max}$, appelée également capacité frigorifique, est variable en fonction de la température des sources. La puissance électrique absorbée à cette puissance frigorifique est notée P^{max} . Il est alors pertinent de modéliser cette variation pour l'aide à la conduite pour ainsi : assurer une capacité frigorifique suffisante (et éviter une dérive en température) et dans ce cas, n'engager un groupe frigorifique supplémentaire (et auxiliaires associés) uniquement pour un gain de performance de la centrale. La capacité frigorifique augmente avec la température sortie évaporateur et présente un maximum avec la température entrée condenseur, fonction du dimensionnement du compresseur (Hydeman et Gillespie Jr 2002). La performance énergétique du groupe frigorifique est exprimée par

l'*EER* (*Energy Efficiency Ratio*) comme le rapport entre la puissance frigorifique produite et la puissance électrique absorbée par le compresseur (9).

$$EER = \frac{\dot{Q}_f}{P} \quad (9)$$

L'*EER* augmente lorsque l'écart de température entre les sources diminue. La puissance électrique des groupes frigorifiques est alors impactée à la fois par la température de départ de la centrale (et/ou de la température intermédiaire, dit de *split* lors de l'utilisation de deux groupes frigorifiques en série) – env. 4%/ K (ASHRAE 2013) – et par la température du circuit de refroidissement des condenseurs (Figure 21), elle-même fonction de la source (air extérieur ou eau de rivière) et du pilotage du système associé.

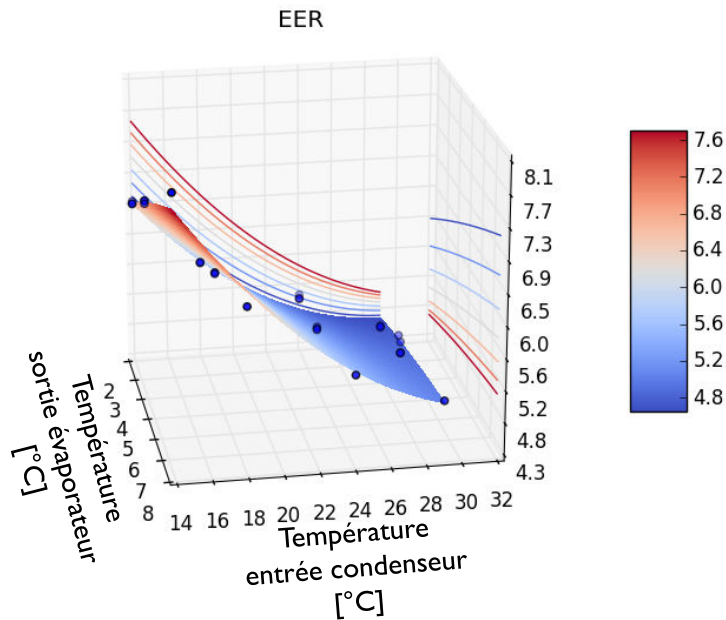


Figure 21 : Variation de l'*EER* d'un groupe frigorifique centrifuge à pleine charge

Pour un fonctionnement à charge partielle, le groupe frigorifique utilise un système de modulation de la puissance frigorifique : vannes de pré-rotation (compresseur à vitesse fixe) et/ou variateur de vitesse du compresseur (cf. Figure 20). Pour les puissances frigorifiques basses, un système de recirculation des vapeurs chaudes entre le refoulement et l'aspiration du compresseur permet de maintenir le débit éloigné des plages de fonctionnement instables (cf. *surge envelope* Figure 20). Le taux de charge partielle *PLR* (*Part Load Ratio*) est exprimé comme le rapport entre la puissance frigorifique produite et la capacité frigorifique dans les conditions courantes de

température (10). La valeur minimale du PLR est contrainte et dépend de la (des) technologie(s) utilisée(s). L'effet de la charge partielle PLF (*Part Load Factor*), induit en partie par la variation de performance du compresseur (cf. iso- η sur Figure 20), s'exprime comme le rapport entre l' EER à charge partielle et à pleine charge (11). Pour l'aide à la conduite, modéliser cet effet permet de calculer la sensibilité de la puissance électrique absorbée par un ensemble de groupes frigorifiques en fonction de la répartition de puissance frigorifique entre eux.

$$PLR = \frac{\dot{Q}_f}{\dot{Q}_f^{max}} \quad (10)$$

$$PLF = \frac{EER(\dot{Q}_f)}{EER(\dot{Q}_f^{max})} = \frac{PLR}{\left(\frac{P}{P^{max}}\right)} \quad (11)$$

Une approche empirique pour le modèle de groupe frigorifique a été retenue dans la section 2.2 afin d'éviter le coût numérique inhérent au calcul du cycle thermodynamique (fluide et composants). (Lee, Liao, et Lu 2012) ont évalué une sélection de modèles de comportement selon les critères suivants : précision sur la prévision de la puissance électrique du compresseur, quantité de données requises, complexité de la méthodologie d'identification des paramètres, généralité du modèle et interprétation physique des paramètres. Les modèles *DOE2* et *MDOE2* (*modified DOE2*) sont les seuls à représenter à la fois la variation de la capacité frigorifique et la variation de la performance énergétique, pour laquelle la précision de la prévision est jugée satisfaisante. **Le modèle DOE2 est retenu pour les équations de pleine charge**, qui expriment les variations de la capacité frigorifique et du EER en fonction des températures de source (images des températures du fluide frigorigène). (12) et (13) sont égales à 1 aux températures nominales.

$$\frac{\dot{Q}_f^{max}(T_{ev,s}, T_{cd,e})}{\dot{Q}_f^{max,nom}} = \alpha_1 + \alpha_2 T_{ev,s} + \alpha_3 T_{ev,s}^2 + \alpha_4 T_{cd,e} + \alpha_5 T_{cd,e}^2 + \alpha_6 T_{ev,s} T_{cd,e} \quad (12)$$

$$\frac{EER(\dot{Q}_f^{max}(T_{ev,s}, T_{cd,e}))}{EER(\dot{Q}_f^{max,nom})} = \beta_1 + \beta_2 T_{ev,s} + \beta_3 T_{ev,s}^2 + \beta_4 T_{cd,e} + \beta_5 T_{cd,e}^2 + \beta_6 T_{ev,s} T_{cd,e} \quad (13)$$

Le modèle *MDOE2* (*modified-DOE2*), variante de *DOE2*, est proposé par (Hydeman et al. 2002) pour une modélisation plus précise des groupes frigorifiques avec compresseur à vitesse variable et débit condenseur variable. L'effet de la variation de débit dans le circuit eau glacée sur les performances a été testé et n'a pas été jugé significatif (Hydeman et Gillespie Jr 2002). Comparé au modèle *DOE2*, la première modification est l'utilisation de la température de sortie condenseur. Cette modification n'a alors pas été retenue dans le modèle proposé dans cette thèse pour éviter le surcoût numérique (calcul itératif entre le modèle de groupe frigorifique et le système de refroidissement). La seconde modification est la prise en compte de la température condenseur et l'ajout d'un terme cubique sur le taux de charge dans l'équation de charge partielle. D'après notre expérience, lors de l'identification de paramètres pour un groupe frigorifique à vitesse variable fonctionnant à très faible *PLR* (5%), la caractéristique identifiée (11) à température entrée condenseur basse est instable (racines au dénominateur). **Une modification de l'équation de charge partielle du modèle *MDOE2* alors est proposée** (14) pour un groupe frigorifique générique. **Un paramétrage parcimonieux** ($\theta_4 = \theta_5 = 0$ et $\theta_6 = -\theta_7$) **est utilisé pour les groupes frigorifiques fonctionnant à très faible *PLR***. (14) est égale à 1 à pleine charge.

$$\frac{P}{p_{max}} = \theta_1 + \theta_2 PLR + \theta_3 PLR^2 + \theta_4 PLR^3 + T_{cd,e}(\theta_5 + \theta_6 PLR + \theta_7 PLR^2) \quad (14)$$

L'effet de charge partielle est illustré sur la Figure 22 pour des groupes frigorifiques centrifuges à vitesse fixe (vannes de pré-rotation) et à vitesse variable. Sur un groupe frigorifique à vitesse fixe, la performance s'améliore légèrement via le rendement du compresseur entre la pleine charge et la mi-charge, avec un maximum à 75% de charge. La baisse significative des performances pour des charges plus faibles est liée à la recirculation des vapeurs chaudes : c'est pourquoi il est déconseillé d'utiliser un groupe frigorifique centrifuge à vitesse fixe à $PLR < 30\%$ (ASHRAE 2013). Sur un groupe frigorifique à variation de vitesse, l'effet de charge partielle améliore plus fortement les performances (+30% à $PLR = 30\%$) et le taux de charge minimum acceptable est plus faible (10%). Toutefois, cet effet est plus important et pré-

sente un maximum à un PLR plus faible pour une température entrée condenseur plus basse (cf. croisement des iso- η pour différentes Δp sur Figure 20). L'effet de la température en entrée condenseur sur l'effet de charge partielle, moyenné dans le modèle DOE2, est capturé dans le modèle MDOE2 et dans sa variante proposée ici.

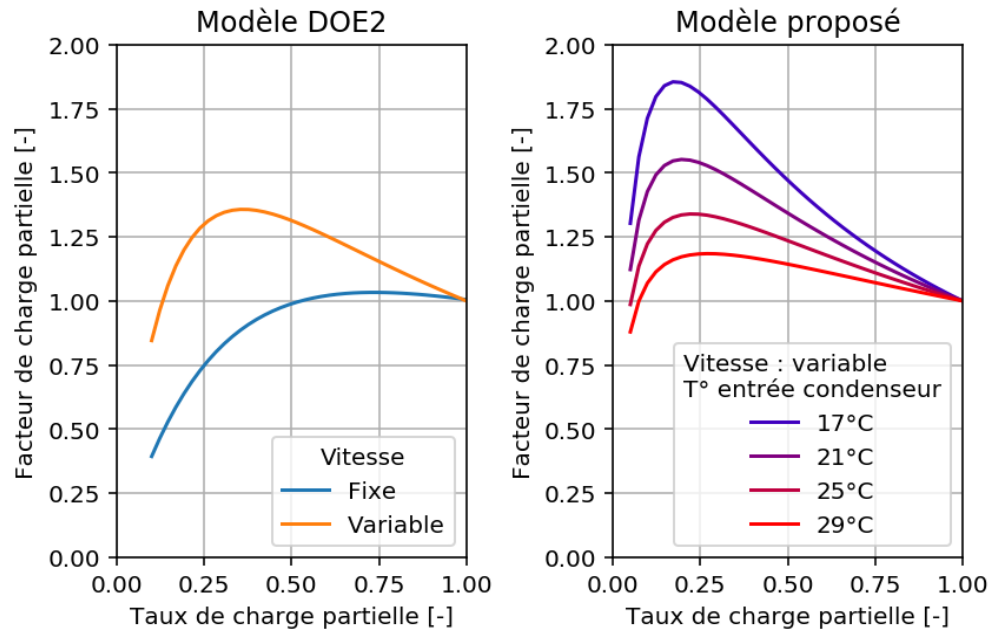


Figure 22 : Modèle de groupe frigorifique à charge partielle

Le modèle de performances {(12),(13),(14)} est couplé avec le modèle thermo-hydraulique 0-D de base des composants (3.1), afin de prendre en compte la dynamique thermique de l'équipement et les pertes de charge dans les échangeurs en vue du calcul des consommations de pompes évaporateur et condenseur. Le diagramme du modèle de groupe frigorifique est présenté sur la Figure 23.

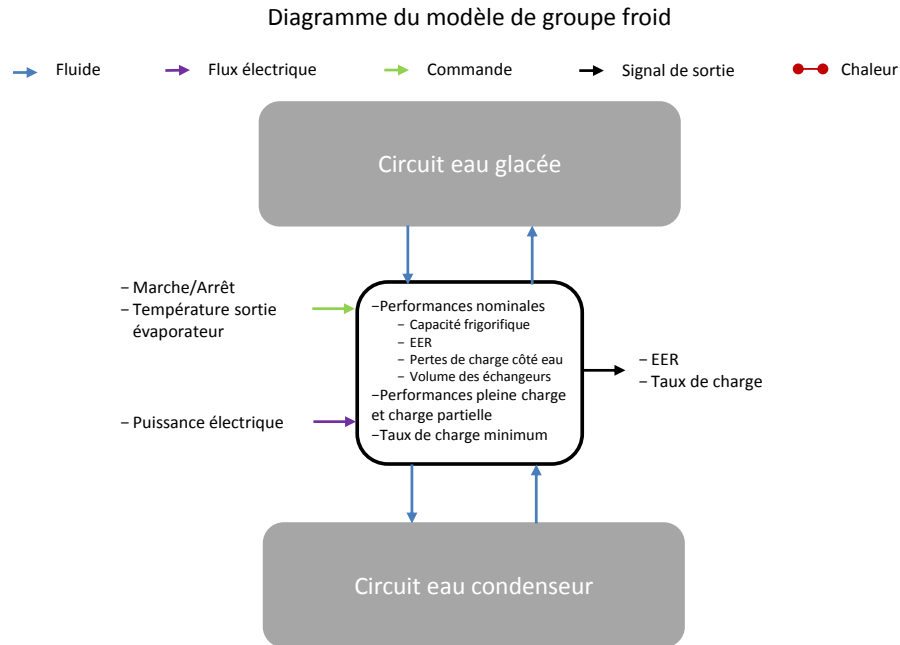


Figure 23 : Diagramme du modèle de groupe frigorifique

Le principal inconvénient du modèle utilisé est l'effort requis pour l'identification des paramètres de performance des groupes frigorifiques. En effet, un travail de prétraitement, incluant la séparation des points à pleine charge des points à charge partielle, est nécessaire (Lee, Liao, et Lu 2012). Cependant, une méthodologie de paramétrage, présentée dans le Chapitre 3, est rendue possible par la disponibilité : 1/ de jeux de paramètres génériques 2/ de mesures sur les centrales de production du réseau de froid de Paris, permettant de déployer une méthode d'identification (Hydeman et al. 2002).

3.3 Pompes centrifuges à vitesse variable

La proportion de la consommation électrique et du coût d'exploitation associé des pompes (tous types confondus) dans le total est de, respectivement, 22% et 19%. Modéliser la puissance électrique absorbée par les pompes est alors incontournable pour avoir un modèle de réseau de froid urbain précis bien que l'enjeu soit moindre comparé aux groupes frigorifiques. Les pompes de circulation, quelle que soit leur fonction précise, ont deux propriétés communes : convecter de l'énergie thermique et consommer de l'énergie électrique. En particulier, les pompes de distribution permettent d'imposer une pression suffisante pour la livraison de toutes les sous-stations et de répartir le débit total sur les moyens de production engagés (centrales puis groupes frigorifiques). Il est alors important de savoir si la caractéristique hydraulique d'une pompe permet la réalisation d'une consigne de conduite en fonction des

conditions aux limites. Les pompes – ici supposées à vitesse variable - sont contrôlables : marche/arrêt (gérées – dans le cas d’un groupe de pompes en parallèle - par une cascade asservie sur le débit total ou lors de la mise en marche d’un groupe frigorifique) et vitesse (asservie le plus souvent à un débit ou une pression différentielle de consigne). Le rendement électrique des pompes joue également un rôle dans la prise de décision de l’opérateur : arbitrage entre deux configurations de groupes frigorifiques si le nombre d’auxiliaires engagés est différent, paramétrage des cascades pour utiliser les pompes les plus performantes.

Le modèle hydraulique de pompe à vitesse variable utilise les lois de similitudes pour les turbomachines. La différence de pression est exprimée en fonction d’une variable normalisée par le débit et la vitesse nominale (15), comme dans (G. Sandou 2005; Michael Wetter 2013).

$$\Delta p = \Delta p^{nom} \left(\frac{N}{N^{nom}} \right)^2 \left(1 + \beta_1 \left(\frac{\dot{V} N^{nom}}{\dot{V}^{nom} N} - 1 \right) + \beta_2 \left(\left(\frac{\dot{V} N^{nom}}{\dot{V}^{nom} N} \right)^2 - 1 \right) \right) \quad (15)$$

Le rendement d’une pompe à vitesse variable est structuré par 3 postes de pertes : le variateur, le moteur et le corps de pompe (cf. Figure 17). (Sfeir et al. 2005) proposent une corrélation empirique par poste. D’après notre expérience, l’identification des paramètres pour des moteurs asynchrones dans la gamme de puissance d’intérêt (≈ 100 kW) n’a pas donné de résultats satisfaisants. **Une approche par un rendement global (16) est alors employée** (G. Sandou 2005). Les pertes du système variateur-moteur-pompe ne sont pas transférées au fluide dans le modèle, l’approche par rendement global ne permet pas de discriminer les pertes vers l’air et vers le fluide. Cette fraction dépend de surcroît du système de refroidissement des équipements électriques utilisé. Cette complexité dans le paramétrage ne serait pas justifiée vu les quantités mises en jeu. Le diagramme du modèle est présenté sur la Figure 24.

$$P = \frac{\dot{V} \Delta p}{\eta_{nom} + \alpha_1 \left(\frac{\dot{V} N^{nom}}{\dot{V}^{nom} N} - 1 \right) + \alpha_2 \left(\left(\frac{\dot{V} N^{nom}}{\dot{V}^{nom} N} \right)^2 - 1 \right)} \quad (16)$$

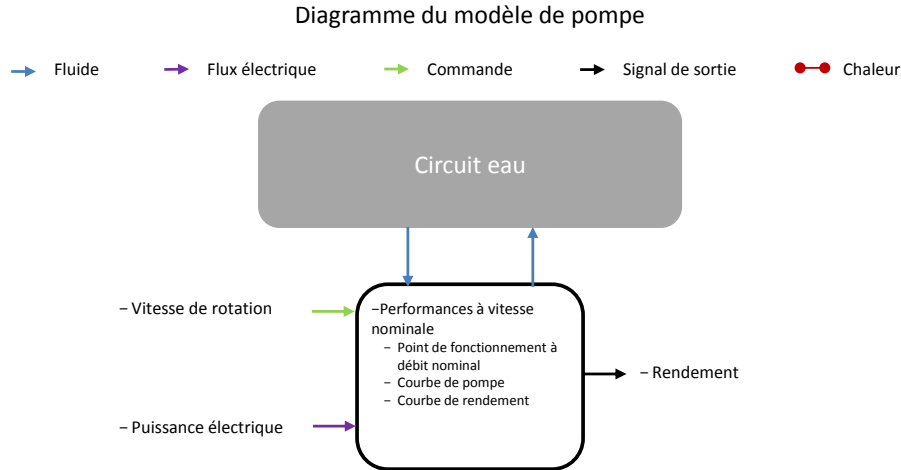


Figure 24 : Diagramme du modèle de pompe

3.4 Échangeurs de chaleur eau/eau à contre-courant

Les échangeurs de chaleur du sous-système de refroidissement des condenseurs sont situés à l'interface entre le circuit condenseur et le circuit eau de rivière. Leur fonction est claire : assurer le rejet de chaleur des condenseurs vers la source de refroidissement (Figure 14). Leur rôle dans la consommation d'électricité de la centrale est indirect. D'une part, les pertes de charge de deux circuits d'eau (et les consommations de pompes associées) sont fonction de l'engagement des échangeurs (nombre et type). Pour un même débit, les pertes de charge diminuent avec le nombre d'échangeurs. D'autre part, l'efficacité de l'échangeur (17) fixe la température d'eau acheminée vers les condenseurs et impacte ainsi la performance des groupes frigorifiques (3.2). Le débit du circuit eau de rivière (appelé débit primaire) est régulé, il est maintenu supérieur au débit du circuit condenseurs afin d'obtenir le pincement de l'échangeur sur cette température. L'augmentation du débit primaire permet en outre d'améliorer l'efficacité (Figure 25). Les objectifs de performance de la conduite – groupes frigorifiques et pompes – sont par conséquent en compétition. Modéliser et simuler le sous-système de refroidissement permet alors de calculer les puissances électriques ci-dessus, ainsi que de vérifier la contrainte réglementaire (le cas échéant) sur la température de rejet (ex : 30°C sur l'eau de Seine).

$$\varepsilon = \frac{\max(\Delta T_{cd}, \Delta T_{eds})}{(T_{cd,e} - T_{eds,e})} \quad (17)$$

Les températures de sortie sont calculées à partir d'un modèle NUT- ε (Nombre d'Unités de Transfert) pour un échangeur à contre-courant {(18),(19),(20)}.

$$NUT = \frac{UA}{(\dot{m}c_p)^{min}} \quad (18)$$

$$Z = \frac{(\dot{m}c_p)^{min}}{(\dot{m}c_p)^{max}} \quad (19)$$

$$\varepsilon = \frac{1 - \exp(-(1 - Z)NUT)}{1 - Z \exp(-(1 - Z)NUT)} \quad (20)$$

Le coefficient d'échange global UA (21) est exprimé à partir des coefficients d'échange convectifs des 2 côtés de la paroi UA_i et de la résistance thermique d'encrassement R_{en} causée par la conduction dans le dépôt encrassement côté eau de rivière (la résistance thermique conductive de la paroi étant négligée). En fonctionnement à débit non-nominal, l'échange convectif est corrigé à partir de la corrélation de Dittus- Boelter (22), comme utilisé dans (Morisot, Marchio, et Stabat 2002).

$$UA = \frac{1}{\frac{1}{UA_{cd}} + \frac{1}{UA_{eds}} + R_{en}} \quad (21)$$

$$UA_i = UA_{i,nom} \left(\frac{\dot{m}_i}{\dot{m}_{i,nom}} \right)^n \quad (22)$$

$$i = \{cd, eds\}$$

La résistance thermique d'encrassement varie significativement entre deux nettoyages sur un échangeur à eau de rivière. En effet, les valeurs nominales rencontrées dans la documentation technique des équipements se situent à $2.10^5 \text{ m}^2\text{K/W}$ alors que la valeur de $5.10^4 \text{ m}^2\text{K/W}$ est documentée dans la littérature pour l'eau de rivière. Une modélisation dynamique de cette variation comme (Arsenyeva et al. 2013) n'est pas justifiée pour un modèle d'optimisation court-terme (cf. 2.3). Cependant, le paramétrage de ce terme dans le modèle, constant lors d'une simulation journalière, est pertinent car il induit des variations d'efficacité significatives (Figure 25). Le diagramme du modèle d'échangeur, couplant modèle d'efficacité et modèle thermo-hydraulique, est présenté sur la Figure 26.

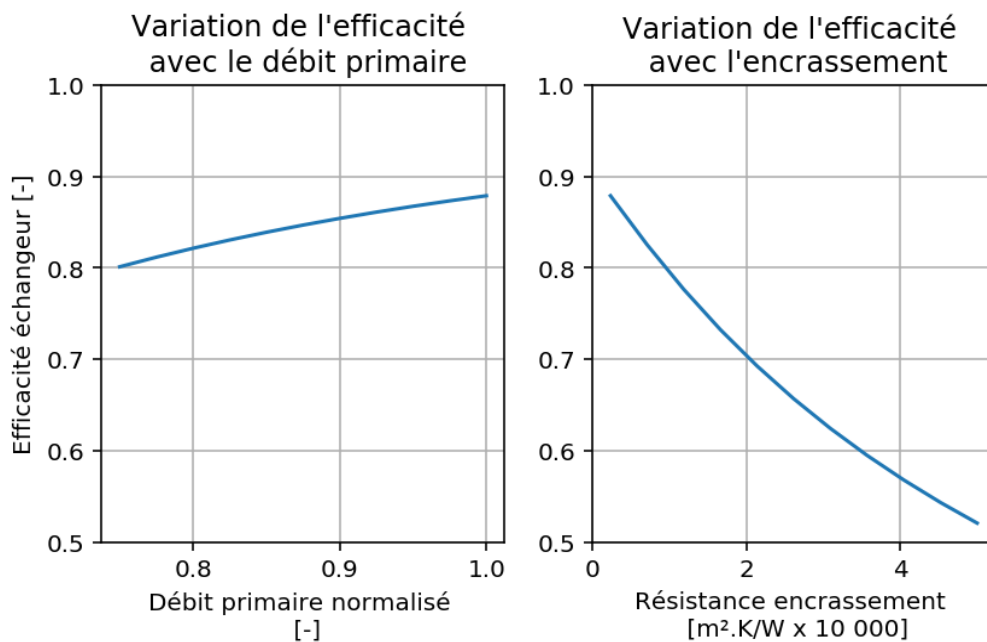


Figure 25 : Variations de l'efficacité avec le débit primaire et avec l'encrassement sur un échangeur à plaques

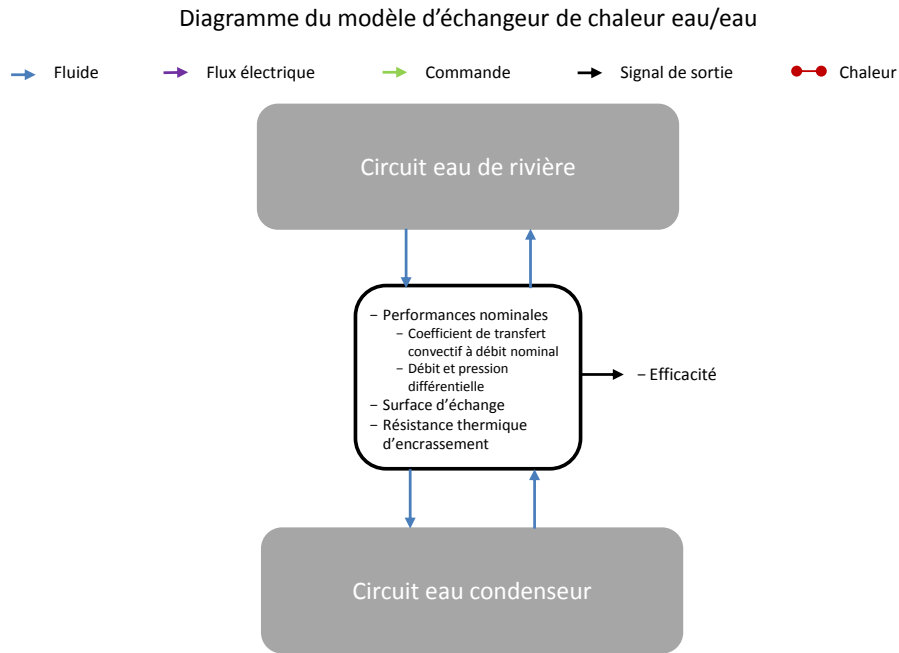


Figure 26 : Diagramme du modèle d'échangeur eau/eau

3.5 Tours aéroréfrigérantes ouvertes avec ventilateurs

Les tours aéroréfrigérantes ouvertes ont une fonction analogue aux échangeurs à eau de rivière : rejeter la chaleur du circuit d'eau condenseur vers l'air extérieur. L'eau est en contact direct avec l'air extérieur dans une tour ouverte, le transfert thermique est couplé avec un transfert de masse par évaporation d'une quantité de l'eau dans l'air. Les ventilateurs (axiaux ou centrifuges) assurent le débit d'air (Figure 27).

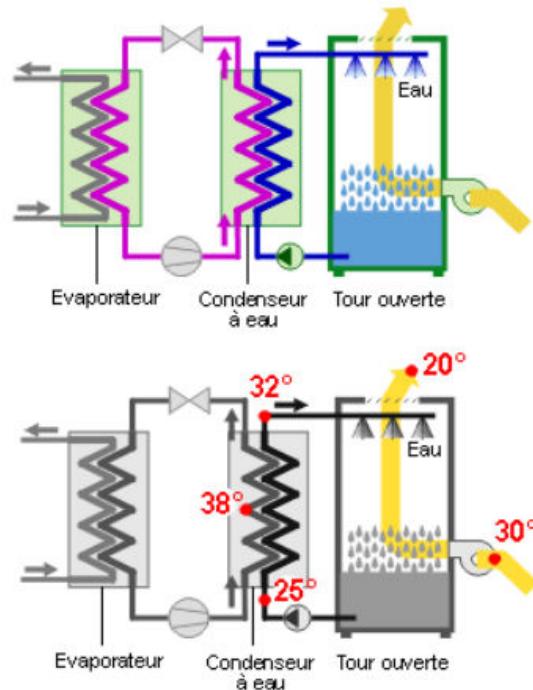


Figure 27 : Schéma de principe d'une tour de refroidissement ouverte (Energie+ 2016)

Contrairement aux échangeurs, les tours sont un poste de consommation d'électricité (ventilateurs) et d'eau. La part des tours dans la consommation électrique totale est modérée : 10% sur une centrale, 3% sur un réseau selon les hypothèses décrites en section 2.1. La consommation d'eau induite n'est pas à négliger : 12% des coûts d'exploitation du réseau. L'enjeu pour la conduite des tours est comparable à la conduite des échangeurs : trouver le compromis optimal entre la consommation de l'équipement (en électricité et en eau) et l'efficacité du refroidissement du circuit condenseur, caractérisée ici par l'*approche* (différence entre la température humide de l'air à l'aspiration et la température d'eau en sortie des tours). Les tours aéroréfrigérantes sont contrôlables : marche/arrêt et vitesse de rotation des ventilateurs. Typiquement, la mise en marche est assurée par une mise en cascade en fonction du débit du circuit condenseur et la vitesse de rotation est asservie à la consigne de température d'eau en sortie.

Il est alors pertinent de modéliser avec une précision acceptable le transfert de chaleur et de masse dans la tour, ainsi que la puissance électrique absorbée par le ventilateur. Le modèle physique simplifié de (Stabat 2003) propose une approche par la méthode NUT- ϵ pour la caractérisation et le calcul des performances, similaire à la méthode décrite dans le paragraphe précédent. La tour est modélisée comme un échangeur entre l'eau et un film d'air saturé. Les particularités suivantes s'appliquent :

- L'efficacité s'exprime avec les températures humides de l'air,

- L'air est supposé saturé en eau en sortie,
- La capacité thermique de l'air $c_{p,a}$ (23), supposée constante, est calculée à partir des états saturés (ASHRAE 1999),

$$c_{p,a} = \frac{\Delta h_a}{\Delta T_{ah}} \quad (23)$$

- L'équation du coefficient d'échange est remplacée, avec $\dot{m}_a$ le débit massique d'air, pour corrélérer un comportement propre aux packings avec 3 paramètres ζ , m et n .

$$UA = \zeta UA_{nom} \left(\frac{\dot{m}_{cd}}{\dot{m}_{cd,nom}} \right)^m \left(\frac{\dot{m}_{a,nom}}{\dot{m}_a} \right)^n \quad (24)$$

Le débit évaporé $\dot{m}_{cd,tar}$ – calculé à partir d'un bilan de masse sur l'air humide - induit une sur-concentration en sels dissous dans l'eau. Un débit de déconcentration $\dot{m}_{cd,dec}$ est donc ajouté pour obtenir le débit d'appoint $\dot{m}_{cd,ap}$. (Stabat 2003) définit le nombre de cycle de déconcentration N_{cycle} (25).

$$\dot{m}_{cd,ap} = \dot{m}_{cd,tar} + \dot{m}_{cd,dec} = \frac{N_{cycle}}{N_{cycle} - 1} \dot{m}_{cd,ev} \quad (25)$$

Le modèle de transfert thermique et de masse est couplé aux modèles thermo-fluides côté eau et côté air pour le calcul des pertes de charge (Figure 28). Le rendement électrique du ventilateur est supposé constant : la caractéristique aéraulique de la tour étant constante, l'adaptation et donc le rendement du ventilateur est inchangée. Au vu des consommations associées, cette hypothèse est jugée satisfaisante. Les paramètres du modèle seront ajustés en fonction de la documentation technique et de l'équipement et d'une valeur moyenne mesurée pour N_{cycle} .

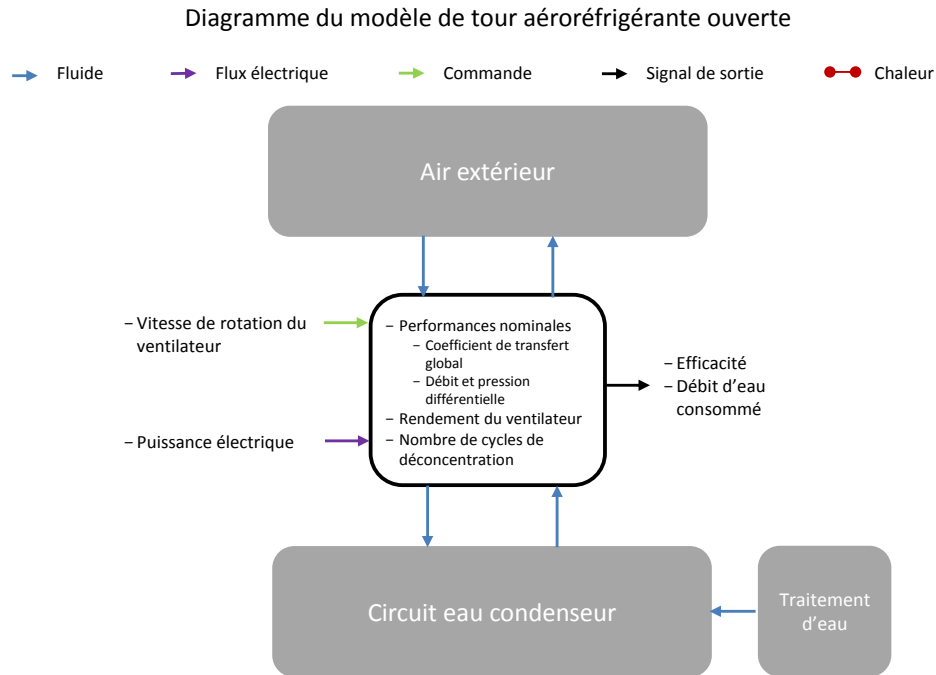


Figure 28 : Diagramme du modèle de tour aéroréfrigérante ouverte

3.6 Tuyaux

Les pertes du réseau de distribution sont de l'ordre de 5% à 15% sur les réseaux de froid en France (cf. Chapitre 1). Les tuyaux (Figure 29) concentrent une partie importante de ces pertes : déperditions thermiques et dissipation des pertes de charge linéaire en chaleur. Les tuyaux sont les composants du système reliant les centrales de production, où les conditions de sortie sont régulées, et les sous-stations, où les conditions de livraison sont contraintes. Modéliser les tuyaux permet alors d'aider à la conduite des centrales de production pour assurer la fourniture des sous-stations et pour minimiser les pertes du réseau. En particulier, estimer les pertes de charge du réseau est incontournable pour minimiser la pression différentielle des pompes de distribution. Un modèle thermo-hydraulique prend tout son intérêt lorsque la répartition spatiale de la demande est variable (e.g. différents profils de demande) et lorsque plusieurs centrales de production sont installées sur le réseau.

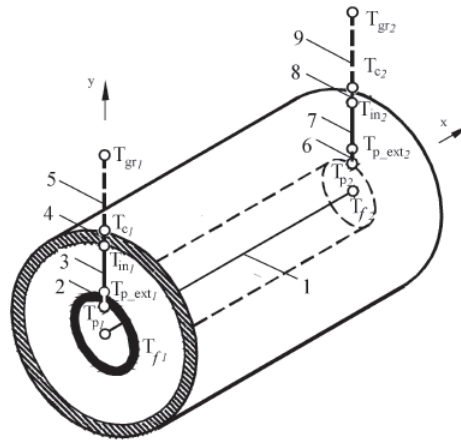


Figure 29 : Eléments d'un tuyau isolé (Gabrielaitiene, Bøhm, et Sunden 2008).

- 1 : Fluide
- 2 et 6 : Elément conductif sur la paroi du tuyau
- 3 et 7 : Elément conductif pour l'isolation
- 4 et 8 : Elément conductif pour le coffrage ou, plus généralement, pour le volume influencé thermiquement par le tuyau
- 5 et 9 : Elément conductif pour le sol

La dynamique en température est *a priori* importante pour un modèle d'aide à la conduite pour: estimer la température de retour aux centrales de production et les températures de livraisons aux sous-stations. En effet, le profil de température est lissé et retardé entre l'entrée et la sortie d'un tuyau du fait de la capacité thermique (eau et matériau) et de la longueur. Ces fonctionnalités sont d'autant plus importantes lors d'une gestion en température de départ variable.

L'équation de la chaleur est une équation aux dérivées partielles. Les solveurs actuels ont la capacité de résoudre efficacement des équations différentielles ordinaires (EDO). Ainsi, plusieurs méthodes numériques sont proposées dans la littérature afin de se ramener à une résolution d'EDO. La méthode des éléments calcule la température T_f en plusieurs points du tuyau, appelés éléments (voir Figure 30).

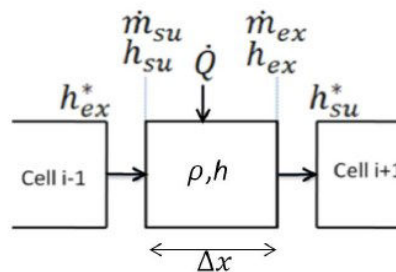


Figure 30 : Discrétisation axiale du volume de fluide en éléments (Sartor 2015)

Les schémas d'intégration numériques pour cette méthode ont été discutés par (Palsson 2000) et (Grosswindhager, Voigt, et Kozek 2011). Les critères d'évaluation étaient la stabilité (convergence) et la précision, notamment vis-à-vis du phénomène de diffusion artificielle. Ce phénomène numérique se manifeste par une anticipation des variations de température, impliquant une erreur sur l'estimation du temps de propagation (Sartor 2015; del Hoyo Arce et al. 2015). Le schéma Up-Wind est retenu car stable mais demande une discrétisation spatiale suffisamment fine pour bien estimer le temps de propagation. Le coût numérique de la discrétisation est discuté en section 4.3.1.

(G. Sandou 2005) utilise un modèle thermique simplifié pour évaluer $\dot{Q}$, avec U le coefficient de transfert thermique global en $[W.m^{-2}.K^{-1}]$ et T_{ext} la température extérieure (ex : sol) constante (26). Il est à noter que ce modèle ne prend pas explicitement en compte l'inertie des couches. Afin de calculer les déperditions thermiques $\dot{Q}$, (Benonysson 1991) divise chaque élément en sections coaxiales L'auteur regroupe le fluide (indice w : *water*) et le tuyau (indice p : *pipe*). La résistance convective à l'interface négligeable et la résistance conductive du tuyau est négligeable. La température du sol est imposée (capacité thermique très grande).

$$\dot{Q} = U(2\pi RL)(T_w(x, t) - T_{ext}) \quad (26)$$

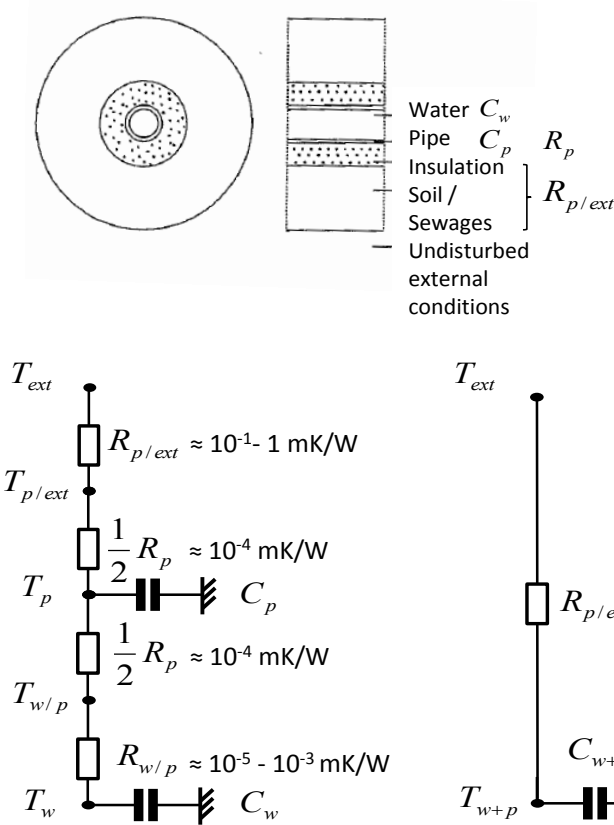


Figure 31 : Modèle de déperditions thermiques : coupe d'un tuyau isolé (Benonysson 1991) ; modèle thermique associé par analogie électrique ; modèle thermique simplifié par analogie électrique

L'hypothèse de (Benonysson 1991) a été vérifiée pour les tuyaux en acier d'un réseau de froid urbain, dont les diamètres sont plus élevés ($100 < \text{DN} < 600$) en comparaison aux réseaux de chaleur. L'intervalle de vitesse a été borné à $0.5 \text{ m/s} < v < 1.5 \text{ m/s}$. L'écoulement étant toujours turbulent dans ces conditions de fonctionnement ($\text{Re} > 8000$), le coefficient de transfert thermique convectif est calculé par la corrélation de Sieder et Tate (27). La résistance thermique convective associée ($R_{w/p}$) et la résistance thermique conductive (R_p) – calculée avec les épaisseurs de tuyaux standardisées – est représentée sur la Figure 32 par unité de longueur de tuyau. La valeur est négligeable ($10^{-5} - 10^{-3} \text{ mW/K}$) comparée à la résistance d'une épaisseur d'isolant ou de sol ($10^{-1} - 1 \text{ mW/K}$).

$$Nu = 0.027 Re_D^{0.8} Pr^{0.33} \left(\frac{\mu}{\mu_p} \right)^{0.14} \quad (27)$$

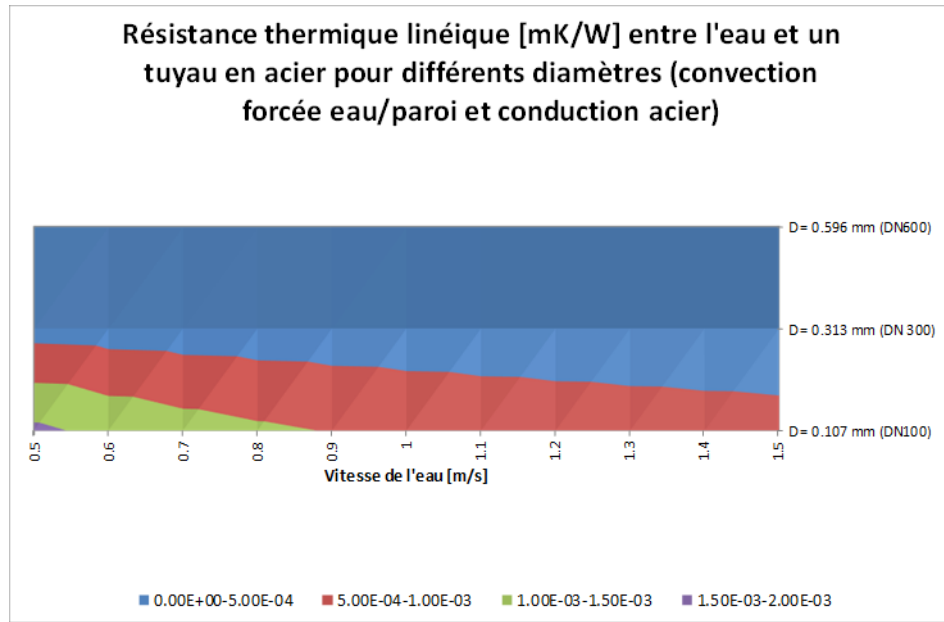


Figure 32 : Résistance thermique linéique (convection forcée et conduction) entre l'eau et un tuyau en acier pour différents diamètres, en fonction de la vitesse de l'eau

La capacité thermique de l'épaisseur d'acier (C_p) est calculée à partir des données géométriques standardisées et comparée à la capacité thermique du volume d'eau (C_w). La part de C_p dans le total $C_p + C_w$ est de l'ordre de 4-8%. Cette capacité n'est pas négligeable, elle est alors prise en compte dans le modèle thermique simplifié utilisé.

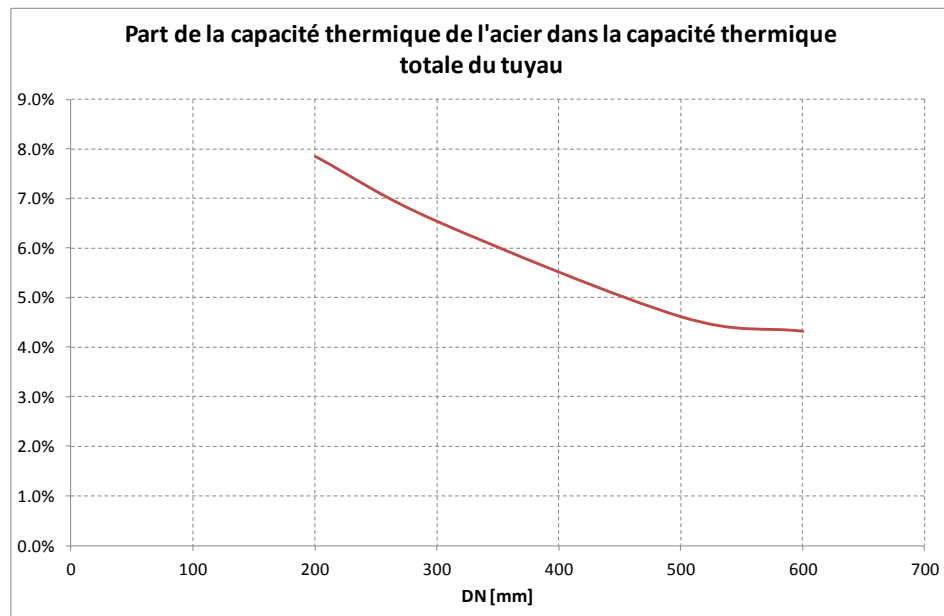


Figure 33 : Part de la capacité thermique de l'acier dans la capacité thermique totale du tuyau pour différents diamètres

Les forces de frottement du fluide sur la paroi dépendent de la géométrie du tuyau (diamètre intérieur et longueur) et des propriétés pariétales (rugosité et encrassement). Les pertes de charge singulières et l'encrassement sont modélisés par une augmentation de la rugosité. Avec cette simplification, les corrélations du diagramme de Moody sont utilisées pour déterminer f dans l'équation (4). La corrélation de Swamee-Jain – approximation explicite de la corrélation de Colebrook-White – est utilisée au vu des conditions d'un tuyau de réseau de froid urbain (rugosité/diamètre $> 10^{-3}$). Ce choix se retrouve dans la littérature (Palsson 2000) et dans un logiciel commercial (e.g. Frigolo). Pour Re élevé, l'approximation et la formulation originale présentent des résultats proches (Kijjarvi 2011).

Le modèle de tuyau comprend alors plusieurs composantes : modèle thermo-hydraulique pseudo-dynamique discrétisé, modèle de déperditions thermiques simplifié par une résistance thermique agrégée, modèle de pertes de charge par la corrélation de Swamee-Jain. Les paramètres sont synthétisés sur le diagramme (Figure 34) : seules la rugosité et la résistance thermique sont à ajuster (cf. Chapitre 3).

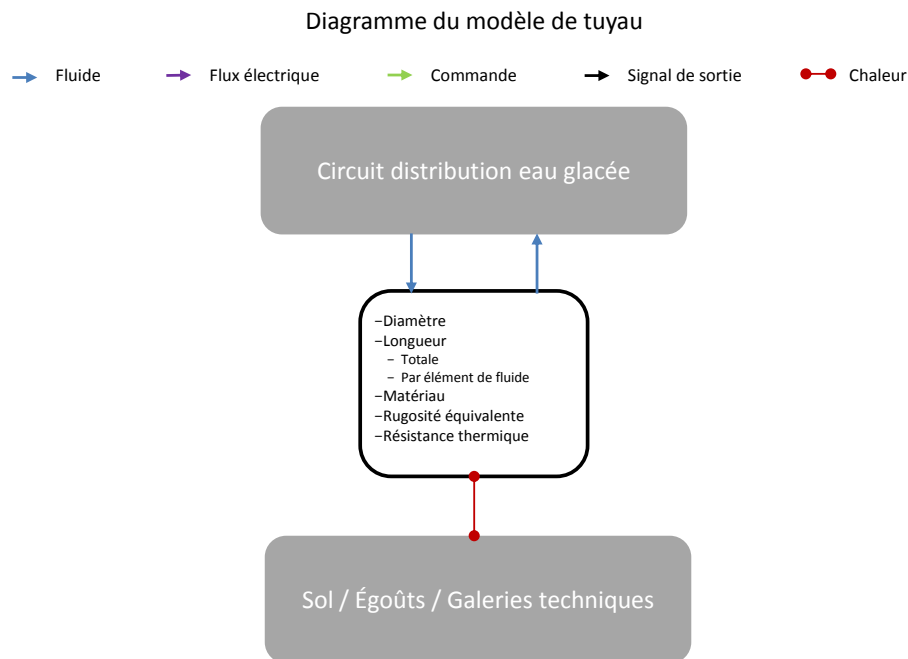


Figure 34 : Diagramme du modèle de tuyau

3.7 Sous-stations

Les sous-stations sont à l'interface - où s'opère le transfert thermique *via* un échangeur - entre le réseau de distribution et le bâtiment. L'enjeu de la conduite du réseau est d'assurer la livraison en puissance frigorifique avec une température (contrainte contractuelle, ex : 5°C) et une pression différentielle suffisante (contrainte hydraulique), tout en minimisant les pertes du réseau. Le fonctionnement d'une sous-station est régulé par un asservissement des vannes de régulation à la température de départ dans le circuit d'eau glacée du bâtiment (Figure 35.a). Les composants thermo-hydrauliques ont un coefficient de perte de charge fixe (échangeur et filtre) ou variable en fonction de l'ouverture des vannes installées sur le circuit. D'une part, la vanne casse-pression limite la pression différentielle appliquée sur l'échangeur et la vanne de puissance. D'autre part, la vanne de puissance exerce une perte de charge pour réguler le débit nécessaire au transfert thermique (Figure 35.b).

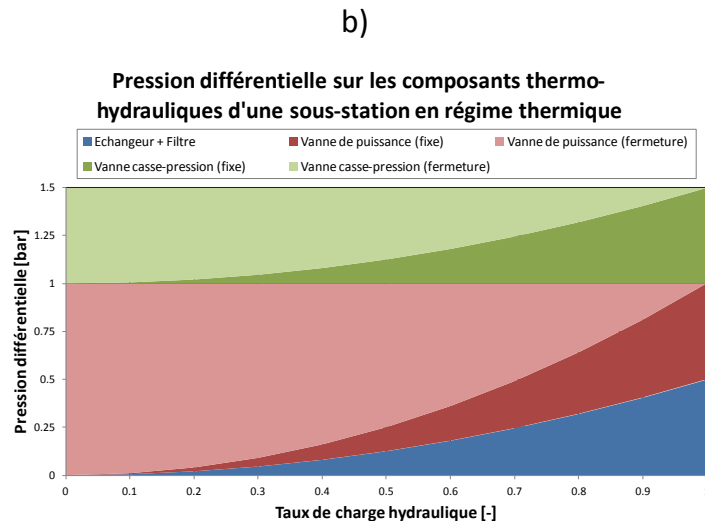
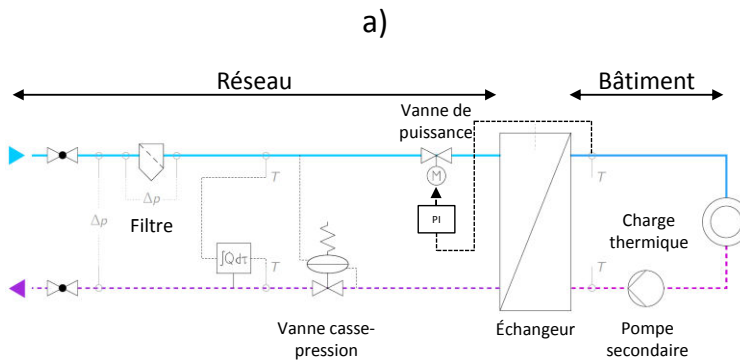


Figure 35 : a) Schéma hydraulique d'une sous-station, à partir de (Oppelt 2015) ; b) Pression différentielle sur les composants thermo-hydrauliques d'une sous-station en fonction du taux de charge hydraulique défini en (31)

Le modèle de sous-station développé propose une représentation simplifiée du comportement hydraulique, où le débit est régulé idéalement en fonction de la pression différentielle (Figure 36). L'approche diffère ici d'autres travaux de la littérature (Soons et al. 2014) où les régulateurs sont modélisés. La dynamique rapide des régulateurs n'est cependant pas une fonctionnalité requise pour l'aide à la conduite (2.3). De plus, d'après notre expérience, les propriétés numériques (convergence, temps de calcul) d'un modèle de simulation de réseau avec 10 sous-stations équipées d'un régulateur sont très sensibles à la calibration des paramètres P et I.

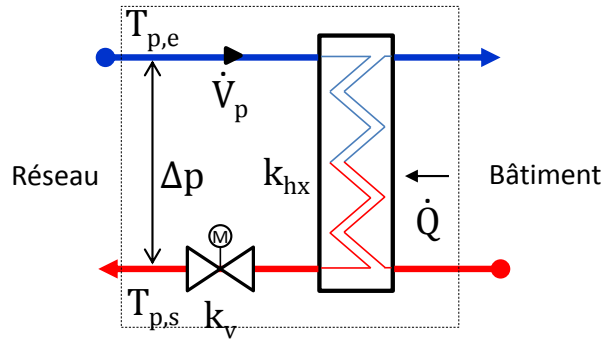


Figure 36 : Schéma hydraulique simplifié d'une sous-station

Le débit demandé (28) est borné par une valeur maximale contractuelle, correspondant à la puissance souscrite de la sous-station. La pression différentielle minimale requise pour assurer le débit demandé correspond à l'état critique où les vannes sont totalement ouvertes. La valeur correspond alors aux pertes de charge sur chacun des composants au débit demandé, calculable à partir des paramètres nominaux $\{(29),(30)\}$ et de l'équation (5). En introduisant le taux de charge hydraulique τ^{sp} (31), l'équation de la pression différentielle minimale requise s'écrit comme (32) et est égale à la pression différentielle nominale au débit nominal (Figure 37), corrigée d'un facteur d'encrassement du filtre φ_{en} .

$$\dot{V}_p^{sp} = \frac{\dot{Q}^{sp}}{\rho c_p (T_{p,s} - T_{p,e})} \quad (28)$$

$$\dot{V}_p^{nom} = \frac{\dot{Q}^{nom}}{\rho c_p (T_{p,s}^{nom} - T_{p,e}^{nom})} \quad (29)$$

$$\Delta p^{nom} = (k_v(\alpha = 1) + k_{hx}) \cdot \dot{V}_p^{nom^2} \quad (30)$$

$$\tau^{sp} = \frac{\dot{V}_p^{sp}}{\dot{V}_p^{nom}} \quad (31)$$

$$\Delta p^{min} = \varphi_{en} \Delta p^{nom} \tau^{sp^2} \quad (32)$$

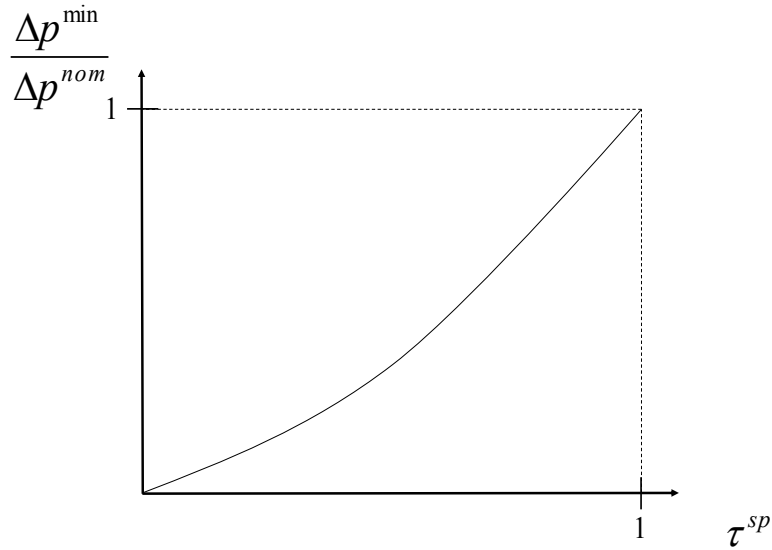


Figure 37 : Pression différentielle minimale normalisée en fonction du taux de charge hydraulique ($\varphi_f = 1$)

Le débit de la sous-station (33) est alors égal au débit demandé si la pression différentielle est suffisante (régime thermique) ou au débit maximum fonction de la pression (Figure 38).

$$\dot{V}_p = \begin{cases} \dot{V}_p^{sp} & \text{si } \Delta p \geq \Delta p^{min} \\ \dot{V}_p^{sp} \sqrt{\frac{\Delta p}{\Delta p^{min}}} & \text{sinon} \end{cases} \quad (33)$$

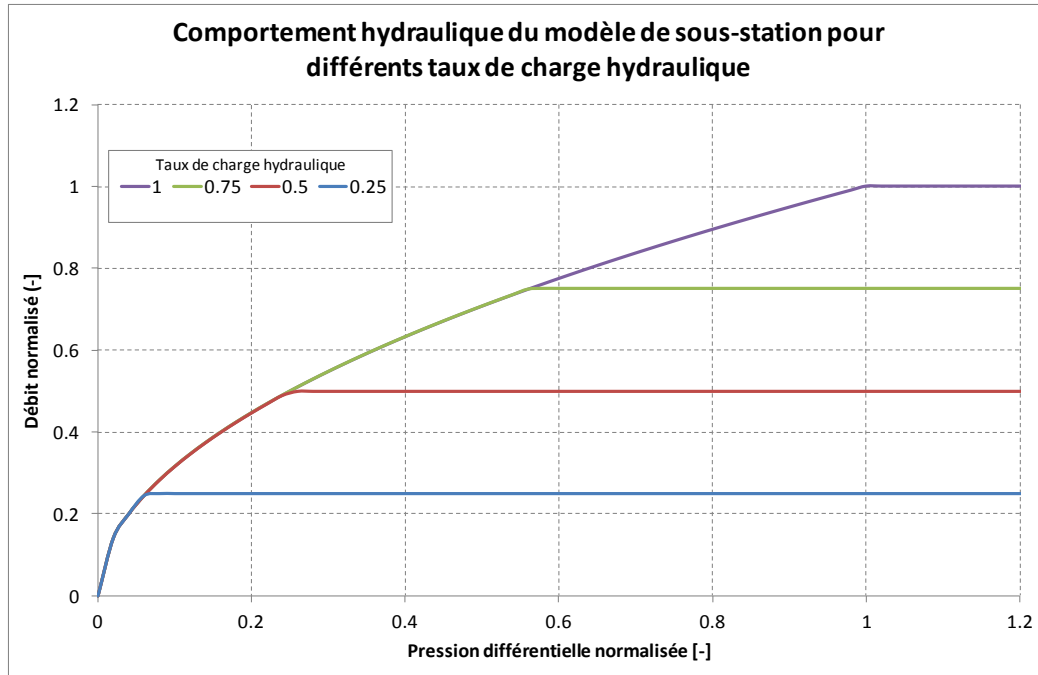


Figure 38 : Comportement hydraulique du modèle de sous-station pour différents taux de charge hydraulique (NB : le débit primaire est normalisé par le débit nominal)

Le modèle est couplé avec un module externe (base de données historiques ou modèle prévisionnel) fournissant en entrée la puissance frigorifique appelée par le bâtiment et la température de retour primaire. Le modèle est synthétisé dans le diagramme sur la Figure 39.

Diagramme du modèle de sous-station

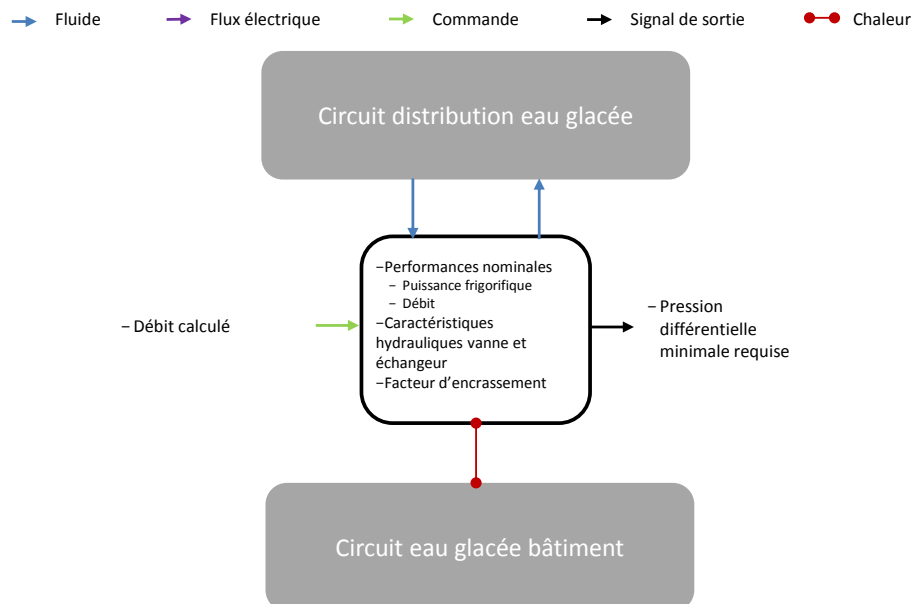


Figure 39 : Diagramme du modèle de sous-station

4 Construction du modèle de simulation du réseau de froid urbain

4.1 Choix d'un outil adapté pour la construction et la simulation du modèle

Un réseau de froid urbain est un système multi-physique et dynamique, avec stockage et transport de l'énergie interne (cf. 2.2). Ces phénomènes sont décrits par des équations différentielles ordinaires, des équations aux dérivées partielles et des équations algébriques (cf. 3). Un système d'équations de ce type est un système algébro-différentiel.

(Basciotti et Pol 2011; Soons et al. 2014; Giraud, Paulus, et Baviere 2015) ont mis en avant les avantages du langage Modelica (Modelica Association 2014; Fritzson 2014) pour la simulation des réseaux thermiques. En particulier, le langage est capable de décrire plusieurs phénomènes physiques couplés et son approche orienté-objet facilite la construction de modèles de système. De plus, des bibliothèques de thermo-hydraulique, transferts thermiques, modèles réduits d'équipements énergétiques, et régulation sont disponibles en libre accès (Modelica Association 2016; IEA 2016; TLK-Thermo GmbH et al. 2016; EDF R&D 2016). Modelica est un langage de programmation fonctionnelle, basé sur les relations entre variables (*via* les équations du système) contrairement aux langages de programmation impératifs, basés sur une séquence d'instructions (M. Wetter, Bonvini, et Nouidui 2015). Bien que cette approche permette un prototypage plus rapide des modèles (Michael Wetter et Haugstetter 2006), une bonne compréhension des méthodes numériques utilisées est utile pour produire un code efficace et robuste (Cellier et Kofman 2006). Un bilan des difficultés et des solutions déployées à ce sujet est dressé dans la section 4.3. Le modélisateur peut s'appuyer sur les bonnes pratiques partagées au sein de la communauté (LBL 2016) et sur les développements récents sur les solveurs (Jorissen, Wetter, et Helsen 2015) (Casella 2015).

Quant aux outils, le logiciel commercial Dymola (Dassault Systèmes AB 2014) est à l'heure actuelle plus efficace pour traiter la complexité d'un réseau de froid urbain que les alternatives libres (Link, Vogel, et Mynttinen 2010; Aparicio et al. 2012). Dymola propose un environnement de travail permettant la construction de bibliothèques structurées et l'assemblage graphique de modèles. Les solveurs disponibles sont adaptés pour les modèles dits *hybrid* (physique et régulation) et *stiff* (différentes constantes de temps) (M. Wetter, Bonvini, et Nouidui 2015). Au vu de ses propriétés, le choix de

Modelica comme langage et de Dymola comme outil intégré pour la simulation du modèle complet a été opéré.

Les modèles développés ont été implémentés selon une organisation structurée en deux bibliothèques. **Les modèles de composants physiques**, présentés dans la section 3, **sont stockés dans une bibliothèque spécifique**, composée d'implémentations existantes et de développements originaux. **Les modèles de simulation sont des assemblages** de composants physiques, de blocs de régulation et d'interfaces d'échange d'informations par bus de données. **Ils sont stockés dans une seconde bibliothèque**, dont l'arborescence est présentée sur la Figure 40.

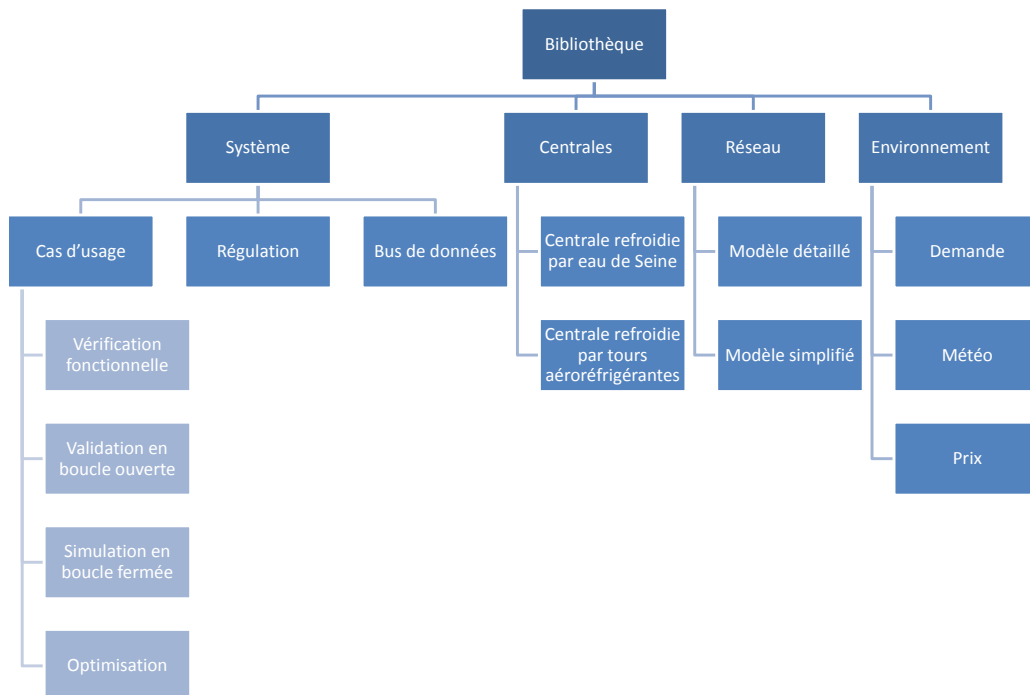


Figure 40 : Arborescence de la bibliothèque pour la construction du modèle de simulation

L'objet de cette section est la construction du modèle de réseau de froid urbain (paquet *Système*) et la présentation de quelques résultats de simulation en boucle ouverte (avec signaux de régulation issus de l'historique de mesures) pour une vérification fonctionnelle. Nous noterons les autres cas d'usage du modèle qui tracent la route des prochains chapitres : *Validation en boucle ouverte* (Chapitre 3), *Simulation en boucle fermée* (Chapitre 4) et *Optimisation* (Chapitre 5).

4.2 Modèle de simulation du réseau de froid urbain

4.2.1 Architecture du modèle

L'architecture du modèle assemblé de réseau de froid urbain du cas d'étude est présentée sur la Figure 41. Les éléments principaux sont les centrales de production, le réseau de distribution connecté aux sous-stations, les milieux extérieurs (eau de Seine, air extérieur, sol, bâtiments), l'alimentation électrique et la régulation centralisée. Chaque élément correspond à un sous-système réel : en ce sens, la structure du modèle diffère de l'approche par couches informationnelles proposée par (G. Sandou 2005). Les liens physiques entre éléments sont composés de plusieurs variables (potentiel et flux):

- Fluide (eau, air humide) : pression [Pa], débit [kg/s], enthalpie [J/kg] et humidité relative (le cas échéant)
- Chaleur : température [K] et flux de chaleur [W]
- Électricité : tension [V] et puissance électrique active [W]

Les sorties du modèle sont utilisés pour l'analyse de performance (indicateurs de performances), pour le calcul des coûts (consommations d'électricité et d'eau) et pour la vérification des contraintes.

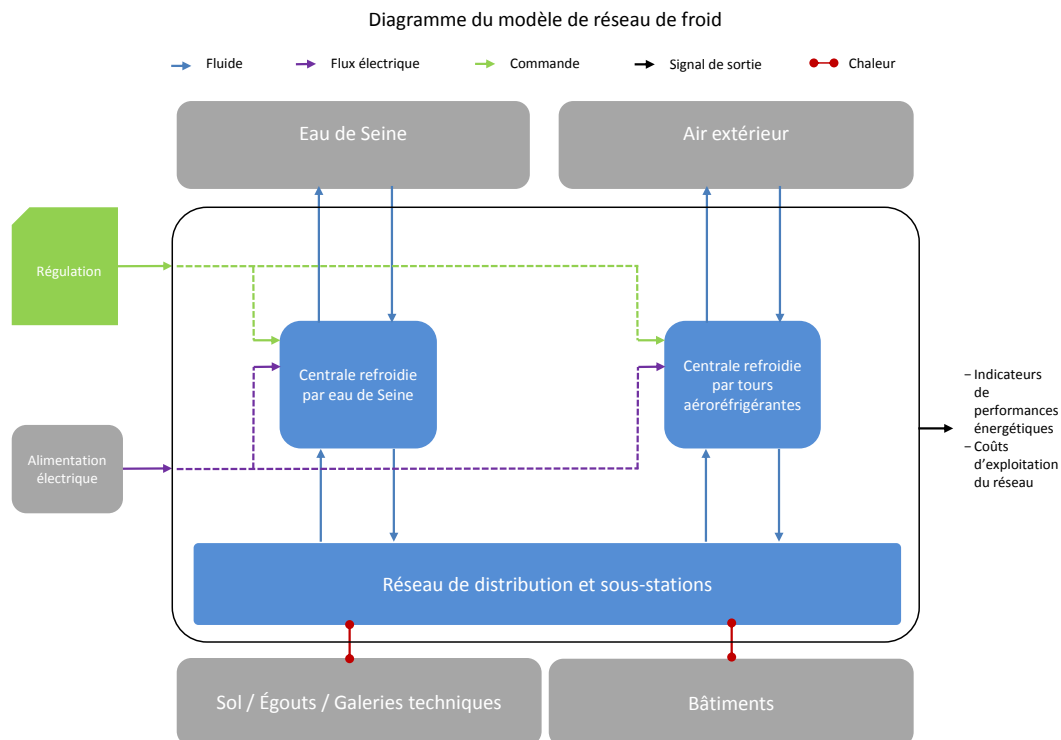


Figure 41 : Diagramme du modèle de réseau de froid

4.2.2 Simulation du réseau de froid urbain avec une centrale de production pilotée en boucle ouverte

Cette section présente le modèle de simulation du réseau, dans le cas d'un fonctionnement en boucle ouverte avec une centrale de production. L'objectif est double :

- Présenter l'assemblage des composants physiques avec les signaux de régulation à partir de l'historique. Ce modèle sert de base à la validation réalisée au Chapitre 3⁴.
- Vérifier les fonctionnalités du modèle utiles à l'aide à la conduite. Ces fonctionnalités sont exploitées dans le Chapitre 4 et dans le Chapitre 5, respectivement pour l'analyse de performances et l'optimisation.

L'arborescence détaillée du paquet *Centrale refroidie à eau de Seine* met en avant le découpage fonctionnel en sous-système (production, refroidissement et distribution) et les deux niveaux de régulation (opérateur et contrôle-commande). Ces deux éléments font l'objet de la sous-section suivante.

⁴ La centrale de production refroidie par tours aéroréfrigérantes n'ayant été mise en service qu'à la fin de cette thèse, le modèle se limite au fonctionnement avec l'unique centrale à eau de Seine.

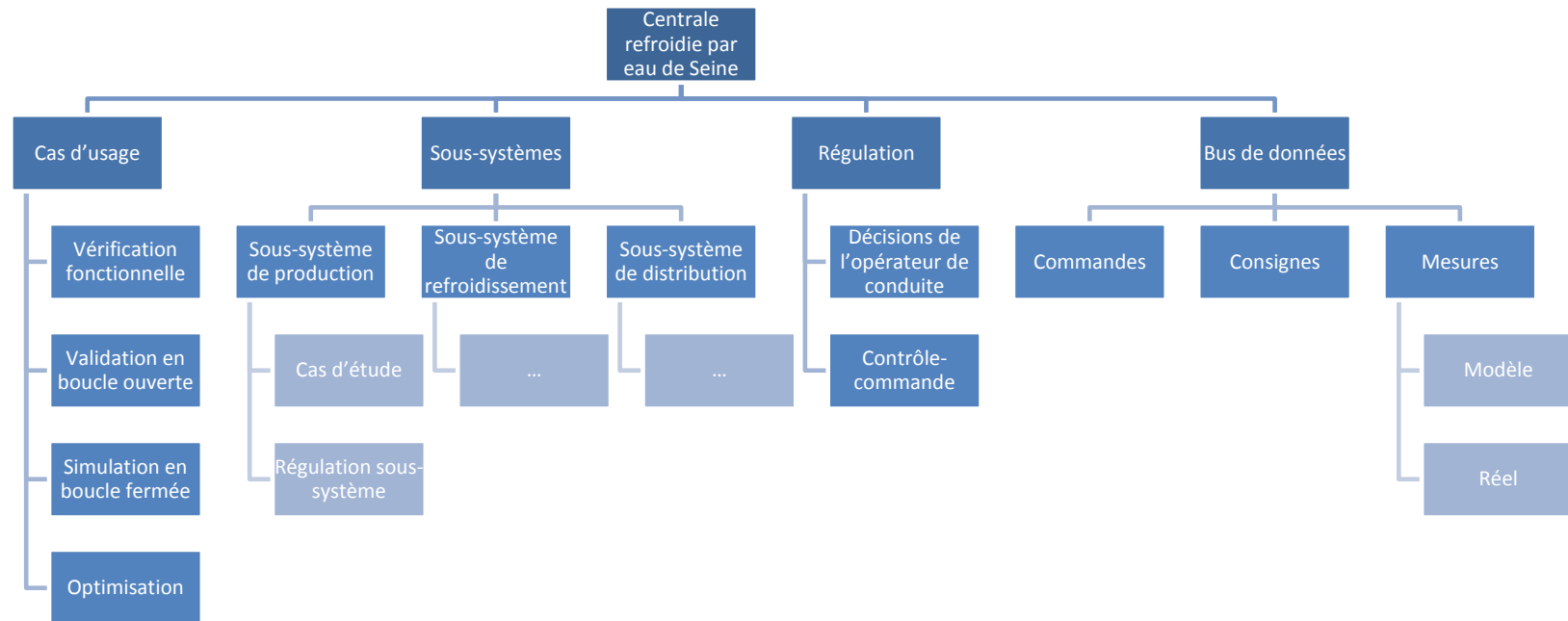


Figure 42 : Arborescence détaillée pour la construction du modèle de simulation d'une centrale de production refroidie à eau de Seine

Régulation en boucle ouverte d'une centrale de production refroidie par eau de Seine

La régulation dite *en boucle ouverte* de la centrale de production refroidie par eau de Seine est composée de plusieurs niveaux répartis entre les décisions prises par l'opérateur et le contrôle-commande (Figure 44). Le terme de *boucle ouverte* se justifie par la quantité de signaux de consignes réglés directement par l'opérateur, comme la mise en marche des groupes frigorifiques ou le débit des pompes. C'est le modèle de régulation le plus fidèle au système réel. La régulation dite *en boucle fermée* sera introduite au Chapitre 4 : le pilotage des équipements est dans ce mode automatisé pour répondre aux sollicitations du réseau. Le mode de fonctionnement *en boucle ouverte* comporte néanmoins des automatismes locaux au second niveau, appelé ici contrôle-commande. Le contrôle-commande s'opère lui-même à deux échelles : celui de la centrale et celui du sous-système (équipement). Parmi les blocs de régulation principaux, nous noterons :

- L'engagement des unités d'un groupe de pompes (distribution et refroidissement) suivant une cascade avec hystérésis (Figure 43), fonction du débit et dont les seuils et priorités sont réglés en fonction du débit nominal et des disponibilités des unités.
- La commande en vitesse d'une pompe asservie à la consigne de l'opérateur (débit ou pression différentielle) par un régulateur PI. Les vitesses des unités d'un groupe sont synchronisées.
- La commande en puissance frigorifique des groupes frigorifiques (représentation simplifiée du système interne de modulation de puissance, cf. 3.2) par un régulateur idéal fonction de la consigne de température de sortie et respectant la plage de puissance frigorifique réalisable.

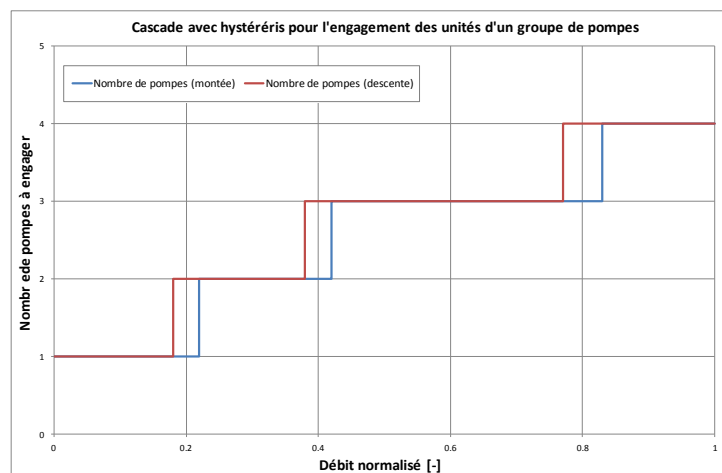


Figure 43 : Cascade avec hystérésis pour l'engagement des unités d'un groupe de pompes

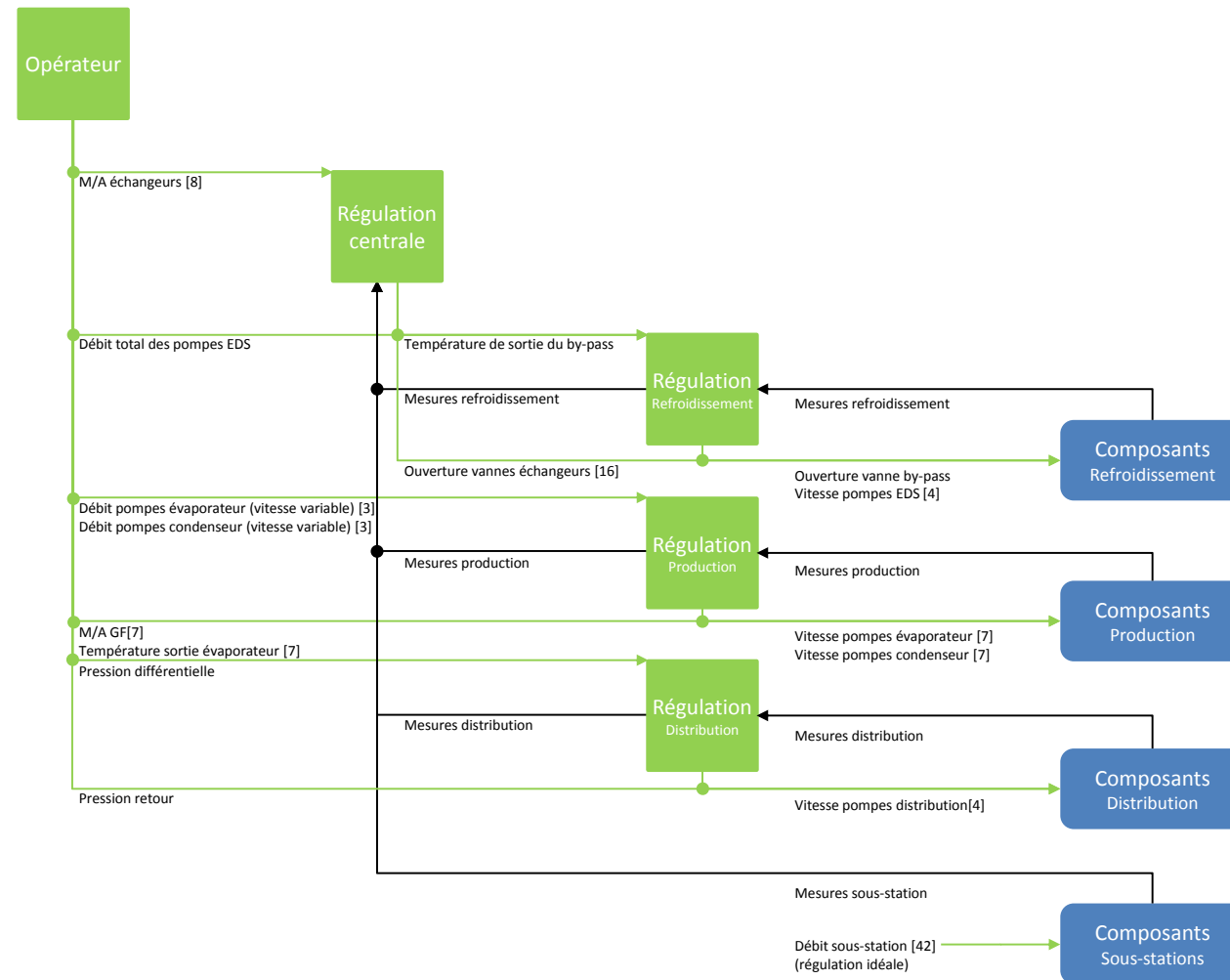


Figure 44 : Diagramme de la régulation en boucle ouverte de la centrale refroidie à eau de Seine (NB : [] représente la taille du vecteur)

Vérification de fonctionnalités du modèle en vue de l'aide à la conduite

Présentation de la simulation

Une simulation du modèle en boucle ouverte est réalisée sur une journée de mi-saison (avril) à partir des signaux de mesures historiques. Les commandes en sortie de la centrale de production (Figure 45) et les consignes au niveau des sous-stations (Figure 46) sont présentées. La température de départ présente une dérive à 6h et des variations rapides ($<1K$) qui correspondent aux phases transitoires lors de l'allumage d'un groupe frigorifique (Figure 53). La puissance frigorifique appelée aux sous-stations varie entre 4 et 9.5 MW.

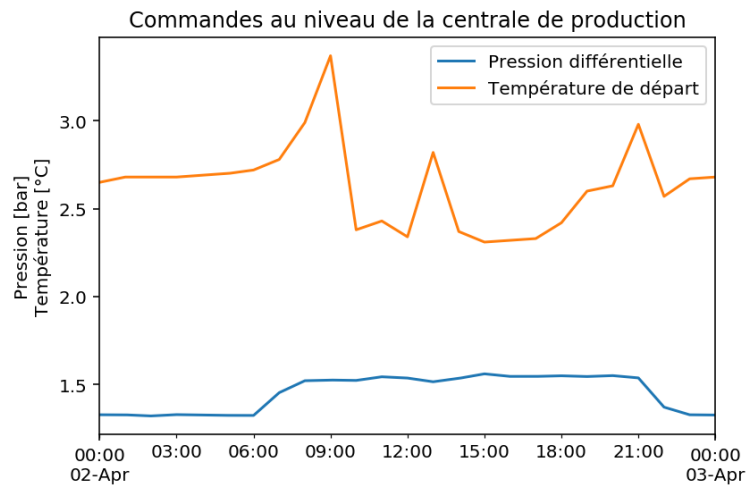


Figure 45 : Commandes en entrée au niveau de la centrale de production (pression différentielle et température de départ)

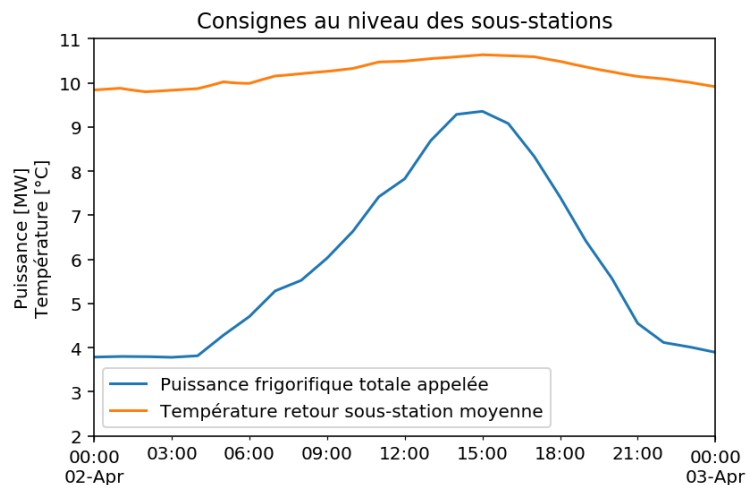


Figure 46 : Consignes en entrée au niveau des sous-stations (puissance frigorifique totale appelée et température retour sous-station moyenne par les puissances)

Identification de la sous-station défavorisée

L'identification de la sous-station défavorisée – i.e. dont la pression différentielle est proche ou inférieure au minimum requis – est une fonctionnalité importante pour l'optimisation du pilotage des pompes de distribution. 3 sous-stations sont analysées, dont la localisation (Figure 47) et le profil de puissance frigorifique (Figure 48) sont très distincts. La sous-station repérée par une pastille orange n'est pas située à la périphérie du réseau, elle est pourtant identifiée comme défavorisée.

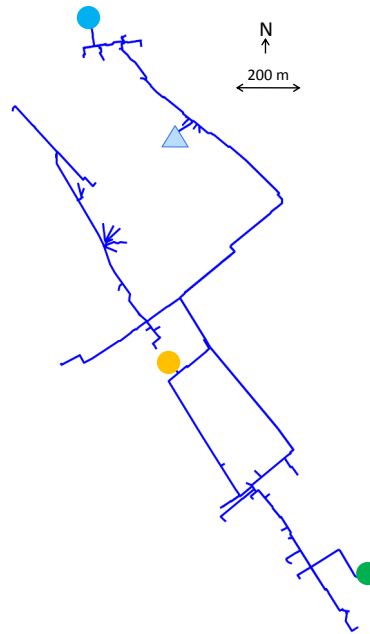


Figure 47 : Plan du réseau (ligne aller) avec une centrale (triangle) et mise en évidence des 3 sous-stations analysées (cercles)

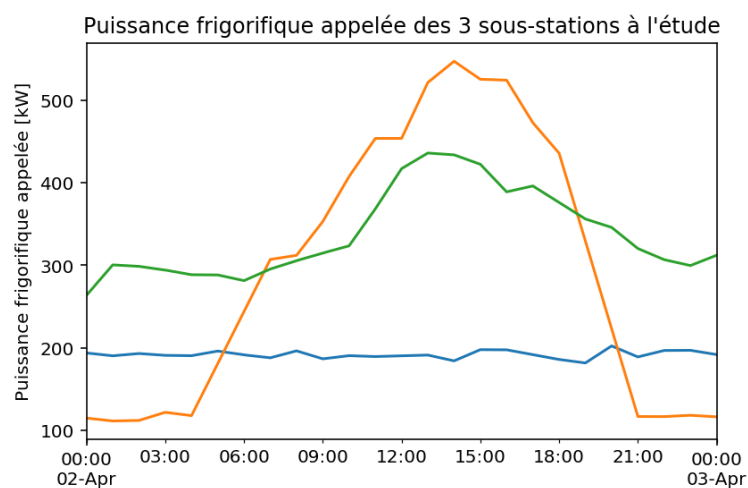


Figure 48 : Puissance frigorifique appelée des 3 sous-stations à l'étude

Seule une analyse simultanée de la puissance frigorifique appelée, de la différence de température de la sous-station et du débit nominal permet de repérer un risque d'être dans un cas défavorisé. En effet, nous avons mis en évidence avec (32) que la pression différentielle minimale requise est une fonction quadratique du taux de charge hydraulique. Parmi les 3 sous-stations, la sous-station *orange* fonctionne avec un taux de charge hydraulique nettement supérieur lors de son maximum de puissance.

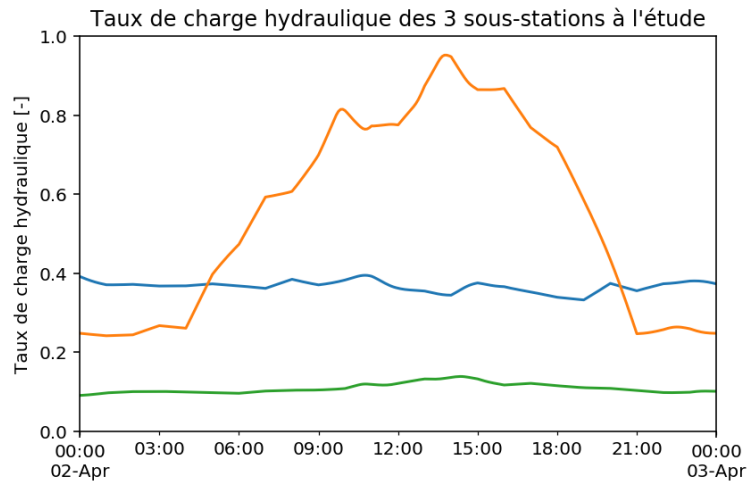


Figure 49 : Taux de charge hydraulique des 3 sous-stations à l'étude

Dès lors, il est nécessaire de comparer la pression différentielle aux bornes de la sous-station – fonction du réglage des pompes et des pertes de charges linéaire - et la valeur requise. Nous remarquons sur la Figure 50 qu'il manque près de 0.3 bar pour livrer la sous-station *orange* lors de la pointe, tandis que la livraison est assurée le reste de la journée, avec une pression différentielle excédentaire d'1 bar la nuit.

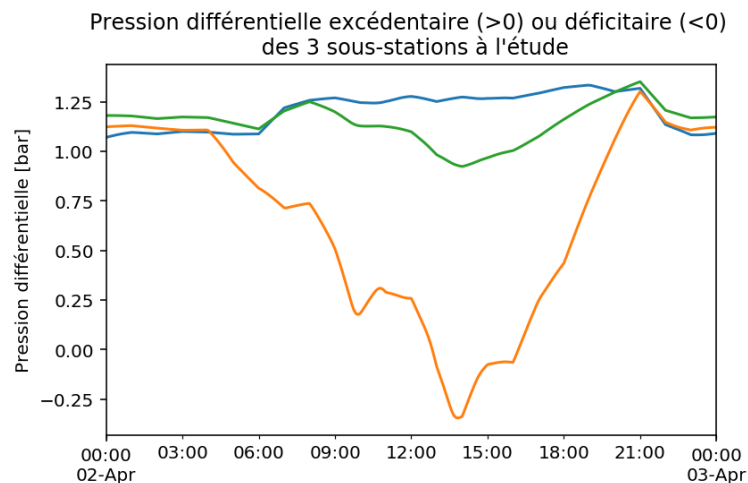


Figure 50 : Pression différentielle excédentaire ou déficitaire des 3 sous-stations à l'étude

Comportement dynamique de la température retour et de la puissance frigorifique à produire

Le réseau de distribution est le lieu de pertes, de stockage et de retard entre la production et la livraison d'énergie frigorifique. Les deux derniers termes sont représentés avec le modèle thermique dynamique de tuyau (3.6). La puissance frigorifique et la température retour, au niveau de la centrale et des sous-stations, sont rapportées sur la Figure 51. La température retour en centrale est lissée et déphasée comparée à la valeur moyenne aux sous-stations. La puissance frigorifique produite est supérieure à la puissance appelée du fait des pertes du réseau, dont la valeur est relativement constante la nuit. Le profil présente cependant des variations qui correspondent aux périodes de stockage et de déstockage du réseau, activées par la variation de la température de départ (Figure 45).

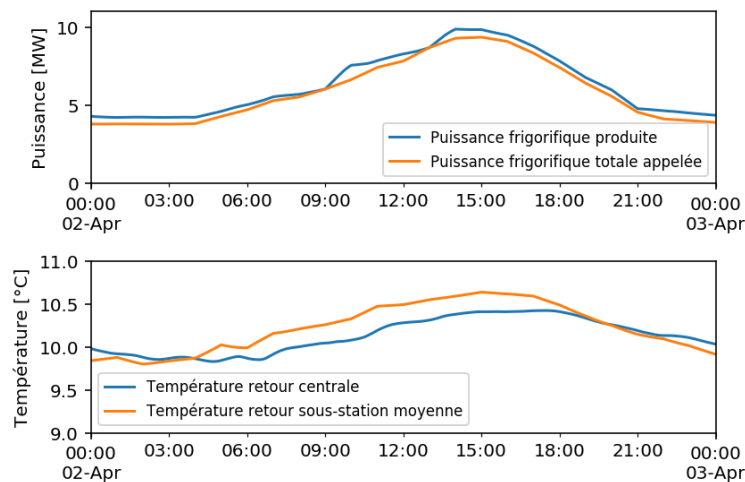


Figure 51 : Puissance frigorifique et température retour au niveau de la production et des sous-stations sur une journée de simulation

La puissance frigorifique à produire est décomposée par bilan énergétique sur le réseau, qui s'écrit en puissance, à chaque instant, comme : $Production = Sous - stations + Stockage + Déperditions + Dissipation$. Les phases de stockage (ou de déstockage lorsque le terme est négatif) et la valeur négligeable du terme de dissipation des pertes de charge sont mises en évidence sur la Figure 52. Nous pouvons noter les phases de déstockage i.e. lorsque la température de départ augmente. Elles se manifestent sur le graphique par des puissances négatives. Le rendement instantané du réseau ($Sous - station / Production$) traduit également les phases transitoires : baisse lors du stockage, augmentation lors du déstockage. En régime stabilisé, le rendement est plus élevé en journée que la nuit car le terme de pertes est relativement indépendant du niveau de production.

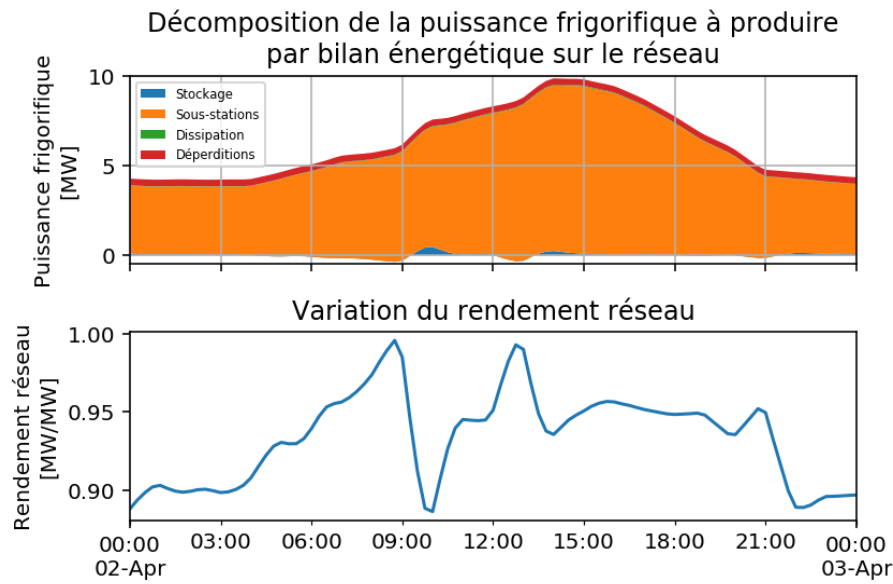


Figure 52 : Bilan énergétique et rendement du réseau sur une journée de simulation

Consommations électriques de la centrale lors d'une séquence d'allumage des groupes frigorifiques

La puissance électrique absorbée par les groupes frigorifiques (GF1 et GF2) et par les pompes est présentée sur la Figure 53. L'EER est également représenté, il est fonction des groupes frigorifiques engagés (caractéristiques à charge partielle).

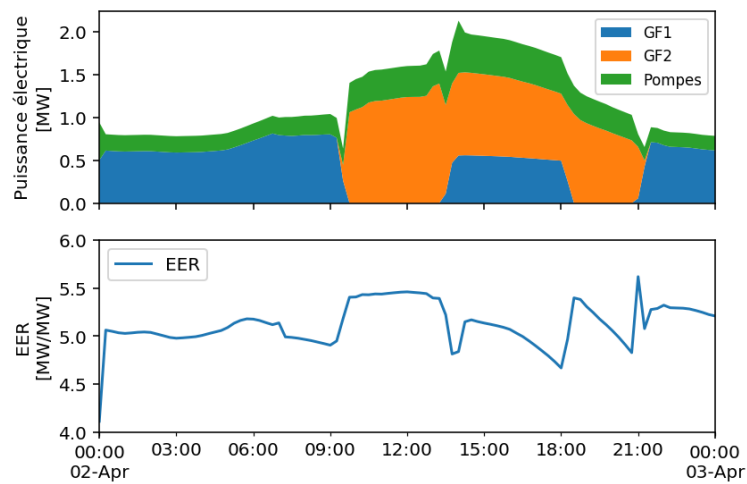


Figure 53 : Puissance électrique absorbée et EER de la centrale de production refroidie à eau de Seine sur une journée de simulation

4.3 Retour d'expérience concernant la simulation du modèle

4.3.1 Difficultés et solutions pour la simulation numérique du modèle

Lors de l'étape de simulation du modèle, plusieurs difficultés ont été rencontrées. D'une part, certaines difficultés sont liées aux limites techniques du calculateur : mémoire vive consommée (lors de la compilation du modèle Modelica en langage C puis en exécutable) et temps de calcul du modèle. La faisabilité des calculs sur un PC standard est cependant souhaitée, un examen de ces difficultés a alors été entrepris en vue de les résoudre.

(Casella 2015) affirme que le temps de calcul nécessaire à la résolution de l'équation de la chaleur dans un tuyau est quadratique avec le nombre d'éléments. De plus, (del Hoyo Arce et al. 2015) a remarqué des problèmes de convergence sur les variables thermiques pour un nombre d'éléments de tuyau supérieur à 1000 avec les outils Modelica, limitant de fait la finesse du maillage à définir. La simulation du modèle de réseau pour différents maillages a été réalisée afin d'analyser la variation du temps de calcul du modèle de réseau, i.e. la résolution des équations thermiques et hydrauliques. Le scénario simulé est composé d'une période de mise en température du réseau à débit élevé et d'un fonctionnement en conditions réelles (Figure 54).

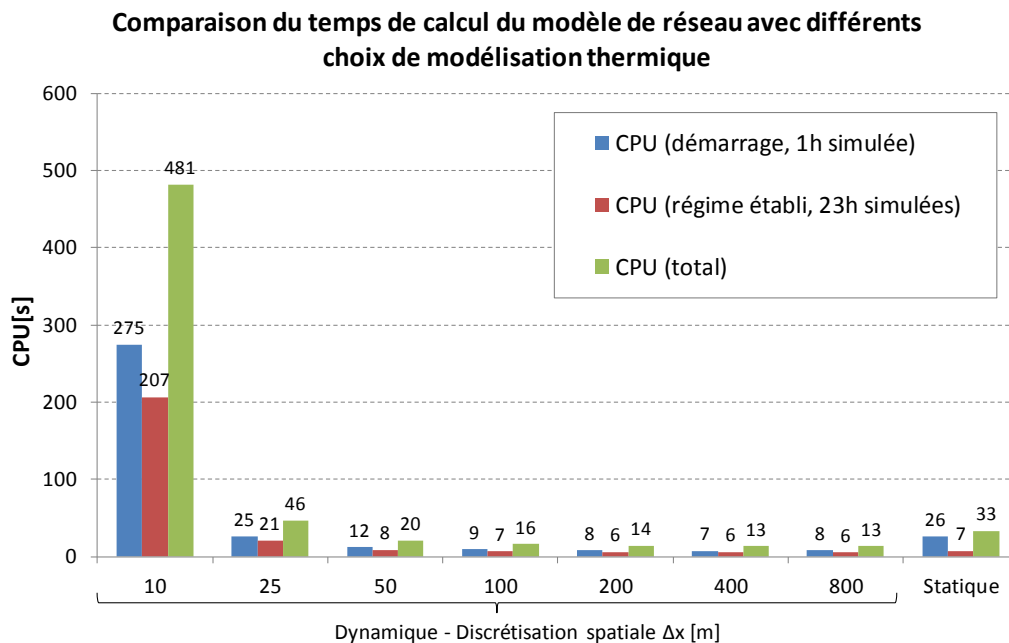


Figure 54 : Comparaison du temps de calcul du modèle de réseau pour différents maillages

La première phase (1h), composée de deux transitoires (propagation de l'abaissement de la température puis réduction des débits), est plus longue à calculer que la seconde phase pourtant d'une durée plus importante (23h). Pour chaque phase, **le temps de calcul augmente de manière quadratique avec l'inverse de la taille de la maille Δx** . L'hypothèse stationnaire pour l'équation de la chaleur a également été testée : le temps de calcul dans la seconde phase est équivalent à un maillage $\Delta x=100\text{m}$. Cette observation suggère que l'effort numérique est dominé par la résolution des équations hydrauliques. Le choix définitif du maillage est réalisé au Chapitre 3 en analysant la sensibilité des résultats à ce paramètre.

Le temps de calcul du modèle de réseau ($\Delta x=100\text{m}$) est similaire au temps de calcul des modèles de centrales ($\approx 10\text{s/jour}$). Lors de l'assemblage du système, le temps de calcul total n'est pas linéaire (Figure 55).

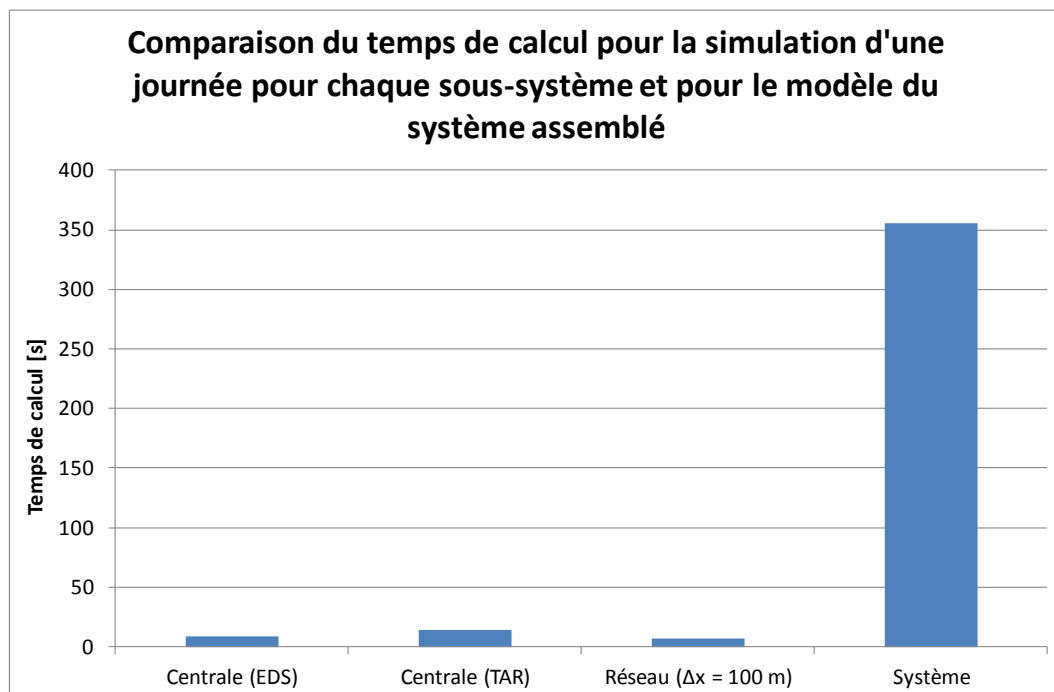


Figure 55 : Comparaison du temps de calcul du modèle de réseau pour différents maillages

Nous avons également été confrontés à d'importantes difficultés lors de l'initialisation du modèle, causées par la résolution du système d'équations hydrauliques (pressions, débits) de type non-linéaire. **Une méthode basée sur la linéarisation à l'initialisation est alors utilisée** pour déterminer avec robustesse la valeur initiale des variables itératives (Casella, Sielemann, et Savoldelli 2011). Un découplage et une « causalisation » des connexions physiques entre centrales et réseau ont également été mis en œuvre pour améliorer la convergence du modèle à l'initialisation (Figure 56). Cette structure ouvre la voie à l'utilisation de modèles empiriques pour les centrales de

production, limitant les interdépendances et donc le coût numérique de l'assemblage (Figure 55) pour l'optimisation : ils sont introduits au Chapitre 5.

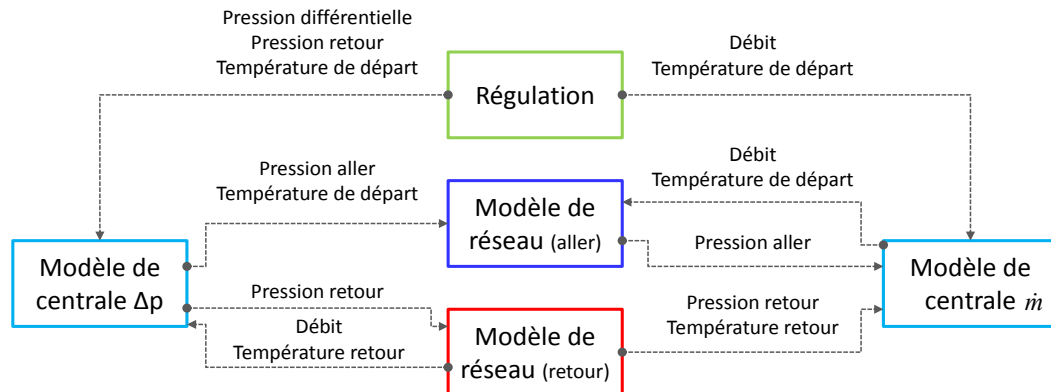


Figure 56 : Échange d'informations entre les modèles de réseau et les modèles de centrale

4.3.2 Simplification du modèle de réseau de distribution : méthodologie et impact sur les résultats de simulation

Une **méthodologie** empirique de simplification du modèle de réseau **avec agrégation des sous-stations** a été développée afin de réduire davantage le temps de calcul (Figure 57). La méthode repose sur 4 principes :

- le regroupement géographique des sous-stations afin de conserver l'effet des pertes de charge linéaires,
- la suppression des tuyaux dont le diamètre est inférieur à un diamètre minimum (DN400), ce qui correspond au premier ordre à la discrimination entre le réseau structurant et les branchements – de plus petite longueur - vers les sous-stations,
- les sous-stations avec un profil de demande particulier sont exclues du processus de regroupement (cf. hôtel et cinéma, groupe 4 et 9 sur la Figure 57),
- les sous-stations statistiquement en situation défavorisée sont également exclues du regroupement (identifiées par analyse des données historiques ou par simulation).

Nous ajoutons deux exceptions à ce dernier principe : lorsque deux sous-stations ont le taux de charge hydraulique est proche et lorsqu'une sous-station défavorisée est proche d'une sous-station plus petite.

Considérons 2 sous-stations à regrouper caractérisées par $(\dot{V}_p^{nom}, \tau^{sp})_i$ avec $i = \{1,2\}$ et introduisons les facteurs multiplicatifs β (34) et γ (35).

$$\gamma = \frac{\tau^{sp}_1}{\tau^{sp}_2} \leq 1 \quad (34)$$

$$\beta = \frac{\dot{V}_p^{nom}_2}{\dot{V}_p^{nom}_1} \quad (35)$$

Le taux de charge hydraulique équivalent τ^{sp}_{eq} s'exprime alors comme la moyenne pondérée des taux de charge hydrauliques (36).

$$\tau^{sp}_{eq} = \frac{\tau^{sp}_1 + \beta \tau^{sp}_2}{\beta + 1} \quad (36)$$

La pression différentielle minimale requise pour assurer la livraison du groupement est inférieure à la valeur de la sous-station la plus contraignante, i.e. avec le taux de charge hydraulique le plus élevé. Ainsi, pour limiter l'erreur de modélisation causée par le regroupement, la préconisation est de regrouper uniquement les sous-stations dont le taux de charge hydraulique est proche ($\gamma \approx 1$) et/ou une sous-station potentiellement défavorisée avec une sous-station plus petite. Le cas contraire, le risque est de calculer une pression différentielle minimale insuffisante pour livrer chaque sous-station agrégée individuellement.

Par exemple, afin de limiter l'erreur à 5% soit $\Delta p_{eq}^{min} \geq 0.95 \Delta p_2^{min}$, l'inégalité à vérifier est $\beta \geq \frac{1-\gamma}{1-\sqrt{0.95}}$ soit $\beta \geq 9$ dans le cas le plus défavorable.

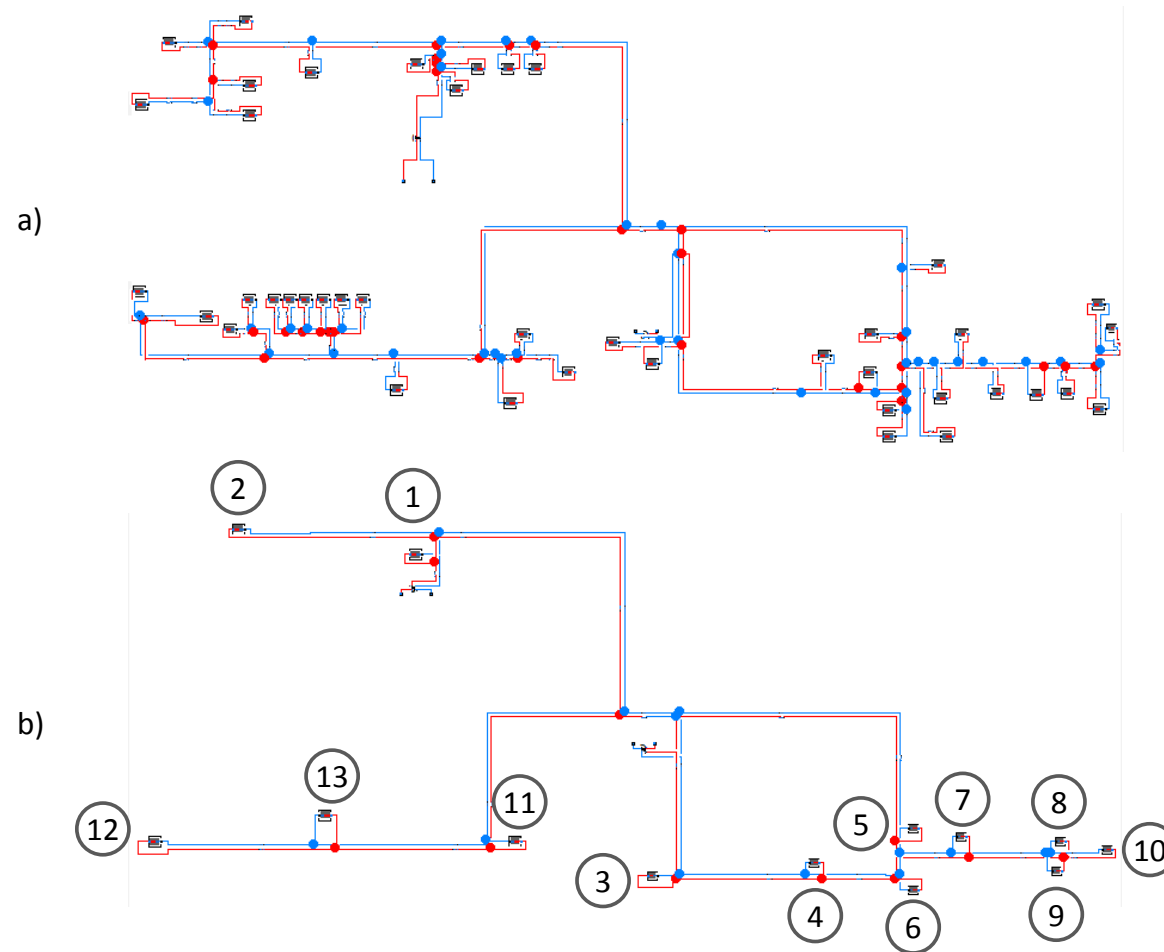


Figure 57 : Structure du modèle de réseau : a) détaillé b) simplifié (avec numéro du groupe)

Numéro du groupe	Nombre de sous-stations regroupées
1	5
2	6
3	2
4	1
5	3
6	2
7	3
8	4
9	1
10	1
11	4
12	4
13	6

Tableau 10: Nombre de sous-stations par groupe dans le modèle simplifié de réseau

La puissance frigorifique à produire, calculée par les modèles détaillé et simplifié, est comparée (Figure 58) sur deux jours de simulation. L'erreur absolue moyenne est de 4% sur cette période lorsque les deux modèles sont simulés avec un paramétrage identique (résistances thermiques linéiques et rugosité moyenne, cf. 3.6). Une identification spécifique à ce modèle est alors nécessaire (cf. Chapitre 3). Le temps de calcul est réduit par 10.

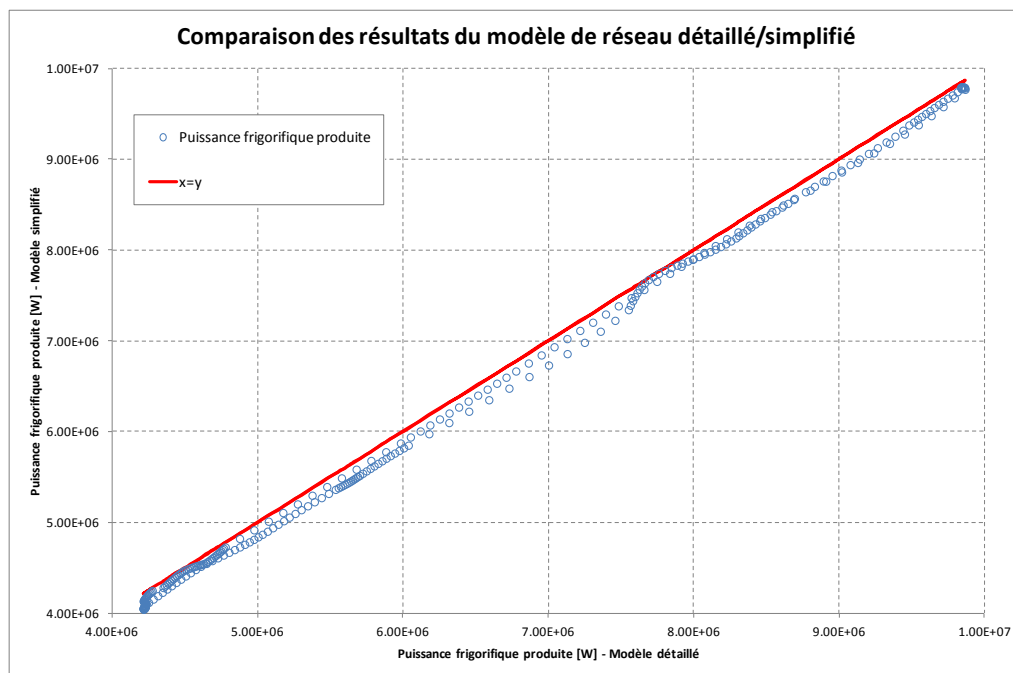


Figure 58 : Comparaison de la puissance frigorifique calculée par les modèles détaillé et simplifié

5 Conclusion

Les choix de modélisation à l'échelle des composants et la construction du modèle de simulation ont été présentés dans ce chapitre. L'analyse préliminaire à la modélisation a mis en évidence l'importance de la consommation électrique des groupes frigorifiques dans la consommation globale (75%). Un modèle de groupe frigorifique centrifuge de la littérature a été modifié pour faciliter le paramétrage du comportement des machines à vitesse variable à très faible charge partielle. Le modèle représente également la sensibilité de la capacité frigorifique et de l'efficacité énergétique aux températures de source du groupe frigorifique, reliées au fonctionnement du refroidissement des condenseurs et à la température de départ sur le réseau. Les modèles d'auxiliaires sélectionnés permettent de calculer la totalité des consommations en énergie et en eau de centrales de production refroidie à eau de rivière ou à tours aéroréfrigérantes. Les paramètres à régler sur les composants des centrales sont décrits, avec notamment la mise en évidence de l'effet de l'encrassement des échangeurs à eau de rivière. La méthodologie de paramétrage est présentée quant à elle au Chapitre 3.

Les dynamiques principales en vue de l'aide à la conduite sont situées sur le réseau de distribution : variation journalière de la demande (puissance et température de retour) et inertie thermique des tuyaux. Un modèle de sous-station simplifié avec régulation idéale du débit en fonction des conditions de pression est également présenté, déduit de l'analyse du fonctionnement réaliste d'une sous-station. Une approche pseudo-dynamique par discrétisation est retenue pour le réseau. Un maillage supérieur à 50 m est à retenir afin d'éviter un temps de calcul incompatible avec nos objectifs. Le choix définitif du maillage est réalisé au Chapitre 3 en analysant la sensibilité des résultats à ce paramètre. De plus, une méthodologie empirique de simplification du modèle de réseau de distribution est présentée, offrant un gain de temps de calcul d'un facteur 10 mais nécessitant un paramétrage spécifique.

Le travail d'implémentation et d'assemblage du modèle de simulation a été effectué avec un langage acausal et orienté-objet, facilitant la gestion de la complexité inhérente à la modélisation d'un système couplant plusieurs physiques et une régulation. Les fonctionnalités du modèle pour l'aide à la conduite ont alors pu être vérifiées sur un cas d'usage en boucle ouverte, simulant le réseau de froid de Paris-Bercy avec une centrale à eau de Seine. Ce modèle sert de base pour la validation au Chapitre 3. La modélisation en boucle fermée est présentée au Chapitre 4, en vue de la simulation du réseau de froid urbain pour l'analyse des performances et pour l'optimisation.

Chapitre 3

Validation du modèle de simulation du réseau de froid urbain

1	Introduction	89
2	Méthodologie de validation	90
2.1	Note préliminaire pour la lecture des graphiques	90
2.2	Processus de validation	91
2.3	Caractéristiques des mesures disponibles	97
2.4	Indicateurs statistiques pour évaluer la précision du modèle	100
3	Paramétrage du modèle	101
3.1	Caractéristiques des paramètres disponibles	101
3.2	Estimation des paramètres manquants	101
3.3	Discussion sur le niveau de détail du modèle de réseau	116
4	Résultats de validation	116
4.1	Résultats sur le réseau	117
4.2	Résultats sur la centrale de production à eau de Seine	120
4.3	Résultats sur le système	123
5	Conclusion	124

Les étapes successives menant à la validation du modèle de simulation du réseau de froid urbain sont exposées dans ce chapitre. Une méthodologie de décomposition de cette tâche en trois modèles de validation indépendants est présentée dans la section 2. Les paramètres manquants et prioritaires, dont les caractéristiques non-nominales des groupes frigorifiques, sont identifiés sur les mesures dans la section 3. Enfin, les résultats de la validation sont présentés dans la section 4, pour les modèles de réseau, de distribution, de production-refroidissement et pour le modèle global.

1 Introduction

En vue de l'aide à la conduite, le modèle permet de calculer les coûts opérationnels associés à des décisions de conduite et à des conditions extérieures données. La validation du modèle permet d'évaluer la précision des résultats calculés vis-à-vis des mesures enregistrées sur le système réel. Prouver la capacité du modèle à reproduire la réalité est une étape nécessaire en vue d'une utilisation à titre prédictif. Ainsi, la validation portera sur le réseau de froid de Bercy alimenté par une centrale refroidie par l'eau de Seine. L'instrumentation du réseau de froid urbain étudié permet d'analyser les calculs thermo-hydrauliques et électriques du modèle. La quantification de l'erreur permet en outre de réviser a posteriori les choix de modélisation afin d'obtenir un meilleur compromis entre précision et temps de calcul. Ainsi, la méthodologie de validation présentée est à suivre systématiquement pour évaluer les simplifications du modèle détaillé.

Dans le cas du réseau de froid de Bercy, les coûts opérationnels sont composés principalement de la consommation électrique de la centrale. La prise en compte du coût de maintenance des équipements, dont une fraction est indépendante de la production et du fonctionnement de la centrale, dépasse les objectifs de l'aide à la conduite court-terme. Dès lors, il est important de s'assurer que le modèle calcule les consommations électriques des principaux sous-systèmes, en imposant des entrées connues. De plus, la conduite du réseau de froid est soumise à des contraintes :

- Physique (dynamique du réseau, capacité de distribution, de production et de refroidissement)
- Réglementaire (température d'eau de Seine de rejet, débit d'eau de Seine)
- Contractuelle (livraison des puissances thermiques appelées à une température inférieure ou égale à la température contractuelle client)

La prise en compte de ces contraintes est donc à valider, via les températures de livraison des sous-stations, les conditions en sortie vers la Seine et la température de départ centrale. Enfin, les indicateurs utiles à la conduite du réseau sont à intégrer dans la validation du système : EER de la centrale et rendement du réseau.

2 Méthodologie de validation

2.1 Note préliminaire pour la lecture des graphiques

Un code couleur est utilisé pour faciliter la lecture des graphiques du chapitre. Les flux d'information sont différenciés en fonction de leur type (cf. Figure 59). Un sous-système de composants est relié par des **connexions de type fluide** (thermo-hydraulique) aux sous-systèmes auxquels il est couplé et aux conditions de fonctionnement définies par une valeur de débit, pression et enthalpie. La connexion avec les conditions aux limites du modèle est établie par des **flux de type : commande** (régulation), **électrique** (puissance absorbée), **signal** (perturbations et sorties du modèle) et **thermique**. Il est à noter que les flux électriques sont fléchés dans le sens du flux physique et non le sens de la causalité du modèle.

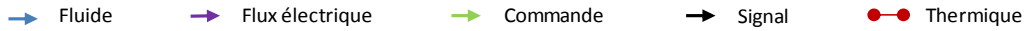


Figure 59 : Légende des types de flux d'information

La phase de validation implique plusieurs tâches : l'analyse des mesures d'entrée et de sortie, le paramétrage et l'évaluation de l'erreur du modèle. Lorsqu'un paramètre est indisponible, une phase d'identification peut être réalisée (cf. 3.2.1). Le processus itératif est alors exécuté afin de minimiser l'erreur du modèle sur un jeu de données indépendant. Les graphiques décrivant les flux d'informations entre éléments distinguent systématiquement : le **modèle simulé en bleu**, la **régulation en vert** et les **milieux extérieurs (ou conditions aux limites) en gris** (cf. Figure 60).

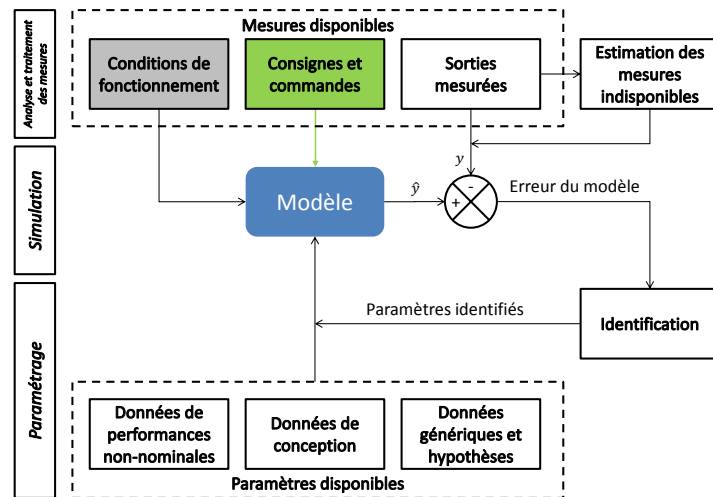


Figure 60 : Identification des paramètres, à partir de (H. Blervaque et al. 2016)

2.2 Processus de validation

2.2.1 Démarche générale

La méthodologie de validation proposée résulte de l'analyse des flux entre le système et les milieux extérieurs (voir Figure 61).

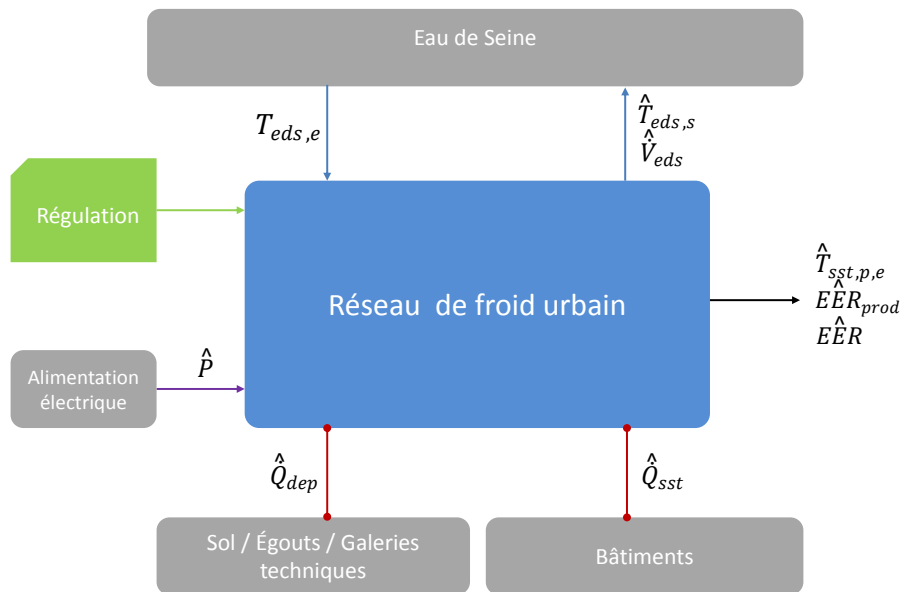


Figure 61 : Flux d'information du modèle de validation du système réseau de froid urbain

Afin de valider le calcul des sorties principales du modèle (cf. Figure 61), nous proposons un processus en plusieurs étapes :

- **une validation des modèles de sous-systèmes indépendants** (Tableau 11)
- **une validation du modèle du système couplé**

En effet, cette approche permet de réduire le temps de calcul et de faciliter l'analyse des erreurs des différents composants du modèle. Les variables validées sur chacun des modèles indépendants sont caractérisées, en vue de l'aide à la conduite, comme contrainte, composante du coût ou variable interne au modèle. *In fine*, la validation du modèle du système est réalisée afin d'évaluer l'erreur sur l'EER au niveau de la centrale (indicateur global) et de vérifier le fonctionnement du couplage entre la production, la distribution et le réseau avec une régulation en boucle ouverte⁵ (cf. Figure 62). L'analyse et le traitement des mesures ainsi que le paramétrage du modèle (dont l'identification des paramètres manquants) sont présentés dans la section 3. Les résultats de validation sont présentés dans la section 4.

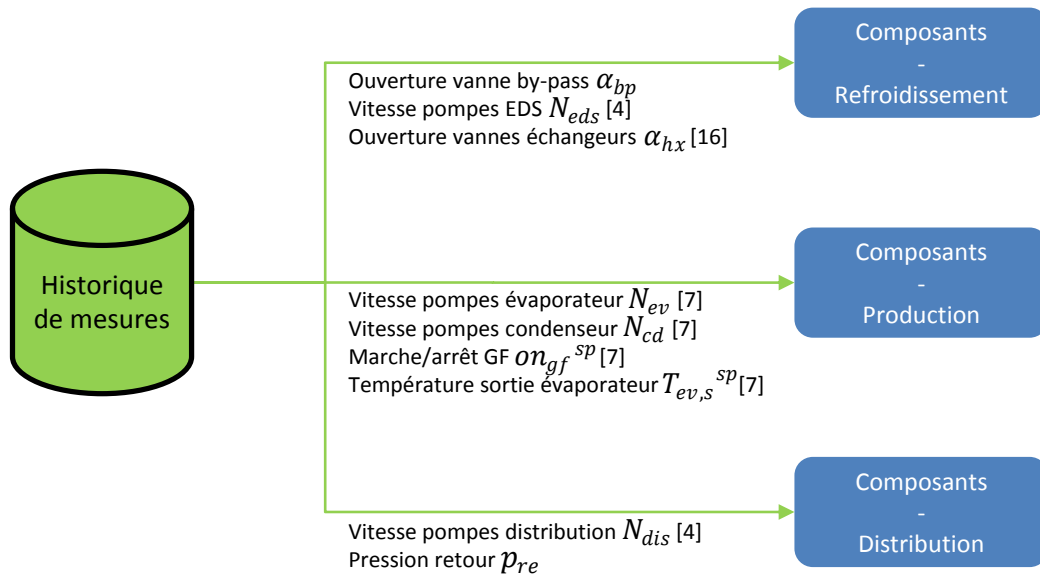


Figure 62 : Signaux de régulation utilisés pour la validation du modèle (NB : [] représente la taille du vecteur)

⁵ c'est-à-dire en imposant les signaux de régulation tels que mesurés afin de synchroniser mesures et résultats du modèle

Variable calculée		Modèle de validation utilisé		
Nom	Type	Production - Refroidisse- ment	Distribution	Réseau
Températures de livraison aux sous-stations $T_{sst,p,e}$	Con- trainte			☒
Puissances frigorifiques livrées aux sous-stations $\dot{Q}_{sst}$	Con- trainte			☒
Pression différentielle aux sous-stations Δp_{sst}	Interne			☒
Puissance frigorifique produite $\dot{Q}$	Interne	☒		☒
Débit du réseau $\dot{V}$	Interne		☒	☒
Puissance électrique absorbée P	Coût	☒	☒	
Débit EDS $\dot{V}_{eds}$	Con- trainte	☒		
Température de rejet EDS $T_{eds,s}$	Con- trainte	☒		

Tableau 11 : Synthèse du processus de validation en modèles indépendants

2.2.2 Validation du réseau

Le calcul de l'indicateur EER_{prod} se définit comme (37). La validation de cet indicateur renvoie à la validation de la puissance frigorifique produite par la centrale $\dot{Q}_{prod}$ et injectée sur le réseau (38). Le calcul de $\dot{Q}_{prod}$ en régime permanent requiert une modélisation correcte des pertes de charge et des déperditions thermiques. L'expression du rendement du réseau, rapport entre la puissance livrée et la puissance produite, est donnée par (39). Dans cette optique, le modèle de réseau est analysé séparément, comme proposé sur la Figure 63.

$$EER_{prod} = \frac{\dot{Q}_{prod}}{P} = \frac{\dot{m}c_p(T_{re} - T_{al})}{P} \quad (37)$$

$$\dot{Q}_{prod} = \dot{Q}_{sst} + \dot{Q}_{dep} + \Delta p \dot{V} - \frac{dU}{dt} \quad (38)$$

$$\eta = \frac{\dot{Q}_{sst}}{\dot{Q}_{prod}} \quad (39)$$

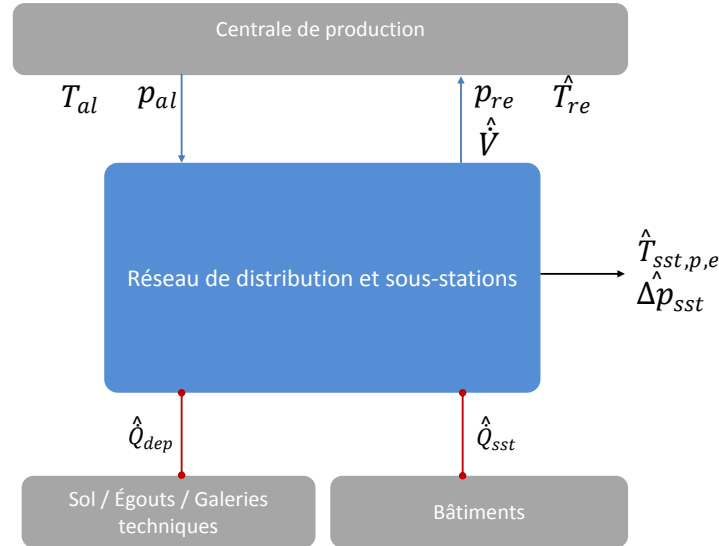


Figure 63 : Flux d'informations pour la procédure de validation du modèle de réseau

La validation du modèle de réseau est réalisée en imposant lors de la simulation :

- Au niveau des sous-stations : la puissance frigorifique de consigne et la température sortie primaire $\dot{Q}_{sst}^{sp}$
- Au niveau de la centrale : la température de départ réseau et la pression différentielle réseau $\Delta p = p_{al} - p_{re}$

Cette étape permettra de valider, en plus du calcul de la puissance frigorifique produite :

- Le calcul de la puissance frigorifique réellement livrée aux sous-stations $\widehat{\dot{Q}_{sst}}$
- Le calcul du débit du réseau $\widehat{\dot{V}}$
- Le calcul des températures de livraison sur plusieurs sous-stations représentatives et donc le comportement dynamique du réseau $\widehat{T_{sst,p,e}}$
- Le calcul des pressions différentielles de livraison sur plusieurs sous-stations représentatives et donc des pertes de charge du réseau $\widehat{\Delta p_{sst}}$

2.2.3 Validation de la production et du refroidissement

Le modèle présenté sur la Figure 64 est proposé pour la validation de la puissance électrique et des contraintes associées aux sous-systèmes de production et refroidissement. Ce modèle contient deux sous-systèmes fonctionnels pour le calcul de la puissance électrique des pompes condenseur. En effet, le circuit condenseur assure le raccordement de la production avec le refroidissement, ses pertes de charge sont distribuées entre les condenseurs, les échangeurs et la tuyauterie (voir Figure 68).

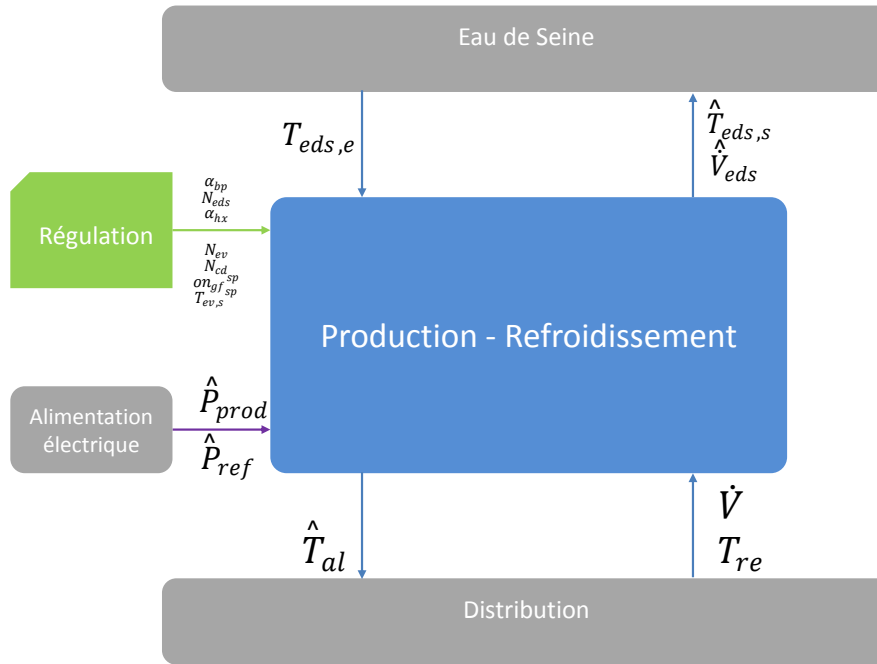


Figure 64 : Flux d'information pour la procédure de validation des sous-systèmes de production et de refroidissement

La validation du modèle de production-refroidissement est réalisée en imposant lors de la simulation :

- Au niveau du réseau : la température de retour centrale T_{re} et le débit $\dot{V}$
- Au niveau du refroidissement des condenseurs par eau de Seine : la température de l'eau de Seine $T_{eds,e}$
- Au niveau du système de contrôle : les consignes et les commandes telles que décidées par l'opérateur

Cette étape permet de valider:

- Le calcul des puissances appelées par les groupes frigorifiques et par les pompes (eau de Seine, condenseur et évaporateur), par sous-système, soit $\widehat{P}_{ref}$ et $\widehat{P}_{prod}$
- Le calcul de la puissance frigorifique produite par les groupes frigorifiques. Si la puissance frigorifique demandée est supérieure à la limite de capacité frigorifique, alors une dérive sur la température de départ sera calculée $\widehat{T}_{al}$.
- Le calcul des conditions en sortie (température $\widehat{T}_{eds,s}$ et débit $\widehat{V}_{eds}$) du refroidissement (rejet eau de Seine).

2.2.4 Validation de la distribution

Le modèle du sous-système de distribution se situe à l'interface entre le modèle de réseau et le modèle de production-refroidissement. Une validation indépendante est ici proposée (voir Figure 65).

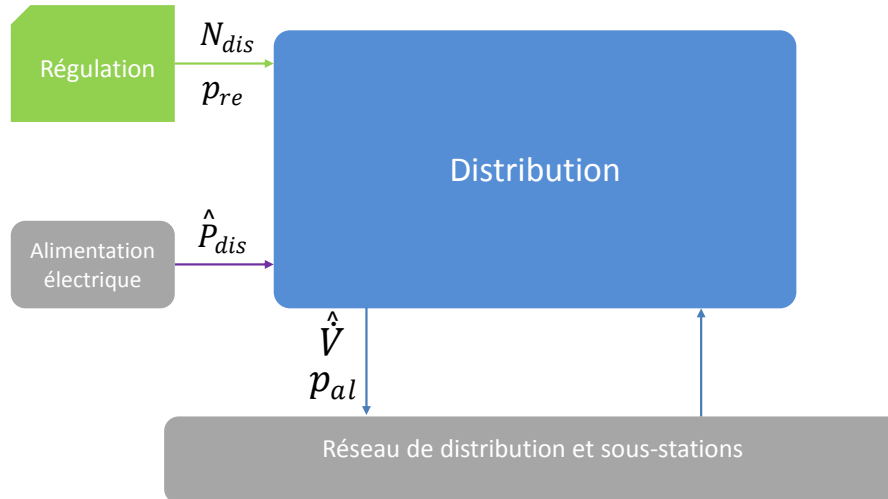


Figure 65 : Flux d'information pour la procédure de validation du modèle de distribution

La validation du modèle de distribution est réalisée en imposant en entrée, lors de la simulation :

- Au niveau du réseau : la pression retour p_{re} et la pression différentielle via p_{al}
- Au niveau de l'opérateur : la vitesse de rotation des pompes

Cette étape permettra de valider, en sortie du modèle, la puissance électrique appelée $\widehat{P}_{ref}$ et le débit des pompes $\widehat{V}$.

2.3 Caractéristiques des mesures disponibles

2.3.1 Inventaire des mesures disponibles

Un inventaire des mesures disponibles est présenté dans le Tableau 31. Une nomenclature est proposée pour le référencement des capteurs. La position des capteurs associés à ces mesures est précisée sur la Figure 66 et sur la Figure 68.

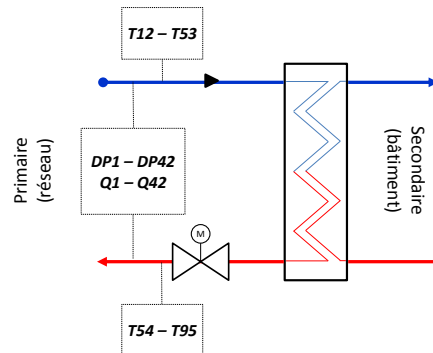


Figure 66 : Mesures disponibles au niveau des sous-stations (cf. code Tableau 31)

Les capteurs utilisés sont situés au niveau de la centrale de production (75 capteurs) et au niveau des 42 sous-stations (4 capteurs par sous-station, soit 168 capteurs au total). Un effort d'estimation des mesures manquantes est nécessaire pour établir, dans le cas d'étude, un bilan de puissances électriques de la centrale (cf. Figure 67).

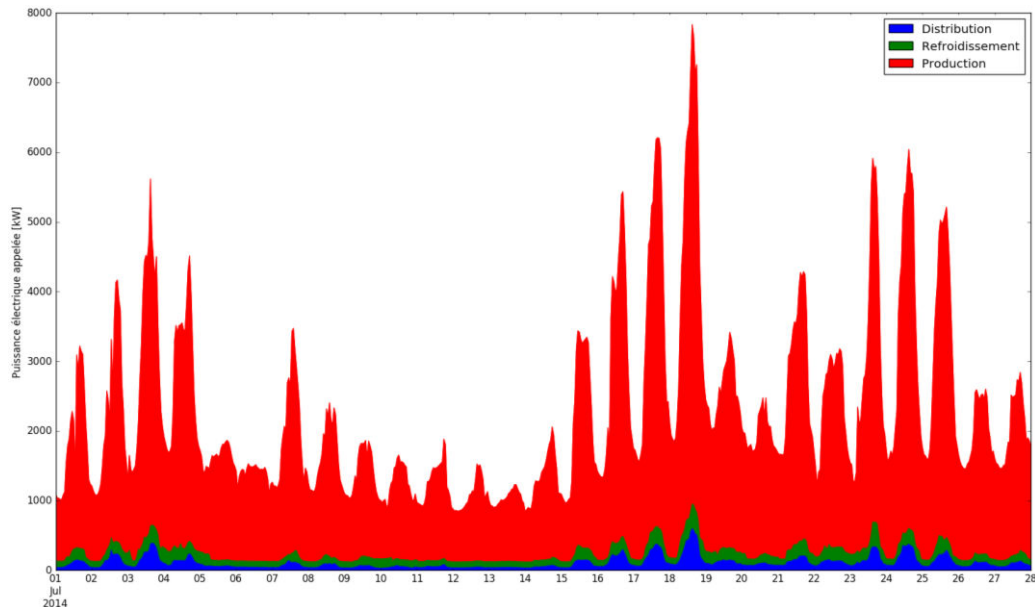


Figure 67 : Puissances électriques par sous-système sur un mois d'été

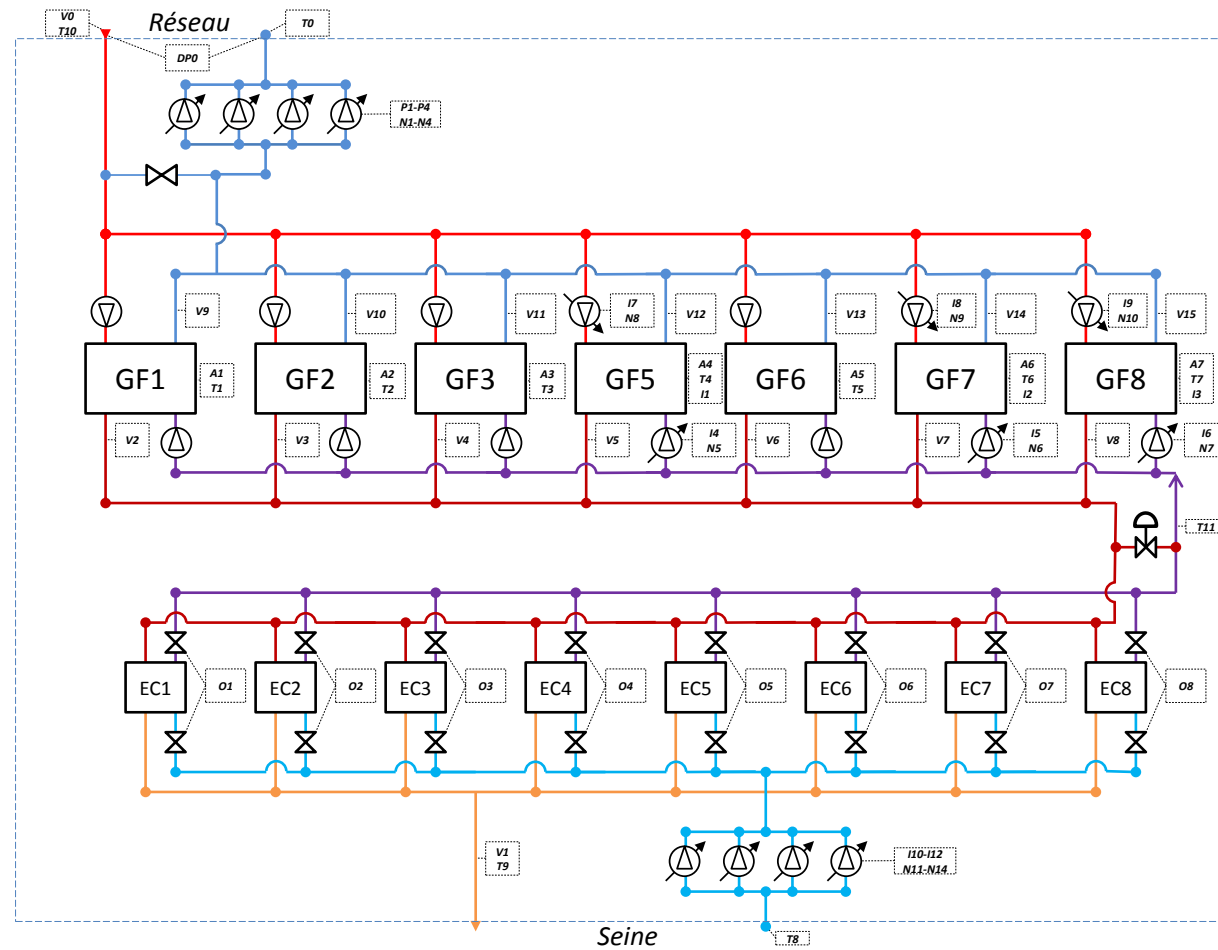


Figure 68 : Mesures disponibles au niveau de la centrale de production de Bercy

2.3.2 Caractéristiques des capteurs et incertitudes associées

Les caractéristiques des capteurs sont présentées dans le Tableau 32 en Annexe 1. Leur précision permet d'évaluer les incertitudes associées aux mesures, à prendre en considération lors de l'analyse des erreurs. Elles sont reportées dans le Tableau 12. L'incertitude est évaluée à 15% au vu de l'erreur introduite par la méthode d'estimation (cf. Figure 177 en Annexe 1). L'incertitude sur les puissances frigorifiques est évaluée sur la base de la précision des capteurs de débit et de température et d'une différence de température de 10 K est donnée par (40). L'erreur introduite par l'estimation des mesures de puissance frigorifique manquantes sur certaines sous-stations est négligée.

$$\frac{\Delta \dot{Q}}{\dot{Q}} = \frac{\Delta \dot{V}}{\dot{V}} + \frac{\sqrt{\Delta T_r^2 + \Delta T_d^2}}{(T_r - T_d)} \quad (40)$$

Sortie	Incrtitude
Puissance électrique de la production	15 %
Puissance électrique du refroidissement	15 %
Puissance électrique de la distribution	1 %
Température de départ centrale	0.1 K
Débit de rejet eau de Seine	3 %
Température de rejet eau de Seine	0.1 K
Débit de distribution	2 %
Puissance frigorifique produite	3.4 %
Puissance frigorifique livrées aux sous-stations	4.6 %
Températures de livraison aux sous-stations	0.3 K
Pression différentielle de livraison aux sous-stations	0.3 %

Tableau 12 : Synthèse des incertitudes de mesure sur les sorties de validation

2.3.3 Choix du pas de temps d'échantillonnage

Le pas de temps d'échantillonnage⁶ a été fixé à 10 min pour les mesures de la centrale afin de conserver la synchronisation entre la charge de la centrale, le démarrage des équipements et la commande des pompes.

La dynamique plus lente du réseau permet un échantillonnage à 1h des mesures associées (voir puissance frigorifique livrée et températures aux sous-stations sur la Figure 180 et Figure 181). Ce choix permet en outre de faciliter la manipulation des fichiers de données, dont la taille est proportionnelle au nombre de sous-stations analysées. La dynamique la plus lente du système se trouve sur la température d'eau de Seine (cf. Figure 179).

2.4 Indicateurs statistiques pour évaluer la précision du modèle

L'identification des paramètres est réalisée via une minimisation de l'erreur sur n points, entre la sortie calculée $\hat{y}_i$ et la sortie mesurée y_i .

L'indicateur de précision privilégié pour les puissances électriques et les débits est l'erreur relative absolue moyenne MAPE (41). Le coefficient de variation CV (43) de la racine de l'erreur quadratique moyenne RMSE (42) peut être utilisé pour comparaison aux résultats de la littérature utilisant cet indicateur. L'erreur relative sur la valeur intégrée (énergie ou volume pompé) ou moyenne MRE (44), permet de qualifier le biais du modèle.

$$MAPE = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{|y_i - \hat{y}_i|}{y_i}}{n} \quad (41)$$

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2}{n}} \quad (42)$$

$$CV = \frac{RMSE}{\left| \frac{\sum_{i=1}^n y_i}{n} \right|} \times 100 \quad (43)$$

$$MRE = \frac{\sum_{i=1}^n y_i - \hat{y}_i}{\sum_{i=1}^n y_i} \quad (44)$$

⁶ L'échantillonnage est réalisé en moyenne glissante sur le pas de temps précédent, à partir de mesures enregistrées toutes les minutes en base de données.

L'erreur absolue moyenne MAE (44) est utilisée pour évaluer la précision des calculs en température et pression différentielle.

$$MAE = \frac{\sum_{i=1}^n |y_i - \hat{y}_i|}{n} \quad (45)$$

3 Paramétrage du modèle

3.1 Caractéristiques des paramètres disponibles

Chaque composant constituant le modèle est doté de paramètres à définir localement ou globalement, à l'échelle du sous-système. Les paramètres peuvent être classés selon leur nature :

- Physique : la valeur s'exprime dans une unité physique et alimente une équation contenant la connaissance physique du système
- Empirique : l'unité n'a pas de signification physique, la valeur est identifiée et le paramètre alimente une corrélation de type comportemental
- Numérique : la valeur est utilisée dans une méthode numérique de résolution (ex : maillage du modèle de tuyau)

Cette section se concentre sur les paramètres physiques et empiriques, tandis que les paramètres liés aux choix de modélisation et à la simulation numérique ont été discutés au Chapitre 2. Certains paramètres sont directement disponibles ; ils sont listés dans le Tableau 33 qui précise leur source.

3.2 Estimation des paramètres manquants

Pour les paramètres manquants (Tableau 34), deux approches sont proposées pour l'estimation de leur valeur :

- L'identification lorsque d'autres mesures disponibles le permettent
- L'utilisation de valeurs génériques ou plus largement d'hypothèses expertes, lorsque l'identification n'est pas possible ou que l'effort associé n'est pas justifié

3.2.1 Identification

Performances non-nominales des groupes frigorifiques principaux

Les performances non-nominales sont la capacité frigorifique, l'EER à pleine charge ou à charge partielle dans des conditions de températures non nominales. Le modèle de groupe frigorifique calcule les performances à pleine charge en fonction de la température en sortie d'évaporateur en °C et de la température en entrée du condenseur en °C. Les équations de la capacité frigorifique $\dot{Q}_f$ (46), de l'EER à pleine charge (13) et de la puissance électrique P à charge partielle (14) sont rappelées :

$$\frac{\dot{Q}_f^{\max}(T_{ev,s}, T_{cd,e})}{\dot{Q}_f^{\max,nom}} = \alpha_1 + \alpha_2 T_{ev,s} + \alpha_3 T_{ev,s}^2 + \alpha_4 T_{cd,e} + \alpha_5 T_{cd,e}^2 + \alpha_6 T_{ev,s} T_{cd,e} \quad (46)$$

$$\frac{EER(\dot{Q}_f^{\max}(T_{ev,s}, T_{cd,e}))}{EER(\dot{Q}_f^{\max,nom})} = \beta_1 + \beta_2 T_{ev,s} + \beta_3 T_{ev,s}^2 + \beta_4 T_{cd,e} + \beta_5 T_{cd,e}^2 + \beta_6 T_{ev,s} T_{cd,e} \quad (47)$$

$$\frac{P}{P_{max}} = \theta_1 + \theta_2 PLR + \theta_3 PLR^2 + \theta_4 PLR^3 + T_{cd,e}(\theta_5 + \theta_6 PLR + \theta_7 PLR^2) \quad (48)$$

La capacité frigorifique et l'EER en conditions nominales provenant de la documentation technique sont vérifiées et ajustées si un écart est constaté avec les mesures correspondantes. Les données utilisées et la procédure pour l'identification des performances non-nominales des groupes frigorifiques sont synthétisées sur la Figure 69.

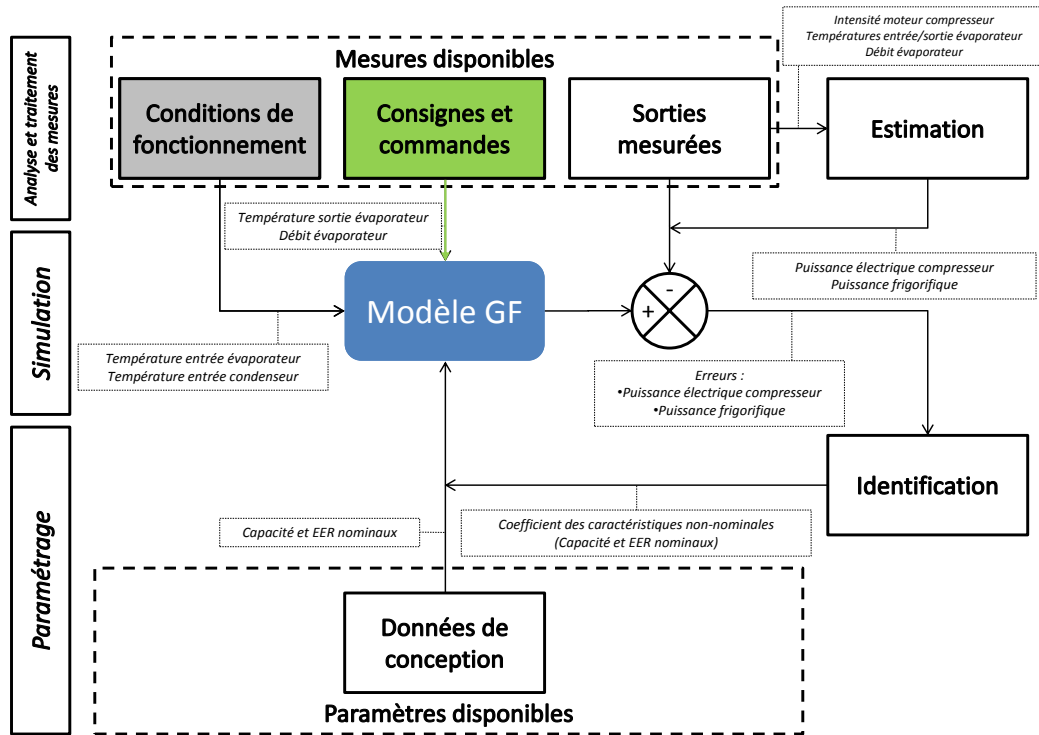


Figure 69 : Données utilisées pour l'identification des performances non-nominales des groupes frigorifiques

Une estimation par moindres carrés est présentée par (Hydeman et Gillespie Jr 2002) pour le modèle DOE-2. (Lee, Liao, et Lu 2012) suit cette approche avec des données constructeur et recherche de façon séquentielle les coefficients à pleine charge puis à charge partielle (voir étapes 6 à 9 ci-dessous). Ce processus a été adapté comme suit :

- Compilation des mesures disponibles sur les boucles d'eau (côté évaporateur et côté condenseur), sur l'intensité électrique appelée par le moteur du compresseur et sur l'ouverture des aubes de pré-rotation (PRV).
- Estimation de la puissance électrique au compresseur à partir des mesures en température et débit sur la boucle évaporateur.

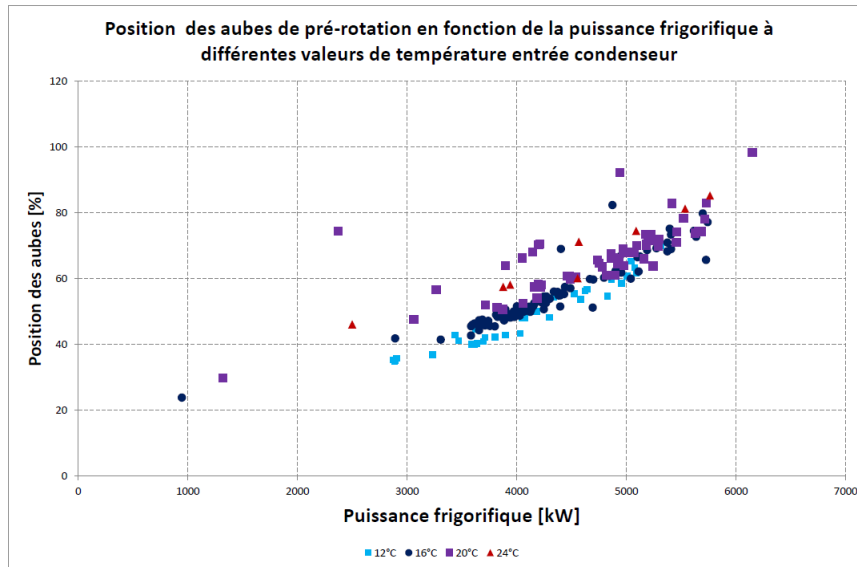


Figure 70 : Position des aubes de pré-rotation (PRV) en fonction de la puissance frigorifique mesurée sur un groupe frigorifique à vitesse fixe

- Séparation des mesures à pleine charge des mesures à charge partielle lorsque l'ouverture des PRV est maximale.
- Filtrage des mesures. Les points en régime transitoire (contrôle de l'écart-type glissant de la mesure d'intensité électrique) sont exclus du jeu de données. Les points dont une des mesures présente une incohérence physique (valeur aberrante, $EER_{estimé} \geq EER_{Carnot}$) sont également ignorés. Les critères de filtrage sont définis empiriquement à partir de la connaissance du système et de l'analyse des mesures.
- Définition de la capacité frigorifique nominale et de l'EER nominaux comme la médiane aux températures nominales.
- Calcul de la valeur des fonctions CAPFT et EERFT pour chaque point de mesure à pleine charge.
- Identification des paramètres α_i et θ_i par une régression linéaire aux moindres carrés.
- Calcul de la valeur du taux de charge PLR et de la fonction PLF pour chaque point de mesure à charge partielle. Identification des paramètres θ_i par une régression linéaire aux moindres carrés.
- Calcul des indicateurs statistiques $MAPE$ et CV pour évaluer la précision de l'identification.
- Les caractéristiques identifiées sont présentées sur la Figure 71
- Le comportement est cohérent physiquement. L'influence de la température en entrée condenseur est observée sur le facteur de charge partielle.

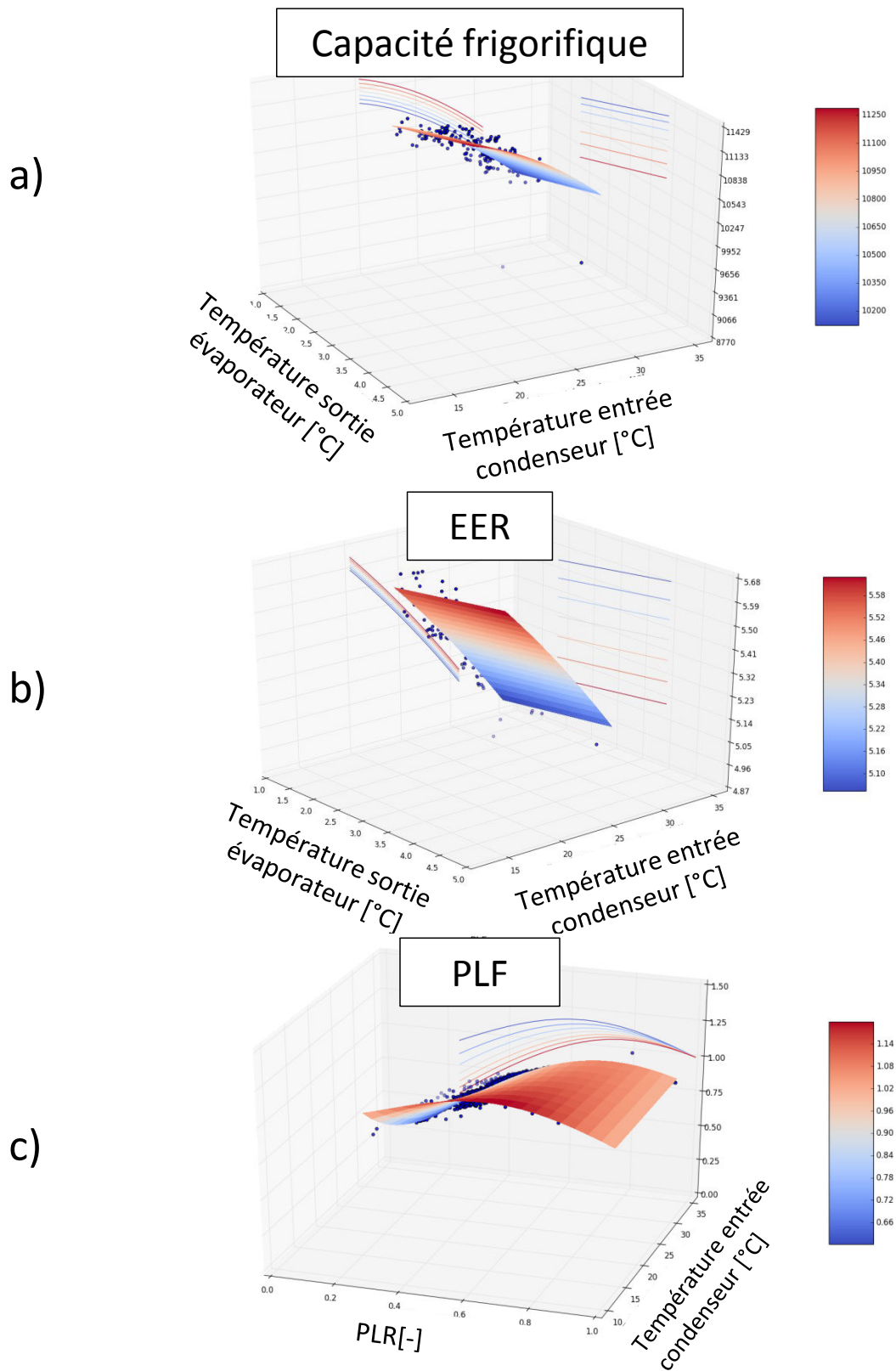


Figure 71 : Capacité frigorifique (W), EER et PLF d'un GF à vitesse fixe

L'erreur sur la puissance électrique est analysée en fonction du taux de charge et de la température entrée condenseur sur la Figure 72. L'erreur relative est plus importante dans les régimes « faible charge – température condenseur élevée » et « forte charge - température condenseur basse », où le nombre de points de fonctionnement est faible. Les indicateurs CV et MAPE sont compilés dans le Tableau 13. **La valeur de ces indicateurs est inférieure à l'incertitude associée à la mesure (7% pour la capacité frigorifique, 15 % pour la puissance électrique)**. La précision du modèle est également calculée avec un paramétrage, dit *générique*, extrait d'une base de données de la littérature pour un groupe frigorifique de même type. Cette méthodologie est préconisée par (Hydeman et al. 2002) lorsque les mesures pour l'identification sont indisponibles, elle est ici utilisée pour évaluer et valider le gain dû à l'identification (Tableau 13).

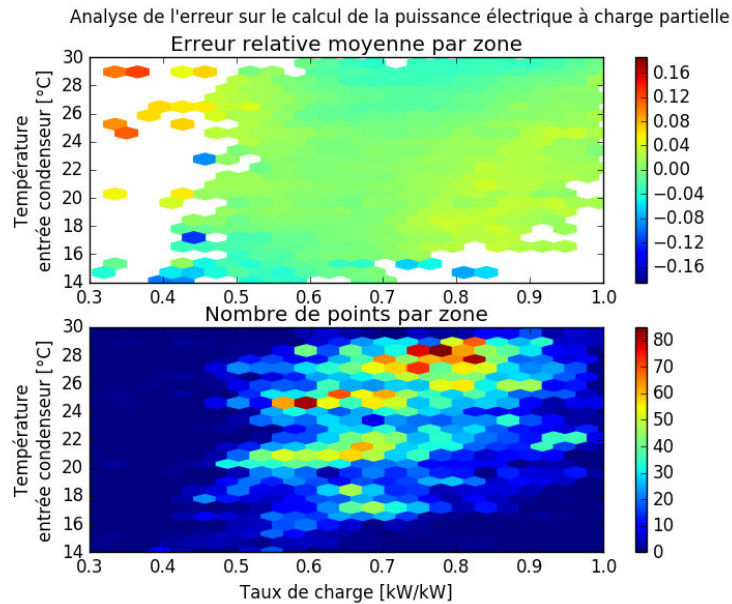


Figure 72 : Analyse de l'erreur relative (calculée/estimée) sur la puissance électrique à charge partielle d'un groupe frigorifique à vitesse fixe

GF	Capacité frigorifique				Puissance électrique			
	Générique		Identifiée		Générique		Identifié	
	CV	MAPE	CV	MAPE	CV	MAPE	CV	MAPE
Vitesse fixe (GF1)	6.0%	16.1%	4.9%	1.1%	8.1%	6.9%	2.0%	1.5%
Vitesse fixe (GF2)	17.8%	16.1%	1.9%	1.5%	8.0%	7.7%	2.4%	1.5%
Vitesse variable	10%	8.3%	2.3%	1.8%	6.4%	7.6%	4.9%	4.3%

Tableau 13 : Précision de l'identification des performances non-nominales des groupes frigorifiques comparée à un paramétrage générique

Caractéristique et rendement des pompes de distribution

La caractéristique d'une pompe est un réseau de courbes décrivant la hauteur manométrique de la turbomachine Δp en fonction du débit volume $\dot{V}$ à différentes vitesses de rotation N . La pression différentielle de la pompe s'écrit :

$$\Delta p = \Delta p^{nom} \left(\frac{N}{N^{nom}} \right)^2 \left(1 + \beta_1 \left(\frac{\dot{V} N^{nom}}{\dot{V}^{nom} N} - 1 \right) + \beta_2 \left(\left(\frac{\dot{V} N^{nom}}{\dot{V}^{nom} N} \right)^2 - 1 \right) \right) \quad (49)$$

Le rendement global de la pompe s'exprime en fonction du débit volume et de la vitesse de rotation, selon le modèle retenu à 2 paramètres :

$$\eta_{nom} + \alpha_1 \left(\frac{\dot{V} N^{nom}}{\dot{V}^{nom} N} - 1 \right) + \alpha_2 \left(\left(\frac{\dot{V} N^{nom}}{\dot{V}^{nom} N} \right)^2 - 1 \right) \quad (50)$$

L'objectif est d'identifier plusieurs points de supports pour les caractéristiques à vitesse nominale de pompe et de rendement. Le calcul des paramètres est réalisé par interpolation dans le modèle de composant. Les données utilisées et la procédure sont synthétisées sur la Figure 73.

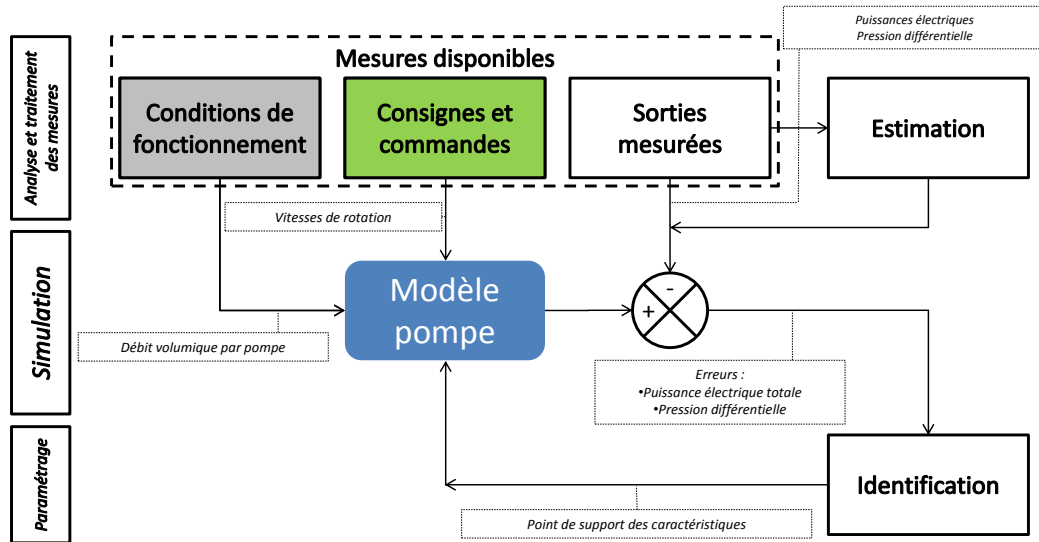


Figure 73 : Données utilisées pour l'identification des caractéristiques (courbe de pompe et rendement global) des pompes de distribution

Le processus se résume comme suit :

- Compilation des mesures disponibles : vitesses de rotation, débit total, pression différentielle et puissances électriques.
- Sélection des points où une seule pompe est en marche par analyse des vitesses de rotation. Ce filtrage permet d’obtenir le débit circulant dans une pompe par la mesure du débit total.
- Calcul de la caractéristique de pompe à vitesse nominale selon (15) et du rendement de pompage selon (16).
- Filtrage des mesures. Les points en régime transitoire (contrôle de l’écart-type glissant de la mesure de vitesse) sont exclus du jeu de données. Les points dont une des mesures présente une incohérence physique (valeur aberrante, $\eta_{\text{pompage}} \geq 1$) sont également ignorés. Identification des caractéristiques par une régression linéaire aux moindres carrés.
- Echantillonnage des points du support à fournir au modèle.
- Les caractéristiques et courbes de rendement identifiées sont présentées respectivement sur les Figure 74 et Figure 75. Une similitude de comportement est observée entre les pompes 1-2 et 3-4, ce qui est cohérent avec leurs données nominales. Il est à noter que toutes les pompes produisent une pression différentielle inférieure à la valeur nominale lorsque le débit est nominal. Cette observation n’est pas expliquée à ce jour.
- Concernant le rendement, les pompes 3-4 ont un rendement global maximal à débit nominal. C’est donc le comportement du rendement hydraulique qui domine le rendement global. Sur les pompes 1-2, le rendement est maximal pour des débits plus élevés. Ce comportement peut être expliqué par une dégradation du rendement moteur à faible charge.
- La précision de l’identification de chaque pompe a été évaluée pour les caractéristiques hydrauliques et électriques (voir Tableau 14).

Les erreurs (*CV* et *MAPE*) du modèle sont synthétisées dans le Tableau 14. **Les erreurs sont acceptables compte tenu de l’incertitude sur le débit mesuré (2 %), propagée via la caractéristique de pompe sur le calcul de pression différentielle (4 %) et via la puissance hydraulique et le rendement sur le calcul de la puissance électrique (6 %).**

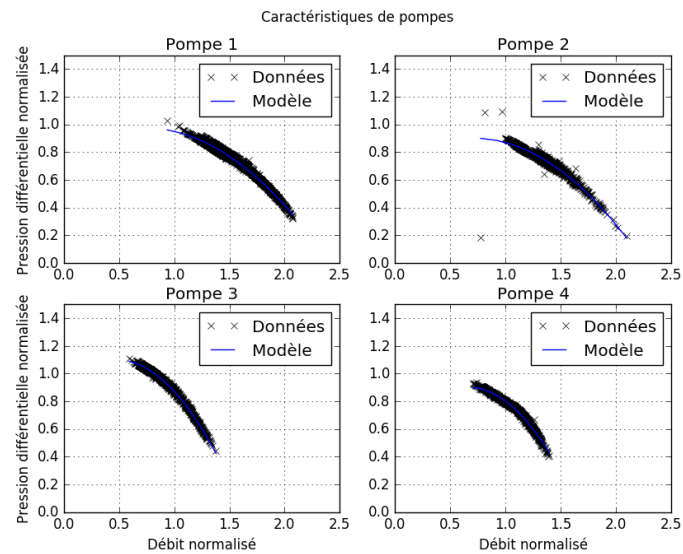


Figure 74 : Caractéristiques normalisées⁷ des pompes de distribution de Bercy

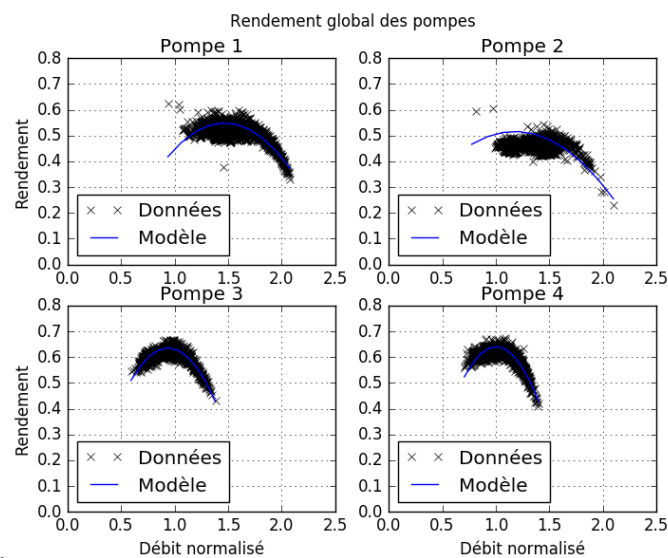


Figure 75 : Rendement des pompes de distribution de Bercy

Modèle	Pression différentielle		Puissance électrique	
	CV	MAPE	CV	MAPE
Pompe 1	2%	1%	5%	3%
Pompe 2	6%	2%	10%	8%

⁷ La normalisation des variables du modèle de pompe est réalisée, pour le débit, avec le débit nominal et la vitesse nominale ($\frac{\dot{V}_{N^{nom}}}{\dot{V}_{nom,N}}$) et pour la pression différentielle, avec la pression différentielle nominale ($\frac{\Delta p}{\Delta p^{nom}}$).

Pompe 3	1%	1%	3%	2%
Pompe 4	2%	1%	3%	3%

Tableau 14 : Précision de l'identification des pompes de distribution de Bercy

Déperditions thermiques du réseau de distribution

Les déperditions thermiques du réseau de distribution sont modélisées par une résistance thermique équivalente entre l'eau et le milieu extérieur, à température imposée. Deux valeurs distinctes sont utilisées pour les tuyaux du réseau *aller* et pour les tuyaux du réseau *retour*. Les épaisseurs d'isolants posées sont en général plus fines sur la ligne retour du fait de la différence de température plus faible avec le milieu extérieur. L'identification (Figure 76) est réalisée en deux étapes séquentielles.

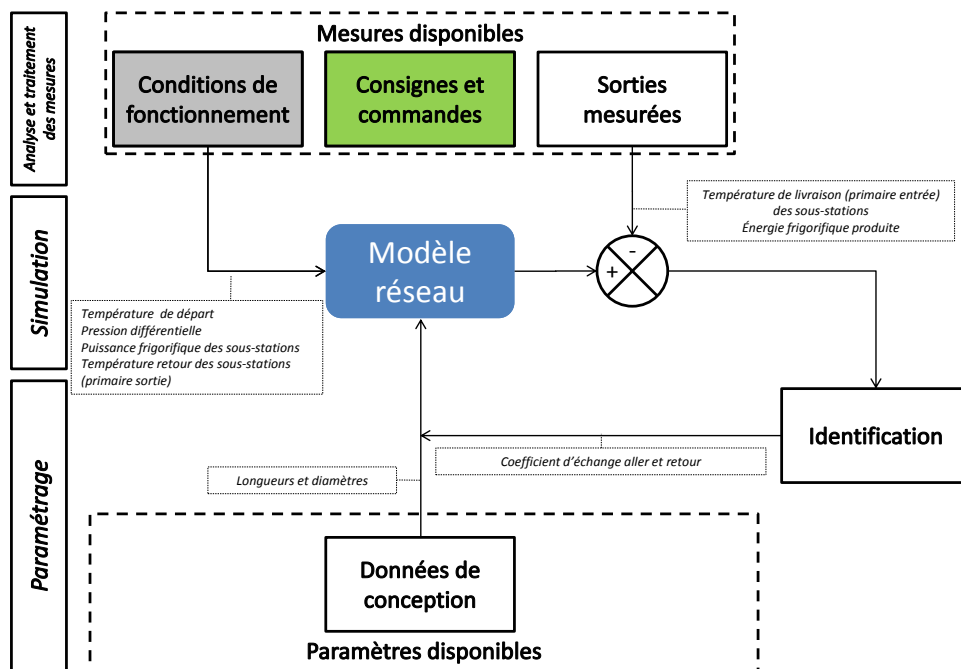


Figure 76 : Données utilisées pour l'identification des déperditions thermiques du réseau de distribution

L'identification du coefficient d'échange *aller* en minimisant l'erreur sur les températures de livraisons. La MAE moyennée sur les sous-stations montre un minimum pour une valeur du coefficient d'échange ($1/R$) de 1.5 W/m.K (Figure 77). L'identification du coefficient d'échange *retour* en minimisant l'erreur sur l'énergie frigorifique produite. Le coefficient d'échange retour impacte linéairement l'énergie frigorifique à produire. La valeur est paramétrée à 12.5 W/m.K (Figure 78).

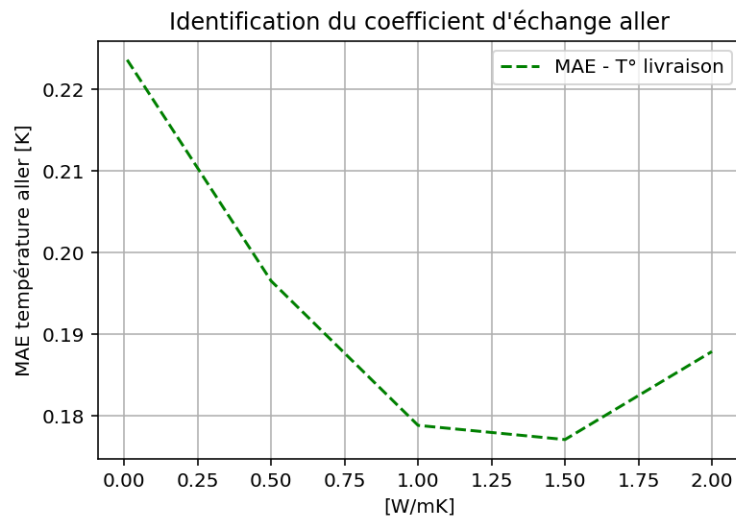


Figure 77 : Identification du coefficient d'échange des tuyaux du réseau aller

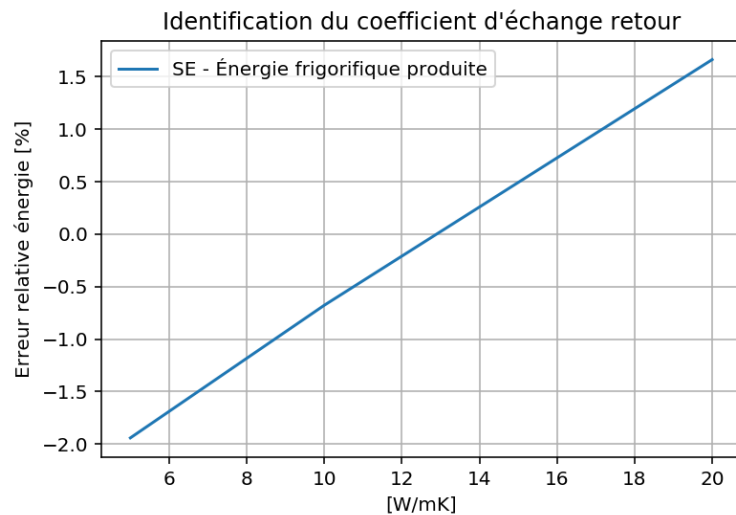


Figure 78 : Identification du coefficient d'échange des tuyaux du réseau retour

Notons que la valeur du coefficient d'échange global diffère d'un ordre de grandeur entre les tuyaux de la ligne aller et les tuyaux de la ligne retour. Cette différence est expliquée par l'optimisation technico-économique opérée sur la ligne retour : la différence de température avec le milieu ambiant étant faible, une pratique courante est de ne pas installer de calorifugeage sur ces tuyaux. Un calcul thermique à partir des données dimensionnelles issues du catalogue d'un fabricant de tuyaux permet de vérifier ces affirmations. Les caractéristiques typiques de réseaux de froid sont retenues pour le calcul :

- Tubes en acier
- Diamètre intérieur entre 200 mm et 600 mm

- Gaine de protection en polyéthylène haute densité ($\lambda = 0.48$ W/(mK))
- Calorifugeage avec isolant en polyuréthane haute densité ($\lambda = 0.03$ W/(mK))

Le coefficient d'échange global (linéique), pour les diamètres considérés, est compris entre 0.5 W/(mK) et 1.5 W/(mK) pour les tuyaux isolés et entre 80 W/(mK) et 130 W/(mK) pour les tuyaux non-isolés (gaine uniquement). Il est raisonnable de considérer que les tuyaux de la ligne aller sont tous isolés et que la valeur identifiée à 1.5 W/(mK) traduit une légère dégradation de l'isolant dans le temps (augmentation de la conductivité thermique λ). La valeur significativement plus élevée sur les tuyaux de la ligne retour, identifiée à 12.5 W/(mK), représente une moyenne entre les tronçons calorifugés et les tronçons non-calorifugés de la ligne.

Il faut également noter que cette identification n'est pas indépendante du paramétrage hydraulique du réseau. La puissance frigorifique livrée, dépendant des pertes de charge, est donc à vérifier. Le processus est itératif avec le paramétrage de la rugosité moyenne du réseau. Nous préconisons de démarrer par le paramétrage thermique avec une valeur basse de rugosité.

Pertes de charge hydraulique du réseau de distribution

Les pertes de charge du réseau de distribution sont calculées à partir de la géométrie des tuyaux (longueurs, diamètres), des propriétés thermo-physiques de l'eau glacée et de la rugosité du matériau (acier principalement). La surface interne des tuyaux évolue au cours de l'exploitation du réseau avec notamment l'encrassement et le développement d'un bio-film entre les opérations de maintenance. Dès lors, la rugosité du réseau varie dans le temps et dans l'espace. D'autre part, le modèle néglige les singularités présentes sur le réseau. Au vu de ces hypothèses, une identification de la rugosité moyenne du réseau est jugée adaptée. Les données utilisées sont présentées sur la Figure 79.

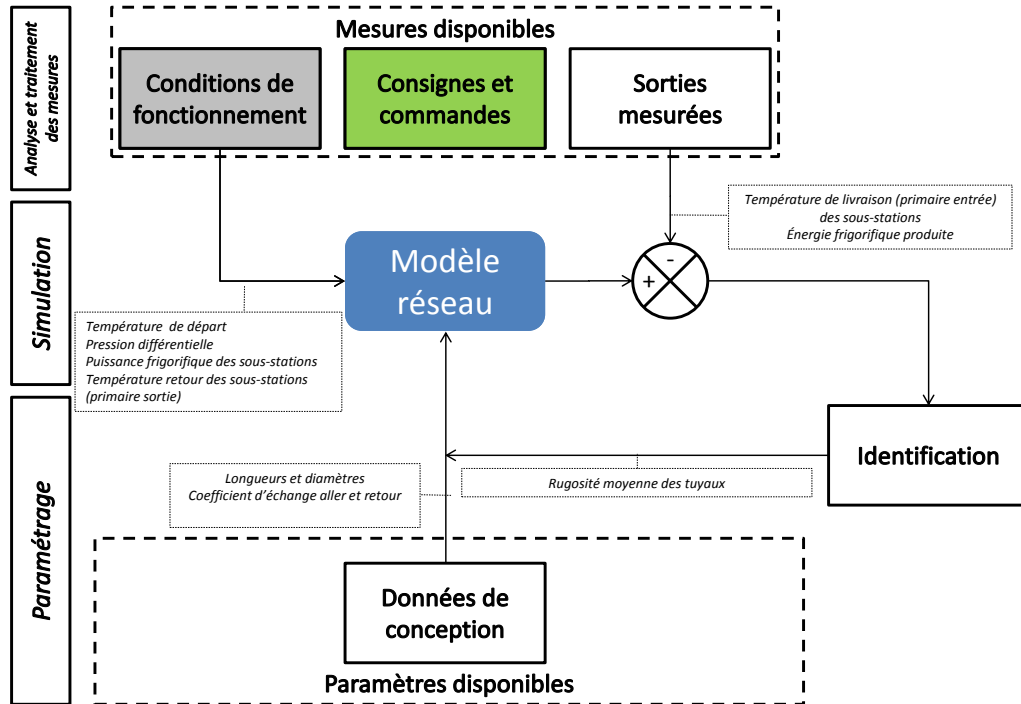


Figure 79 : Données utilisées pour l'identification de la rugosité moyenne

La valeur de rugosité a été ajustée dans la plage [0.1 ; 3] mm afin d'assurer la livraison des sous-stations tout en minimisant l'erreur sur la pression différentielle à leurs bornes. C'est un aspect important en vue de l'aide à la conduite des pompes de distribution. Une rugosité moyenne de 0.4 mm a finalement été retenue (Figure 80).

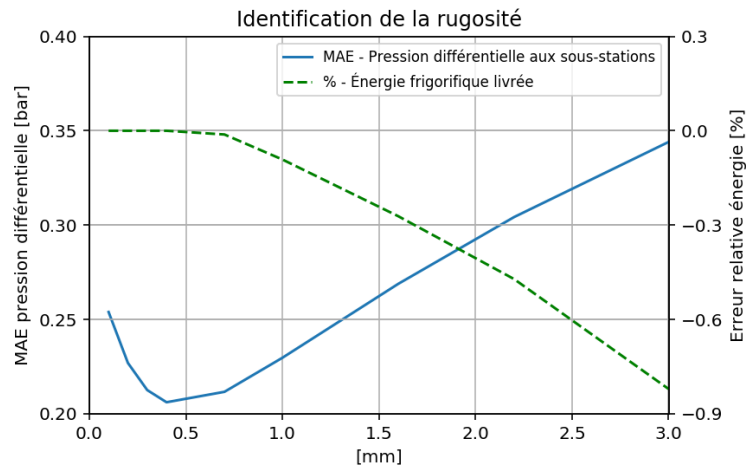


Figure 80 : Identification de la rugosité moyenne du réseau de distribution

Pertes de charge hydrauliques de la centrale de production

Les pertes de charge des circuits internes à la centrale (voir Figure 68) ne sont pas connues avec précision. En effet, seules les pertes de charge des échangeurs (évaporateurs, condenseurs et eau de Seine) sont documentées. Un inventaire précis des longueurs et des singularités de ces circuits demanderait un effort coûteux, qui ne serait pas justifié par le poids des consommations de pompage associées. De plus, les pertes de charge côté primaire eau de Seine sont fonction de l'épaisseur du dépôt encrassant. Dès lors, ces pertes de charge sont représentées par des tuyaux équivalents au niveau des échangeurs, dont le point de fonctionnement hydraulique nominal est à identifier (voir Figure 81). L'identification est réalisée sur une période de 1 jour d'été afin de calculer plusieurs valeurs de débit. Les valeurs calculées sont comparées aux mesures. **Les MAPE sur les débits primaire EDS, évaporateur et condenseur sont respectivement de 7.6 %, 14.9 % et 27.4 %.** C'est un axe d'amélioration mais les simplifications de modélisation ne permettront pas d'obtenir des erreurs inférieures aux incertitudes de mesure. **Une régulation des pompes à débit imposé est alors proposée dans le modèle en boucle fermée** (cf. Chapitre 4) afin de limiter les conséquences de cette erreur sur le calcul thermique.

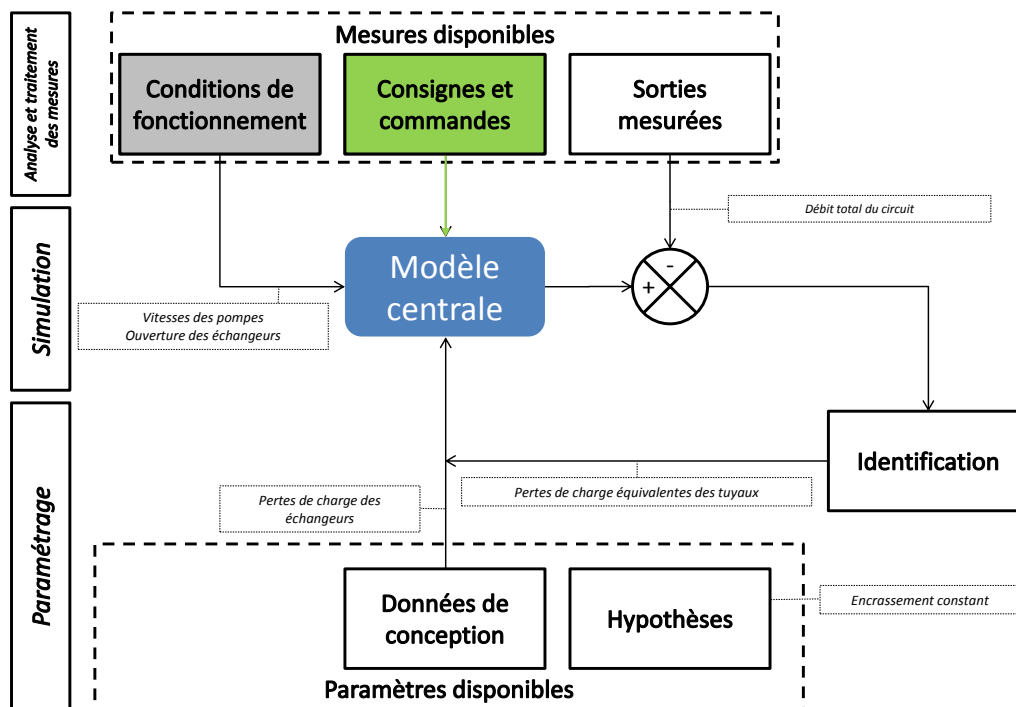


Figure 81 : Données utilisées pour l'identification des pertes de charge des circuits internes

3.2.2 Valeurs génériques

Le modèle contient plusieurs paramètres inconnus dont l'importance est jugée de second ordre. L'effort d'identification n'est pas justifié voire impossible par manque d'instrumentation adaptée. Les hypothèses employées sont résumées dans le Tableau 15.

Modèle	Description du paramètre	Unité	Valeur	Justification
Groupe frigorifique	Caractéristiques non-nominales GF1, 2, 3 et 6	-	Comportement moyen pour des groupes centrifuges avec PRV, calculé à partir de la base de données DOE-2	
	Taux de charge minimum	kW/kW	0.3	Commun pour groupe frigorifique centrifuge mono-roue
	Volume d'eau par échangeur	m³	10	Commun pour la gamme de puissance
Bouteille de mélange	Volume d'eau	m³	0.1	Calculé selon la géométrie du by-pass de la centrale
	Taux de débit chaud descendant	-	0	Phénomène peu maîtrisé donc négligé
Vanne deux voies	Caractéristique hydraulique	[m³/h, bar]	[1400, 0.05]	Commun pour ce dimensionnement
	Constante de temps du moto-variateur	s	Linéaire - 50 s	Robustesse numérique
Pompe	Caractéristiques non-nominales GF1, 2, 3, 5 et 6	-	Supposées semblables aux pompes des GF7-8	
	Constante de temps thermique	s	5 s	Dynamique rapide
	Constante de temps du moto-variateur	s	5 s	
Clapet anti-retour	Caractéristique hydraulique	[m³/h, bar]	[2500,1] [2160, 0.2] [0, 0]	Commun pour cet équipement / Robustesse numérique

Tableau 15 : Valeurs génériques et hypothèses pour les paramètres non identifiés

3.3 Discussion sur le niveau de détail du modèle de réseau

L'impact du maillage des tuyaux du réseau de distribution sur le temps de calcul a été mis en évidence au chapitre précédent. Il évolue quadratiquement avec le nombre d'éléments : un maillage inférieur à 25 m est jugé incompatible avec l'usage du modèle pour l'analyse de simulations et l'optimisation.

Augmenter la taille des mailles de 25 m à 100 m a une incidence très limitée sur la précision en comparaison des erreurs imputables aux hypothèses de modélisation. **Le temps de calcul du modèle n'est plus sensible au maillage au-delà de 100 m, cette valeur est donc retenue.**

En vue d'accélérer la simulation, un modèle simplifié basé sur le **regroupement géographique des sous-stations** a été présenté. Un paramétrage spécifique a été réalisé : le coefficient d'échange de la ligne retour a été augmenté à 20 W/m.K pour compenser la diminution des longueurs afin que **le calcul en énergie soit respecté** (Tableau 16). L'approche simplifiée présente l'avantage de foisonner l'erreur sur la température sortie primaire des sous-stations regroupées. Ainsi, malgré une erreur sur la température de livraison légèrement dégradée, le calcul du volume pompé est plus précis. Il est ici rappelé que le modèle simplifié ne permet pas d'identifier systématiquement la sous-station défavorisée. Son utilisation uniquement pour l'optimisation de la répartition de puissance sur le réseau est alors préconisée.

Indicateur	Modèle détaillé	Modèle simplifié
MRE $\dot{Q}$	0.1%	0.1%
MRE $\dot{V}$	5.4%	4.1%
MAE $T_{sst,p,e}$	0.18K	0.19K

Tableau 16 : Comparaison des résultats du modèle détaillé et du modèle simplifié du réseau

4 Résultats de validation

La période pour la validation est **juillet 2014** pour les raisons suivantes :

- La période est différente de la période utilisée pour l'identification des performances des groupes frigorifiques
- La qualité des mesures au niveau des sous-stations est bonne
- L'utilisation des groupes frigorifiques de base (5,7 et 8) et de pointe (3 et 6)
- L'importance des mois d'été sur l'énergie frigorifique annuelle

4.1 Résultats sur le réseau

L'objectif de la validation du modèle de réseau est de vérifier la précision du calcul de la puissance frigorifique produite, des températures de livraison et des pressions différentielles aux sous-stations. Pour faciliter l'analyse, 6 sous-stations réparties sur le réseau, dont la qualité des données a été vérifiée, ont été retenues (voir Figure 82). Les résultats au niveau des sous-stations sont présentés sur le Tableau 17 et la Figure 84.

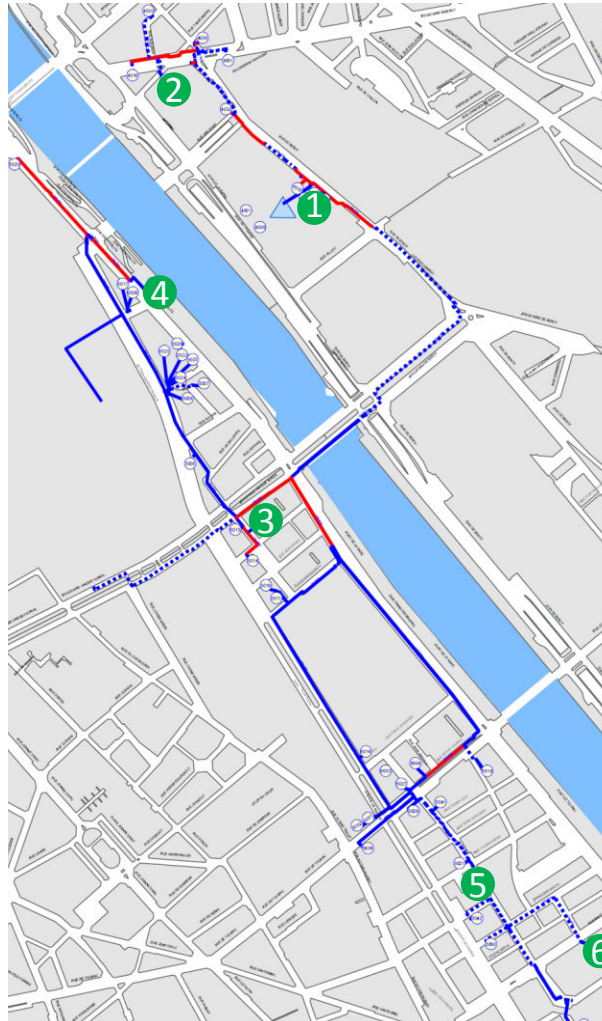


Figure 82 : Implantation des sous-stations retenues pour la validation du modèle de réseau (pastilles vertes numérotées)

Les erreurs les plus importantes en température se retrouvent sur les sous-stations n°1 et n°6. L'incertitude sur les paramètres thermiques du branchement (entre le réseau et une sous-station) peut expliquer cet écart. En effet, le calcul des températures est plus sensible à la modélisation des déperditions à faible débit.

Sous-station	Pression différentielle	Température de livraison
	MAE [bar]	MAE [K]
1	0.18	0.35
2	0.20	0.27
3	0.14	0.19
4	0.23	0.17
5	0.12	0.23
6	0.13	0.41

Tableau 17 : Précision du modèle de réseau au niveau des sous-stations

La précision du calcul des déperditions thermiques du réseau est évaluée indirectement par analyse de la puissance frigorifique produite (voir Tableau 18 et Figure 83). **La MAPE est légèrement supérieure à la précision de la mesure (4.6%)**. Ce niveau de précision est acceptable. La précision du calcul du débit est meilleure que lors de la phase d'identification (MAPE 4.1% MRE 2.2%), confirmant l'impact des données d'entrée sur le modèle.

Puissance frigorifique		Energie frigorifique
MAPE	MAE [kW]	MRE
4,6%	522	-3.0%

Tableau 18 : Précision du modèle de réseau en puissance frigorifique

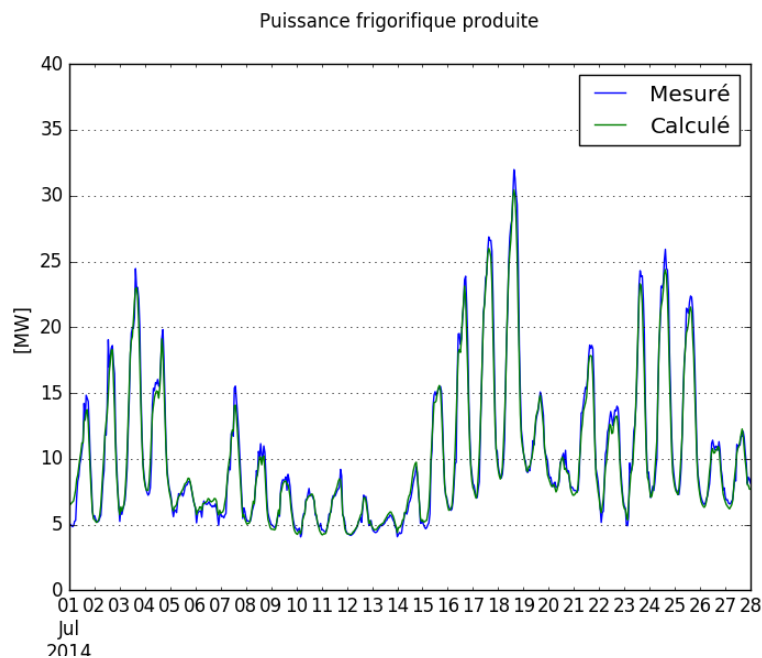


Figure 83 : Comparaison de la puissance frigorifique produite avec les mesures

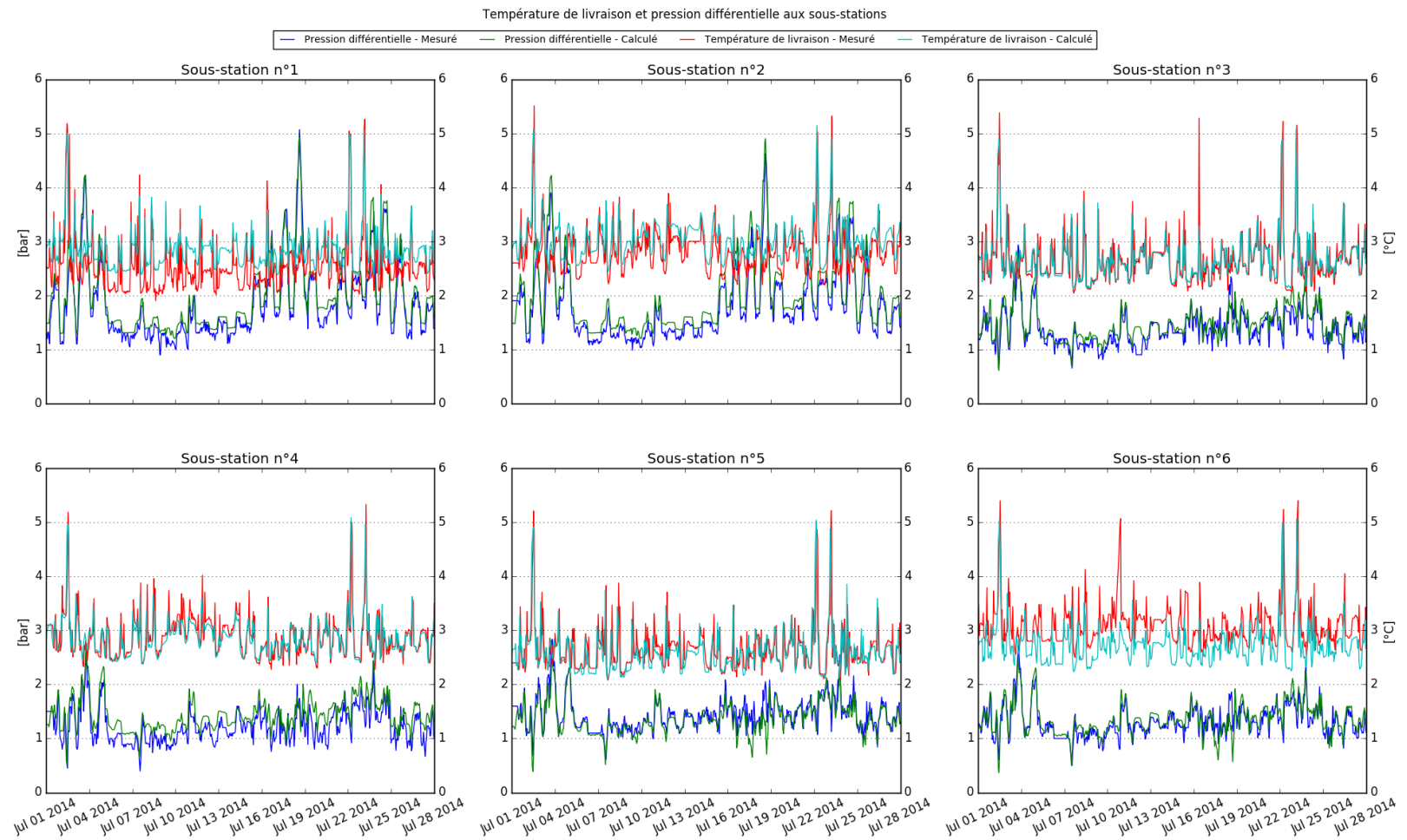


Figure 84 : Comparaison des températures de livraison et des pressions différentielles calculées avec les mesures

4.2 Résultats sur la centrale de production à eau de Seine

4.2.1 Résultats sur la distribution

L'objectif de la validation du modèle de distribution est de vérifier la précision du calcul de la puissance électrique appelée et du débit total.

Puissance électrique		Energie électrique
MAPE	MAE [kW]	MRE
6.2%	8.0	0.1%
Débit volume		Volume
MAPE	MAE [m ³ /h]	MRE
5.8%	72	-5.8%

Tableau 19 : Précision du modèle de distribution en puissance électrique / débit

La MAPE de la puissance électrique est supérieure à la précision du wattmètre (1%). Le résultat est acceptable au vu de **l'erreur relative très faible sur l'énergie électrique**. Concernant **le débit, il est systématiquement sous-estimé**. L'erreur est engendrée par la caractéristique de la pompe, dont la précision en pression différentielle est de 2 % (soit 4 % en débit à vitesse imposée). Dans un fonctionnement en boucle fermée (vitesse asservie à la pression différentielle), cette erreur n'a de conséquence qu'à vitesse maximale. La capacité de pompage sera donc légèrement sous-estimée. Cependant, ce cas n'a pas été observé dans la période de pointe.

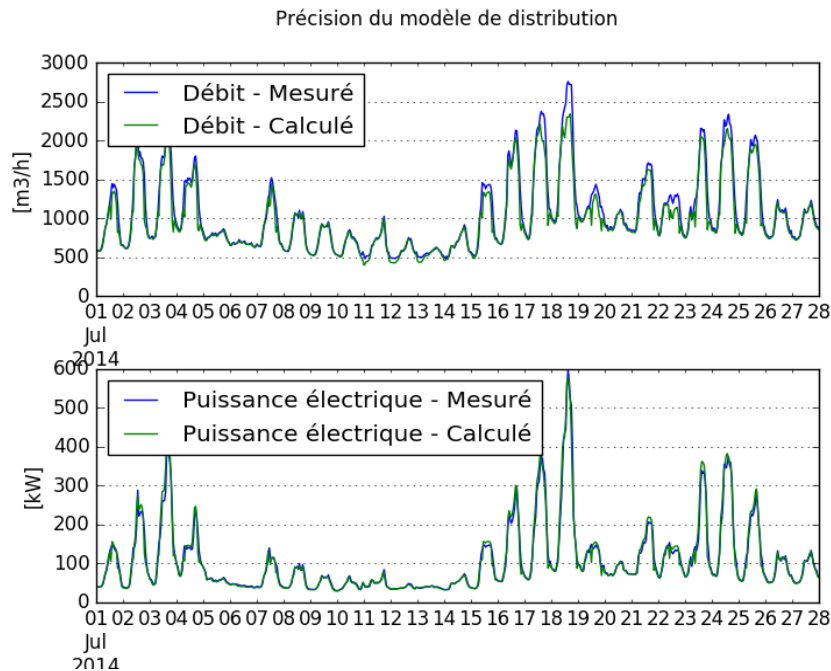


Figure 85 : Comparaison de la puissance /débit de distribution avec les mesures

4.2.2 Résultats sur la production-refroidissement

L'objectif de la validation du modèle de production-refroidissement est de vérifier la précision du calcul des puissances électriques appelées par chacun des sous-systèmes, les conditions en débit/température sur le rejet d'eau de Seine et la température de départ. Les résultats sont présentés sur les Tableau 20, Tableau 21 et Figure 86. La surestimation du débit met en lumière la variation des pertes de charge engendrées par l'encrassement, considéré constant dans le modèle.

Production	Température de départ centrale		
	MAE [K]		
	0.44		
Refroidissement	Température de rejet d'eau de Seine		
	MAE [K]		
	0.82		
	Débit eau de Seine		Volume
	MAPE	MAE [m³/h]	Erreur relative
	15.2%	318	10.8%

Tableau 20 : Précision du modèle sur le rejet EDS / la température de départ centrale

L'erreur relative sur l'énergie électrique du sous-système production est acceptable. Concernant le refroidissement, la sous-estimation est directement liée à l'erreur sur le débit, comme discuté ci-dessus.

Production	Puissance électrique		Energie électrique
	MAPE	MAE [kW]	MRE
	9.9%	190	-4.7%
Refroidissement	Puissance électrique		Energie électrique
	MAPE	MAE [kW]	MAPE
	12.7%	17	-11.8%

Tableau 21 : Précision du modèle de distribution en puissance électrique / débit

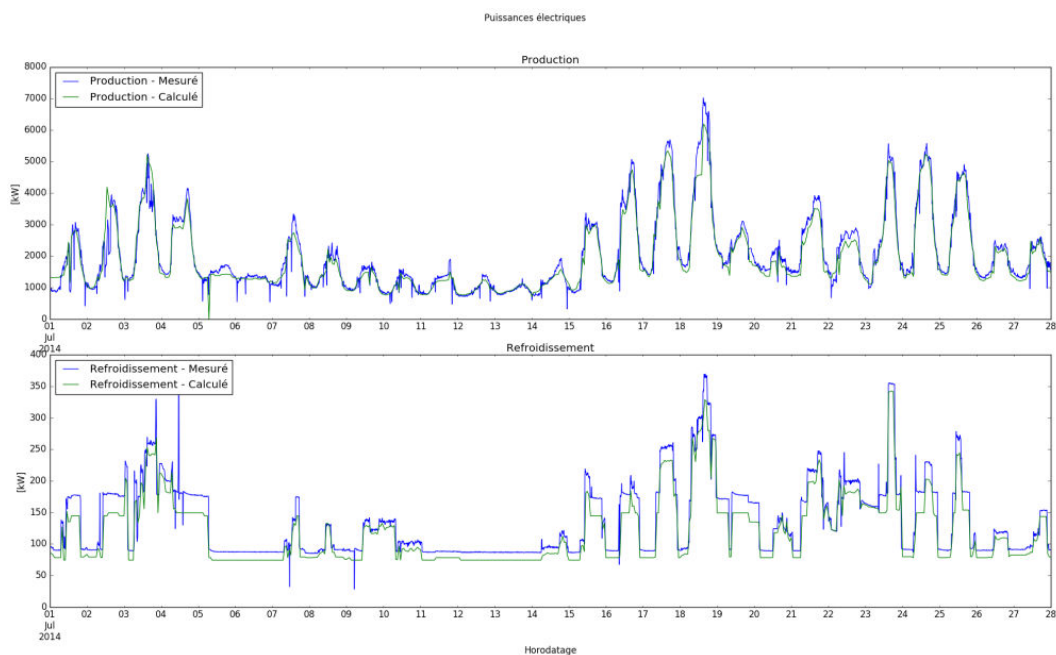


Figure 86 : Comparaison des puissances électriques production et refroidissement avec les mesures

4.3 Résultats sur le système

La simulation du système complet, couplant la centrale de production et le réseau (modèle détaillé) permet :

- le calcul de l'EER de la centrale (37) au moyen de la puissance frigorifique à produire (modèle de réseau) et de la puissance électrique totale (modèle de distribution et modèle de production/refroidissement)
- la précision du modèle est également vérifiée sur l'EER « cumulé », rapport entre les énergies frigorifiques et électriques
- la vérification du couplage hydraulique entre les sous-systèmes

Les résultats sont présentés dans le Tableau 22 et sur la Figure 87. L'EER cumulé au niveau de la centrale est sous-estimé (-0.03), tandis que le rendement du réseau est surestimé (+0.03). Le couplage hydraulique entre la centrale et le réseau est vérifié.

EER instantané	EER cumulé
MAE [-]	Erreur absolue
0.33	-0.03

Tableau 22 : Précision du calcul de l'EER centrale par rapport aux mesures

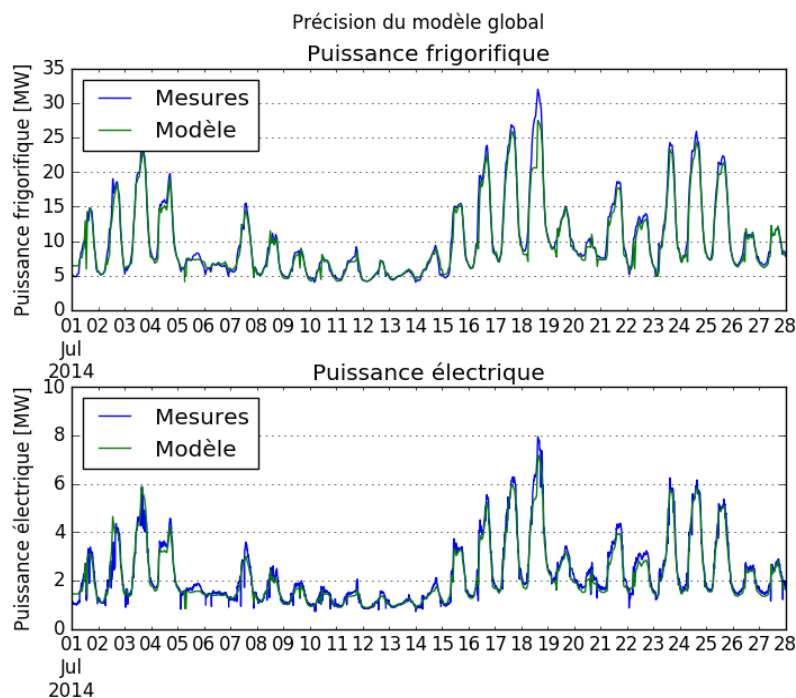


Figure 87 : Précision du modèle de système en puissance frigorifique et électrique

5 Conclusion

Le modèle se montre suffisamment précis sur les sorties majeures pour l'aide à la conduite (Tableau 23) : consommation électrique de chaque sous-système, EER centrale et températures de livraison. L'incertitude induite par l'estimation des mesures manquantes est à prendre en considération lorsque la précision des calculs en puissance électrique est analysée.

Sortie \ Indicateur	MAPE	MAE	MRE
Puissance électrique de la production	9.9%	190 kW	-4.7%
Puissance électrique du refroidissement	12.7%	17 kW	-11.8%
Puissance électrique de la distribution	6.2%	8 kW	0.1%
Température de départ centrale	☒	0.44 K	☒
Débit de rejet eau de Seine	15.2%	318 m³/h	10.8%
Température de rejet eau de Seine	☒	0.82 K	☒
Débit de distribution	5.8%	72 m³/h	-5.8%
Températures de livraison aux sous-stations	☒	0.25 K	☒
Pression différentielle de livraison aux sous-stations	☒	0.16 bar	☒
EER centrale	☒	0.33	-0.03

Tableau 23 : Synthèse des résultats de validation (par sous-système et sur le système)

L'identification des performances non-nominales des groupes frigorifiques, réalisée sur un jeu de données indépendant, permet d'obtenir un gain de précision comparé à l'utilisation d'un paramétrage générique. La décomposition du travail d'identification et de validation a également permis de tirer des enseignements sur la modélisation. Le maillage du réseau à 100 m offre le meilleur compromis entre temps de calcul et précision. L'utilisation du modèle simplifié, dont les pertes thermiques sur la ligne retour ont été paramétrées spécifiquement et par identification, permet d'obtenir un résultat en énergie frigorifique et en volume pompé comparable au modèle détaillé. Les résultats de validation sur les variables hydrauliques (centrale et réseau) ont mis en lumière l'intérêt d'implémenter des régulateurs sur les pompes, afin d'atteindre les valeurs de consigne en pression différentielle. La régulation de la centrale, présentée dans le Chapitre 4, inclut ces régulateurs. Elle va permettre l'analyse des performances dans des conditions de fonctionnement différentes de l'historique.

Chapitre 4

Analyse des performances du réseau de froid urbain à l'aide du modèle

1	Introduction	129
2	Méthodologie : du modèle validé sur historique au modèle adapté à la simulation prévisionnelle	130
2.1	Point de rappel sur le modèle validé	130
2.2	Régulation en boucle fermée de la centrale de production refroidie par eau de Seine et à pression différentielle imposée	131
2.3	Régulation de la centrale de production refroidie par tours aéroréfrigérantes et à débit imposé	137
3	Analyse des performances du réseau de froid urbain	141
3.1	Calcul du bilan énergétique sur une simulation de référence	141
3.2	Évaluation de l'impact énergétique des températures de retour des sous-stations et de la température de départ de la centrale de production	144
3.3	Évaluation de l'impact énergétique de l'engagement d'une deuxième centrale	151
4	Conclusion	157

Un modèle de régulation des centrales en boucle fermée est introduit dans ce chapitre. Il adapte les décisions aux perturbations et aux consignes globales. Cette régulation est présentée dans la section 2. Les seuls degrés de liberté sont la température de départ des centrales et le débit injecté par la seconde centrale de production. L'augmentation des températures de retour des sous-stations est également étudiée : elle est traitée dans le modèle comme une entrée exogène. L'impact de ces trois leviers est évalué et discuté dans la section 3, sous l'angle de la physique du réseau et de la performance énergétique des centrales. Ces résultats éclairent le travail d'optimisation qui sera présenté au chapitre 5.

1 Introduction

La validation du modèle a été effectuée au Chapitre 3 en introduisant les signaux de commande issus de l'historique de mesure. La simulation prévisionnelle va maintenant nous permettre d'évaluer l'impact d'un paramètre sur le comportement et la performance du système. Pour cela, une régulation en boucle fermée est implémentée ; elle est présentée dans ce Chapitre. La démarche est synthétisée sur la Figure 88. Les signaux de régulation :

- pour certains internalisés dans la régulation de la centrale,
- pour d'autres définis par une **loi experte censée reproduire ce que l'opérateur déciderait** pour la pression différentielle et la répartition de puissance entre groupes frigorifiques
- et enfin pour les restants fixés à une valeur constante.

Ces régulations sont présentées dans la section 2. La température de départ des centrales et le débit injecté par la seconde centrale de production sont les seuls degrés de liberté du système de régulation. L'augmentation des températures retour des sous-stations est également étudiée : elle est traitée dans le modèle comme une entrée exogène. L'impact de ces trois leviers à disposition de l'opérateur d'un réseau de froid est évalué et discuté dans la section 3, sous l'angle de l'hydraulique du réseau et de la performance énergétique du système.

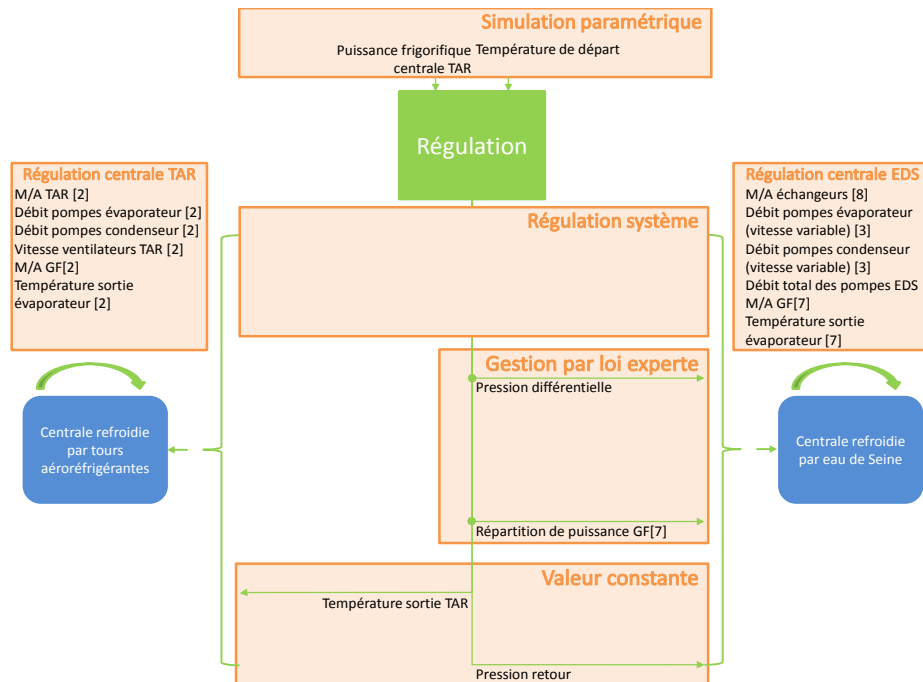


Figure 88 : Introduction de régulations en boucle fermée : dans les centrales (cf. flèches bouclées) et niveau du système (pression différentielle, débit centrale, répartition entre GF)

2 Méthodologie : du modèle validé sur historique au modèle adapté à la simulation prévisionnelle

2.1 Point de rappel sur le modèle validé

Dans le Chapitre 2, les modèles des composants physiques ainsi que la construction du modèle assemblé du réseau de froid urbain avec les blocs de régulation ont été présentés. L'architecture du système de régulation est décomposée entre l'opérateur (cf. Figure 89), la régulation de la centrale et la régulation des sous-systèmes. Ces 3 niveaux de décision produisent les signaux de commande envoyés vers les composants physiques.

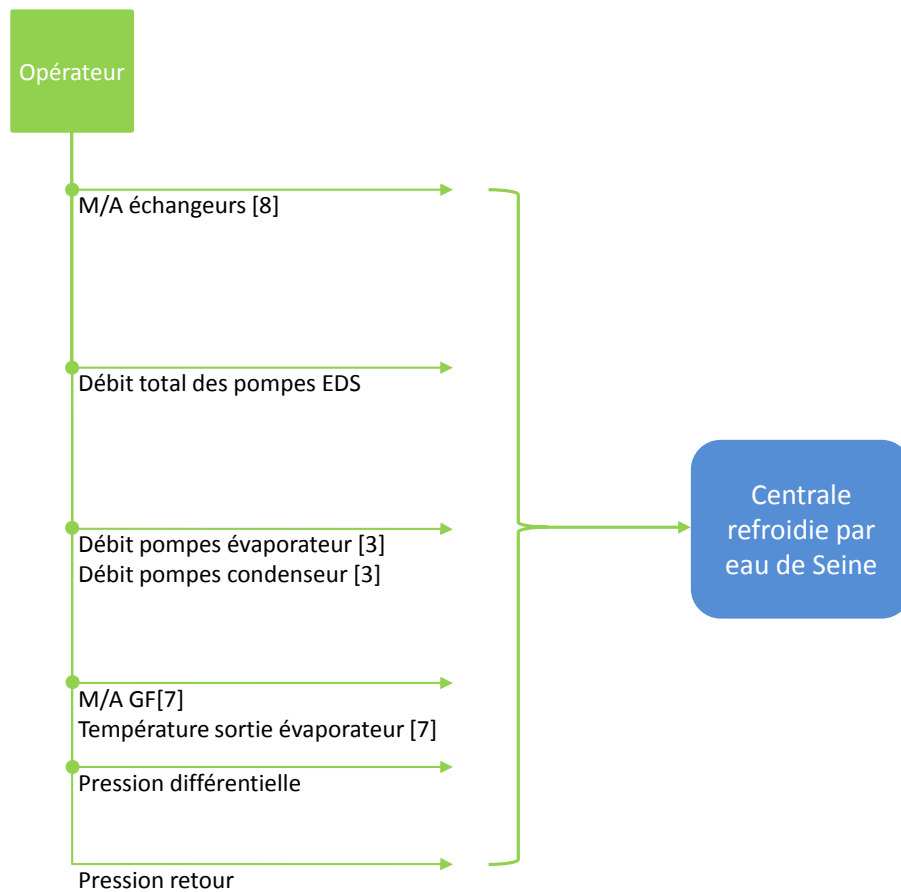


Figure 89 : Signaux de régulation issus de l'historique lors de la validation du modèle

2.2 Régulation en boucle fermée de la centrale de production refroidie par eau de Seine et à pression différentielle imposée

2.2.1 Gestion de la répartition de puissance entre groupes frigorifiques

Comme nous l'avons vu, la centrale "eau de Seine" comporte 7 groupes frigorifiques. Le pilotage de ces groupes frigorifiques (mise en marche, débit des pompes évaporateur et condenseur, température de sortie évaporateur) a pour objectif d'assurer la production de l'eau glacée en sortie de centrale à la température de départ requise. La centrale à eau de Seine étudiée est composée de groupes centrifuges (GF) de 4 types différents :

- 1 GF de type A ($\dot{Q}_f^{nom} = 8.8$ MW), noté GFA
- 2 GF de type B ($\dot{Q}_f^{nom} = 5.8$ MW), notés GFB
- 2 GF de type C ($\dot{Q}_f^{nom} = 6.8$ MW), notés GFC
- et 2GF de type D ($\dot{Q}_f^{nom} = 3.7$ MW), notés GFD

Leur plage de modulation s'étend pour chaque type de 30% à 100% ce qui offre plusieurs configurations possibles pour produire une même puissance donnée. Une analyse des mesures (puissances frigorifiques par GF - historique du 01/01/2013 au 31/12/2013) a été réalisée afin d'induire un modèle de décision – dit par loi experte – pour la répartition de puissance entre groupes frigorifiques. Dit autrement, la logique de l'opérateur est représentée dans le modèle. Une visualisation des résultats de l'analyse est proposée sur les Figure 90, Figure 91 et Figure 92.

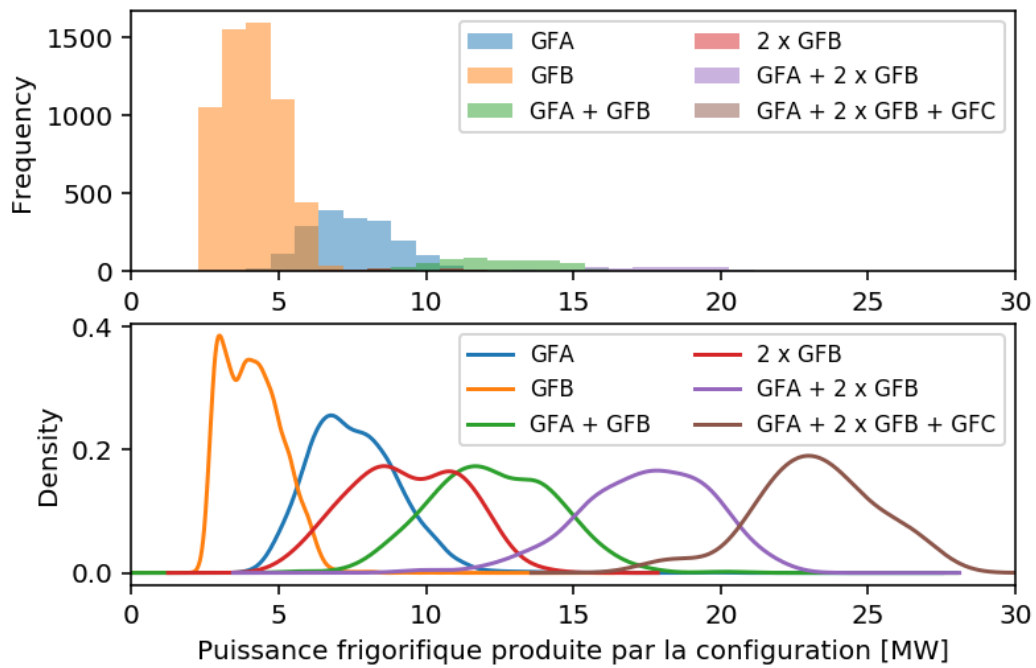


Figure 90 : Histogramme (nombre d'heures) et distribution (Kernel Density Estimation) de la puissance frigorifique produite par les configurations de groupes frigorifiques de la centrale - historique du 01/01/2013 au 31/12/2013

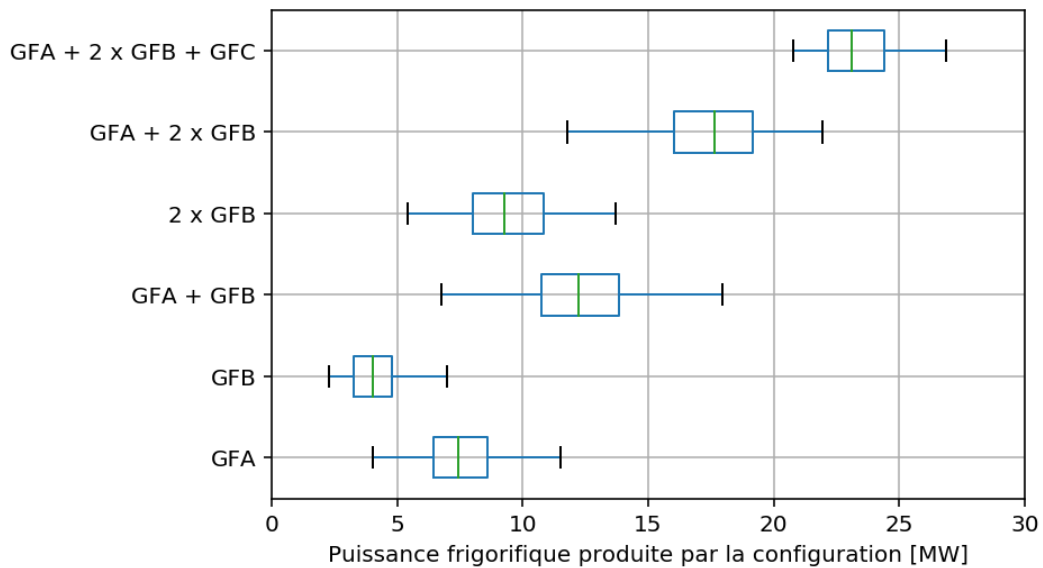


Figure 91 : Puissance frigorifique produite par les différentes configurations de groupes frigorifiques - historique du 01/01/2013 au 31/12/2013 – Tukey Box Plot

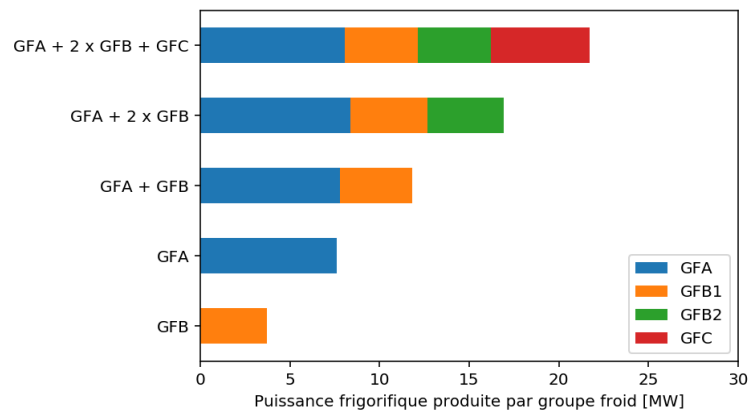


Figure 92 : Répartition de puissance entre groupes frigorifiques pour les configurations principales sur base des valeurs médianes mesurées - historique du 01/01/2013 au 31/12/2013

L'histogramme des puissances met en évidence la prépondérance du fonctionnement avec un seul groupe frigorifique (B puis A) et la faible occurrence de la configuration "2 GFB". Les GFD ne sont pas utilisés. Les distributions permettent d'analyser les configurations pour des puissances plus élevées (GFA + 1 ou 2 GFB, GFA + 2 GFB + GFC). Enfin, la puissance médiane de chaque configuration est visualisable sur la Figure 91.

La puissance médiane de chaque groupe frigorifique pour la puissance médiane de chaque configuration principale est alors calculée. Nous remarquons que l'engagement des groupes frigorifiques diffère, à faible puissance, d'un ordre de mérite classique. En effet, le GFB est privilégié pour les puissances frigorifiques inférieures à 5 MW_f puis à l'arrêt jusque 10 MW_f. Ceci indique que le GFA seul possède des performances à charge partielle plus élevées sur cette plage. Nous vérifierons cette hypothèse dans le Chapitre 5.

Pour simuler des séquences hors historique, il faut reproduire les décisions à prendre de façon similaire à l'usage observé. Pour cela, nous proposons un modèle qui fixe la répartition de puissance au sein d'une configuration en fonction de la puissance frigorifique totale de la centrale. Les transitions entre deux configurations successives i et j sont réglées entre le 3^{ème} quartile de i et le 1^{er} quartile de j . Notre modèle construit par observation des pratiques est bâti à partir de décisions relatives à une et une seule température de départ centrale. La capacité frigorifique de chaque groupe variant avec la température de sortie évaporateur, il faut retenir qu'à des températures de départ différentes son utilisation introduit donc un biais. Nous discuterons dans la section 3.2 dans quelle mesure l'effet de charge partielle (PLF) est modifié.

2.2.2 Gestion de la pression différentielle à imposer sur le réseau de distribution

La pression différentielle imposée par la centrale sur le réseau de distribution permet de compenser les pertes de charge hydrauliques (tuyaux et singularités) afin d'assurer la livraison de toutes les sous-stations. Ces pertes de charge étant fonction des débits, nous avons choisi de corréler la pression différentielle au débit du réseau. Cette approche comporte néanmoins une limite : l'influence de la répartition spatiale du débit sur les pertes de charge : nous noterons à titre illustratif la différence entre la valeur de pression différentielle médiane et sa valeur au 95^{ème} centile sur la Figure 93.

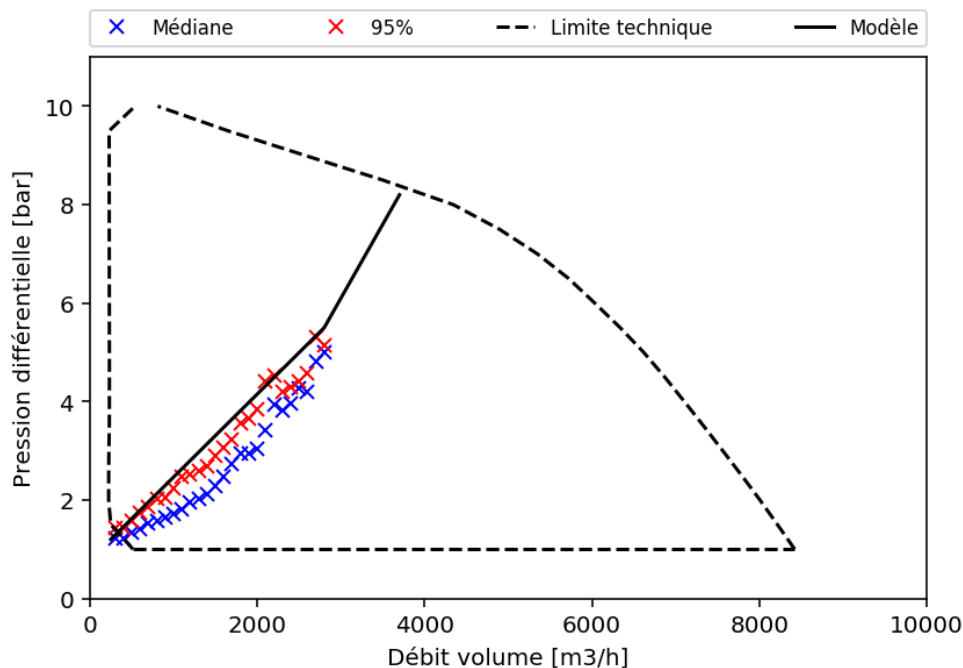


Figure 93 : Loi donnant la pression différentielle (courbe en noir) en fonction du débit volume du réseau, sur base des valeurs mesurées au 95^{ème} centile (croix rouges)

Une corrélation linéaire par morceaux est identifiée sur les valeurs de pression différentielle (on utilise celles au 95^{ème} centile). La loi est limitée par les valeurs de débit minimum (200 m³/h) et de pression différentielle minimum (1 bar). Les limites techniques entre 15 et 50 Hz (plage de fonctionnement du variateur de vitesse) sont calculées par simulation du groupe de pompes (cf. Figure 93).

2.2.3 Gestion des consignes et de l'engagement des équipements

Les consignes de température de sortie évaporateur, les débits évaporateur ainsi que l'engagement des groupes frigorifiques et des échangeurs à eau de Seine sont déterminés par le bloc "régulation de la centrale".

Sous-système production

Nous faisons l'hypothèse que tous les groupes produisent à la même température de sortie évaporateur (comportement observé). Le débit global aux évaporateurs (cf. Figure 94) est supposé légèrement supérieur au débit du réseau $\dot{m}$ (51). Dès lors, la répartition des puissances frigorifiques est identique à la répartition des débits aux évaporateurs (52). Un groupe frigorifique est en marche lorsque la puissance frigorifique est non-nulle (53).

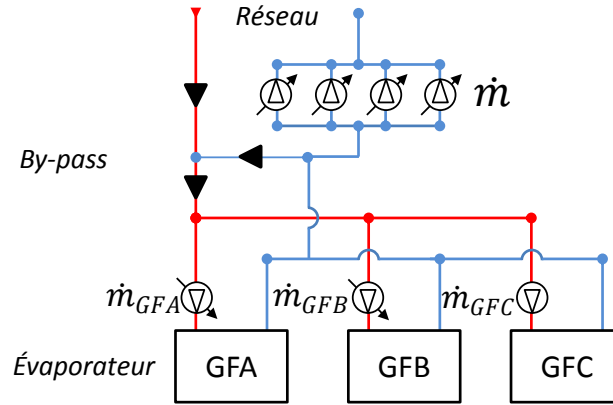


Figure 94 : Schéma hydraulique simplifié (3 groupes seulement) du circuit évaporateur

$$\dot{m} < \sum \dot{m}_{GFi} \quad (51)$$

$$\alpha_{GFi} = \frac{\dot{Q}_{GFi}}{\dot{Q}} = \frac{\dot{m}_{GFi}}{\sum \dot{m}_{GFi}} \quad (52)$$

$$i = \{A, B, C\}$$

$$on_{GFi} = \begin{cases} 1 & \text{si } \alpha_{GFi} > 0 \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (53)$$

Les groupes frigorifiques de type A et B sont équipés d'une pompe à vitesse variable tandis que les groupes frigorifiques de type C fonctionnent avec une pompe à vitesse fixe. Ainsi, seul le débit évaporateur des groupes A et B est pilotable, en respectant une contrainte de débit minimum (54).

$$\begin{aligned} \dot{m}_{GFj} &> \dot{m}_{GFj}^{min} \\ j &= \{A, B\} \end{aligned} \quad (54)$$

Le débit total du circuit évaporateur est alors totalement défini lorsque seul un groupe frigorifique de type C est engagé avec une puissance frigorifique fixée. Lorsque les groupes frigorifiques A et/ou B sont engagés uniquement, le débit total est contraint par un minimum et limité par la vitesse maximale des pompes. Nous définissons un gain $k_{ev} > 1$ pour modéliser la marge de sécurité de l'opérateur de conduite par rapport aux contraintes (55).

$$\sum \dot{m}_{GF i} = \begin{cases} \frac{\dot{m}_{GFC}}{\alpha_{GFC}} & \text{si } \alpha_{GFC} > 0 \\ k_{ev} \max\left(\frac{\dot{m}_{GFj}^{min}}{\alpha_{GF i}}, \dot{m}\right) & \text{sinon} \end{cases} \quad (55)$$

Les débits des condenseurs sont supposés supérieurs et proportionnels aux débits des évaporateurs, ils sont paramétrés par le coefficient de proportionnalité $k_{cd} > 1$.

Sous-système refroidissement des condenseurs

Le pilotage du sous-système de refroidissement des condenseurs est caractérisé par deux degrés de liberté :

- le choix d'engagement des échangeurs
- et le débit total des pompes eau de Seine. Chaque pompe est ensuite pilotée par la régulation du sous-système.

Le pilotage du débit du circuit condenseur, résultat de la répartition de puissance sur les groupes frigorifiques (Figure 95). Les échangeurs utilisables sont de deux types, correspondant à un débit nominal de 880 m³/h et de 1500 m³/h respectivement. Les configurations successives sont engagées lorsque le débit condenseur atteint un seuil haut, correspondant au débit nominal de la configuration courante. Ces seuils sont ajustés avec un coefficient k_{hx} . Le débit des pompes eau de Seine est proportionnel au débit total des échangeurs engagés ($k_{eds} > 1$).

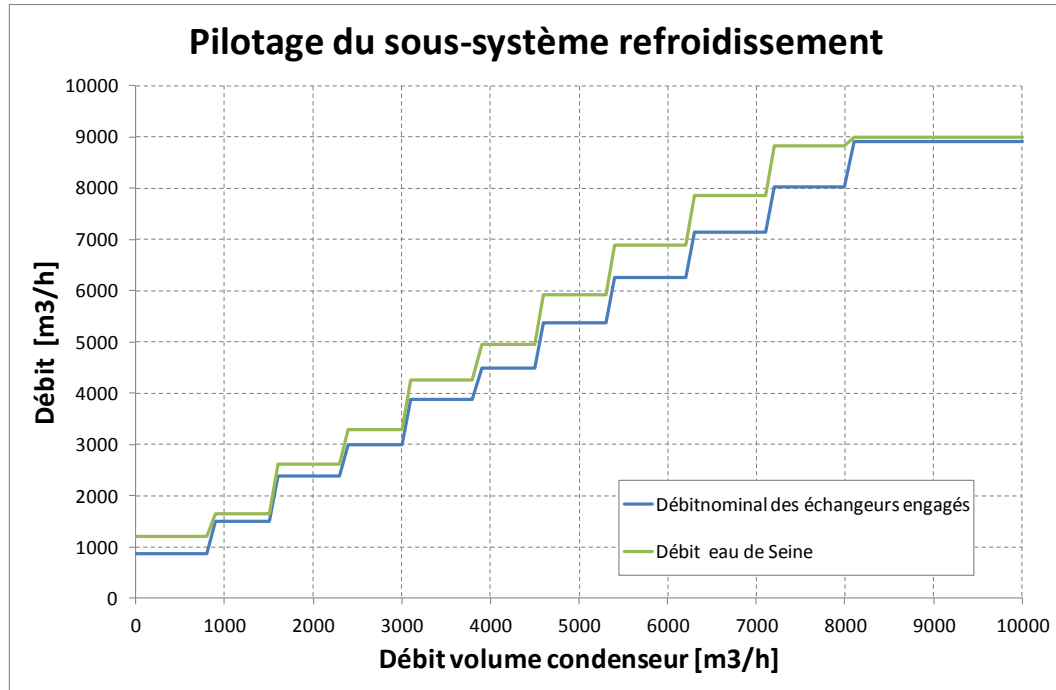


Figure 95 : Pilotage du sous-système refroidissement des condenseurs (débit pompes avec $k_{eds}=1.2$ et échangeurs EDS avec $k_{hx}=1$)

2.3 Régulation de la centrale de production refroidie par tours aéroréfrigérantes et à débit imposé

Pour ce qui est des consignes de température de sortie évaporateur et des débits ainsi que de l'engagement des groupes frigorifiques et des tours aéroréfrigérantes, on adopte une approche similaire à celle décrite précédemment.

Sous-système production

Le sous-système de production présente des différences majeures avec la centrale à EDS. Les évaporateurs sont disposés en série et les pompes sont mutualisées en sortie des groupes frigorifiques (réduction de l'investissement). Le débit dans le réseau, consigne donnée par l'opérateur, est contrôlé par l'ouverture du by-pass (cf. Figure 96).

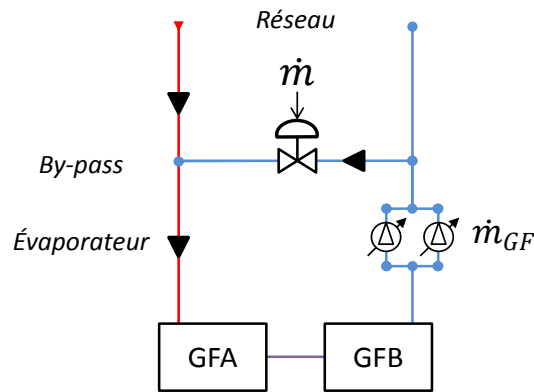


Figure 96 : Schéma hydraulique simplifié du circuit évaporateur de la centrale refroidie par TAR

La température de sortie d'évaporateur du GFB est fixée à la température de départ centrale, tandis que la température de sortie d'évaporateur du GFA est calculée comme la moyenne arithmétique entre la température d'entrée (mélange entre retour réseau et by-pass) et la température départ centrale. Les pompes évaporateur et les pompes condenseur sont engagées en fonction du nombre de groupes frigorifiques. Elles fonctionnent à débit nominal. Le débit by-pass étant limité, le nombre de groupes frigorifiques est fonction du débit réseau. Dès lors, les degrés de liberté de cette centrale ne permettent pas d'ajuster la répartition de puissance entre groupes frigorifiques.

Sous-système refroidissement des condenseurs

Le nombre de tours aéroréfrigérantes (TAR) engagées est égal au nombre de groupes frigorifiques. La température en sortie des TAR est contrôlée par la vitesse des ventilateurs. La gestion de cette consigne relève d'un compromis entre la consommation des ventilateurs et la consommation des compresseurs. En effet, une consigne plus basse engendre un EER plus élevé du groupe frigorifique mais une vitesse de rotation et donc une puissance électrique absorbée par le moteur du ventilateur plus importante. **La consigne est fixée à une valeur constante afin de simplifier le problème. Le réglage de cette consigne sera traité par optimisation dans le Chapitre 5.**

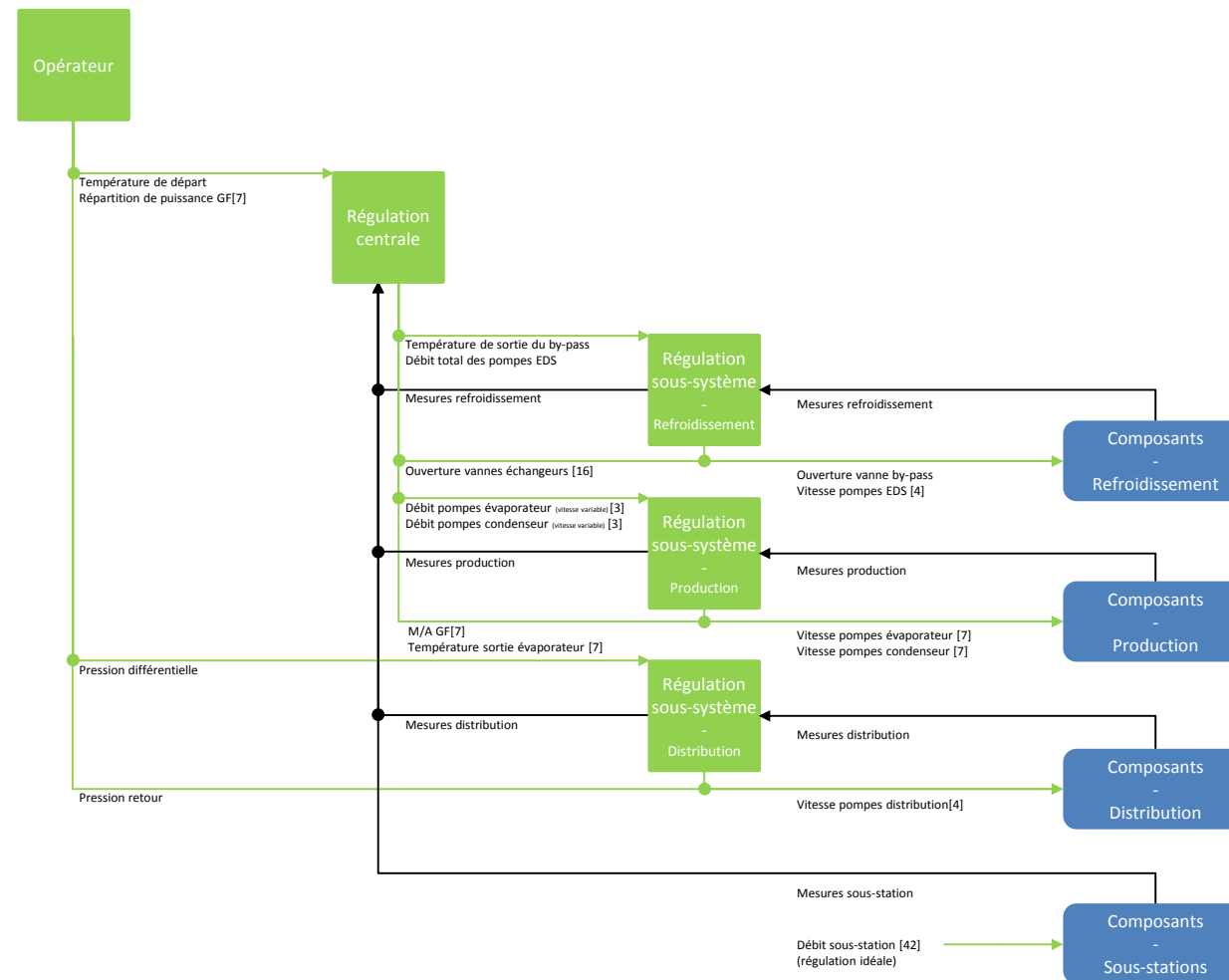


Figure 97 : Diagramme de régulation en boucle fermée de la centrale refroidie à eau de Seine (NB : [] représente la taille du vecteur)

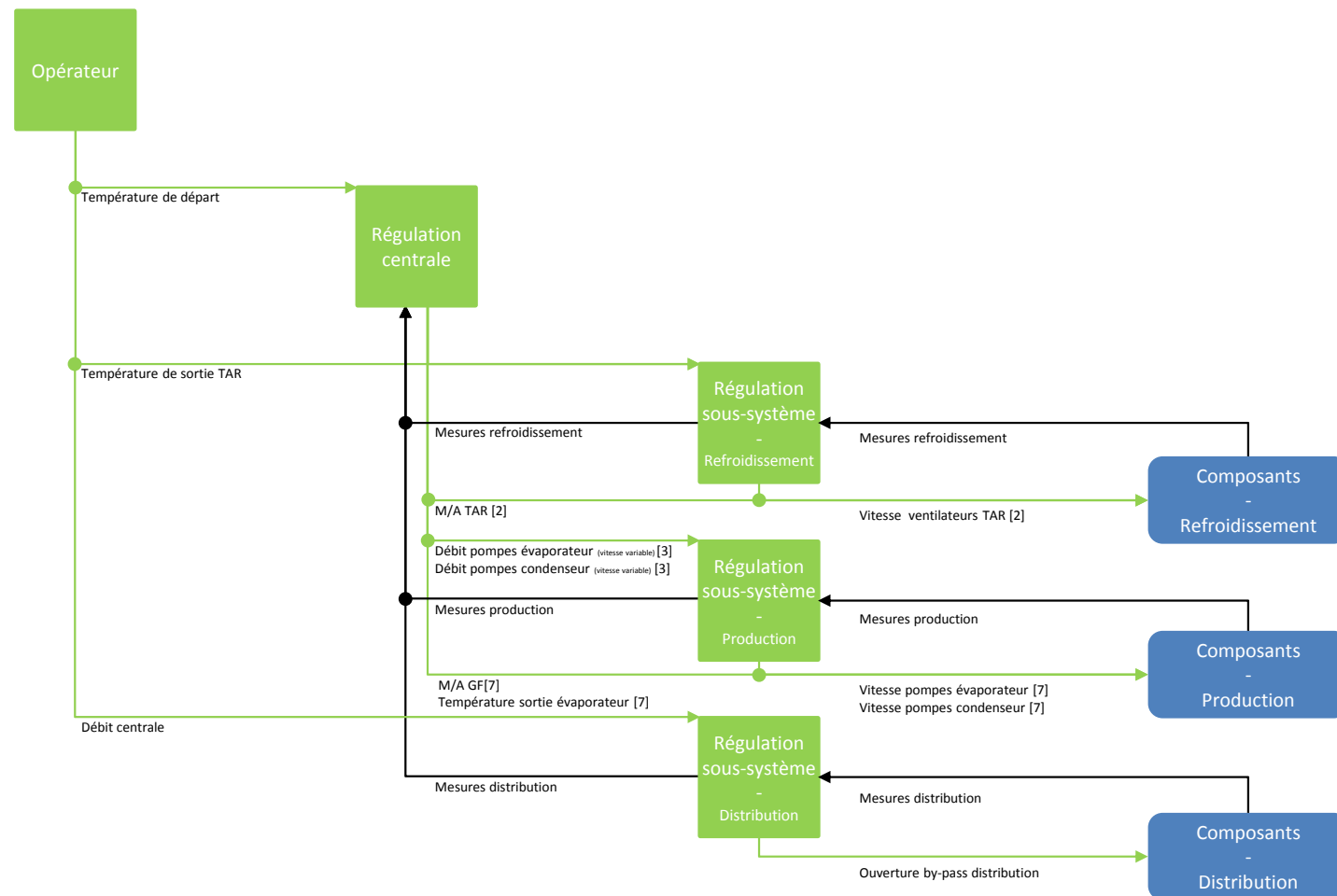


Figure 98 : Diagramme de régulation en boucle fermée de la centrale refroidie par TAR (NB : [] représente la taille du vecteur)

3 Analyse des performances du réseau de froid urbain

Dans cette section, les performances du réseau de froid urbain de Paris-Bercy sont étudiées à l'aide du modèle. Une simulation de référence, sur une semaine d'été et avec une centrale de production engagée (EDS), est traitée afin de calculer le bilan électrique du réseau (3.1). Le modèle de régulation permet d'évaluer l'impact des deux degrés de liberté : la température de départ des centrales et la part de puissance frigorifique de la seconde centrale (TAR). La sensibilité du réseau au pilotage des sous-stations visant à augmenter la température retour sera également présentée. L'analyse se concentre sur le comportement thermo-hydraulique du réseau, sur la fourniture aux sous-stations dites défavorisées et sur la consommation électrique des centrales.

3.1 Calcul du bilan énergétique sur une simulation de référence

La simulation de référence correspond au cas où la centrale refroidie à eau de Seine produit seule et à température constante $T_{al} = 2^\circ\text{C}$ (cf. Figure 99).

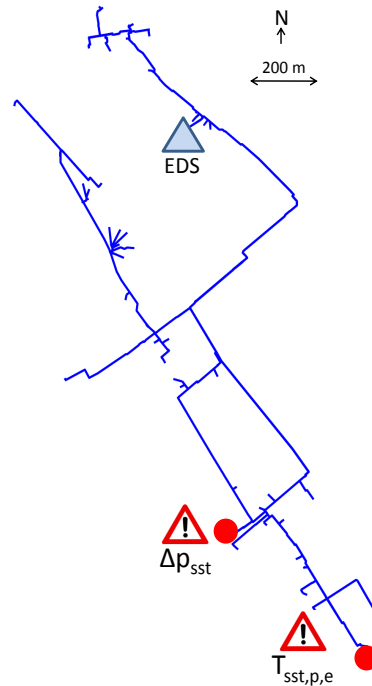


Figure 99 : Plan du réseau de distribution avec mise en évidence de la centrale de production à EDS et des sous-stations critiques

Les entrées exogènes sont la température d'eau de Seine $T_{eds,e}$, la puissance frigorifique appelée par sous-station $\dot{Q}_{sst}$ et la température de retour au primaire de chaque sous-station $T_{sst,p,e}$. Ces valeurs sont extraites de mesures historiques sur le réseau de Paris-Bercy sur une semaine d'été. Les variables d'entrée apparaissent sur la Figure 100.

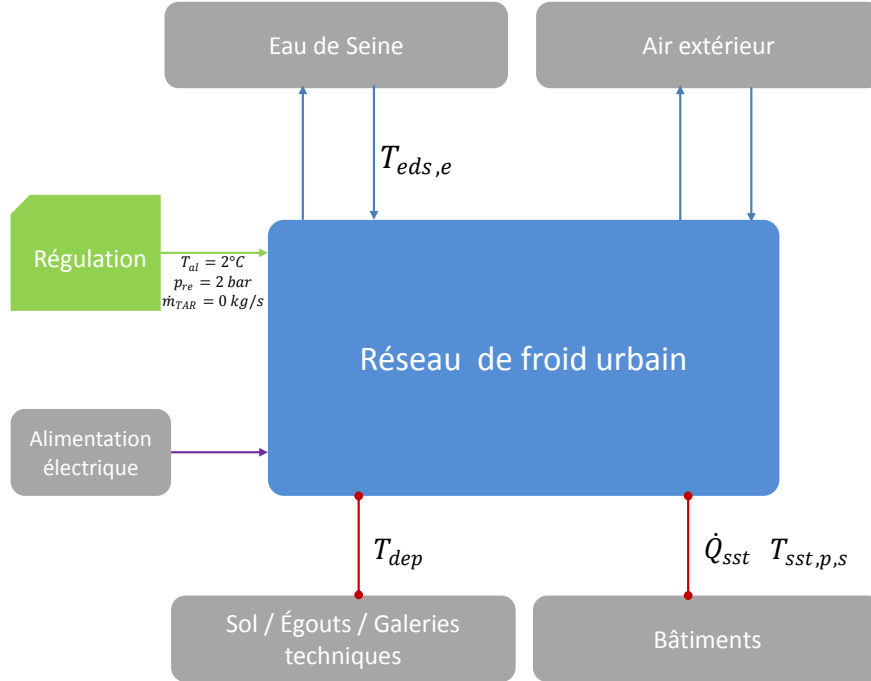


Figure 100 : Flux d'informations lors de la simulation de référence

Les puissances frigorifiques appelées par chaque sous-station présentent des variations jour/nuit et semaine/week-end. Ces variations s'expliquent par l'impact des conditions météo, de la présence des occupants et de la régulation des systèmes sur les besoins en climatisation des bâtiments. La puissance normalisée par la puissance moyenne hebdomadaire (56) de chaque sous-station montre que les bâtiments raccordés au réseau ont, sur cette période, un profil de demande similaire. La puissance frigorifique médiane varie d'un facteur 4 selon l'heure de la semaine (cf. Figure 101).

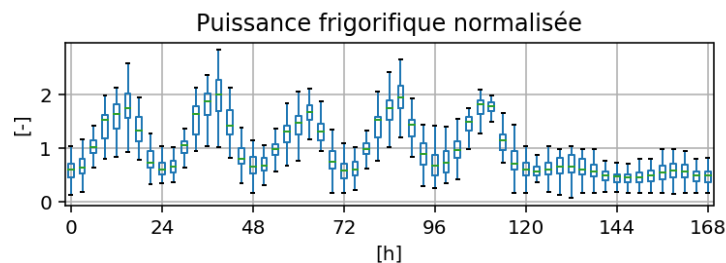


Figure 101 : Puissance frigorifique en entrée des modèles de sous-station (normalisée selon (56) par la puissance moyenne)

$$\dot{Q}_{sst}^{sp,norm} = \frac{\dot{Q}_{sst}^{sp}}{\frac{1}{\Delta T} \int_{t=0h}^{t=T=168h} \dot{Q}_{sst}^{sp} dt} \quad (56)$$

La Figure 102 regroupe les températures et débits calculés aux bornes de la centrale. La température d'eau de Seine varie entre 21.7°C et 24.2°C. La température de retour est faiblement variable et est corrélée à la puissance frigorifique appelée sur le réseau. Le débit des différents circuits de la centrale dépend du débit appelé sur le réseau et de la régulation. Il est à noter que le débit évaporateur est toujours supérieur, comme requis, au débit réseau et que le débit eau de Seine est borné par un minimum, fonction de la configuration d'échangeurs engagés à faible charge.

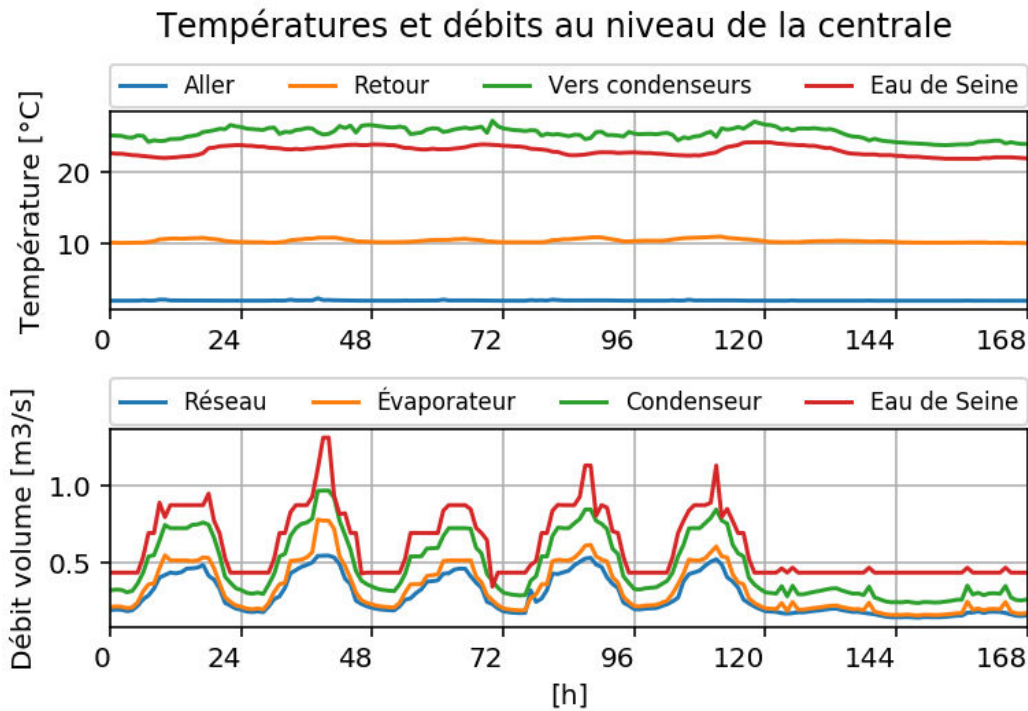


Figure 102 : Températures et débits calculés sur la simulation de référence

Le bilan électrique (répartition des postes de consommation d'énergie électrique) est donné Figure 103. Nous remarquons que la proportion des consommations des groupes frigorifiques (78.8%) et des pompes (21.2%) est cohérente avec les hypothèses de l'analyse préliminaire effectuée au Chapitre 2 (75% / 25%). Le premier poste de pompage est la distribution du fait des pertes de charge du réseau. Rappelons que le modèle de pompe utilisé prend en compte la variation du rendement avec le débit et la vitesse de rotation.

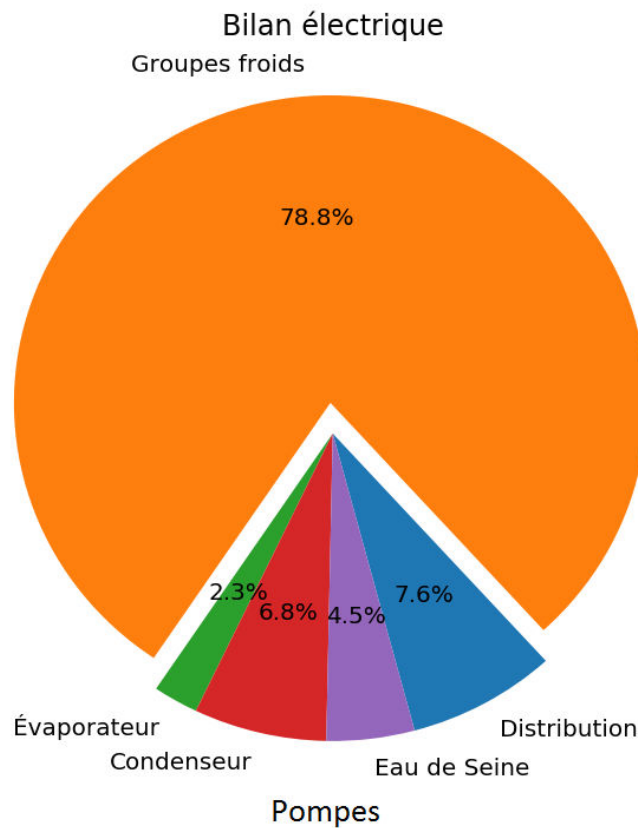


Figure 103 : Bilan électrique (groupes frigorifiques, pompes) obtenu sur la simulation de référence

3.2 Évaluation de l'impact énergétique des températures de retour des sous-stations et de la température de départ de la centrale de production

Notre objectif est d'analyser et de quantifier l'impact de la température du réseau sur les consommations électriques. La centrale à TAR est maintenue à l'arrêt. Deux phénomènes sont alors étudiés (indépendamment puis de manière croisée) : l'augmentation des températures de retour des sous-stations et la variation de la consigne de température de départ des groupes frigorifiques.

La température de retour sur le circuit primaire des sous-stations $T_{sst,p,s}$ dépend, en première analyse, de la température d'eau glacée en sortie des émetteurs du bâtiment et du pincement de l'échangeur. Les valeurs imposées en entrée de la simulation de référence, sont inférieures aux valeurs

nominales. Ce comportement peut être causé par un fonctionnement du circuit secondaire à débit constant, par le type d'émetteurs ou par l'encrassement des échangeurs.

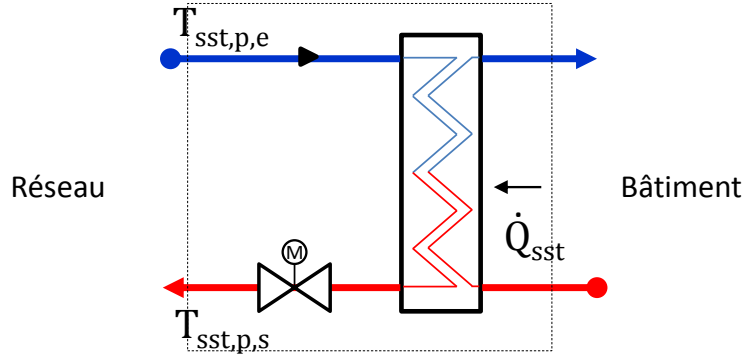


Figure 104 : Rappel des notations du modèle de sous-station

L'écart à la température nominale $T_{sst,p,s} - T_{sst,p,s}^{nom}$ est tracé pour chaque sous-station sur la Figure 105. Maximiser la hausse de température aux bornes des sous-stations va permettre :

- 1/ d'assurer une puissance frigorifique suffisante lorsque les vannes de régulation sont pleines ouvertes,
- 2/ de livrer le volume d'énergie frigorifique demandé avec un travail de pompage minimisé.

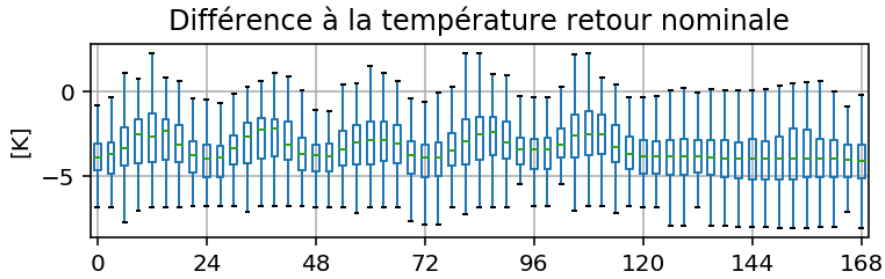


Figure 105 : Ecart à la température retour nominale sur la simulation de référence

L'augmentation des températures de retour peut être réalisée par asservissement de la vanne de régulation sur la température de retour et par nettoyage de l'échangeur. Notre objectif est donc d'évaluer le gain apporté, sur la période de référence, par cette augmentation. Pour cela, on fait varier $T_{sst,p,s}$ en introduisant un facteur noté $\Phi < 1$ (57), nommé par la suite facteur d'augmentation de la température retour sous-station.

$$T_{sst,p,s}^{\Phi} = T_{sst,p,s}(1 - \Phi) - \Phi T_{sst,p,s}^{nom} \quad (57)$$

La réduction du débit réseau $\dot{m}$ est directement liée à l'augmentation des températures de retour aux sous-stations, comme rappelé en (58). Le modèle de réseau quantifie la variation des déperditions thermiques sur la ligne aller et détermine les températures de livraison $T_{sst,p,e}$ et la température de retour T_{re} avec le débit modifié. Les autres débits diminuent également (cf. Figure 106).

$$\dot{m} = \sum \frac{\dot{Q}_{sst}}{c_p(T_{sst,p,s} - T_{sst,p,e})} \quad (58)$$

Réduction des volumes pompés et augmentation de la température retour centrale

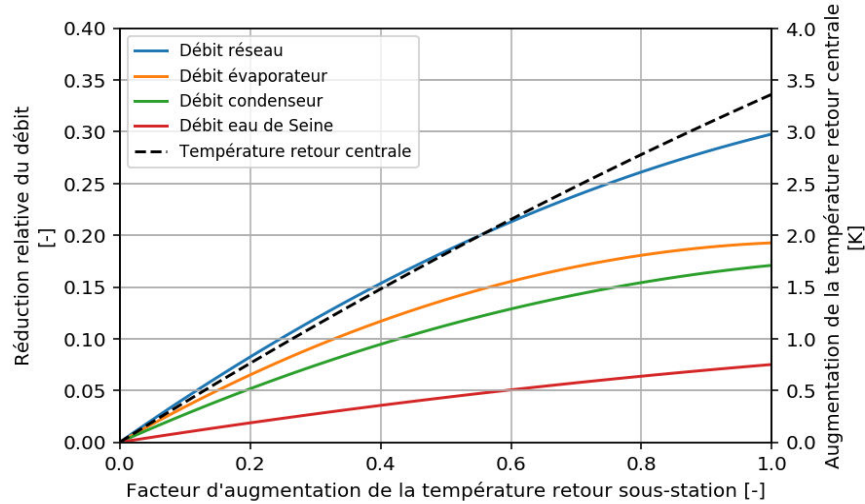


Figure 106 : Réduction des débits et augmentation de la température de retour centrale en fonction de l'augmentation de la température retour aux sous-stations

L'augmentation de la température de retour se traduit par une diminution des déperditions thermiques des canalisations. La diminution du débit et de la pression différentielle des pompes engendrent une réduction des pertes de charge. **Le rendement du réseau augmente alors de 92.7% à 95.8% entre $\Phi = 0$ et $\Phi = 1$** (cf. Figure 107). La diminution des pertes réseau et des débits entraîne une économie d'énergie, respectivement sur la consommation électrique des groupes frigorifiques et des pompes. L'évolution des économies (relative et par type d'équipement) en fonction de l'augmentation des températures de retour est reportée sur la Figure 108. Pour $\Phi = 1$, les gains sont de 3% sur la consommation électrique des groupes frigorifiques et de 33.5% sur la consommation des pompes, soit un gain sur la facture électrique de 9.5% (cf. Tableau 24).

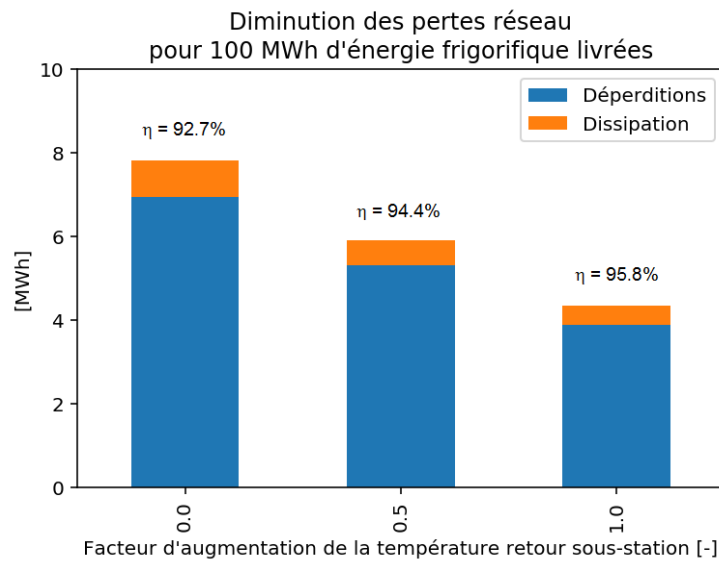


Figure 107 : Pertes (déperditions et dissipation) et rendement du réseau en fonction de l'augmentation de la température de retour aux sous-stations

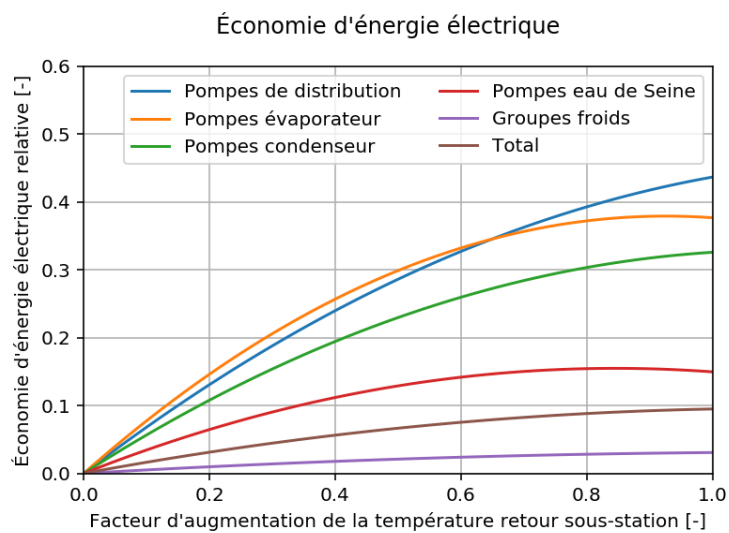


Figure 108 : Économie d'énergie électrique (relative par poste) en fonction de l'augmentation de la température de retour aux sous-stations

Poste	Part dans la consommation électrique	Économie d'énergie électrique relative	Économie d'énergie électrique
Groupes frigorifiques	78.8%	3.0%	2.4%
Pompes	21.2%	33.5%	7.1%

Tableau 24 : Bilan des économies d'énergie par poste engendrées par une augmentation des températures de retour

Voyons à présent l'influence de la température aller T_{al} , au départ de la centrale de production. La valeur de consigne est bornée par la plage de fonctionnement des groupes frigorifiques: $T_{ev,s}$ comprise entre 2°C (nominal) et 4°C. Plusieurs impacts sont étudiés : le réchauffement des canalisations à l'aller, l'amélioration de l'EER des groupes frigorifiques et l'augmentation des débits de pompes.

La première observation n'est pas triviale : augmenter la température de départ jusqu'à +2 K dégrade le rendement du réseau (cf. Figure 109). En effet, le calorifugeage de la ligne aller engendre, malgré une température différentielle avec le milieu ambiant plus importante, des déperditions thermiques inférieures d'un facteur 6 comparées à la ligne retour. Le réchauffement de la ligne aller ne permet donc pas de réduire significativement les "déperditions" thermiques. L'augmentation des pertes de charge se traduit par une augmentation des pertes du réseau.

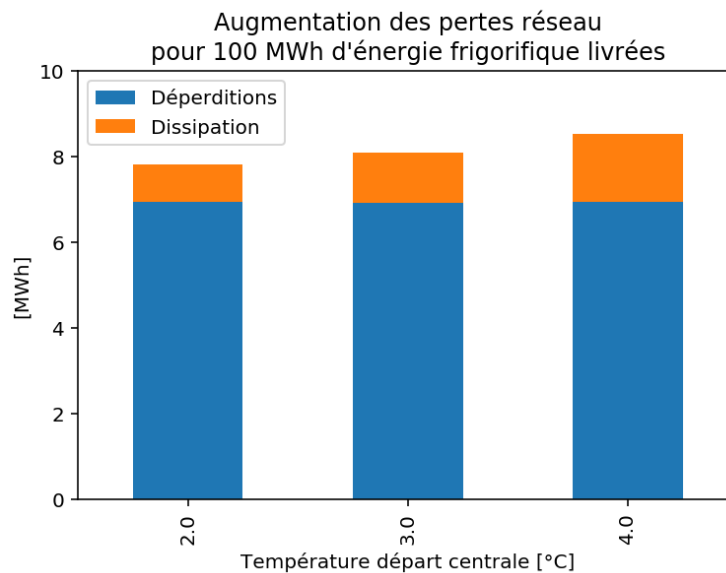


Figure 109 : Impact thermique de l'augmentation des pertes de charges en fonction de la température de départ de la centrale de production

La température de livraison aux sous-stations est également à vérifier. Le gestionnaire de réseau est en effet soumis, contractuellement, à une contrainte définie en température maximale. La sous-station dont la température de livraison est la plus élevée au cours de la période considérée est repérée sur la Figure 99. Elle est située en périphérie du réseau et la température peut y être augmentée de plus d'1 K. Le phénomène, causé par les déperditions thermiques, est plus important à faible débit et à température de départ basse. Pour un départ à 4°C, la température de livraison maximale est proche de la contrainte (5°C) au débit minimum (cf. Figure 110).

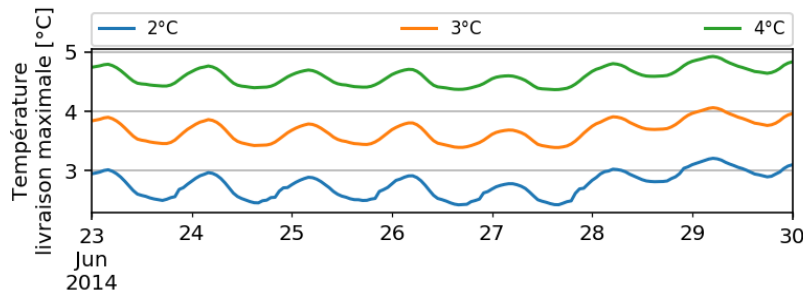


Figure 110 : Température de livraison maximale aux sous-stations pour 3 valeurs croissantes de la température de départ sur la période de simulation

L'enjeu énergétique de la modification de la température de départ est le bilan entre les économies sur la consommation des compresseurs et la dépense énergétique supplémentaire des pompes. Nous avons déjà observé une faible hausse de l'énergie frigorifique à produire par les groupes frigorifiques. **Le gain d'EER dû à l'élévation de la consigne de température de sortie évaporateur permet toutefois d'obtenir une économie d'énergie de 2.4%.** Il est ici intéressant de noter **l'augmentation, pour la même raison, de la capacité des groupes frigorifiques.** Leur loi de commande étant fonction de la puissance frigorifique totale on obtient un taux de charge frigorifique PLR (10) plus faible. L'impact de cette charge partielle PLF (11) est positif pour des charges élevées mais négatif pour des charges plus faibles (cf. Figure 111).

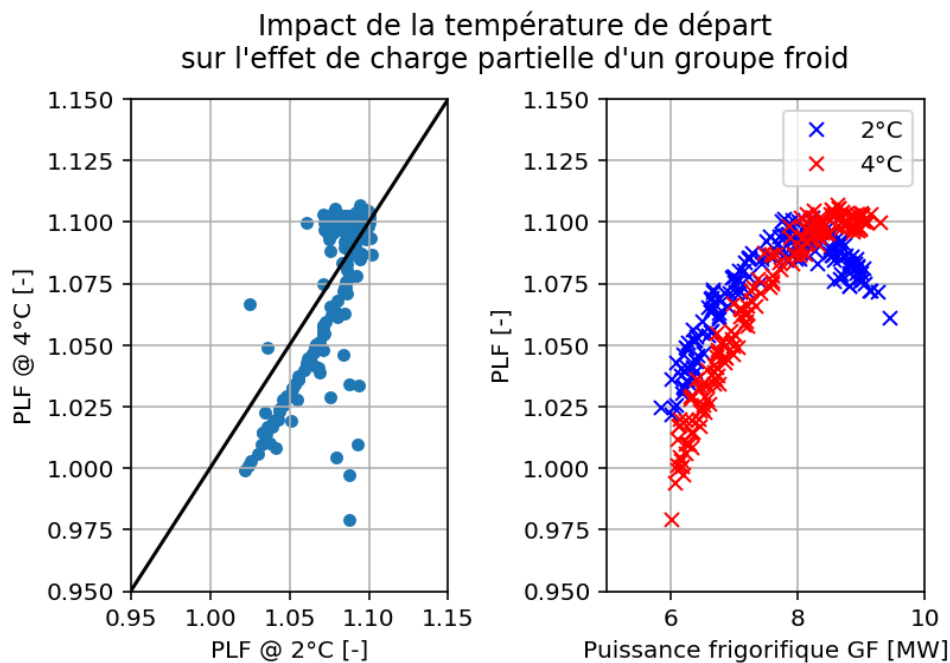


Figure 111 : Comparaison l'effet de charge partielle (PLF) d'un groupe frigorifique entre une température de départ à 2°C et à 4°C

Finalement, les économies engendrées sur la consommation des compresseurs sont inférieures au surplus lié au pompage : la surconsommation d'électricité est de 10% à 4°C (cf. Figure 112).

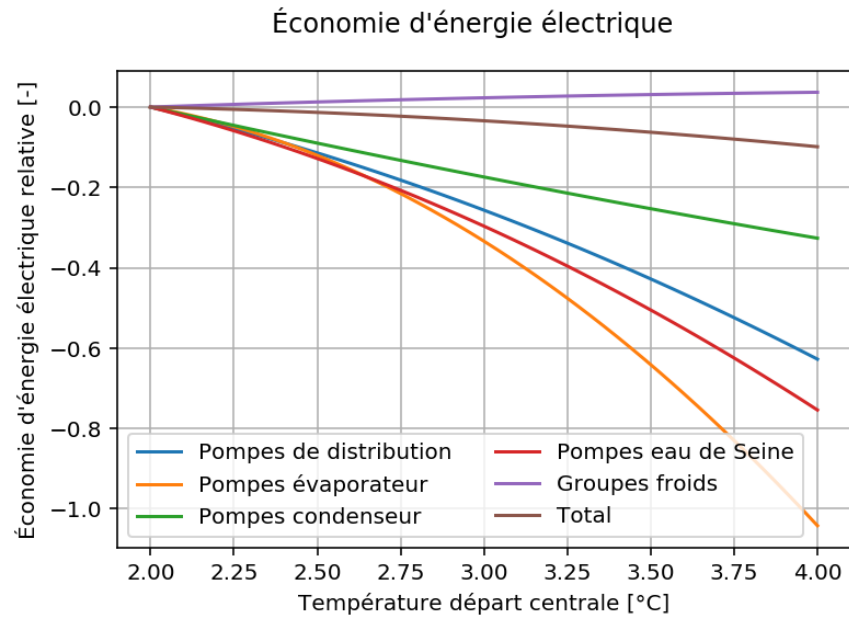


Figure 112 : Économie d'énergie relative (si positif, surconsommation sinon) par poste en fonction de la température de départ de la centrale de production

Augmenter les températures de retour des sous-stations d'un facteur supérieur à 40% permet en revanche de réaliser des économies, quelle que soit la température de départ (cf. Figure 113).

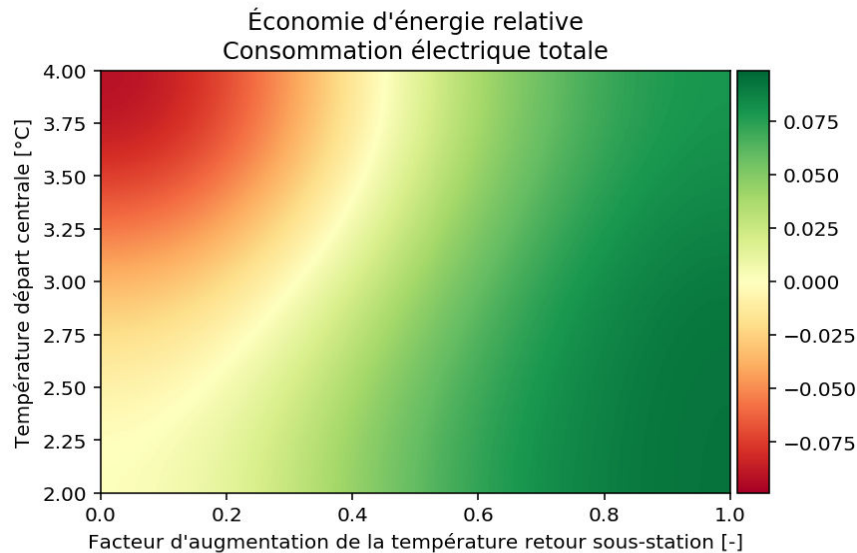


Figure 113 : Économie d'énergie relative sur la consommation électrique totale en fonction de l'augmentation des températures retour et de la température de départ de la centrale

3.3 Évaluation de l'impact énergétique de l'engagement d'une deuxième centrale

La centrale de production refroidie par TAR est un nouvel outil de production. Le modèle développé va permettre de prédire la performance énergétique de cette centrale et d'analyser son impact thermo-hydraulique sur le réseau. L'efficacité du système de refroidissement des condenseurs varie cette fois avec la température humide de l'air, dont la dynamique est plus rapide que celle de l'eau de Seine (EDS).

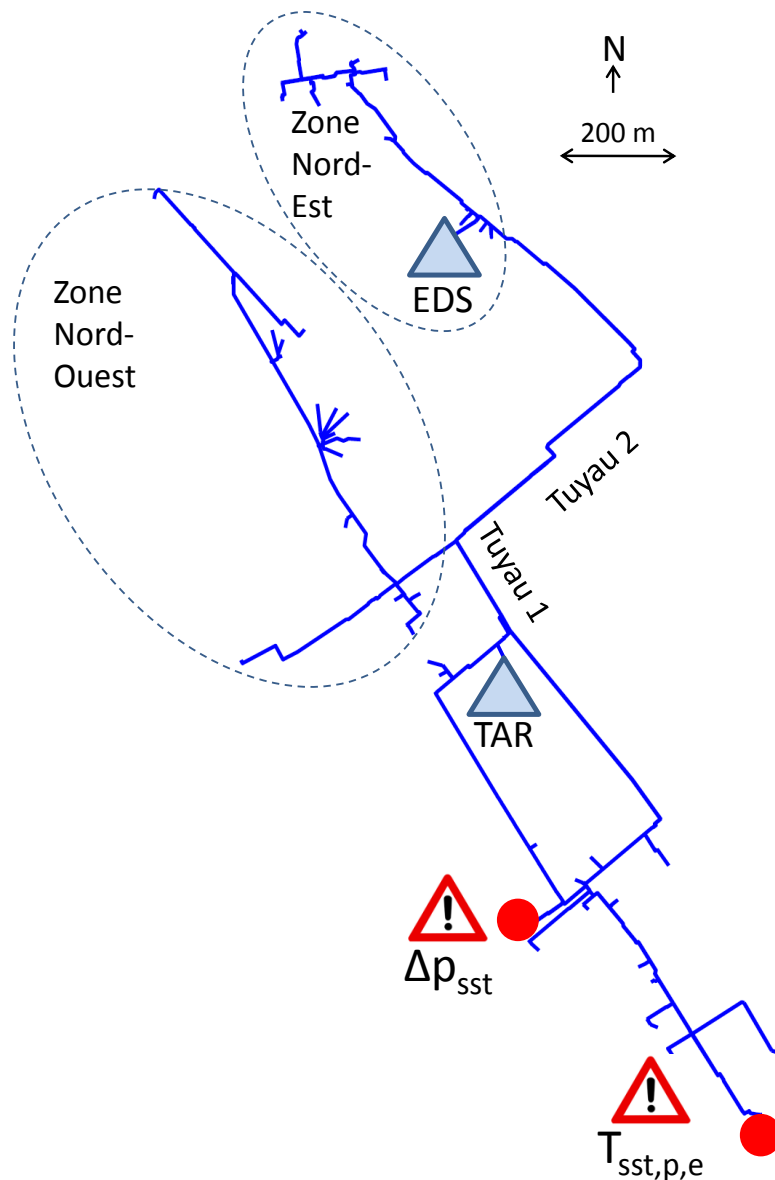


Figure 114 : Plan du réseau de distribution avec mise en évidence des centrales de production et des sous-stations critiques

Le fonctionnement des TAR engendre une consommation d'eau. De plus, la technologie des groupes frigorifiques de cette nouvelle centrale à vitesse variable conduit à un EER maximal pour un taux de charge faible comparé à un groupe frigorifique à vitesse fixe. Contrairement à la centrale à EDS qui règle la pression différentielle du réseau, la nouvelle centrale assure la répartition du débit à refroidir.

Nous allons par un jeu de simulations paramétriques évaluer différents scénarios de fonctionnement. La nouvelle centrale sera pilotée à puissance frigorifique constante, réduite uniquement lorsque la centrale à EDS fonctionne à débit minimum et/ou lorsque la puissance appelée par les sous-stations est inférieure.

Les scénarios comparés sont paramétrés en pourcentage de la puissance frigorifique de consigne de la nouvelle centrale ramenée à sa puissance nominale (cf. Figure 115).

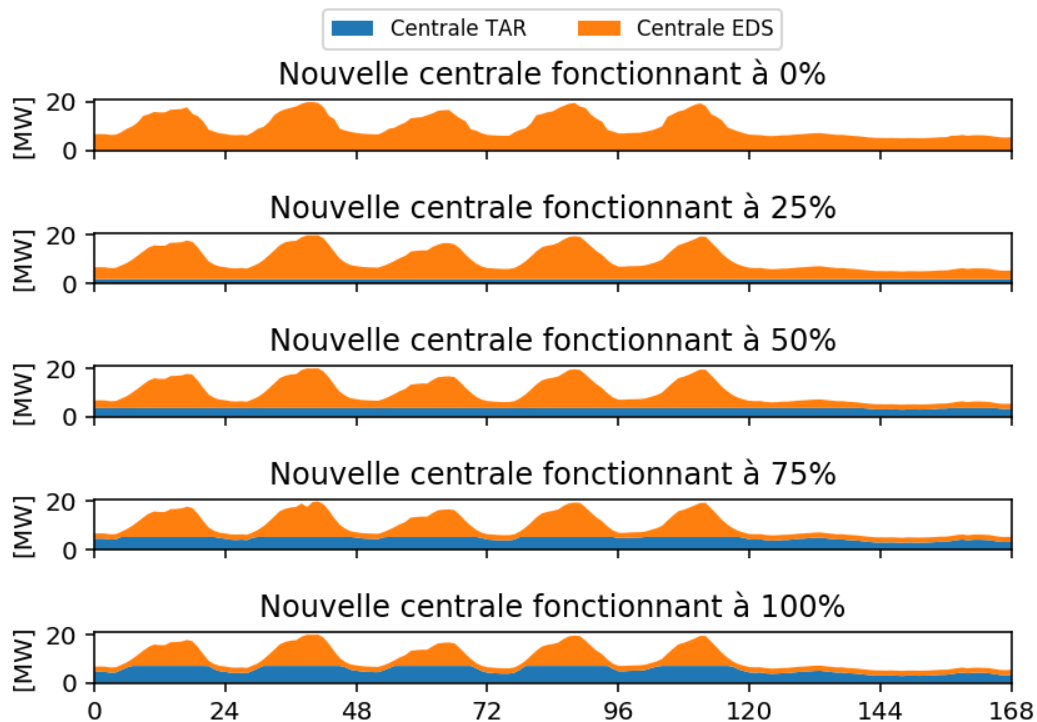


Figure 115 : Puissances frigorifiques produites dans les différentes simulations du réseau avec deux centrales de production engagées (EDS et TAR). Le pourcentage correspond au niveau de puissance engagée de la nouvelle centrale

La loi de gestion de la pression différentielle, imposée par la centrale à EDS, est inchangée. Cette approche sous-optimale permet de garantir la livraison de toutes les sous-stations.

Le pilotage à débit imposé de la seconde centrale est asservi à sa consigne en puissance. Le débit est fonction de la différence de température à ses bornes, calculée par le modèle de réseau (Figure 116). La répartition du débit sur le réseau est évidemment modifiée par le fonctionnement de la nouvelle centrale. Par exemple, la simulation montre qu'avec la nouvelle centrale à 100 %, le sens de l'écoulement dans le *Tuyau 1* est inversé à faible charge (Figure 114). La zone d'influence de la nouvelle centrale remonte vers la portion *Nord-Ouest* du réseau. Le débit dans le *Tuyau 2* est faible : la centrale EDS alimente – à puissance minimale – uniquement la zone *Nord-Est*.

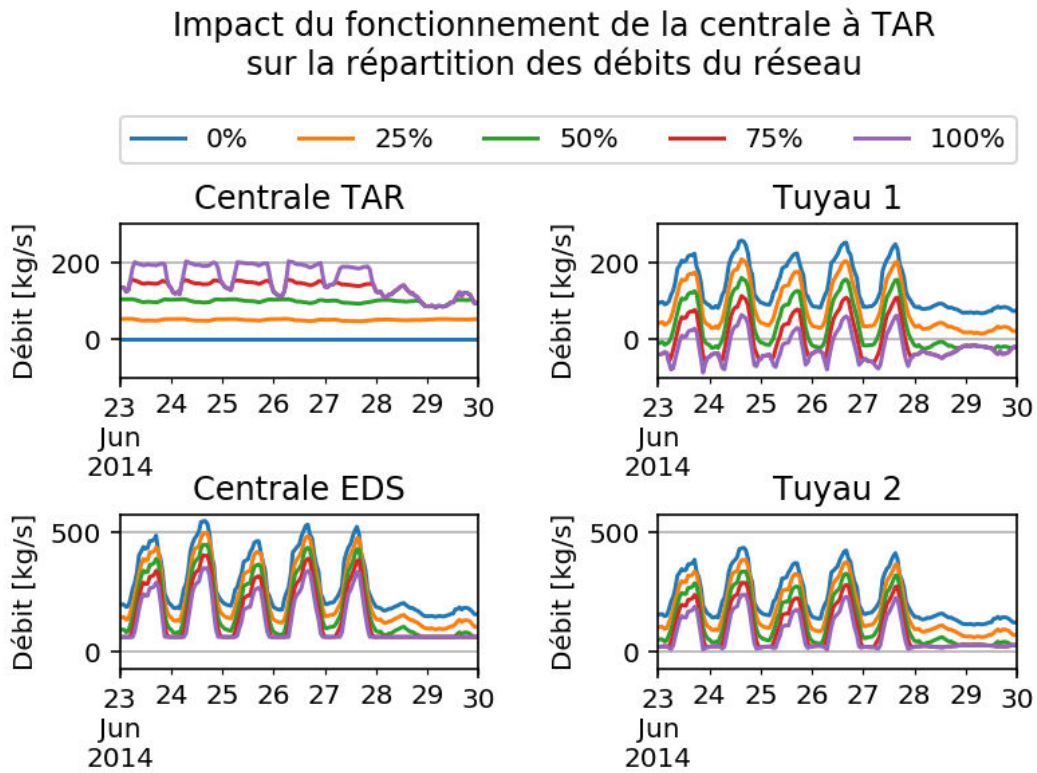


Figure 116 : Impact du fonctionnement de la nouvelle centrale sur la répartition des débits du réseau de distribution

L'étude de la ligne de pression sur le réseau est d'intérêt en vue de la minimisation de la puissance hydraulique $\dot{W}$ fournie à l'eau glacée par les pompes de distribution. Lors du fonctionnement de la nouvelle centrale à débit $\dot{m}_{TAR}$ sous une pression différentielle Δp_{TAR} , la différence de puissance s'écrit $\Delta \dot{W} = \frac{1}{\rho} \dot{m}_{TAR} (\Delta p^{sp} - \Delta p_{TAR})$.

La pression différentielle aux bornes des centrales est comparée sur la Figure 117, pour les différents scénarios de fonctionnement. La diminution de la puissance hydraulique est toujours vérifiée. L'engagement de la centrale à TAR permet de réduire la distance entre centrale et sous-stations de leur

zone d'influence respective. Nous remarquons que la pression différentielle soumise à la centrale à TAR augmente avec sa puissance de consigne. En effet, le débit pompé par la centrale EDS diminuant, les pertes de charge entre la source de pression différentielle et la centrale à TAR diminuent.

Nous représentons la modification de la ligne de pression du réseau, à un instant donné, sur la Figure 118. La ligne est décroissante car la sous-station à pression minimale n'est pas située entre les centrales. La pente diminue le long de la ligne car le débit et les pertes de charge linéiques associées diminuent au fil du réseau. Nous remarquons également que la pression à la sous-station défavorisée (distincte de la sous-station à pression minimale) est excédentaire et pourrait donc être abaissée. Elle augmente avec la diminution des pertes de charge en amont. Une gestion améliorée de la pression différentielle consisterait donc à réduire la consigne. Une diminution de 1 bar élimine l'excédent à la sous-station défavorisée.

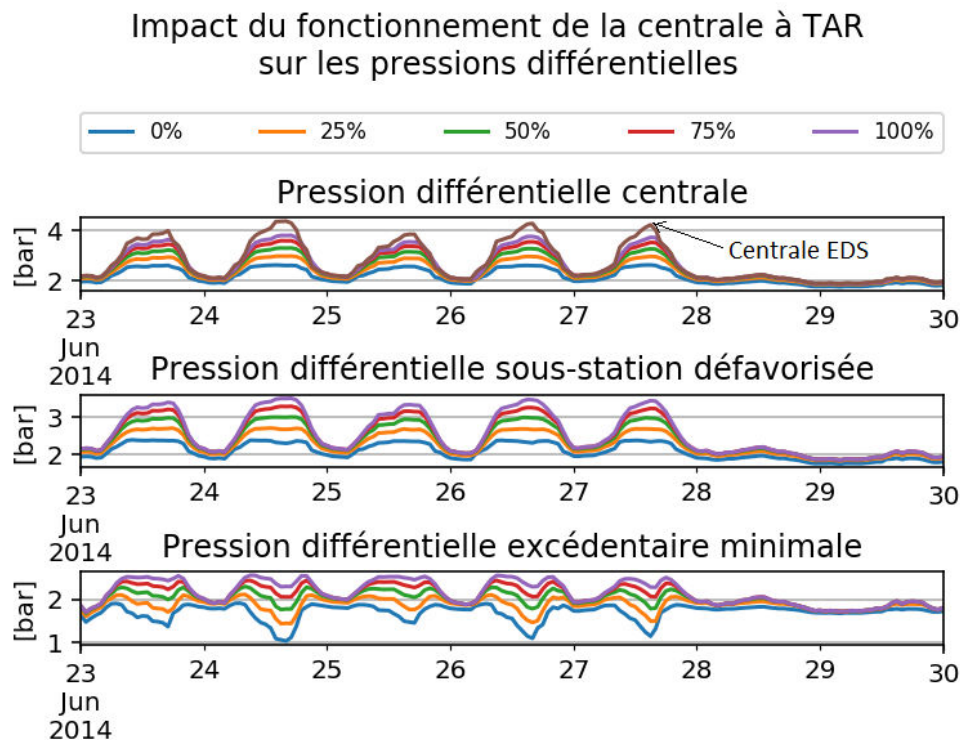


Figure 117 : Impact du fonctionnement de la centrale à TAR sur les pressions différentielles (centrale et sous-station défavorisée)

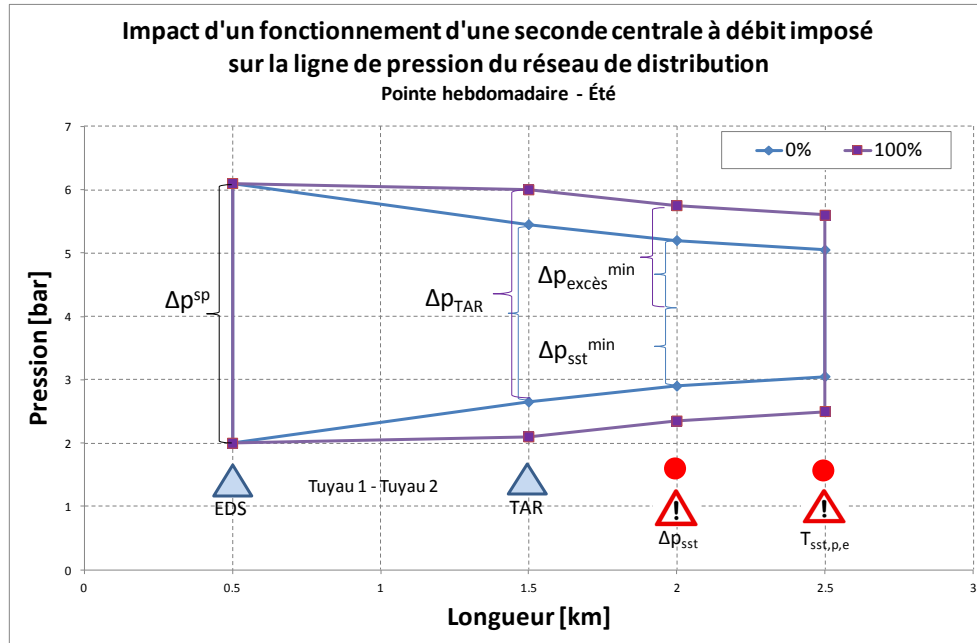


Figure 118 : Impact du fonctionnement d'une seconde centrale à débit imposé sur la ligne de pression du réseau de distribution

Du fait du rapprochement entre la production et les sous-stations, la température de livraison maximale diminue comme le montre la Figure 119.

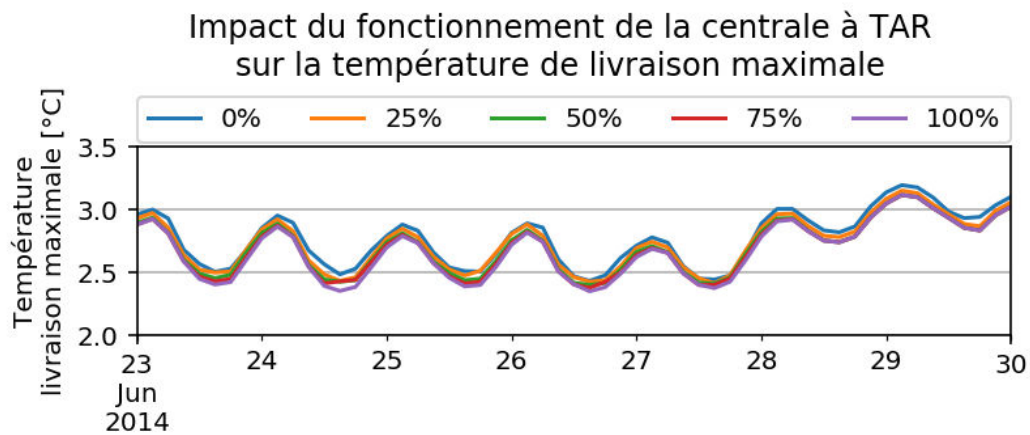


Figure 119 : Impact du fonctionnement de la nouvelle centrale sur la température maximale de livraison aux sous-stations

L'impact sur la puissance hydraulique étant vérifié, la performance énergétique des centrales de production est maintenant analysée. Les EER (centrales et réseau) sont comparés à l'EER de la simulation de référence sur la Figure 120.

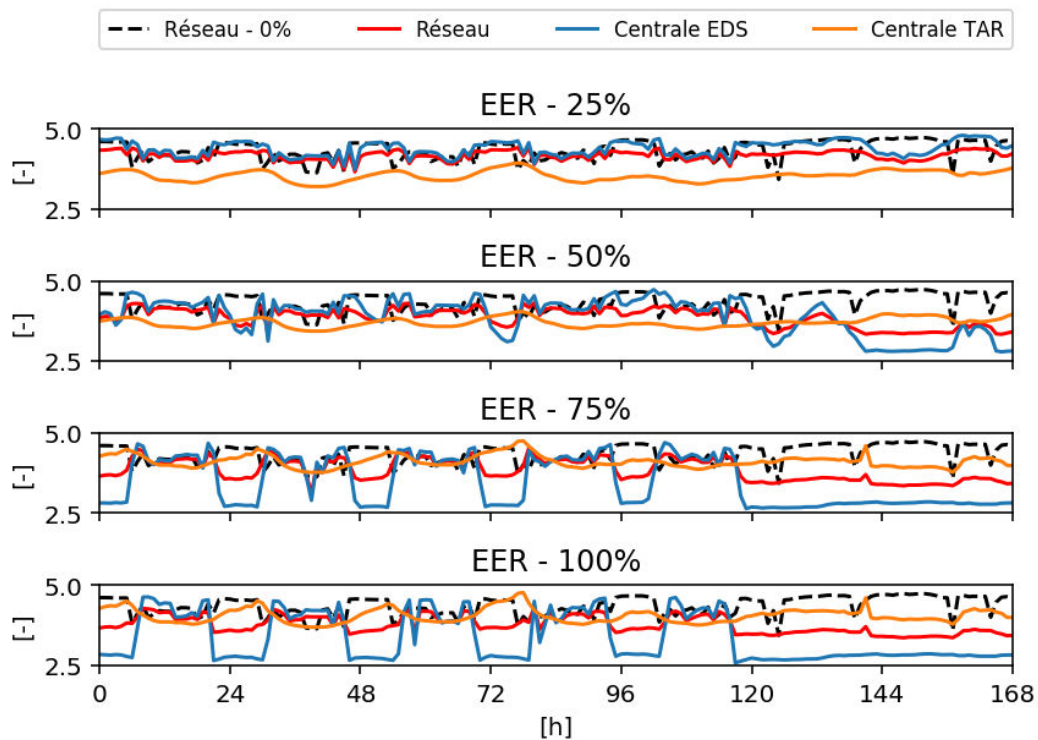


Figure 120 : Impact du fonctionnement de la centrale à TAR sur la performance énergétique (EER) des centrales et du réseau

La performance des centrales augmente avec leur taux de charge :

- l'EER de la centrale à EDS est très faible à charge minimale,
- et l'EER de la centrale à TAR est sur des périodes courtes et à partir d'un certain niveau de charge supérieur à l'EER de référence.

Une stratégie plus avancée est donc à étudier pour exploiter ces plages de performance, avec la possibilité de fonctionner avec une centrale uniquement pour éviter les périodes à faible taux de charge des groupes frigorifiques à vitesse fixe.

4 Conclusion

Un modèle de régulation des centrales en boucle fermée a été introduit dans ce chapitre pour simuler des périodes hors historique.

Le réseau de froid urbain a été simulé afin d'évaluer l'impact de 3 leviers de conduite :

- L'augmentation des températures retour des sous-stations permet de réaliser 9.5% d'économies sur la consommation électrique totale sur une simulation de référence en été. 1/3 du gain est lié à la baisse des pertes du réseau et 2/3 du gain est causé par la diminution du débit dans les différents circuits du système.
- L'étude paramétrique sur la température de départ enseigne que, pour un fonctionnement non-nominal en été, la surconsommation électrique causée par l'augmentation des débits est supérieure au gain engendré par l'amélioration de l'EER des groupes frigorifiques (+10% à 4°C). De plus, on a montré qu'une température de départ à 4°C peut conduire à une température de livraison maximale proche de la contrainte en période de faible débit. Néanmoins, nous avons identifié un potentiel d'amélioration dans la loi de gestion des groupes frigorifiques en prenant en compte la variation de la capacité frigorifique et de l'effet de charge partielle associé.
- Le fonctionnement asservi en puissance d'une seconde centrale de production a également été étudié. La loi de gestion de la consigne des pompes de distribution, basée sur les mesures et négligeant la répartition spatiale du débit demandé, induit une pression superflue dans la sous-station défavorisée (entre 1 et 2 bar lorsque cette centrale est à l'arrêt). Un excédent supplémentaire, supérieur à 1 bar, est observé lors de sa mise en marche. Une gestion améliorée de cette consigne permettrait, potentiellement, de réduire la pression différentielle de 50% en pointe lors d'un fonctionnement à deux centrales. Toutefois, la performance énergétique du système, comprenant la consommation électrique de tous les équipements (groupes frigorifiques et auxiliaires), est sensible à la répartition de puissance entre les centrales.

Ces résultats éclairent le travail d'optimisation à réaliser dans la suite du manuscrit (Figure 121). Nous voyons ici l'intérêt d'une modélisation des effets de température et de charge sur les performances des groupes frigorifiques. L'optimisation locale des centrales, dans le Chapitre 5, se concentrera donc sur la répartition de puissance entre groupes frigorifiques et sur la gestion de la température de sortie des TAR (supposée constante jusqu'à présent).

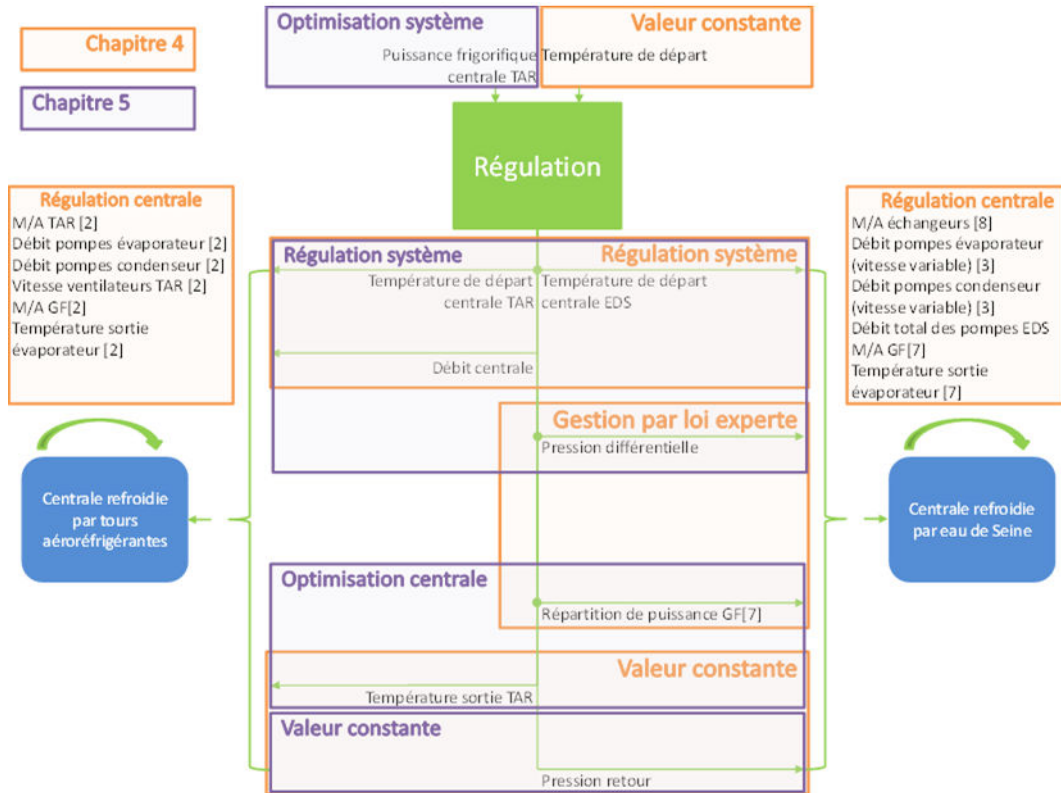


Figure 121 : Gestion des signaux de régulation principaux du modèle en simulation (Chapitre 4) et en optimisation (Chapitre 5)

Le modèle thermo-hydraulique du réseau et des sous-stations permettra d'améliorer la gestion de la pression différentielle en prenant en compte la sous-station défavorisée et l'impact d'une seconde centrale, plus proche des postes de livraison, sur les pertes de charge.

Ces améliorations permettront, par la suite, de traiter le problème de répartition de puissance entre centrales en prenant en compte les coûts de production et de distribution. La température de départ sera traitée comme constante, au vu de la dégradation des performances pour une valeur non-nominale en été. Nous supposons que la surconsommation liée au pompage sera accrue sur une période d'hiver où la température différentielle diminue.

Chapitre 5

Conduite optimisée du réseau de froid urbain à l'aide du modèle

1	Introduction	163
2	Méthodologie : de la spécification du modèle d'aide à la conduite des réseaux de froid à la stratégie de résolution du problème d'optimisation associé	165
2.1	Formulation du problème	165
2.2	Classification du problème, algorithmes et outils associés	170
2.3	Stratégie de résolution du problème	175
3	Optimisation des centrales de production	179
3.1	Répartition de la puissance entre groupes frigorifiques au sein d'une centrale ..	179
3.2	Réglage de la température de consigne de tours aéroréfrigérantes ouvert	193
3.3	Modélisation en régime permanent des centrales de production avec optimisation des consignes locales et vérification des contraintes locales	205
4	Optimisation du réseau de froid urbain	214
4.1	Minimisation de la pression différentielle du réseau	214
4.2	Répartition de la puissance entre plusieurs centrales	221
4.3	Évaluation des gains apportés par les améliorations de la conduite	232
5	Conclusion	238

L'objectif du chapitre est de poser mathématiquement le problème d'aide à la conduite des réseaux de froid (section 2) puis de proposer une méthodologie de résolution intégrant l'optimisation des centrales et du réseau (sections 3 et 4). Les résultats et les gains énergétiques associés par l'optimisation sont analysés sur le modèle de référence sur une semaine d'été, à partir de données historiques (conditions météorologiques et sous-stations). L'impact de critères économiques sur la solution et sur les performances du réseau, ainsi que l'utilisation du modèle à partir de prévisions, sont discutés en annexe.

1 Introduction

L'optimisation opérationnelle de réseaux de chaleur a été étudiée au travers de plusieurs travaux de recherche dans les années 1990 à 2000, sous l'impulsion notamment de l'Annexe VI de l'AIE (Bøhm 2002). La description entrée/sortie de ces modèles d'optimisation est présentée sur Figure 122. L'objectif était de calculer, pour une journée, le planning optimal de production de chaque centrale (puissance et température de sortie) à partir des entrées sur les sous-stations (puissance et température de retour) et des prix des énergies. Ces dernières données étaient particulièrement utiles pour l'optimisation économique des centrales de cogénération (Dotzauer 1997).

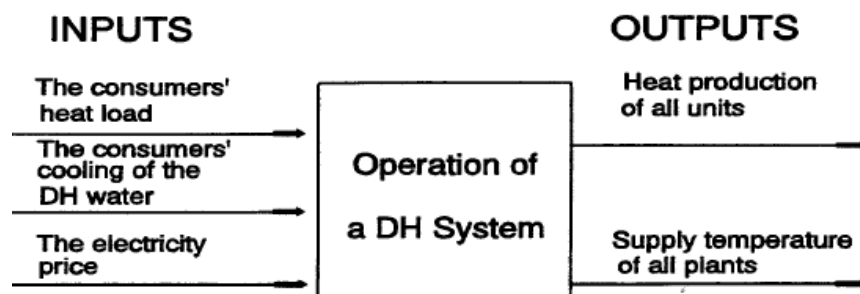


Figure 122 : Entrées/sorties d'un modèle d'optimisation pour les réseaux de chaleur (Zhao 1995)

Quelles sont les différences avec l'aide à la conduite des réseaux de froid urbain ? Dans le Chapitre 1, nous avons défini les spécifications de l'optimiseur au regard de l'analyse du problème posé sur le réseau de froid de Paris-Bercy. Les résultats d'optimisation attendus se situent à deux échelles :

- Globalement, au niveau du réseau, l'optimiseur a pour objectif le calcul de la puissance frigorifique de chaque centrale, de la température de sortie des centrales et de la pression différentielle du réseau. Nous avons conclu, au Chapitre 4, que le réglage de la température de départ à une valeur non-nominale dégradait la performance énergétique du réseau (liée par exemple à l'augmentation du débit sur le réseau) et augmentait le risque de non-respect de la contrainte de température de livraison aux sous-stations. Cette valeur est alors considérée constante.
- Localement, le modèle doit apporter une aide à la conduite des équipements intégrés aux centrales de production. Deux leviers de pilotage - source de potentiels gains énergétiques - ont été identifiés au Chapitre 4 : la gestion de la répartition de puis-

sance entre groupes froids et la consigne de température en sortie des tours aéroréfrigérantes. La gestion de stockages centralisés (glace ou eau glacée), utilisés en secours ou pour déplacer les consommations électriques en période de pointe durant la période de faible charge du réseau électrique n'est pas traitée dans cette thèse. Le lecteur pourra se référer à la littérature sur le sujet (Sun et al. 2012; Powell et al. 2013).

Plusieurs travaux portant sur l'aide à la conduite des réseaux ont été depuis les années 2000, parmi lesquels nous noterons les contributions de (Sandou 2005) pour l'optimisation des réseaux de chaleur à l'échelle globale et à l'échelle locale, à partir d'un modèle représentant la thermo-hydraulique du réseau et les centrales (Figure 123). Deux revues bibliographiques publiées récemment permettent d'avoir un panorama récent de l'optimisation des réseaux thermiques. Seule une des références étudiées par (Talebi et al. 2016) intègre dans un même modèle une représentation des performances des centrales de production et du comportement thermo-hydraulique du réseau, dans le cas d'un réseau de chaleur avec production solaire thermique (Ben Hassine et Eicker 2013). L'analyse bibliographique de (Sameti et Haghighat 2017) classe les modèles d'optimisation dédiés à l'aide à la conduite des réseaux et synthétise les enjeux et les limites. L'application à des réseaux réels (>50bâtiments) se heurte à des temps de calcul importants. Les simplifications introduites sont : un rendement énergétique constant des centrales de production et une linéarisation des équations (contraintes) du problème. (P.-O. Larsson, Velut, et Runvik 2014; H. Larsson 2015; Schweiger et al. 2017) et (Baviere et Vallée 2017) ont apporté, sur une période plus récente, des développements incrémentaux sur la base d'une modélisation acausale.

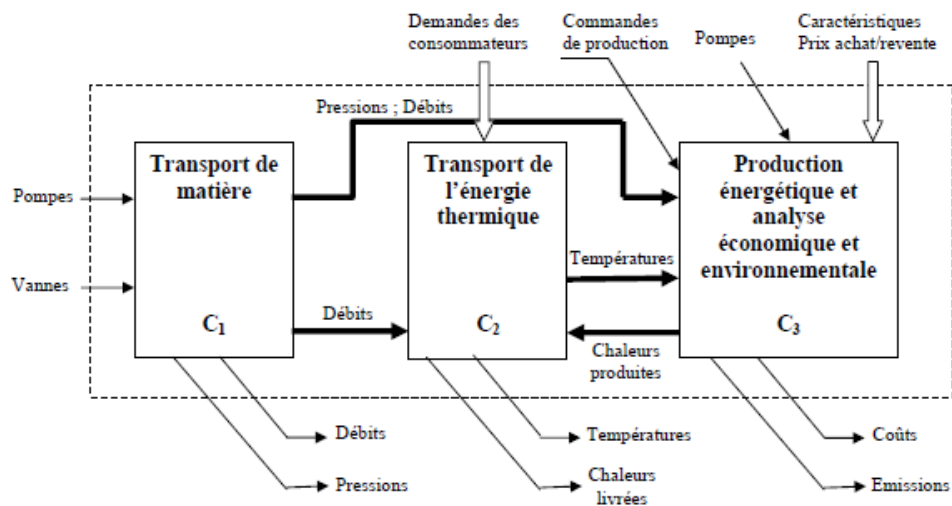


Figure 123 : Flux d'informations du modèle de (Sandou 2005) à la base de l'optimisation

L'objectif du chapitre est de poser mathématiquement le problème d'aide à la conduite des réseaux de froid (section 2) puis de proposer une méthodologie de résolution intégrant l'optimisation des centrales et du réseau (sections 3 et 4). Les résultats et les gains par optimisation sont analysés sur une semaine, à partir des entrées (conditions météo et sous-stations).

L'originalité des travaux de ce chapitre tient à la prise en compte de la variation des performances des centrales de production avec les variables externes, à une approche méthodologique par optimisation découplée, enfin à l'application à un cas réel de plusieurs options d'optimisation.

2 Méthodologie : de la spécification du modèle d'aide à la conduite des réseaux de froid à la stratégie de résolution du problème d'optimisation associé

2.1 Formulation du problème

2.1.1 Eléments généraux concernant l'optimisation

Un problème d'optimisation est caractérisé, selon (Olsommer 1998), par un modèle représentatif du système, un (ou plusieurs) objectifs(s) – dit(s) critère(s) ou coût(s) – et une méthode de résolution (algorithme). Les équations représentatives du modèle ont été présentées dans le Chapitre 2. Elles sont à la base du modèle d'optimisation. En plus des équations, des contraintes supplémentaires peuvent restreindre la recherche de solutions (plages de fonctionnement des équipements, limites réglementaires).

Un problème d'optimisation s'écrit sous une forme mathématique telle que (59). u est le vecteur des variables de décision, appartenant à l'ensemble des solutions admissibles U , minimisant un coût noté $f(u)$, sous les contraintes de type égalité et inégalité, notées $h(u)$ et $g(u)$.

$$\min f(u) \text{ tel que } \begin{cases} h(u) = 0 \\ g(u) \leq 0 \\ u \in U \end{cases} \quad (59)$$

u contient des éléments de nature continue (réels) et/ou discrète (entiers ou booléens), en nombre fini ou infini (trajectoire) : cette caractéristique

défini fortement le type de problème et la méthode de résolution à utiliser (voir section 2.2). Les applications de l'optimisation sont très diverses :

- conception et dimensionnement des systèmes énergétiques industriels et urbains (Weber, Maréchal, et Favrat 2007; Gassner et Maréchal 2009; Gang et al. 2016)
- calibration de régulateurs (Pfeiffer 2012)
- estimation de l'état d'un système i.e. lorsque les grandeurs d'intérêt ne sont pas mesurées telles que le confort thermique dans un bâtiment (Vande Cavey, De Coninck, et Helsen 2014) et les débits de fuite sur un réseau d'eau potable (Carpentier et Cohen 1993)
- identification de paramètres (dits problèmes inverses)
- commande optimale des systèmes, dans lequel s'inscrit l'aide à la conduite des réseaux de froid, où u représente le signal de commande.

Une formulation générique d'un problème de commande optimale sous contraintes, dont le comportement est décrit par un système d'équations algébro-différentiel (DAE), est proposée par (Wetter, Bonvini, et Nouidui 2015) et est reprise dans (60). Cette écriture est particulièrement intéressante : en faisant le lien avec l'approche de simulation, elle ouvre la voie au réemploi - sous certaines conditions - du modèle pour l'optimisation. F et Y , contraintes égalité, représentent respectivement les équations différentielles et algébriques du système, avec x l'état, y la variable algébrique (sortie) et θ le vecteur des p paramètres réels. F_0 définit les conditions initiales, H et G les contraintes.

$$\min f(x(t), u(t), y(t), \theta) \text{ tel que } \begin{cases} F(t, x(t), \dot{x}(t), u(t), y(t), \theta) = 0 \\ Y(t, x(t), u(t), y(t), \theta) = 0 \\ F_0(x(t_0), \dot{x}(t_0), u(t_0), y(t_0), \theta) = 0 \\ H(t, x(t), \dot{x}(t), u(t), y(t), \theta) = 0 \\ G(t, x(t), \dot{x}(t), u(t), y(t), \theta) \leq 0 \\ u \in U \\ \theta \in R^p \\ t \in [t_0, t_f] \end{cases} \quad (60)$$

2.1.2 Quelle fonction coût et quelles contraintes pour l'optimisation des réseaux thermiques ?

Nous nous intéressons à la nature du coût f et des contraintes H et G dans notre domaine d'application. Les revues bibliographiques de (Talebi et al.

2016) et (Sameti et Haghighat 2017) synthétisent les critères intégrés dans un problème d'aide à la conduite des réseaux :

- la minimisation des coûts d'exploitation (combustibles, électricité, démarrages, maintenance) pour la production chaud/froid
- la minimisation de certaines variables physiques : pertes d'énergie, débits de pompage, température de départ, pression différentielle (Schweiger et al. 2017)
- la minimisation des émissions de polluants (CO_2)
- la maximisation de l'efficacité énergétique ou de l'utilisation d'énergies renouvelables

Lorsque plusieurs critères contradictoires sont traités dans le même problème, la résolution est plus complexe. C'est le cas potentiellement sur un réseau de froid si une centrale de production, dont les équipements de production sont efficaces (groupes frigorifiques), est équipé d'un système de refroidissement des condenseurs coûteux (consommations et traitement d'eau). L'approche couramment employée consiste à pondérer les objectifs dans la fonction de coût. L'exercice se révèle compliqué lorsqu'interviennent une économie et un risque (risque légionnelle associé aux tours aérofrigorantes). Une alternative est d'analyser la courbe d'optimalité de Pareto : pour tout point appartenant à cette courbe (ou plan/hyperplan selon le nombre de critère), l'amélioration d'un critère engendre systématiquement la dégradation d'un autre critère. La prise de décision parmi les solutions optimales est, dans ce cas, basée sur un compromis d'expert, éventuellement en bornant un des critères.

Les contraintes d'un problème d'optimisation représentent le comportement du système ainsi que les limites de fonctionnement de ses composants. (Bonvini et Wetter 2015) proposent un inventaire de ces différents types de contraintes, reprises ci-après :

- les bornes (minimum et maximum) sur les variables temporelles $u(t), y(t)$ et sur les paramètres θ
- les conditions d'égalité ou d'inégalité sur les trajectoires d'état $x(t)$, le long d'un intervalle et/ou sur un point donné

(Sameti et Haghighat 2017) fait la synthèse des contraintes couramment utilisées dans les modèles d'optimisation de la conduite des réseaux thermiques. Nous les regroupons par catégorie :

- la capacité des unités de production : nombre d'équipements disponibles, plage de puissance (minimum et maximum)

- la limitation de la puissance électrique absorbée et de la variation de puissance thermique des unités de production (*up/down time*)
- l'engagement des unités de production : temps de fonctionnement minimum, priorités d'engagement prédéfinies

2.1.3 Formulation du problème

La formulation du problème d'optimisation doit traduire mathématiquement l'enjeu de la conduite du réseau de froid. Sur un horizon fixé (1 jour) où les facteurs exogènes sont prévisibles (disponibilité des groupes frigorifiques, prix, météo et demande), les équipements du réseau sont pilotés pour satisfaire le besoin en puissance frigorifique aux sous-stations, en respectant les contraintes (techniques et réglementaires) et avec pour objectif de minimiser la consommation de ressources (énergétiques et économiques). Pour simplifier l'exercice, en se concentrant sur les éléments essentiels du problème, nous émettons les hypothèses suivantes :

- seul le coût associé à la consommation d'électricité (>80% du total) est considéré dans cette section, qui traite donc un problème mono-critère ; l'influence sur la solution des coûts associés à la consommation d'eau et à la taxation de certains actifs de production sont discutés en Annexe 2,
- les coûts de démarrage et le temps minimum de fonctionnement des équipements sont négligés, ils ne sont pas jugés influents pour la conduite du réseau à partir de prévisions horaires⁸,
- les contraintes en pression absolue (Frederiksen et Werner 2013) sur le réseau ne sont pas assurées ; nous faisons l'hypothèse que le réglage de la pression de retour du réseau à 2 bar et qu'un intervalle limité de pression différentielle permettent de ne pas atteindre les limites minimum (cavitation) et maximum (résistance mécanique des canalisations préservée sous une pression maximale de 16 bar),
- la contrainte en puissance électrique maximale est négligée : la souscription électrique est considérée suffisante pour répondre à la demande dans toutes les conditions de fonctionnement,

⁸ Un groupe frigorifique, précédemment à l'arrêt, atteint sa pleine puissance frigorifique 10 minutes après sa mise en marche. Il est conseillé de ne pas démarrer plus de 3 fois par heure un moteur électrique asynchrone. Dès lors, si l'état de marche est constant sur un pas de temps d'une heure, négliger les contraintes temporelles des équipements sur ce pas de temps est une hypothèse acceptable.

- la température de départ est constante et égale à la valeur de 2°C pour les deux centrales de production ; la variation de cette consigne a été étudiée au Chapitre 4.

Le vecteur θ des p paramètres du modèle et les entrées e , fixés avant la résolution de l'optimisation, ne sont pas rappelés dans la formulation. Spécifions le problème dans le cas du réseau de Paris-Bercy ; les centrales sont indicées 1 et 2, respectivement pour la centrale refroidie à eau de Seine et pour la centrale refroidie avec tours aéroréfrigérantes.

Le problème d'optimisation énergétique du réseau s'écrit finalement comme (61), où la consommation d'électricité des deux centrales $\int P(t)dt$ est à minimiser sur l'horizon $[t_0, t_f]$, tel que :

- La centrale 1, refroidie à EDS, règle la pression différentielle du réseau Δp^{sp} et dispose d'un ensemble de groupes frigorifiques dont la répartition de puissance α_{GF} est pilotable. L'optimisation de ces deux variables est traitée respectivement dans les sections 4.1 et 3.1.
- La centrale 2, refroidie à TAR, est pilotée à puissance fixée $\dot{Q}_{prod,2}$ (section 4.2) et permet un réglage de la température en sortie des TAR $T_{TAR,s}$ (section 3.2).
- Le système DAE représentant le modèle du réseau et des centrales n'est pas détaillé dans la formulation. Quelques éléments sont rappelés dans les équations (62) à (64). La variable U dans (38) représente l'énergie interne du réseau de distribution (tuyaux et volume d'eau). La puissance électrique des centrales, P , dépend de la puissance frigorifique à produire, du comportement thermo-hydraulique du réseau et des sous-stations, des conditions extérieures et du pilotage opéré (local : $\alpha_{GF}, T_{TAR,s}$ et global : $\dot{Q}_{prod,2}, \Delta p^{sp}$).

$$\min \int_{t_0}^{t_f} P(u(t)) dt \text{ tel que } \left\{ \begin{array}{l} \text{modèle centrales et réseau} \\ \dot{Q}_{sst} = \dot{Q}_{sst}^{sp} \\ T_{sst,p,e} \leq T_{sst,p,e}^{max} \\ PLR_{GF} \geq PLR_{GF}^{min} \\ T_{eds,s} \leq T_{eds,s}^{max} \\ u = (\dot{Q}_{prod,2}, \Delta p^{sp}, \alpha_{GF}, T_{TAR,s}) \\ t \in [t_0, t_f] \end{array} \right. \quad (61)$$

$$\begin{aligned} P &= P_1(\Delta p^{sp}, \alpha_{GF}, \dot{Q}_{prod,1}, \dot{V}_1, T_{eds,e}, T_{al,1}) \\ &+ P_2(\dot{Q}_{prod,2}, T_{TAR,s}, \Delta p_2, \dot{V}_2, T_{air,e}, \varphi_{air,e}, T_{al,2}) \end{aligned} \quad (62)$$

$$\sum_{i=1}^{i=2} \dot{Q}_{prod,i} = \dot{Q}_{sst} + \dot{Q}_{dep} + \sum_{i=1}^{i=2} \Delta p_i \dot{V}_i - \frac{dU}{dt} \quad (63)$$

$$\dot{m} = \sum_{i=1}^{i=2} \rho \dot{V}_i = \sum \frac{\dot{Q}_{sst}}{c_p (T_{sst,p,s} - T_{sst,p,e})} \quad (64)$$

La puissance frigorifique des centrales est bornée par les plages de fonctionnement des équipements (65). En effet, les groupes frigorifiques sont soumis à un taux de charge minimum PLR_{GF}^{min} , variable en fonction du système de modulation de puissance (5% à 30%). Il est rappelé que la capacité frigorifique dépend de la température de départ et de la température en entrée des condenseurs. De plus, la centrale 1 est soumise à une limite réglementaire sur la température de sortie maximale de rejet dans l'eau de Seine $T_{eds,s}^{max}$, limitant potentiellement sa capacité frigorifique. Enfin, les caractéristiques hydrauliques des pompes à vitesse variable limitent le fonctionnement des centrales : pression différentielle (66) et débit de recirculation sur la boucle évaporateur.

$$on_i \dot{Q}_{prod,i}^{min} \leq \dot{Q}_{prod,i} \leq on_i \dot{Q}_{prod,i}^{max} \quad (65)$$

$$\Delta p^{min}(\dot{V}_1) \leq \Delta p^{sp} \leq \Delta p^{max}(\dot{V}_1) \quad (66)$$

2.2 Classification du problème, algorithmes et outils associés

Le problème d'optimisation étant formulé, l'objectif est désormais d'établir une méthodologie pour mener à sa résolution. Nous proposons, à partir de l'étude de la littérature, d'identifier les caractéristiques-clé du problème afin d'appréhender la complexité des algorithmes à utiliser pour sa résolution.

2.2.1 Classification

(Olsommer 1998) distingue trois niveaux de critères de classification des problèmes d'optimisation : le niveau des décisions (est-ce un problème de conception ou de pilotage ?), le type de modélisation (une représentation par modèle de connaissance ou par modèle de comportement ?) et par les caractéristiques mathématiques du problème. Tandis que les deux premiers critères ont déjà été discutés dans ce manuscrit, l'aspect mathématique est à étudier sous l'angle de : la linéarité des équations et le type de variables de décision (réelles ou discrètes). La classification correspondante est rapportée sur la Figure 124.

Abréviation	Signification	Complexité (+)
LP	Programmation linéaire	+
ILP	Programmation linéaire en nombres entiers	+
MILP	Programmation linéaire mixte	++
NLP	Programmation non-linéaire	+++
INLP	Programmation non-linéaire en nombres entiers	+++
MINLP	Programmation non-linéaire mixte	++++

Figure 124 : Qualification de la complexité de l'algorithme d'optimisation en fonction de la linéarité des équations du problème et du type de variable de décision (Olsommer 1998)

La complexité augmente si la résolution concerne à la fois des variables réelles et des variables discrètes (problème mixte) et si les équations comportent des non-linéarités. La taille – ou dimension – du problème (nombre de décisions), est également à considérer pour évaluer la difficulté (ou la faisabilité) de la résolution. Il est notamment nécessaire d'analyser si le problème de commande optimale peut être résolu pour chaque pas de temps séparément ou si des contraintes temporelles forcent la résolution du problème pour une trajectoire sur l'horizon d'optimisation.

L'optimisation de trajectoire (appelée optimisation dynamique lors de la présence d'états) est traitée par deux approches : la programmation dynamique et la transformation en problème discret, où chaque pas de temps est considéré comme une variable de décision supplémentaire. La programmation dynamique, datant des travaux de Bellman dans les années 1950 et utilisée notamment par (Palsson 2000) dans le domaine des centrales de cogénération avec stockage thermique, permet de garantir l'optimalité de la solution trouvée. Cependant, la méthode souffre d'une sensibilité à la dimension du problème. Dès lors, pour des problèmes de grande dimension, l'alternative est de discrétiser la prise de décision sur l'horizon d'optimisation. (Magnusson et Åkesson 2015) ont réalisé une revue des méthodes de discrétisation utilisées et des algorithmes de résolution. De nombreux travaux (Malisani 2012; Bachmann et al. 2012; Ruge et al. 2014) ont œuvré à reformuler les problèmes d'optimisation de trajectoire en dimension finie (tirs multiples et collocation) Dès lors, seule l'optimisation en dimension finie sera étudiée dans la suite de cette section.

Le problème d'optimisation posé pour l'aide à la conduite des réseaux de froid est non-linéaire. Cette propriété est liée aux équations représentatives de la physique des modèles de centrales et du réseau. Les statuts marche/arrêt des groupes froids, asservis à la répartition de puissance au sein d'une centrale de production, renvoient le problème à la catégorie des MINLP. (H. Larsson 2015) affirme qu'il n'existe pas d'algorithme pour traiter efficacement ce type de problème : une stratégie d'optimisation, mettant en œuvre une simplification du problème posé, est alors nécessaire.

2.2.2 Algorithmes

Méthodes de programmation mathématique

Les algorithmes de programmation mathématique utilisent l'information contenue dans le gradient (*gradient-based*) de la fonction de coût et des contraintes pour progresser vers la solution optimale. L'intérêt de ces algorithmes est de pouvoir garantir l'optimalité d'un problème sous certaines conditions restrictives. Dans le cas MINLP, l'optimalité globale peut être garantie si le problème est convexe (Cagan, Grossmann, et Hooker 1997).

La programmation linéaire (LP) et la programmation linéaire mixte (MILP) sont largement utilisées pour les problèmes d'optimisation dans le domaine des réseaux thermiques (Sameti et Haghighat 2017), où la dimension du problème (aspects spatio-temporels) et le temps de calcul (applications industrielles) sont des critères restrictifs dans le choix de la méthode de résolution. C'est le type d'algorithme utilisé dans le logiciel BoFiT pour le planning de production de centrales de cogénération, comme décrit dans (Slupinski 2007), pour le pilotage d'effacements sur le réseau électrique (Prelle 2014) et récemment pour la gestion optimale d'un réseau de chaleur mono-centrale (Baviere et Vallée 2017). Cette approche nécessite un effort pour linéariser les équations du problème tout en contrôlant l'impact sur la précision du modèle. La technique de linéarisation par morceaux et l'algorithme Branch-and-Bound sont les méthodes les plus utilisées, d'après (Sameti et Haghighat 2017).

La programmation non-linéaire (NLP) permet d'utiliser les équations du modèle physique, en limitant, le cas échéant, l'exercice de simplification pour l'optimisation. Elle ne concerne que les problèmes aux variables réelles. Parmi les algorithmes de la littérature, nous relèverons les méthodes de quasi-Newton et la méthode des points intérieurs. Parmi la première catégorie, la programmation quadratique séquentielle (SQP) est considérée comme la plus efficace. L'algorithme résout une suite d'approximations linéaires-quadratiques locales du problème (Franke 2002). Elle est utilisée par (Sandou 2005) pour le pilotage d'un réseau de chaleur et par (Coffey et al. 2010) pour le pilotage d'une centrale de production d'eau glacée avec stockage sensible. Si le problème traité n'est pas contraint, une implémentation de l'algorithme BFGS représente une alternative. La méthode des points intérieurs a également été utilisée dans la littérature pour résoudre des problèmes de commande optimale des systèmes énergétiques du bâtiment, comme dans (Berthou 2013) et (Wystrcil et Kalz 2015).

Méthodes de recherche directe, méta-heuristiques et heuristiques

Les méthodes mathématiques peuvent se révéler difficiles à mettre en œuvre, notamment pour l'écriture analytique des dérivées sur un modèle complexe. L'approximation numérique des dérivées représenterait un temps de calcul important sur un problème d'optimisation dynamique (Franke 2002). De plus, si la fonction objectif n'est pas convexe, ils ne garantissent pas la convergence vers l'optimum global. Pour ces deux raisons, les algorithmes heuristiques représentent une alternative attractive. Ces méthodes utilisent le modèle comme une boîte noire, recherchant la solution optimale par évaluation successive du coût et des contraintes. L'expression du gradient n'est pas nécessaire (*gradient-free*). Le modèle de simulation peut être réemployé directement pour l'optimisation, les variables discrètes sont acceptées et le risque de converger vers un optimum local est réduit. Cependant, la convergence n'est pas garantie.

Plusieurs méthodes de type heuristique ont été utilisées récemment pour l'optimisation du pilotage des systèmes thermiques, parmi lesquels :

- l'algorithme *Generalized Pattern Search (GPS)* dans les travaux de (Eynard et al. 2011) et (Huang, Zuo, et Sohn 2015)
- l'algorithme *Particle Swarm Optimization (PSO)* dans les travaux de (Sandou et Olaru 2009)
- les algorithmes génétiques (GA) dans les travaux de (J.-T. Lu et al. 2015) (Chow et al. 2001; Sakawa, Kato, et Ushiro 2002; J.-T. Lu et al. 2015; Fang et Lahdelma 2015)

Les algorithmes génétiques sont considérés par (Olsommer 1998) comme les plus efficaces. Cependant, aucune conclusion générale n'a été établie quant à la performance de ces algorithmes, la réponse est dépendante du problème posé. Le lecteur peut néanmoins se référer à l'analyse comparative de (Wetter et Wright 2004) et aux préconisations du manuel du logiciel GenOpt (Wetter 2016) pour orienter son choix. (Wystrcil et Kalz 2015) a réalisé une comparaison entre une approche mathématique et heuristique : malgré les avantages, décrits ci-dessus, à accorder à la première approche, elle se révèle significativement plus longue (rapport 10^2) à converger.

2.2.3 Outils

Un panorama des outils d'optimisation couramment utilisés est dressé, afin d'identifier par quels moyens existants, les méthodes décrites ci-dessus, peuvent être mises en œuvre. Parmi les outils, il convient de distinguer les solveurs (algorithmes) des plateformes. Les plateformes intègrent des fonctionnalités supplémentaires, comme : la gestion des interfaces avec le solveur, la

discrétisation du problème ou encore le calcul automatique des dérivées. Nous relèverons alors :

- parmi les solveurs MILP, les outils gratuits (GUROBI, GLPK) et commerciaux, plus performants (CPLEX et XPRESS)
- parmi les solveurs NLP utilisant la méthode des points intérieurs, IPOPT (Wächter et Biegler 2006) est le plus utilisé
- parmi les plateformes adaptées à l'optimisation de modèles DAE, écrits en Modelica, par discrétisation puis NLP : OpenModelica (Bachmann et al. 2012; Ruge et al. 2014), JModelica (Magnusson et Åkesson 2015) et RTC-tools (Schwanenberg, Becker, et Xu 2015) ; ces outils intègrent un utilitaire de différentiation automatique (ADOL-C, CasADi) pour faciliter le calcul des dérivés sur les modèles complexes
- parmi les plateformes génériques, utilisant des algorithmes heuristiques et étant orienté pour l'optimisation de paramètres : GenOpt (Wetter 2016, 1) et OMoptim ; ce dernier proposant des algorithmes génétiques (Thieriot et al. 2011)

Il est à noter l'existence de bibliothèques commerciales, intégrées dans des plateformes de simulation, comme Optimization pour Dymola (Pfeiffer 2012), utilisée dans (Wystrcil et Kalz 2013). Le lecteur pourra se référer à (Sameti et Haghighat 2017) pour élargir cet inventaire des outils d'optimisation.

2.3 Stratégie de résolution du problème

La résolution du problème (60) détermine les consignes du système au niveau du réseau (répartition de puissance entre centrales et pression différentielle) et au niveau des centrales (pilotage des groupes frigorifiques et des tours aérorefrigérantes). Le problème est de type MINLP, classe de problème la plus complexe à résoudre. De plus, le comportement du modèle de centrales n'est pas lisse (asservissements conditionnels des marche/arrêt) et la taille du modèle est importante. Quels sont alors les leviers à disposition pour simplifier la résolution ? La simplification des modèles est une solution pour réduire à la fois le temps de calcul et la taille. Un exemple de simplification a été présenté aux chapitres précédents pour le modèle de réseau avec agrégation des sous-stations. En complément, une idée séduisante est la décomposition du problème : réduction du nombre de variables et détermination a priori des variables discrètes. (Cohen 1996; Carpentier et Cohen 1993) ont posé les bases théoriques de la décomposition et la coordination pour l'optimisation des grands systèmes.

Pour l'optimisation des réseaux thermiques, la décomposition est couramment utilisée. La stratégie de résolution mise en œuvre dépend, en premier lieu, du type de variable à optimiser et du cas d'usage. Ainsi, les sous-problèmes sont traités séparément dans le logiciel BoFiT : l'engagement des centrales par un solveur MILP afin de fixer les variables discrètes puis la répartition de puissance et la pression différentielle, comme problème continu, par un solveur NLP (cf. Figure 125). Cette approche a également été employée par (H. Larsson 2015), où une étape de linéarisation des modèles de centrales en régime permanent (à partir d'un plan d'expérience sur le modèle non-linéaire dynamique associé) pour le problème MILP est détaillée. (Sandou 2005) propose une stratégie d'optimisation en deux étapes. Dans un premier temps, le problème global est traité, par une méthode NLP, à partir de modèles simplifiés des centrales, calculés hors-ligne, et d'un modèle simplifié de réseau. L'état de marche des équipements est déterminé, dans un second temps, par une optimisation locale des modèles détaillés de centrales. La procédure de résolution est validée dès que le coût estimé par le modèle approché de l'optimisation globale est suffisamment proche du modèle détaillé utilisé dans l'optimisation locale (cf. Figure 126).

			SIM	POP	VTO	TEP	ERGO
Mathematical method			Dynamic simulation	Dynamic simulation & MILP	NLP	MILP	Decomposition & MILP
Preferred usage conditions			Studies	Online operation	Daily planning	Daily planning	Annual planning
Model covers	DH network dynamics		Yes	yes	Yes	No	No
	Cogeneration		No	no	Yes	Yes	Yes
	Plant dynamics		No	no	No	Yes	Yes
	mid-term contract conditions		No	no	No	No	Yes
Pressures, temperatures & flows in the DH network		Occurring as	Result	result	Result	-	-
Set points of pressure controllers			Input	result	Result	-	-
Supply temperatures			Input	input	Result	Input	Input
Dispatch			Input	input	Result	Result	Result
Unit commitment			Input	input	Input	Result	Result
Load forecast			Input	-	Input	Input	Input
Online process data			-	input	(input)	(input)	-

Figure 125 : Fonctionnalités et entrées/sorties du logiciel BoFiT (Bøhm 2002)

POP : modèle d'optimisation du réseau (pression et température)

TEP : modèle d'optimisation pour l'engagement et la répartition des moyens de production

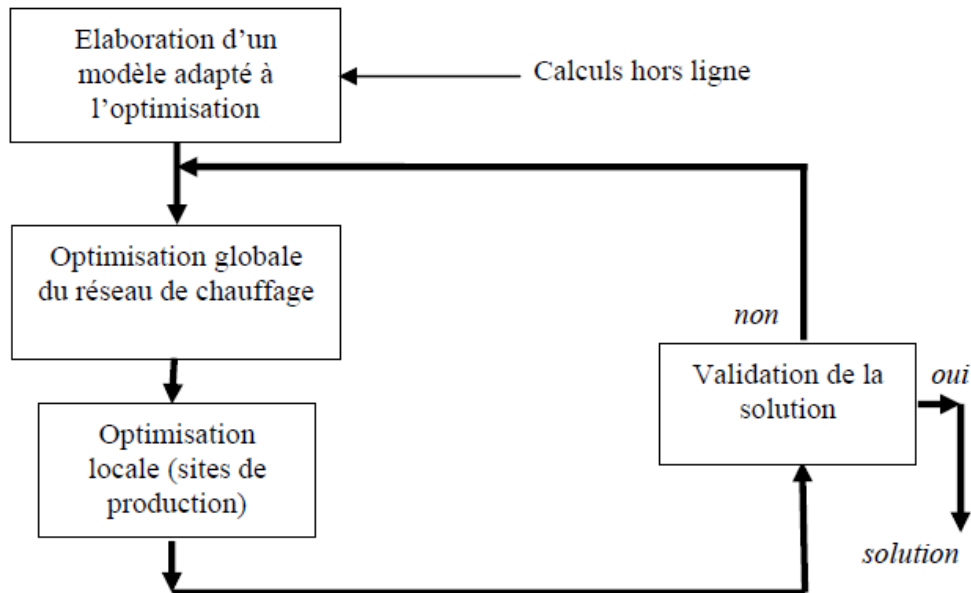


Figure 126 : Stratégie d'optimisation d'un réseau thermique en deux étapes (Sandou 2005)

La stratégie d'optimisation conçue dans cette thèse s'inspire des travaux précédents de décomposition en sous problèmes traités séparément. Les

étapes de calcul et les flux d'information, entre les données d'entrée et les variables de décision à déterminer, sont synthétisés sur la Figure 127. **La méthode est conçue pour utiliser en entrée un modèle de prévision de la demande aux sous-stations.** Dans le corps du Chapitre 5, ces prévisions sont supposées parfaites i.e. l'historique de mesures est entré. L'utilisation à partir des prévisions (modèle et impact sur la solution) est discutée en annexe. Les sections du manuscrit correspondant aux différentes étapes sont précisées sur chaque bloc. La procédure est la suivante :

1. **L'optimisation des centrales de production est traitée a priori.** Le problème d'optimisation des consignes locales (répartition de puissances entre GF et température de sortie des TAR) est résolu, à partir des modèles détaillés de centrales, sous les contraintes locales (température maximale de rejet vers l'EDS, taux de charge minimum des GF). Ce processus est répété pour chaque état de disponibilité et pour chaque condition de fonctionnement (température de départ et météo). **Le résultat est, pour chaque centrale et étant donné les disponibilités des GF, une caractéristique de coût et une plage de puissance frigorifique.** Les caractéristiques sont fonction des conditions de fonctionnement. Le calcul a priori autorise l'utilisation de méthodes dont le coût numérique est élevé.
2. **Le modèle de réseau détaillé est utilisé,** à partir des puissances frigorifiques à produire par centrale, **afin de déterminer la pression différentielle minimum des pompes de distribution.** Cette étape permet, en outre, de déterminer les températures retour aux centrales et donc le débit à fixer pour assurer la répartition.
3. **Le problème d'engagement et de répartition de puissance entre centrales est résolu à partir des modèles simplifiés de centrales et d'un modèle simplifié de réseau.** Les hypothèses d'une température de départ fixée et des coûts de démarrage négligeables permettent de procéder à une optimisation par pas de temps.
4. Enfin, les résultats stockés de l'optimisation des centrales sont exploités pour déterminer les consignes locales correspondant aux conditions de fonctionnement des centrales.

Les étapes 1 et 4 font appel aux méthodes et algorithmes exposés dans les sections 3.1 et 3.2. L'étape 3 est traitée dans la section 4.2 selon une approche où le niveau de représentation est simplifié. Le régulateur utilisé pour la minimisation de la pression différentielle du réseau est présenté au 4.1.

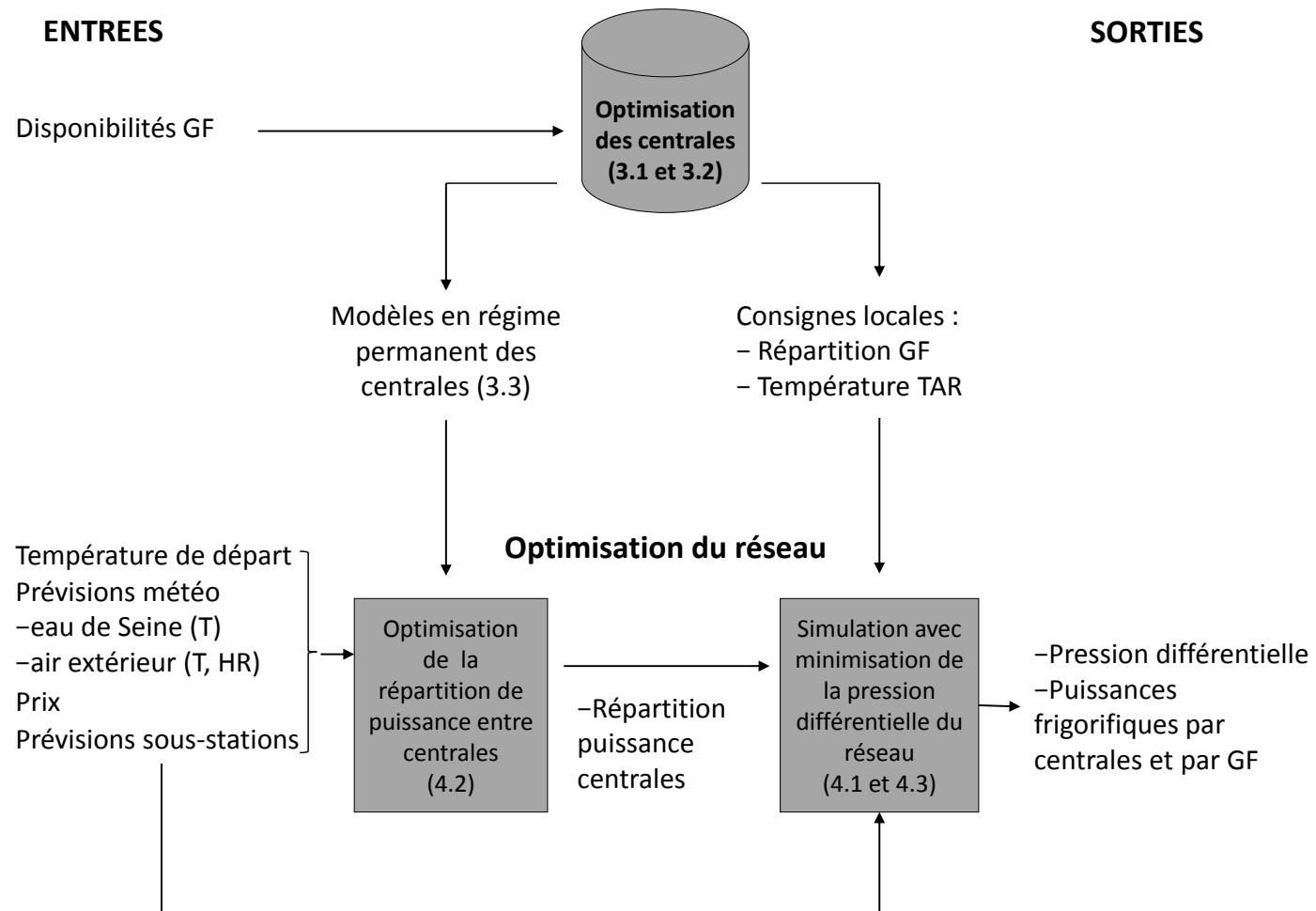


Figure 127 : Stratégie d'optimisation pour l'aide à la conduite des réseaux de froid (les sections associées du manuscrit sont précisées)

3 Optimisation des centrales de production

3.1 Répartition de la puissance entre groupes frigorifiques au sein d'une centrale

3.1.1 Introduction

La gestion de puissance des groupes frigorifiques (GF) nécessite deux décisions. La première détermine l'état de marche de chacun des GF : c'est le sous-problème d'engagement (*Unit Commitment Problem, UCP*). Le second fixe les consignes des équipements engagés (état de marche / débit des pompes évaporateur) et assure la répartition de puissance frigorifique (*Economic Dispatch Problem, EDP*).

Plusieurs approches apparaissent dans la littérature, se distinguant principalement par :

- le type et le périmètre de modélisation, avec la prise en compte des coûts électriques des auxiliaires (pompes et ventilateurs)
- la présence d'éléments dynamiques (stockage, contraintes et coûts de démarrage des GF) ; dans le cas contraire, nous parlons d'optimisation statique
- la méthodologie de résolution mise au point (UCP ou/et EDP, UCP puis EDP ou inversement) pour éviter la résolution d'un problème MINLP, problème difficile comme rappelé par (Y.-Y. Lu et al. 2011)

(Powell et al. 2013) proposent une résolution du problème en optimisation statique, basé sur le modèle de GF uniquement (type semi-empirique). L'EDP est calculé, sous forme NLP convexe, pour chaque combinatoire d'engagement des groupes (appelée dans la suite du manuscrit *configuration*), dans l'ordre des performances nominales décroissantes. Le résultat est un ensemble de fonctions, par température de fonctionnement, reliant la puissance électrique à la puissance frigorifique produite (appelée dans la suite du manuscrit *caractéristique de coût*), pour la configuration la plus performante (pompes exclues) au point considéré.

(Huang, Zuo, et Sohn 2016) étendent le périmètre de la modélisation à la centrale de production en régime dynamique. Dans leurs travaux, les puissances électriques des pompes et ventilateurs sont ajoutées au coût à minimiser et les temps minimums de fonctionnement des GF contraignent les décisions d'engagement. Cependant, ces travaux se limitent à un ensemble de

GF identiques et équipés de pompes à vitesse fixe : la répartition de puissance frigorifique n'est pas contrôlée, i.e. seul l'UCP est traité. (Y.-Y. Lu et al. 2011) ont abordé, sur le même périmètre et en optimisation dynamique, l'UCP et l'EDP sur une procédure de résolution séquentielle. Il est à noter que l'UCP est résolue, dans ces travaux, sur la base de modèles simplifiés de GF à EER constant.

(Yu et Chan 2008) a apporté une contribution importante au sujet de l'EDP statique appliquée aux groupes frigorifiques. Sur la base d'une modélisation physique de GF centrifuges, les auteurs ont comparé plusieurs stratégies de répartition avec deux machines de taille différente. Il est conclu que la performance totale des GF est la plus élevée avec une stratégie dite à taux de charge (PLR) égal, indépendamment des conditions de puissance et de température. La stratégie de pilotage est ensuite évaluée en simulation, avec prise en compte des gains associés à la variation de débit des pompes évaporateurs. Plusieurs éclairages sont par ailleurs apportés :

- La répartition à égal PLR est liée à l'effet de charge partielle (PLF) des groupes frigorifiques centrifuges. Le PLF dépend principalement du rendement du compresseur. Il diminue vers la zone de fonctionnement à faible puissance et à température de condensation élevée. Il est à noter que cette stratégie de répartition est différente avec des GF à vis (Yu et Chan 2007).
- La variation de débit est autorisée sur une plage limitée (50%-100%) afin de limiter le risque de gel de l'eau glacée en sortie d'évaporateur. L'impact sur l'EER des GF est évalué et considéré comme négligeable (1%-2%).

L'objectif de cette section est de développer, en deux temps, une méthodologie pour la répartition de puissance au sein d'une configuration puis de sélection de la configuration optimale au regard de son coût électrique total (GF et auxiliaires). La démarche s'inscrit dans la revue bibliographique réalisée ci-dessus.

Dans un premier temps, la stratégie à égal PLR proposée par (Yu et Chan 2008) est comparée à une stratégie optimisée. Dans un second temps, l'impact des consommations des pompes sur la sélection de la configuration, non considérées dans (Powell et al. 2013), est analysé.

3.1.2 Détermination de la meilleure configuration de groupes frigorifiques d'une centrale avec répartition optimisée

Quelle configuration de GF (type et nombre) est à engager ? Quelle est la puissance frigorifique des GF mis en marche ? Ce problème général est traité pour la centrale EDS mais la méthode pourrait s'appliquer à toute autre centrale. La solution est recherchée à partir des entrées suivantes :

- la disponibilité des GF, limitant l'ensemble des configurations
- la puissance frigorifique totale à produire $\dot{Q}_{prod,1}^{sp}$
- la température d'eau de Seine $T_{eds,e}$, en entrée des échangeurs de refroidissement du circuit condenseur
- la température de départ (T_{al}), fixant la température de consigne des GF (sortie évaporateur, notée $T_{ev,s,i}$)
- la température de retour T_{re}
- la pression différentielle à imposer au réseau Δp^{sp}

Les variables d'entrées physiques (puissance, pression, températures) définissent, sur leur plage de variation respective, la grille des entrées (3.3.2). Il est rappelé que les contraintes temporelles (temps et coût de démarrage) ne sont pas considérées pour l'optimisation : la résolution est effectuée pour une situation donnée, définie par les entrées ci-dessus, indépendamment du temps. Nous introduisons une seconde hypothèse : lorsque deux GF de même type sont en marche, ils sont pilotés afin de produire une puissance identique. Cette hypothèse conduit à une puissance électrique optimale dans le cas d'une caractéristique à charge partielle convexe par rapport à la puissance frigorifique. Cette convexité est vérifiée avec le modèle polynomial (14) pour un taux de charge compris entre 50% et 100% (cf. Figure 128).

$$\frac{P}{P_{max}} = \theta_1 + \theta_2 PLR + \theta_3 PLR^2 + \theta_4 PLR^3 + T_{cd,e}(\theta_5 + \theta_6 PLR + \theta_7 PLR^2) \quad (67)$$

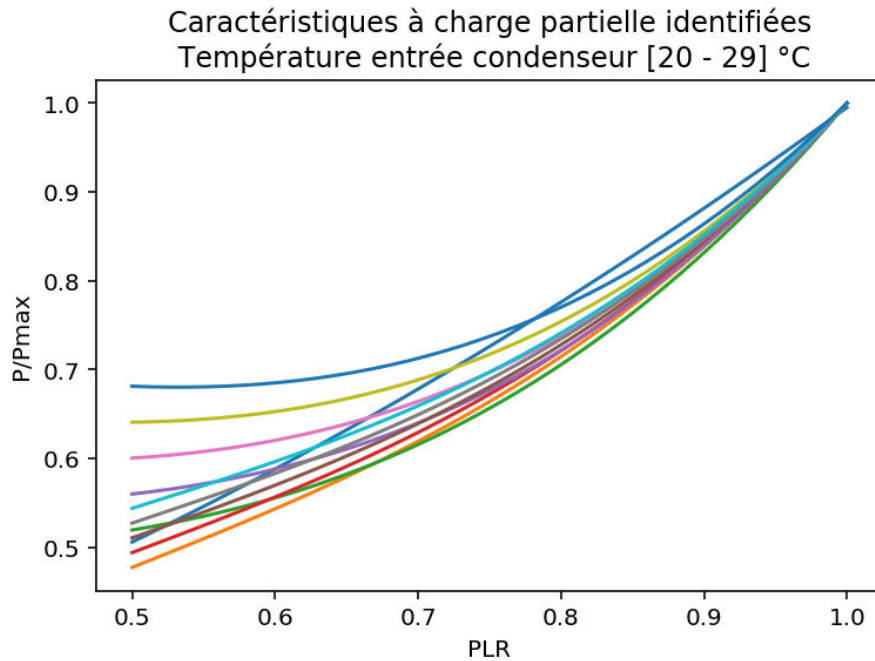


Figure 128 : Caractéristiques des groupes frigorifiques à charge partielle identifiées

Le problème peut ainsi être simplifié : il convient de déterminer les puissances frigorifiques par type de GF engagés (EDP) et le nombre de GF de chaque type engagés dans la configuration (UCP). Ainsi, le problème de répartition se pose uniquement si au moins 2 GF de type différent sont engagés dans la configuration. Le nombre de combinaisons dépend du nombre de GF différents et du nombre de GF par type en situation de disponibilité. Pour la centrale de production considérée :

- 1 GF de type A ($\dot{Q}_{GFA}^{nom} = 8.8$ MW),
- 2 GF de type B ($\dot{Q}_{GFB}^{nom} = 5.8$ MW)
- 2 GF de type C ($\dot{Q}_{GFC}^{nom} = 6.8$ MW)
- 2 GF de type D ($\dot{Q}_{GFD}^{nom} = 3.75$ MW)

Si toutes les machines sont disponibles, le nombre maximal de configurations est, dans ce cas, de 53⁹. Toutefois, chaque configuration opère dans une plage de fonctionnement définie par la capacité frigorifique des GF, le taux de charge minimum, la capacité des auxiliaires et par la limite réglementaire sur le rejet vers l'EDS. Afin de simplifier l'UCP, nous proposons de limiter *a priori* l'ensemble des solutions. La configuration est considérée comme possible si la puissance frigorifique à produire est comprise entre la puissance

⁹ $2(0 \text{ ou } 1 \text{ GF de type A}) \times 3(0 \text{ ou } 1 \text{ ou } 2 \text{ GF de type B}) \times 3(0 \text{ ou } 1 \text{ ou } 2 \text{ GF de type C}) \times 3(0 \text{ ou } 1 \text{ ou } 2 \text{ GF de type D}) - 1(\text{configuration impossible car tous les GF sont à l'arrêt}) = 53$

frigorifique des GF à taux de charge minimum (69) et la capacité frigorifique des GF (68).

Une approximation du modèle du sous-système de refroidissement des condenseurs est utilisée pour calculer $T_{cd,e}$, variable explicative de la capacité frigorifique. Les échangeurs sont supposés fonctionner avec un pincement nominal ΔT_{hx}^{nom} . La vanne de by-pass a pour fonction de maintenir une température en entrée des condenseurs supérieure à la limite technique $T_{cd,e}^{min}$ afin de limiter la migration d'huile dans le circuit frigorigène, tel que (70).

$$\dot{Q}_{GF,i}^{max} = \dot{Q}_{GF,i}^{nom} (\alpha_1 + \alpha_2 T_{al} + \alpha_3 T_{al}^2 + \alpha_4 T_{cd,e} + \alpha_5 T_{cd,e}^2 + \alpha_6 T_{al} T_{cd,e}) \quad (68)$$

$$\dot{Q}_{GF,i}^{min} = \dot{Q}_{GF,i}^{max} PLR_{GF}^{min} \quad (69)$$

$$T_{cd,e} = \max(T_{eds,e} + \Delta T_{hx}^{nom}, T_{cd,e}^{min}) \quad (70)$$

L'ensemble des configurations possibles est alors significativement réduit, en particulier à faible puissance et à forte puissance (cf. Figure 129).

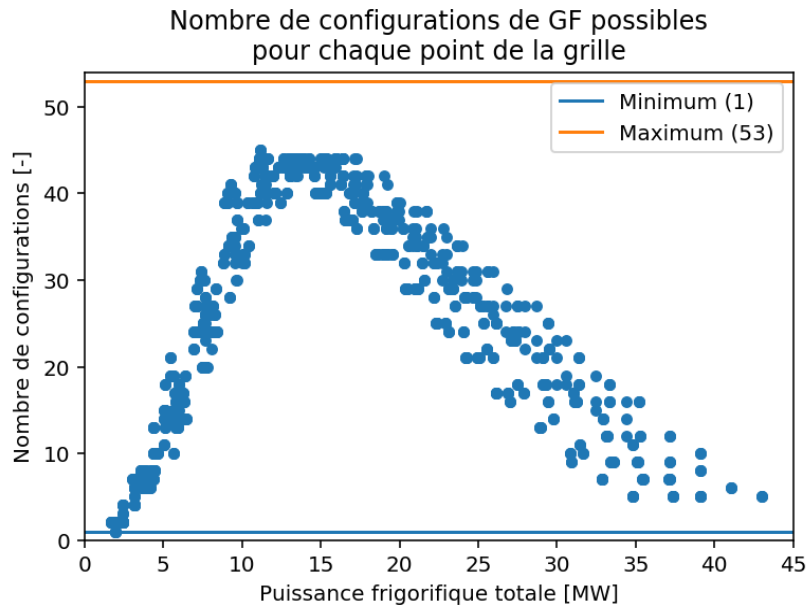


Figure 129 : Nombre de configurations de GF possibles pour chaque point de la grille
($T_{eds,e}$ et T_{al} variables)

Le problème global s'écrit comme (71). Les étapes de la méthodologie pour sa résolution sont présentées sur la Figure 130. Trois remarques :

- L'optimisation de la répartition est calculée à partir du modèle de GF uniquement. La variation du coût de pompage est supposée inférieure à la variation liée à l'effet de charge partielle (PLF). Numériquement, poser le problème d'optimisation avec le modèle de GF permet de garantir l'optimalité de la solution (convexité)
- La sélection de la configuration est basée sur le coût électrique de la configuration, calculé à partir de la simulation de la centrale en régime permanent. La dynamique physique de la centrale, rapide comparée au réseau, est négligée
- Le coût de la taxe sur le détournement de l'eau de Seine a peu d'influence sur le choix de la configuration.

$$\min P(\alpha_{GF}) \text{ tel que } \left\{ \begin{array}{l} \text{modèle centrale EDS} \\ \sum_{i=1} \dot{Q}_{GF,i} = \dot{Q}_{prod,eds}^{sp} \\ \dot{Q}_{GF,i} = \alpha_{GF,i} \dot{Q}_{prod}^{sp} \\ T_{ev,s,i}^{sp} = T_{al}^{sp} \\ PLR_{GF} \geq PLR_{GF}^{min} \\ T_{eds,s} \leq T_{eds,s}^{max} \\ \alpha_{GF,i} \in [0,1] \\ i \in \{configuration\} \end{array} \right. \quad (71)$$

Dans la section suivante, on cherche à répondre à plusieurs questions.

- La stratégie de répartition à égal PLR proposée par (Yu et Chan 2008) est-elle vérifiée avec nos modèles semi-empiriques paramétrés pour une centrale refroidie à eau de rivière?
- Les gains à attendre de l'optimisation de la répartition sont-ils significatifs ?
- Quel intérêt y a-t-il à utiliser la simulation de la centrale complète pour déterminer la configuration de GF à engager et quel est l'impact sur la prise de décision et sur la performance ?

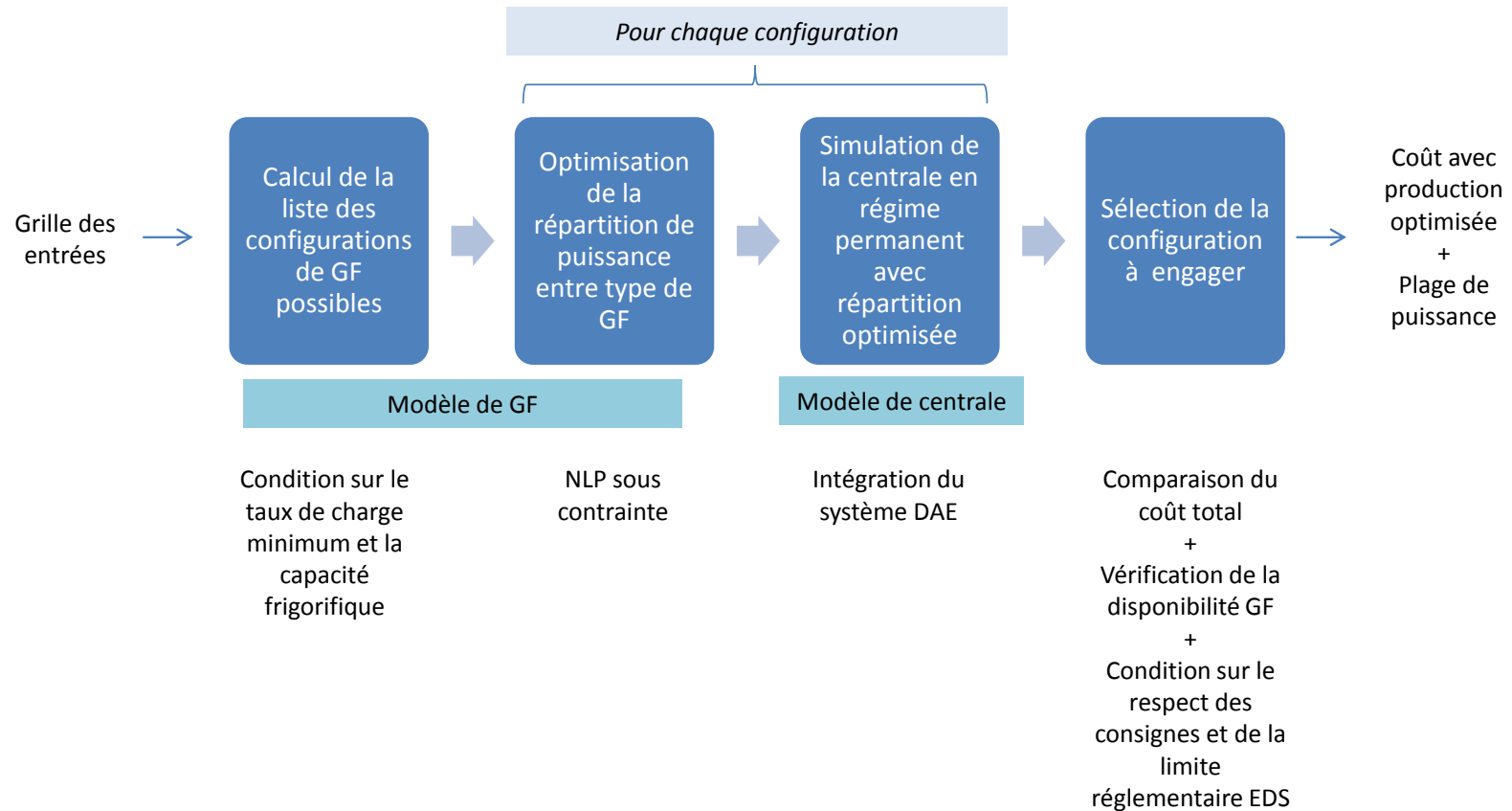


Figure 130 : Méthodologie de résolution du problème de répartition de la puissance entre groupes frigorifiques : flux, modèles et algorithmes

3.1.3 Résultats

Répartition de puissance entre groupes frigorifiques

Les résultats d'optimisation sur la gestion des groupes frigorifiques sont présentés et discutés dans l'ordre de la résolution. La première analyse concerne la répartition de la puissance frigorifique entre types de groupe (A, B, C et D dans le cas considéré). La solution de référence est une stratégie à égal PLR, comme proposée par (Yu et Chan 2008). Dans cette stratégie, le taux de charge de chaque groupe frigorifique $PLR_{GF,i}$ est égal au taux de charge global PLR_{global} . Il s'exprime, pour une configuration composée de n_i groupes frigorifiques de type i comme (72).

$$PLR_{global} = \frac{\sum_{i=\{A,B,C,D\}} n_i \dot{Q}_{GF,i}}{\sum_{i=\{A,B,C,D\}} n_i \dot{Q}_{GF,i}^{max}} = \frac{\dot{Q}_{prod}^{sp}}{\sum_{i=\{A,B,C,D\}} n_i \dot{Q}_{GF,i}^{max}} \quad (72)$$

La seconde stratégie utilise un algorithme d'optimisation pour répartir la puissance entre les groupes frigorifiques. Nous définissons la puissance frigorifique déplacée relative comme la différence de puissance frigorifique par groupe entre les deux stratégies, normalisée par la puissance frigorifique totale. Cette quantité s'écrit telle que $\frac{0.5}{\dot{Q}_{prod}^{sp}} \sum_{i=\{A,B,C,D\}} n_i (\dot{Q}_{GF,i} - PLR_{global} \dot{Q}_{GF,i}^{max})$.

La Figure 131 permet d'observer quantitativement la différence entre les deux stratégies. L'optimisation a déplacé et redistribué jusque 20% de la puissance frigorifique entre les groupes frigorifiques engagés, afin d'obtenir une diminution relative du coût (puissance électrique) de 10%.

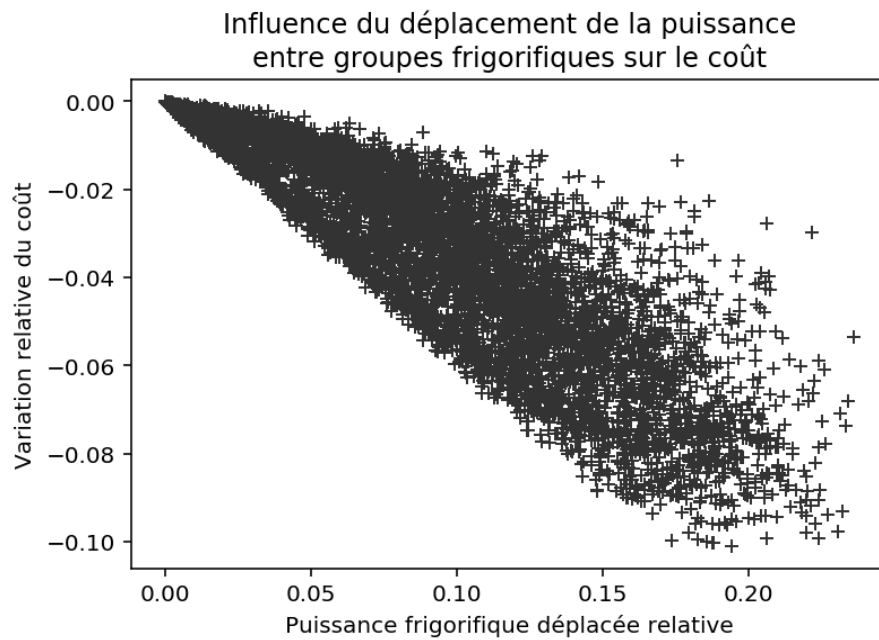


Figure 131 : Influence du déplacement de puissance entre les groupes frigorifiques (par rapport à une répartition à taux de charge égal) sur le coût électrique pour chaque point de la grille d'entrée

Sur la Figure 132, les résultats sont visualisés en fonction de la puissance frigorifique totale, l'EER de la configuration et la température EDS. L'analyse permet d'identifier les zones de puissance où le gain lié à l'optimisation est le plus important.

Entre 5 MW et 20 MW, la diminution du coût électrique peut être supérieure à 8%. Pour autant, ces configurations sont-elles potentiellement utilisées i.e. présentent-elles une performance énergétique élevée ? Les configurations avec un EER > 6 bénéficient d'un gain plus faible (<4%). Toutefois, les configurations avec le gain le plus élevé sont issues des optimisations à température EDS élevée (> 20°C). Dès lors, nous proposons de concentrer l'analyse au cas $T_{eds,e} = 17^{\circ}\text{C}$ et $T_{ai}=2^{\circ}\text{C}$ afin d'observer l'effet de charge partielle uniquement (Figure 133). **Pour ces températures, l'optimisation diminue la puissance électrique de 1% (puissance élevée) à 6% (puissance faible).**

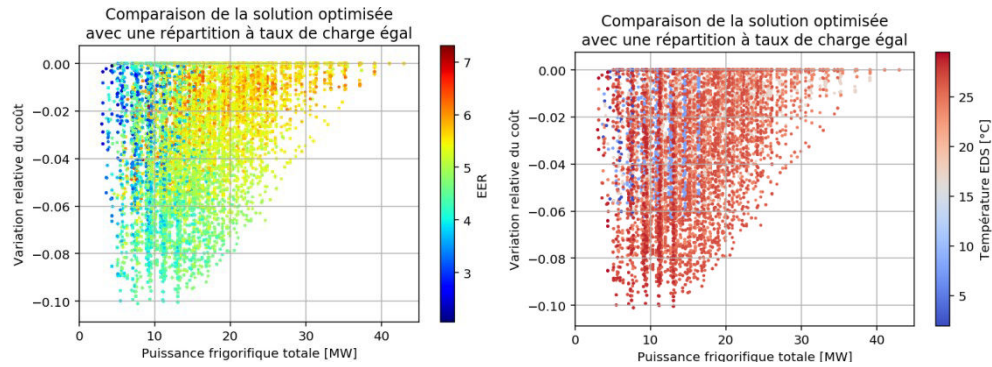


Figure 132 : Comparaison entre la solution optimisée et la répartition de puissance à taux de charge égal : puissance frigorifique, EER GF et température EDS

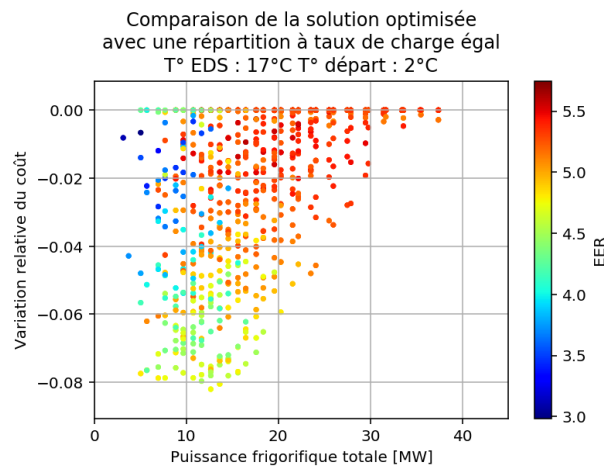


Figure 133 : Comparaison entre la solution optimisée et la répartition de puissance à taux de charge égal : puissance et EER GF à températures fixées

Pour une configuration donnée, quelle est la variation du taux de charge optimal par GF ? Sur la Figure 134, nous apportons un élément de réponse en analysant, sur une rampe de puissance, 3 configurations fréquemment engagées sur le réseau de froid de Paris-Bercy:

- la configuration 1 GFA et 1 GFB (5 MW-15 MW)
- la configuration 1 GFA et 2 GFB (7 MW-22 MW)
- la configuration 1 GFA, 2 GFB et 1 GFC (11 MW- 30MW)

Nous observons que le taux de charge optimal des GF est différent du taux de charge global sur la première partie de la plage de puissance (le/les groupes de type B sont plus chargés) et s'homogénéise sur la seconde partie. Sur la première partie, la diminution relative du coût par optimisation présente un maximum à 5%. Dès lors, est-ce que la configuration présente, dans cette plage de fonctionnement, le meilleur coût ? Nous observons en effet que les plages de puissances se chevauchent. C'est l'objet de la prochaine section.

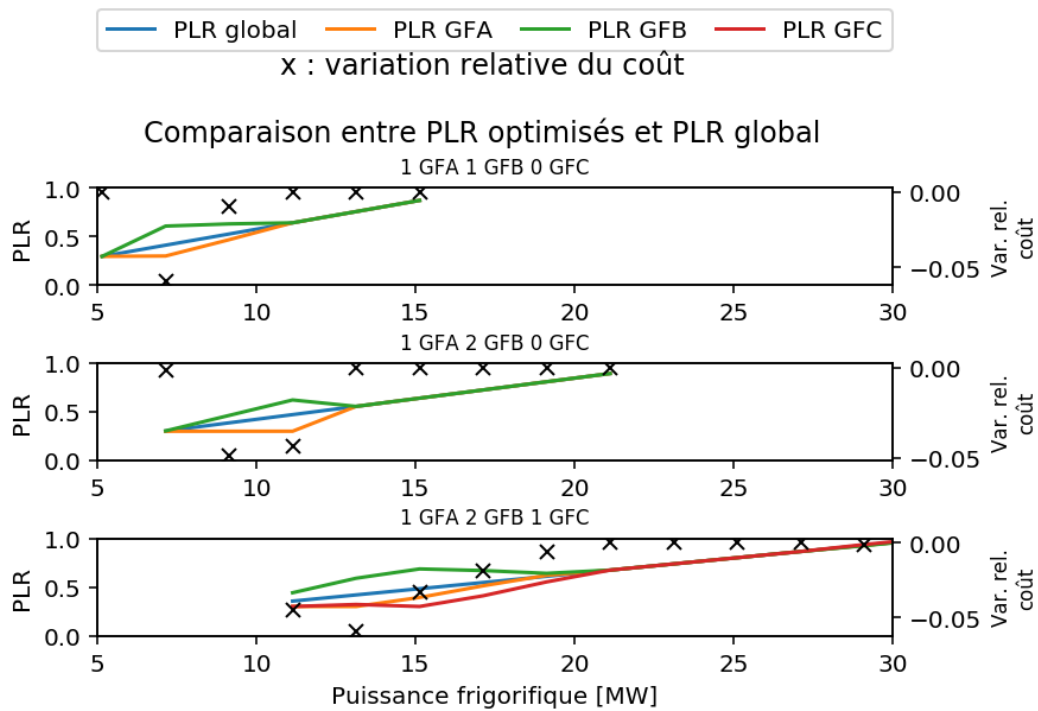


Figure 134 : Comparaison du PLR des GF et du coût (compresseurs) après optimisation avec une stratégie à PLR égal, pour 3 configurations courantes ($T_{al} = 2^{\circ}\text{C}$, $T_{eds,e} = 17^{\circ}\text{C}$)

Engagement des configurations de groupes frigorifiques

Dès lors, nous nous intéressons à la configuration à engager pour une puissance donnée, au regard de son coût électrique. La sélection de la configuration est effectuée en comparant le coût électrique de toutes les configurations possibles sur chaque point de fonctionnement. Le calcul du coût est obtenu par simulation en régime permanent du modèle de centrale de production, profitant ainsi de la représentation des pompes et des échangeurs. Ainsi, l'approximation (70), introduite pour l'optimisation de la répartition, n'est plus nécessaire.

Le résultat de cette série de simulations en régime permanent est présenté sous forme de fonction, par configuration, reliant puissance frigorifique totale produite et puissance électrique absorbée par la centrale (appelée *caractéristique statique de coût*). Entre 5 MW et 35 MW, nous observons sur la Figure 135 l'intérêt de comparer avec attention les différentes configurations pour des conditions fixées. Sur l'ensemble de la grille, le résultat est confirmé : **la différence en puissance électrique entre configurations est significative** (Figure 136).

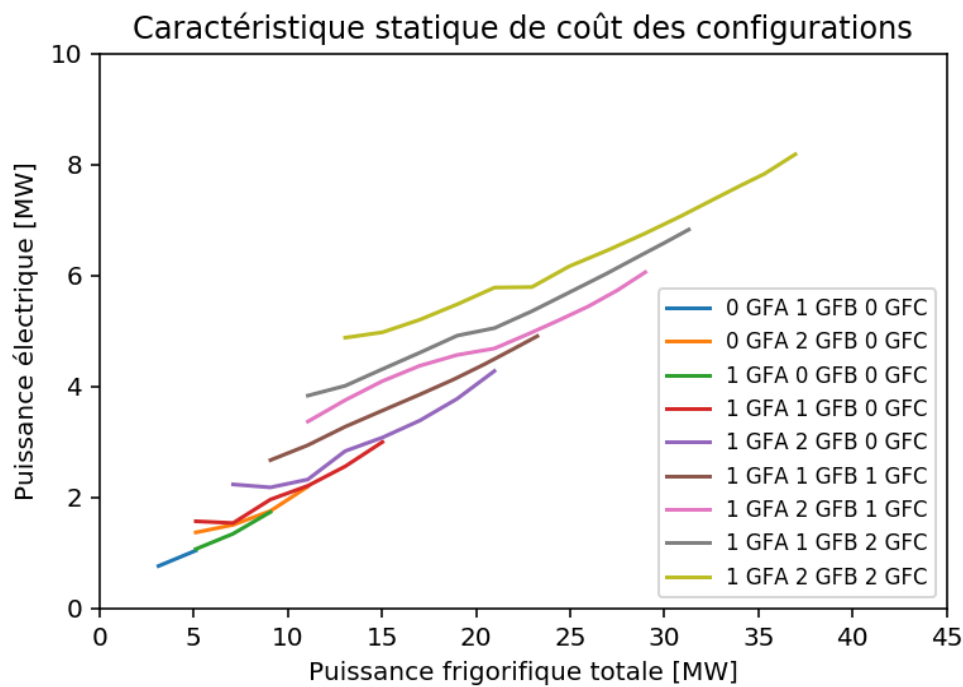


Figure 135 : Caractéristique statique de coût des configurations les plus performantes, pour des conditions aux limites fixées ($T_{al} = 2^{\circ}\text{C}$, $T_{ret}=10^{\circ}\text{C}$, $T_{eds,e}=17^{\circ}\text{C}$, $\Delta p=1.5 \text{ bar}$)

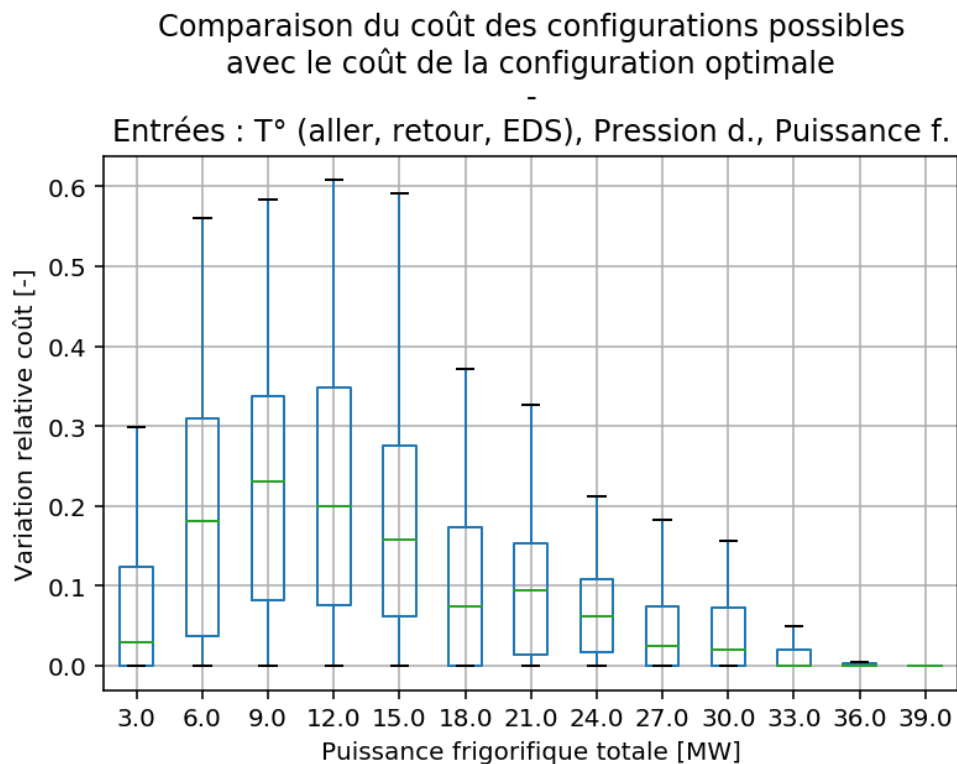


Figure 136 : Comparaison du coût des configurations possibles avec l'optimum

Est-il nécessaire de simuler le modèle de centrale pour obtenir les éléments de décision ? Le modèle de GF, plus léger et rapide à calculer, n'est-il pas suffisant pour décider, en amont des simulations, quelle configuration engager ? Pour chaque point de la grille d'entrées, le modèle de centrale a été simulé avec la "configuration optimale fixée *a priori*". Son coût est comparé au coût de la configuration *a posteriori* obtenue après simulations. L'analyse est menée, dans un premier temps, pour des conditions de fonctionnement correspondant aux caractéristiques de la Figure 135. Les coûts sont tracés sur la Figure 137. Les puissances par GF sont présentées sur la Figure 138.

La configuration engagée diffère pour une puissance inférieure à 31 MW, à l'exception de la plage entre 7 MW et 10 MW où 1 groupe frigorifique est en fonctionnement. Les différences constatées entre les deux méthodes sont dues à la prise en compte du coût électrique des pompes dans la première. Ainsi, sur des plages de puissances précisées ci-dessus, il est plus efficace de fonctionner avec un GF équipé de pompes à vitesse variable (type A et type B), malgré une consommation électrique des compresseurs plus élevée. Le gain sur la puissance électrique totale est, entre 10 MW et 31 MW, entre 1% et 20% (cf. Figure 137). Sur une rampe de puissance, le nombre de démarrage/arrêt des groupes frigorifiques est toutefois plus élevé (cf. Figure 138). Nous noterons que le premier mode de gestion des groupes frigorifiques est proche de la pratique observée sur la centrale étudiée.

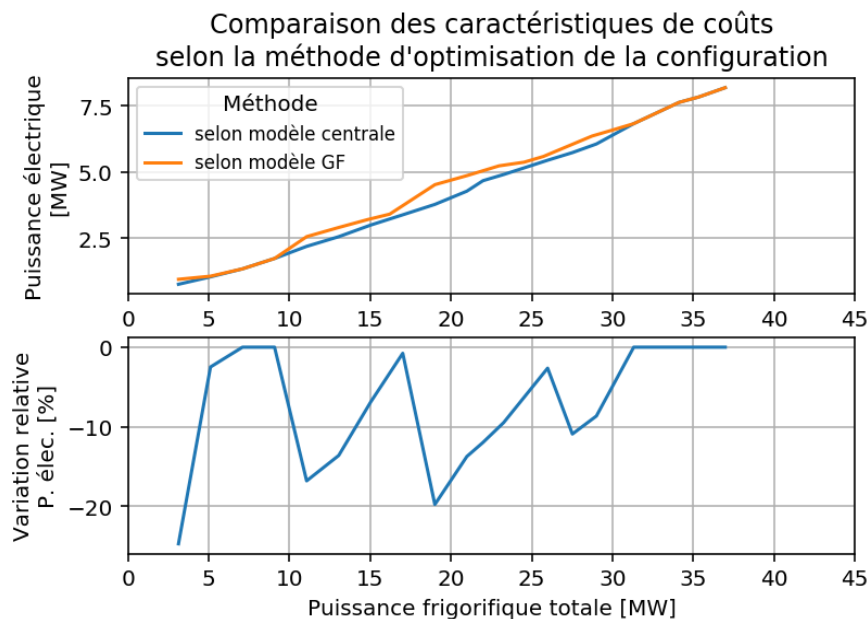


Figure 137 : Comparaison des caractéristiques de coût avec une configuration déterminée par simulation du modèle de centrale avec une configuration déterminée par simulation du modèle de GF ($T_{al} = 2^{\circ}\text{C}$, $T_{rei} = 10^{\circ}\text{C}$, $T_{eds,e} = 17^{\circ}\text{C}$, $\Delta p = 1.5 \text{ bar}$)

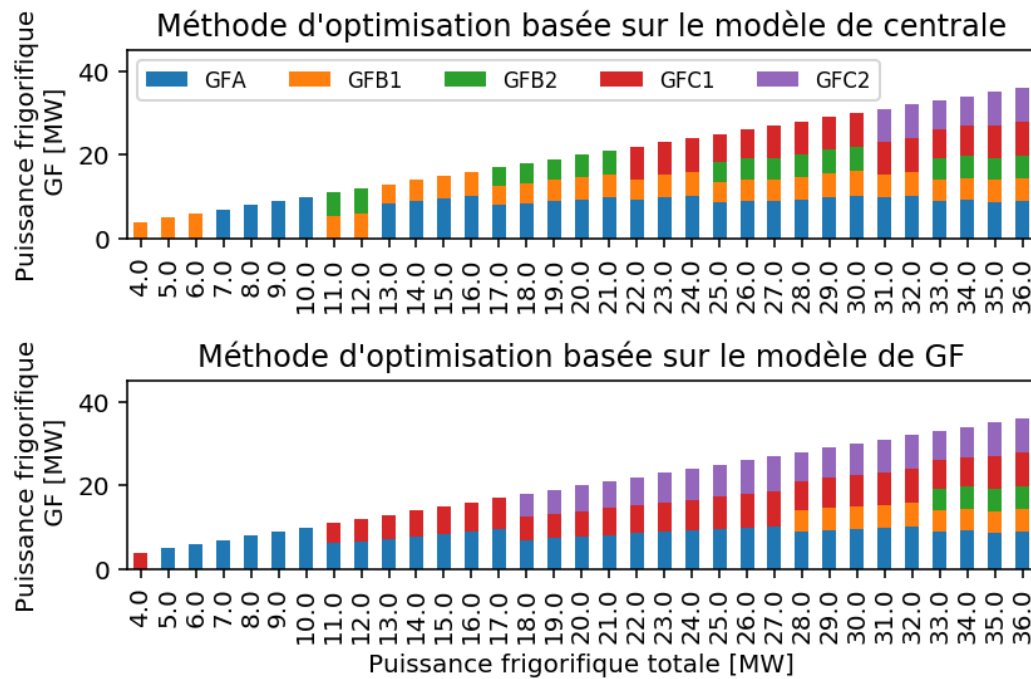


Figure 138 : Puissances frigorifiques par GF pour une rampe de puissance frigorifique de la centrale (ordre de mérite) : comparaison entre deux méthodes d'optimisation ($T_{al} = 2^{\circ}\text{C}$, $T_{ret}=10^{\circ}\text{C}$, $T_{eds,e}=17^{\circ}\text{C}$, $\Delta p=1.5 \text{ bar}$)

Une analyse sur un ensemble varié de conditions de fonctionnement met en évidence les améliorations de la performance de la centrale en intégrant le modèle de centrale dans l'optimisation de la configuration. **Le gain médian sur l'EER par intervalle de débit est calculé : il est plus élevé (+0.4 points) à haut débit.** Dans cette zone, la minimisation de la consommation liée au pompage par la première méthode a plus d'impact sur l'EER de la centrale.

Dans la section suivante, nous nous intéressons à un autre degré de liberté de l'opérateur de conduite d'une centrale de production : les tours aéro-réfrigérantes.

3.2 Réglage de la température de consigne de tours aéroréfrigérantes ouvert

3.2.1 Introduction

La gestion des tours aéroréfrigérantes (TAR) joue un rôle dans la performance énergétique et économique d'une centrale de production d'eau glacée. En effet, les TAR concentrent deux postes de consommation de la centrale : l'énergie électrique absorbée par les ventilateurs ($\approx 7\%$ des coûts) et le volume d'eau d'appoint du circuit condenseur ($\approx 32\%$ des coûts). L'optimisation des consommations des TAR n'est pas indépendante du coût total de la centrale : la minimisation des consommations des TAR est en compétition avec la consommation électrique des compresseurs (GF). Dès lors ; plusieurs travaux se sont intéressés à la problématique, sous l'angle du coût électrique, parmi lesquels (Yu et Chan 2008; Y.-Y. Lu et al. 2011; Laurini Malara et al. 2015; Huang, Zuo, et Sohn 2016).

Dans un premier temps, intéressons-nous aux modes de pilotage des TAR rencontrés. La commande du (des) ventilateur(s) (marche/arrêt et vitesse) est systématiquement asservie. Dans (Huang, Zuo, et Sohn 2016), la vitesse de rotation des ventilateurs est contrôlée par un régulateur PI à la température en sortie des TAR (cf. Figure 139). Le nombre de TAR en marche est déterminé par le nombre de GF engagés. Dans (Yu et Chan 2008), le nombre et la vitesse des ventilateurs est calculé par un régulateur idéal afin de satisfaire une température de condensation en fonction des conditions (température d'air sec et puissance thermique à évacuer).

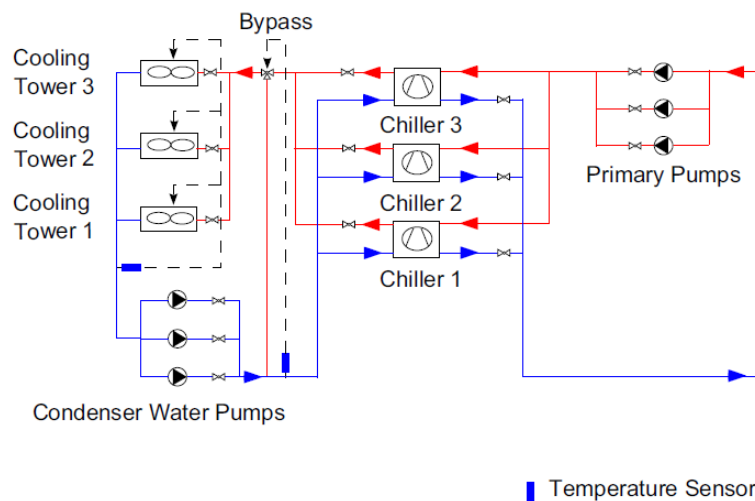


Figure 139 : Pilotage de la température en sortie des TAR par variation de vitesse des ventilateurs et vanne trois voies de by-pass (Huang, Zuo, et Sohn 2016)

Les méthodes d'optimisation ont, dans les deux cas, l'objectif de minimiser la puissance électrique absorbée par les ventilateurs et par les compresseurs en adaptant la température de consigne (*Condensing Temperature Control*, CTC). Les résultats sont comparés à un mode de pilotage à température constante (*High Pressure Control*, HPC). La variation de la température est toutefois bornée par un minimum imposé par les contraintes techniques des groupes frigorifiques : 13.9°C dans (Huang, Zuo, et Sohn 2016) et 20°C dans (Yu et Chan 2008). Une vanne de by-pass permet de respecter cette contrainte lorsque la température d'air extérieur est trop basse. Cet équipement n'est pas présent sur la centrale étudiée dans cette thèse : seule la vitesse des ventilateurs (synchronisés et engagés en fonction du nombre de GF) est undegré de liberté du système. Elle est asservie à la température en entrée des groupes froids, bornée entre $T_{TAR,S}^{min} = 14^{\circ}\text{C}$ et $T_{TAR,S}^{max} = 29^{\circ}\text{C}$ (spécifications techniques du GF). Le modèle d'optimisation est utilisé :

- directement à titre prédictif (*Model Predictive Control*, MPC), sur un horizon fuyant (Huang, Zuo, et Sohn 2016),
- indirectement pour produire, hors-ligne, des corrélations. Le type de corrélation est le plus souvent polynomial, en fonction des conditions de température et de puissance de l'installation (Yu et Chan 2008).

L'objectif de cette section est d'obtenir un modèle de performance de la centrale de production à TAR intégrant une optimisation locale du refroidissement. La température d'entrée condenseur optimisée, dans les différentes conditions de fonctionnement de la centrale, est à analyser au même titre que les différentes configurations de GF précédemment. L'enjeu est de comparer la stratégie optimale de pilotage des TAR à un pilotage simplifié, afin de justifier l'effort d'optimisation. La comparaison est effectuée par rapport à une température élevée (vitesse minimale des ventilateurs) et par rapport à une température basse (vitesse maximale des ventilateurs). De plus, l'impact des coûts associés à la consommation d'eau, non-abordé dans les travaux cités ci-dessus, est ici considéré. L'analyse est menée avec des tarifs variables de l'électricité.

3.2.2 Détermination de la température consigne optimale des tours aéroréfrigérantes par simulation

La méthodologie mise au point permet de déterminer la température optimale en sortie des TAR $T_{TAR,S}$, solution du problème (73), à partir du modèle de centrale à TAR. La procédure, synthétisée sur la Figure 140, génère la caractéristique de coût de la centrale, intégrant l'optimisation du refroidissement et

le respect des contraintes, à partir de l'ensemble de conditions d'entrée suivantes :

- la disponibilité des GF, limitant la plage de puissance
- la puissance frigorifique totale à produire $\dot{Q}_{prod,tar}^{sp}$
- l'état de l'air extérieur (température sèche de l'air $T_{as,e}$ et la température humide de l'air $T_{ah,e}$)
- la température de départ (T_{al}), fixant la température de consigne des GF (sortie évaporateur, notée $T_{ev,s,i}$)
- la température de retour T_{re}
- la pression différentielle imposée par le réseau Δp

$$\min P(T_{TAR,s}) \text{ tel que } \left\{ \begin{array}{l} \text{modèle centrale TAR} \\ \sum_{i=1} \dot{Q}_{GF,i} = \dot{Q}_{prod,tar}^{sp} \\ T_{ev,s,i}^{sp} = T_{al}^{sp} \\ PLR_{GF} \geq PLR_{GF}^{min} \\ T_{TAR,s} \in [T_{TAR,s}^{min}, T_{TAR,s}^{max}] \end{array} \right. \quad (73)$$

On note ΔT_{TAR} l'approche, différence (>0) entre la température de l'eau en sortie des TAR et la température humide de l'air aspiré par les ventilateurs (74).

$$\Delta T_{TAR} = T_{TAR,s} - T_{ah,e} \quad (74)$$

La température optimale est déterminée par comparaison du coût calculé par simulation en régime permanent du modèle de centrale, pour différentes valeurs de $T_{TAR,s}$ appartenant à $[T_{TAR,s}^{min}, T_{TAR,s}^{max}]$. Les bornes sont fixées par les spécifications des GF engagés et par la température humide (75) (76), pour une approche nulle. Les points ne respectant pas la condition sur le taux de charge minimum (la température en sortie des TAR influant sur la capacité frigorifique du GF) et sur la disponibilité des GF sont exclus de la sélection.

$$T_{TAR,s}^{min} = \max(T_{ah,e}, T_{cd,e}^{min}) \quad (75)$$

$$T_{TAR,s}^{max} = T_{cd,e}^{max} \quad (76)$$

En première approche, l'optimisation est effectuée sur le coût électrique, calculé directement par le modèle de centrale. Ensuite, on ajoute la consommation en eau traitée (évaporation au niveau des TAR et déconcentration du circuit condenseur) dans le coût économique à minimiser. La construction du coût est basée sur les prix du MWh électrique et du m³ d'eau contractuels et sur un nombre moyen de cycles de déconcentration N_{cycle} . L'analyse est réalisée pour deux niveaux de tarif électrique, cohérent avec un contrat électrique HT, dont les valeurs sont détaillées dans le Tableau 25.

Hypothèse	Valeur	Unité
Tarif électrique haut	90	€/MWh électrique
Tarif électrique bas	30	€/MWh électrique
Tarif eau traitée	4.5	€/m ³ eau traitée
N_{cycle}	5	-

Tableau 25 : Hypothèses retenues pour le calcul du coût économique de la centrale à TAR

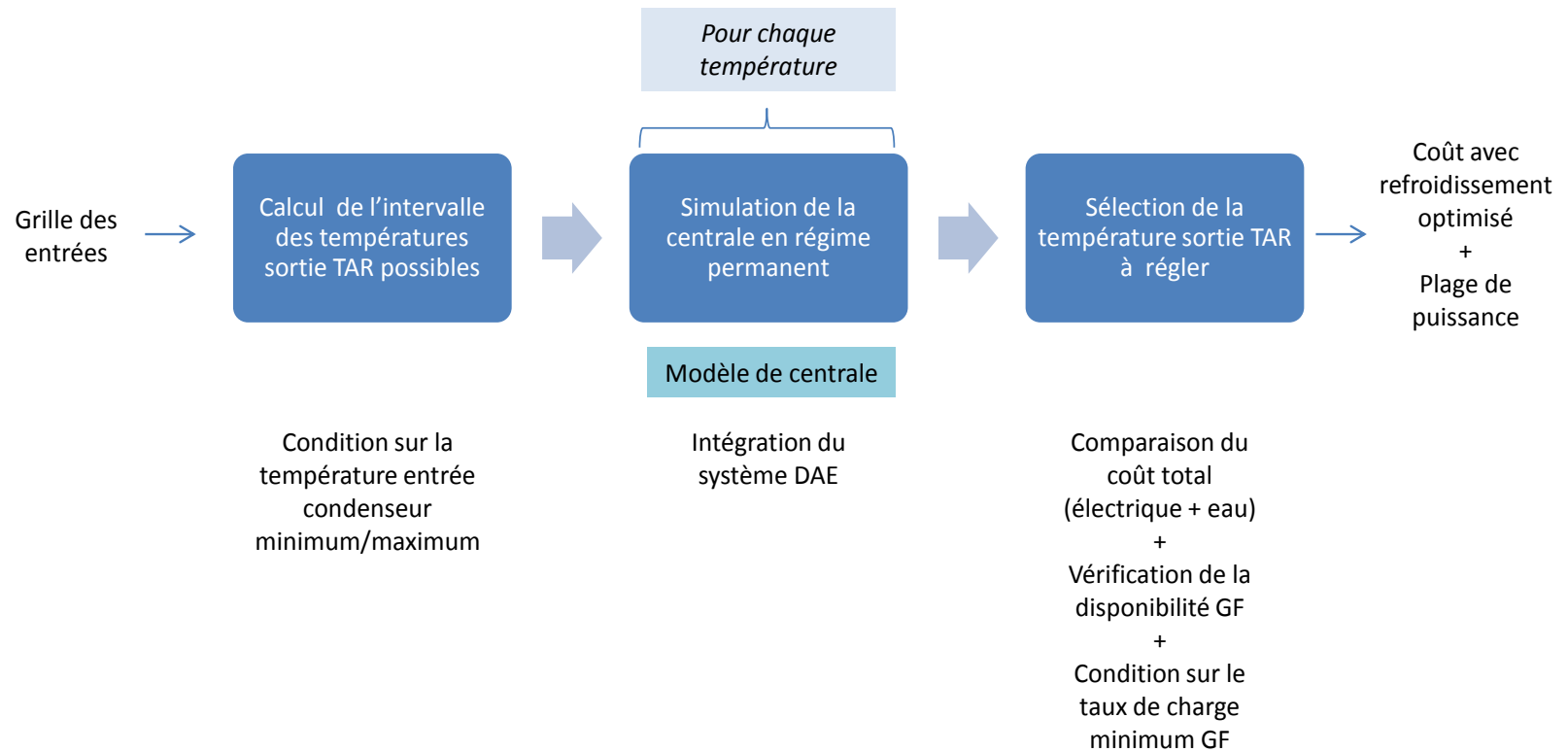


Figure 140 : Méthodologie de résolution du problème de réglage de la température de consigne des TAR : flux, modèles et algorithmes

3.2.3 Résultats

Optimisation énergétique

Les résultats de la série de simulations sont, en premier lieu, exploités pour observer et analyser la variation de la puissance électrique des TAR et des GF en fonction de la température de sortie de consigne réglée. Sur la Figure 141, pour un nombre fini de températures d'air sec $[-9^{\circ}\text{C} - +45^{\circ}\text{C}$, pas 1K] et de puissances frigorifiques $[4\text{ MW} - 8\text{ MW}]$, la puissance électrique normalisée par la puissance frigorifique est tracée en fonction de l'approche.

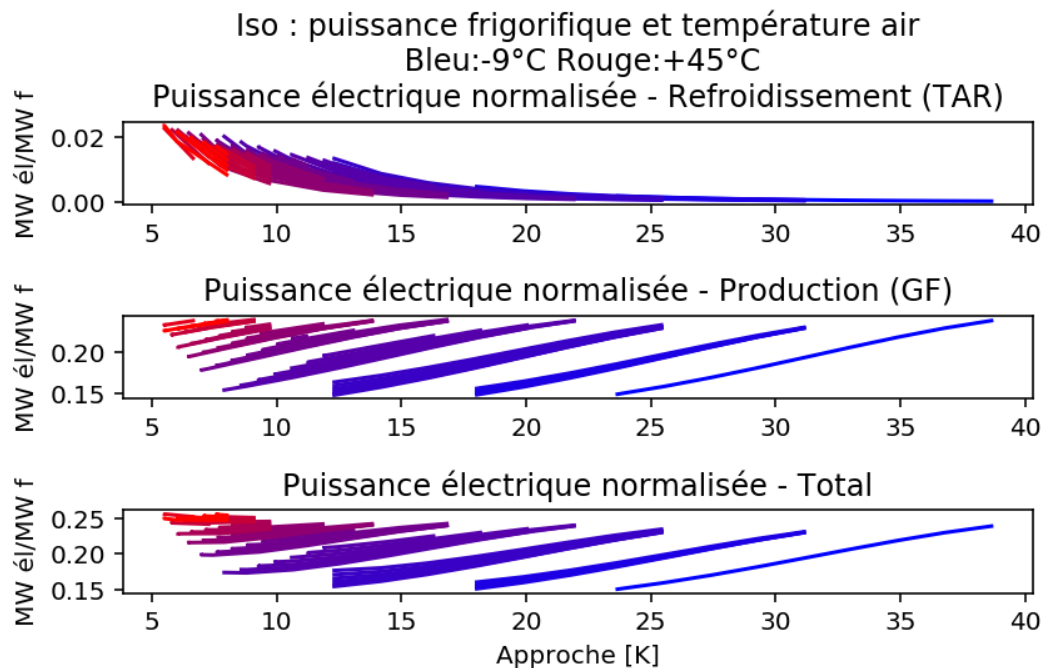


Figure 141 : Puissance électrique absorbée normalisée par la puissance frigorifique, par équipement (TAR et GF), en fonction de l'approche réglée ; chaque courbe correspond à une valeur de température d'air (échelle bleue à rouge) et de puissance frigorifique

La tendance attendue par notre compréhension physique du système est vérifiée. D'une part, la puissance électrique absorbée par les TAR diminue si l'approche augmente, le débit d'air nécessaire étant plus faible. D'autre part, la puissance électrique absorbée par les compresseurs des GF augmente avec l'approche, par l'effet de la température entrée condenseur sur l'EER. La troisième ligne de la Figure 141 montre que l'optimum global est confondu avec l'approche minimale, indépendamment de la puissance frigorifique, excepté pour les températures les plus élevées. Dans ces conditions de fonctionnement, il est donc énergétiquement intéressant de dégrader

légèrement l'EER des GF pour réaliser une économie sur la consommation d'électricité des ventilateurs.

La Figure 142 met en avant la valeur de la température de sortie des TAR minimisant la puissance électrique totale en fonction de la température humide de l'air. La consigne est bornée entre $T_{TAR,s}^{min} = 14^{\circ}\text{C}$ et $T_{TAR,s}^{max} = 29^{\circ}\text{C}$. La valeur médiane varie linéairement entre ces bornes pour une température humide comprise entre 2°C et 20°C . La puissance frigorifique modifie cette valeur médiane de $\pm 1\text{K}$.

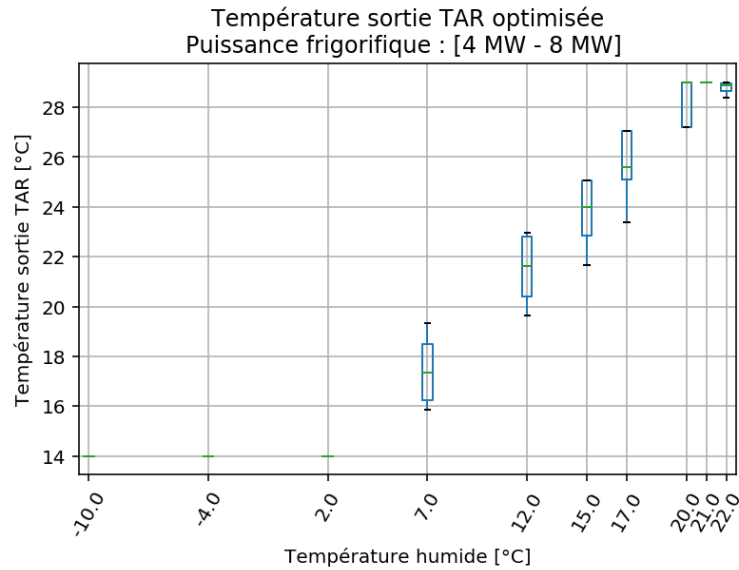


Figure 142 : Température de sortie des TAR optimisée en fonction de la température humide pour une puissance frigorifique comprise entre 4 MW et 8 MW

Dès lors, il est légitime de questionner l'intérêt de rechercher une solution optimisée alors qu'un pilotage des TAR à approche minimale (vitesse maximale) conduit à un minimum de puissance électrique pour une large plage de conditions de fonctionnement. Le gain maximum lié à l'optimisation est faible : il correspond à une augmentation de 0.05 de l'EER de la centrale (cf. Figure 143).

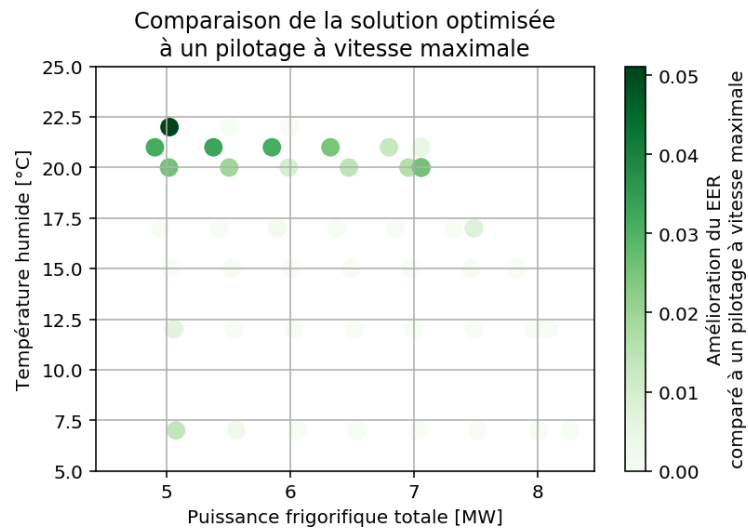


Figure 143 : Comparaison de la solution optimisée à un pilotage des TAR à vitesse **maxi-
male**

La performance énergétique de la centrale est néanmoins sensible au pilotage des TAR. En effet, un pilotage à vitesse minimale, minimisant la puissance électrique des TAR et maintenant une température élevée en entrée des condenseurs (HPC), présente un EER dégradé par rapport à l'optimum : jusque -2.0 points d'EER) pour une température humide basse (cf. Figure 144).

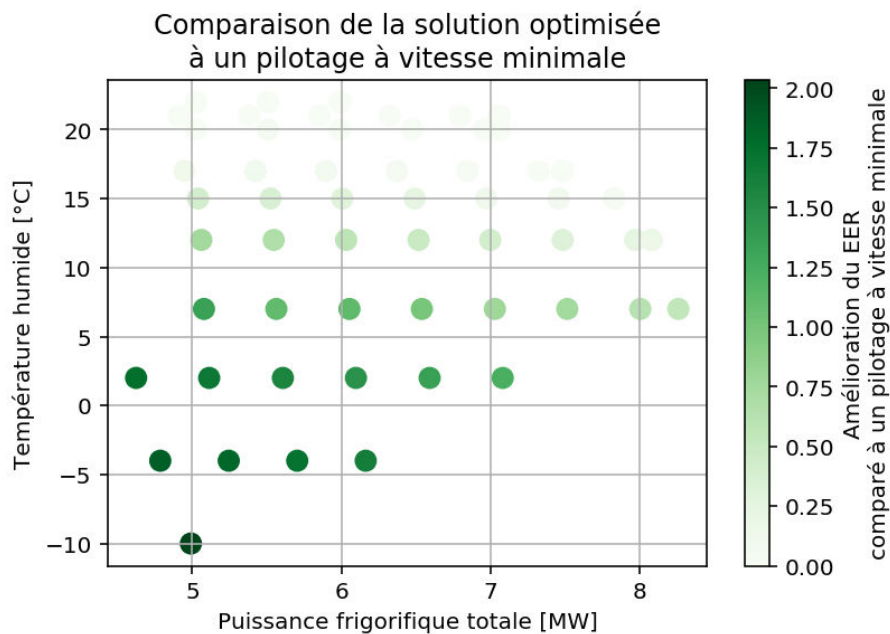


Figure 144 : Comparaison de la solution optimisée à un pilotage des TAR à vitesse **mini-
male**

En conclusion, la conduite optimisée du point de vue énergétique de la centrale à TAR peut être approchée par un pilotage à approche minimale (vitesse maximale) des TAR du fait de la forte sensibilité de l'EER des GF à la température entrée condenseur. Dans quelle mesure la prise en compte des consommations d'eau, dans une approche économique de la conduite, modifie-t-elle cette conclusion ?

Optimisation économique

La modélisation des TAR permet de calculer le débit d'eau d'appoint nécessaire, issu du sous-système de traitement d'eau. Le coût d'un m³ d'eau est composé du prix contractuel d'achat et du coût du traitement. L'optimisation économique de la centrale consiste alors à minimiser la somme des coûts associés à la consommation d'électricité et à la consommation d'eau, à partir des hypothèses du Tableau 25. La comparaison entre la puissance électrique totale et le débit d'eau des TAR est présentée sur la Figure 145, sur le même format que précédemment. Il est vérifié qu'une approche plus importante conduit à une diminution du débit d'eau d'appoint. L'ajout des consommations d'eau dans le coût a pour conséquence d'abaisser la valeur de température extérieure à partir de laquelle il est optimal de conduire la centrale avec une approche supérieure à l'approche minimale. Ce résultat s'observe sur la Figure 146. La pente des courbes de coût est modifiée entre un tarif électrique élevé et un tarif électrique bas, car la contribution du coût de l'eau dans le total est plus ou moins importante. L'augmentation associée de la température de consigne optimale est présentée sur la Figure 147.

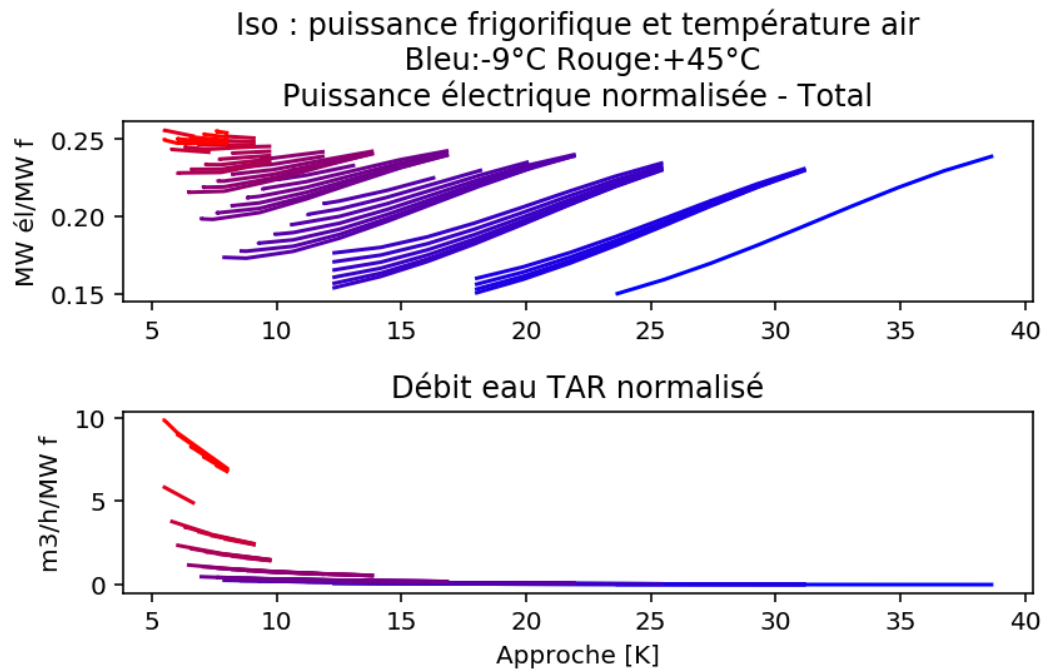


Figure 145 : Puissance électrique absorbée et débit TAR, normalisés par la puissance frigorifique, en fonction de l'approche réglée ; chaque courbe correspond à une valeur de température d'air (échelle bleu à rouge) et de puissance frigorifique

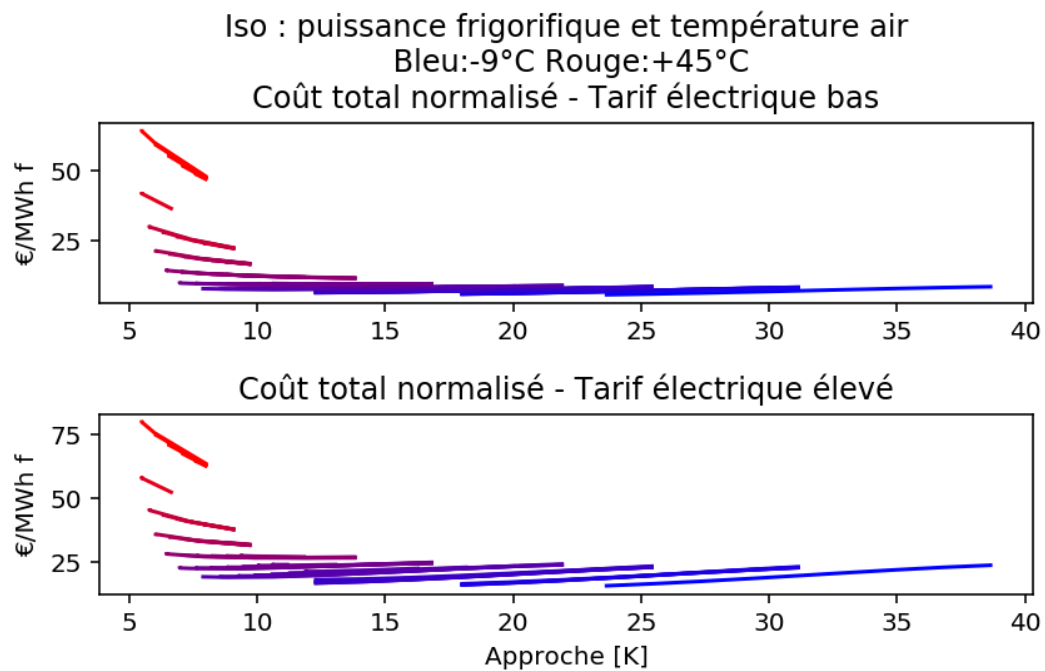


Figure 146 : Coût total normalisé d'une centrale de production en fonction de l'approche des TAR pour deux niveaux de tarif électrique

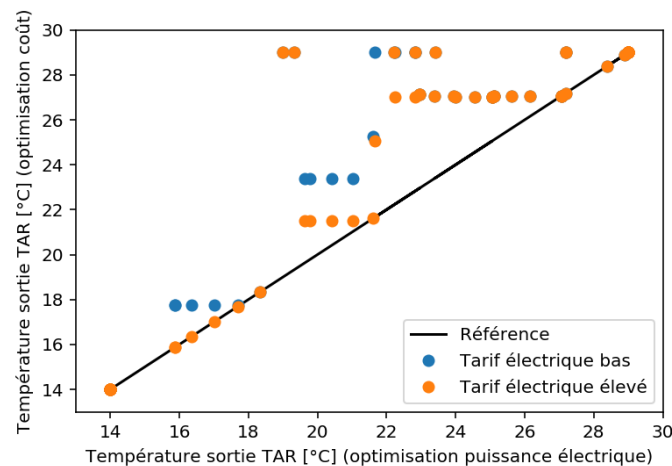


Figure 147 : Comparaison entre la température de sortie TAR obtenue par optimisation énergétique ou économique

La variation du coût par cet ajustement de la température de consigne en sortie des TAR est sensible ($\approx 10\%$) pour des températures humides comprises entre 12°C et 17°C et lorsque le tarif électrique est bas (cf. Figure 148). Cependant, une optimisation de la conduite des TAR spécifique par plage tarifaire ne génère pas des gains significatifs. Une optimisation pour un tarif électrique moyen est donc préconisée.

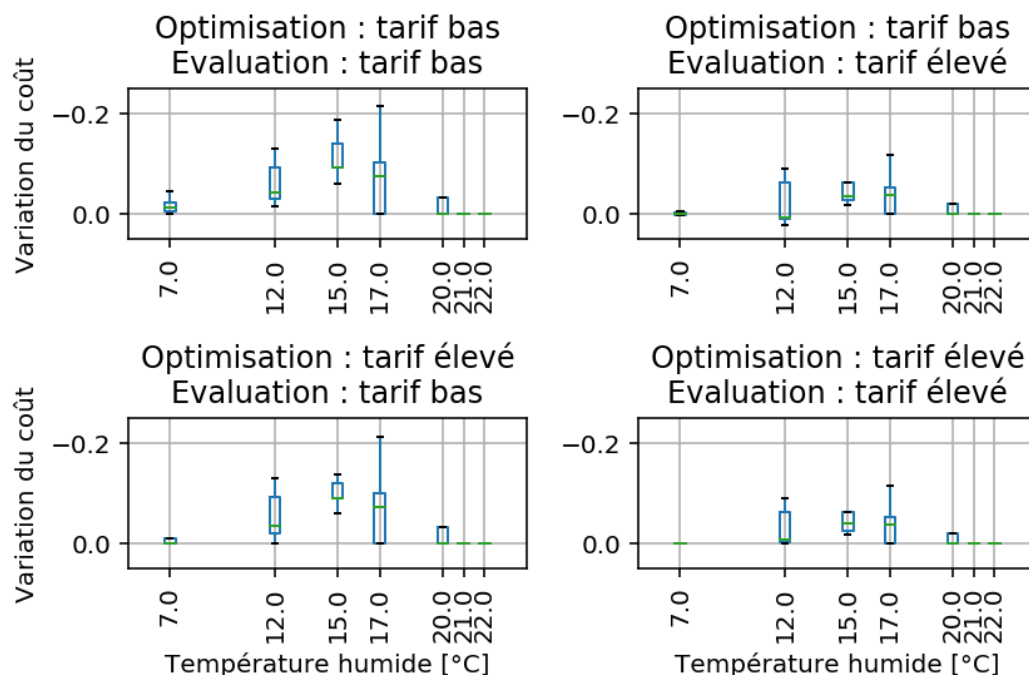


Figure 148 : Variation du coût total suite à une optimisation économique de la centrale, évaluée pour deux niveaux de tarif électrique

3.3 Modélisation en régime permanent des centrales de production avec optimisation des consignes locales et vérification des contraintes locales

3.3.1 Introduction

En vue de l'optimisation à l'échelle du réseau et afin de réduire le coût numérique de la simulation du système couplé, une méthode de simplification du modèle des centrales de production est recherchée. L'objectif est de profiter de l'effort déjà entrepris sur la modélisation physique et sur la recherche de consignes locales optimisées. Notamment, il est à remarquer que la procédure d'optimisation des centrales renvoie, pour chaque entrée exprimant une grandeur physique (températures et pression différentielle), la caractéristique de coût en régime permanent de la centrale de production pour la consigne locale optimisée. L'approche consistant à générer un modèle simplifié et moins coûteux numériquement à partir des résultats de simulation d'un modèle plus détaillé se retrouve dans la littérature sous différents termes : *surrogate modelling* ou encore *design space approximation*. Cette dernière technique est particulièrement utilisée pour l'aide à la conception de produits à partir de modèles très détaillés, type CFD ou éléments finis. Pour l'optimisation des réseaux thermiques, cette voie pour la modélisation des centrales de production a été choisie dans plusieurs travaux. (Sandou 2005) a généré des « caractéristiques globales estimées », par régression linéaire à partir de points optimisés en régime permanent (cf. Figure 149). (H. Larsson 2015) a produit des polyèdres, représentant les limites de fonctionnement en puissance thermique/électrique d'un cogénérateur, à partir d'un modèle physique détaillé de centrale. L'exploitation d'un modèle physique permet, dans ce cas, de représenter la variation des limites avec la température (cf. Figure 150). Le coût est cependant estimé par un rendement constant appliqué à la puissance totale.

Pour une centrale de production d'eau glacée, la variation de coût et des limites de fonctionnement dépendent d'un nombre très important de variables explicatives : température des sources pour la performance des groupes frigorifiques, conditions hydrauliques du réseau pour les consommations de pompage ($\approx 19\%$ des coûts) et autres coûts (eau des TAR et taxes EDS). La génération d'un modèle simplifié représentatif nécessite de travailler sur plusieurs dimensions avec par conséquent un nombre important d'optimisations locales à calculer. Dans la partie 3.3.2, une méthode de réduction de l'espace des variables est présentée afin de faire face à cette difficulté. Enfin, une

méthode d'interpolation entre les points de la grille réduite, afin d'obtenir un modèle continu pour l'optimisation du réseau, est présentée en 3.3.3.

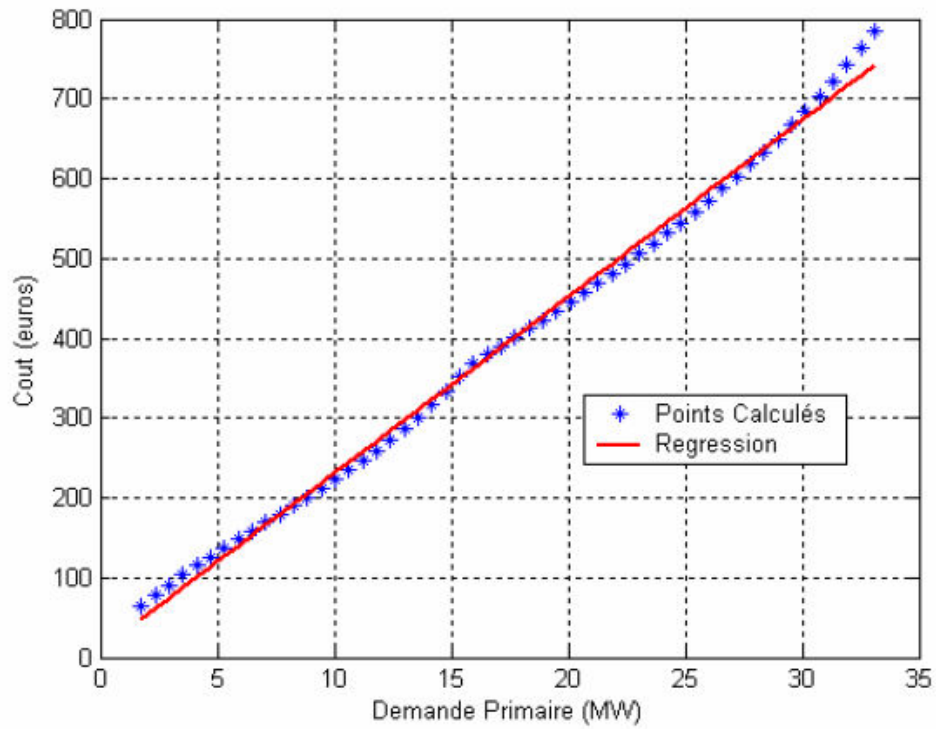


Figure 149 : Caractéristique de coût par régression linéaire (Sandou 2005)

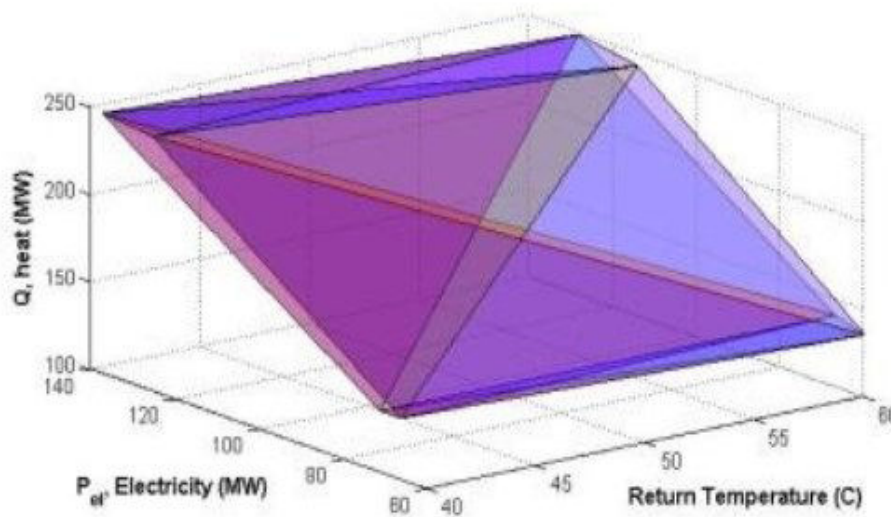


Figure 150 : Limites de fonctionnement par polytope linéaire (H. Larsson 2015)

3.3.2 Réduction de l'espace des variables d'entrée

L'objectif de la méthode de réduction de l'espace des variables d'entrées est d'éliminer les points qui violeront une contrainte technique ou réglementaire. Il ne faut pas être trop strict dans la présélection des entrées puisque les modèles de centrale permettent de vérifier par simulation la faisabilité des points d'entrée. Les variables d'entrées définies pour l'optimisation des centrales sont utilisées, i.e. :

- la puissance frigorifique totale à produire $\dot{Q}_{prod}^{sp}$
- la température de la source de refroidissement
 - pour l'eau de Seine, $T_{eds,e}$, en entrée des échangeurs de refroidissement du circuit condenseur
 - pour l'air, l'état thermodynamique de l'air extérieur (air humide à pression atmosphérique), décrit par la température d'air sec $T_{as,e}$ et la température humide $T_{ah,e}$
- la température de départ (T_{al})
- la température de retour T_{re}
- la pression différentielle du réseau Δp

Nous discriminons cette liste en variables considérées comme indépendantes $\{T_{eds,e}, T_{as,e}, T_{al}, T_{re}, \Delta p\}$ et en variables dépendantes $\{T_{ah,e}, \dot{Q}_{prod}^{sp}\}$. La méthode consiste à définir des intervalles d'intérêt sur les variables indépendantes (cf. Tableau 26) et de limiter les plages de variation des variables dépendantes en exploitant notre connaissance du système (pour $\dot{Q}_{prod}^{sp}$) et de son environnement (pour $T_{ah,e}$).

Variable	Mini- mum	Maxi- mum	Justification
$T_{eds,e}$	2°C	28°C	Variation observée 2003-2016
$T_{as,e}$	-10°C	45°C	Variation observée 2003-2016
T_{al}	2°C	4°C	Limites techniques GF
T_{re}	8°C	15°C	Minimum observé, Maximum contractuel pour les sous-stations
Δp	1 bar	6 bar	Variation observée sur les données

Tableau 26 : Intervalles des variables indépendantes utilisées pour la génération de modèles de centrale en régime permanent avec fonctionnement optimisé

La plage de variation de la température humide est corrélée à la température sèche, à partir de mesures horaires à Paris sur la période 2003-2016 (cf. Figure 151). Nous observons notamment qu'à partir d'une température d'air de 20°C, l'air n'est jamais saturé en eau à Paris.

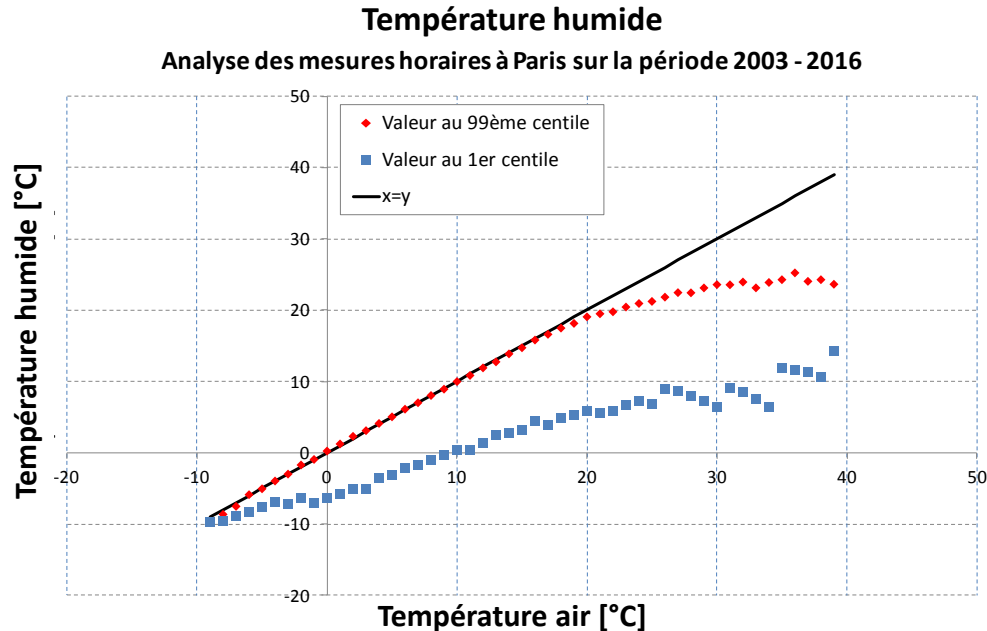


Figure 151 : Analyse de la plage de variation de la température humide en fonction de la température d'air, à partir de mesures horaires à Paris sur la période 2003-2016

Concernant la restriction de la plage de puissance frigorifique des centrales de production, la connaissance des contraintes a été exploitée :

- le débit minimum sur la centrale à Δp imposé (centrale EDS), fixé à 200 m³/h, limite la puissance minimale
- le débit maximum sur la centrale à débit imposé (centrale TAR), fixé à 750 m³/h (fonctionnement avec 2 GF et sans recirculation dans le by-pass), limite la puissance maximale
- la puissance frigorifique maximale des GF, calculée à partir du modèle de capacité avec tous les GF disponibles engagés
- la puissance frigorifique minimale des GF, calculée sur le GF de plus petite taille fonctionnant à PLR_{min}
- la limite réglementaire sur l'eau de Seine (température de rejet à 30°C et débit à 9000 m³/h), limite la puissance maximale lorsque la température d'eau de Seine est élevée
- la puissance frigorifique de pointe du réseau, calculée à partir d'un modèle statistique propriétaire et dont les résultats sont corrélés aux températures d'air et d'eau de Seine (Figure 152)

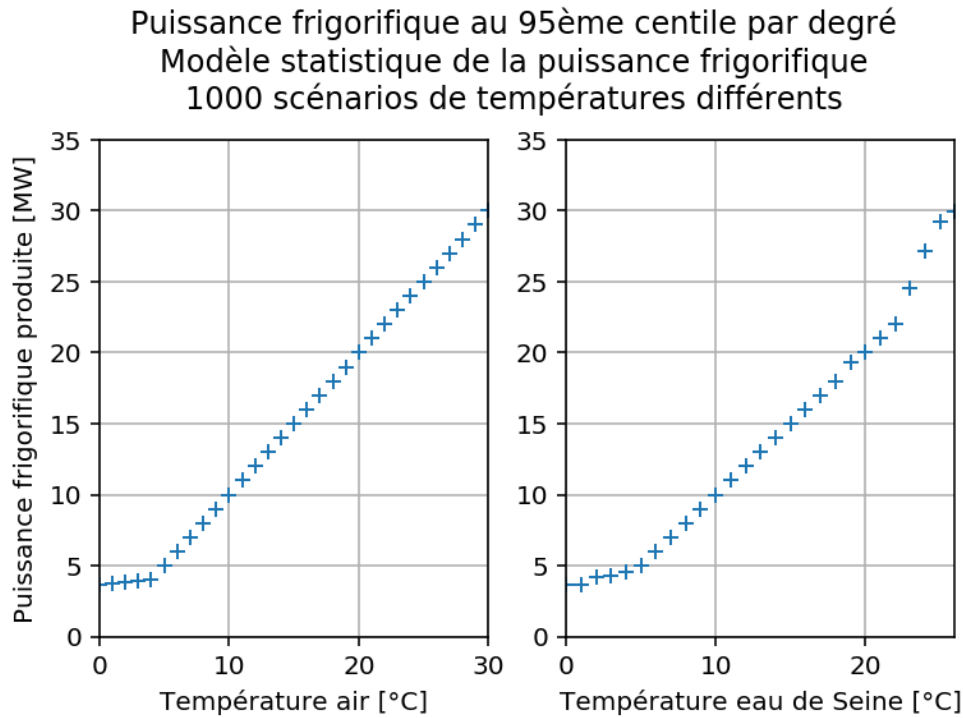


Figure 152 : Puissance frigorifique de pointe du réseau, corrélée aux températures d'air et d'EDS, à partir de 1000 simulations sur un modèle statistique ; NB : le changement de pente à température basse correspond aux usages faiblement thermosensibles (ex : refroidissement des centres de données)

La méthode présentée permet de réduire le nombre de points à calculer pour la génération de modèles statiques et optimisés des centrales à EDS et à TAR, respectivement de 50% et de 80%. Les bornes supérieures de l'intervalle de la puissance frigorifique sont présentées sur la Figure 153 et la Figure 154. Pour la centrale à EDS, la limitation est causée, lorsque tous les GF sont disponibles, par la puissance appelée sur le réseau ou par la contrainte réglementaire ($T_{eds,e} > 26^{\circ}\text{C}$). Pour la centrale à TAR, l'analyse est multi-variables. En effet, la puissance est limitée par la demande pour $T_{as,e} < 7^{\circ}\text{C}$. Pour des températures d'air plus élevées, le débit maximum et la capacité des groupes frigorifiques limitent la puissance maximale, avec une augmentation de la borne lorsque T_{al} et $(T_{re} - T_{al})$ augmentent.

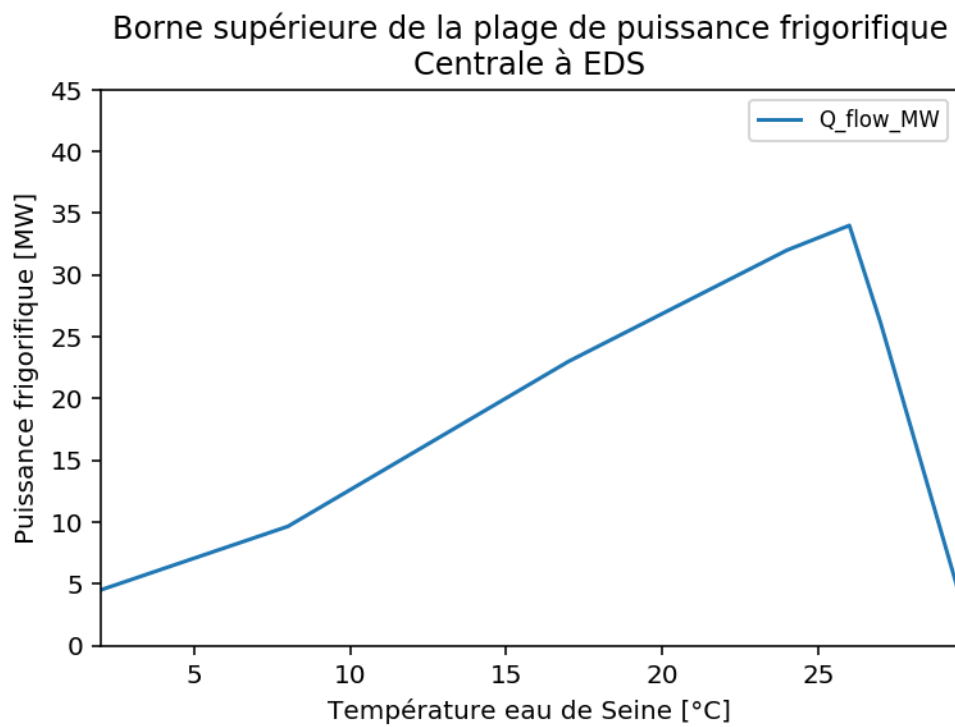


Figure 153 : Borne supérieure de la plage de puissance frigorifique de la centrale EDS

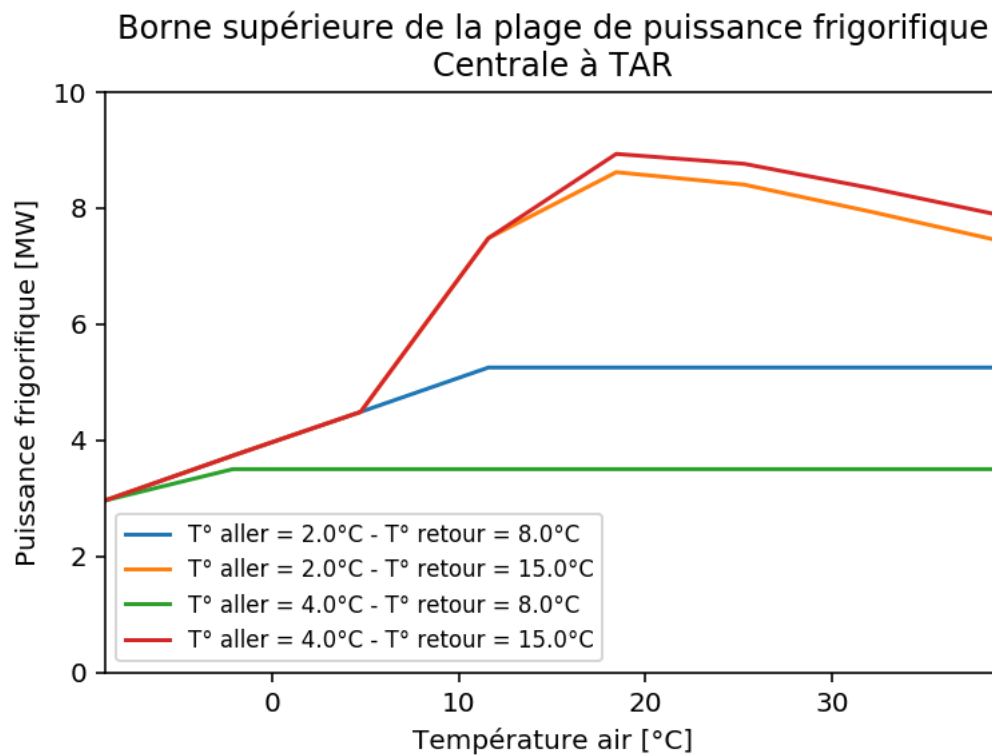


Figure 154 : Borne supérieure de la plage de puissance frigorifique de la centrale TAR

3.3.3 Approximation globale par interpolation linéaire par morceaux

Pour chaque point de la grille réduite, on détermine les composantes du coût : puissance électrique (coût électrique), débit d'eau des TAR (coût en eau traitée), débit d'eau de Seine (coût dû aux taxes).

Pour construire les modèles simplifiés des centrales de production valides sur l'ensemble de l'espace des entrées, chaque variable de sortie (puissances électriques centrales, débits eau TAR et EDS) est approchée par une interpolation linéaire par morceaux. Les points de support de l'interpolation sont la grille des entrées. La méthode d'interpolation implémentée dans Qhull (Barber, Dobkin, et Huhdanpaa 1996) permet de gérer le nombre de dimensions (5 pour la centrale EDS, 6 pour la centrale TAR). L'interpolant est construit par triangulation sur les données d'entrées, et une interpolation linéaire barycentrique est effectuée sur chaque triangle. Les entrées sont normalisées dans leur plage de variation respective afin d'éviter un problème mal conditionné par les différences d'ordre de grandeur entre les variables explicatives (pression et température).

Plusieurs coupes à ($T_{ai} = 2^{\circ}\text{C}$, $T_{re}=10^{\circ}\text{C}$, $\Delta p=1.5$ bar) des modèles ainsi produits sont présentées afin d'observer quelques propriétés : dégradation de la performance lorsque la température de refroidissement augmente (Figure 155 et Figure 156), changement de comportement lors de l'engagement d'un groupe frigorifique (Figure 155), baisse de la capacité avec la limitation sur l'eau de Seine (Figure 156). Nous noterons que chaque caractéristique de coût, optimisant le fonctionnement des centrales de production, a un comportement plus lisse comparée aux configurations prises individuellement.

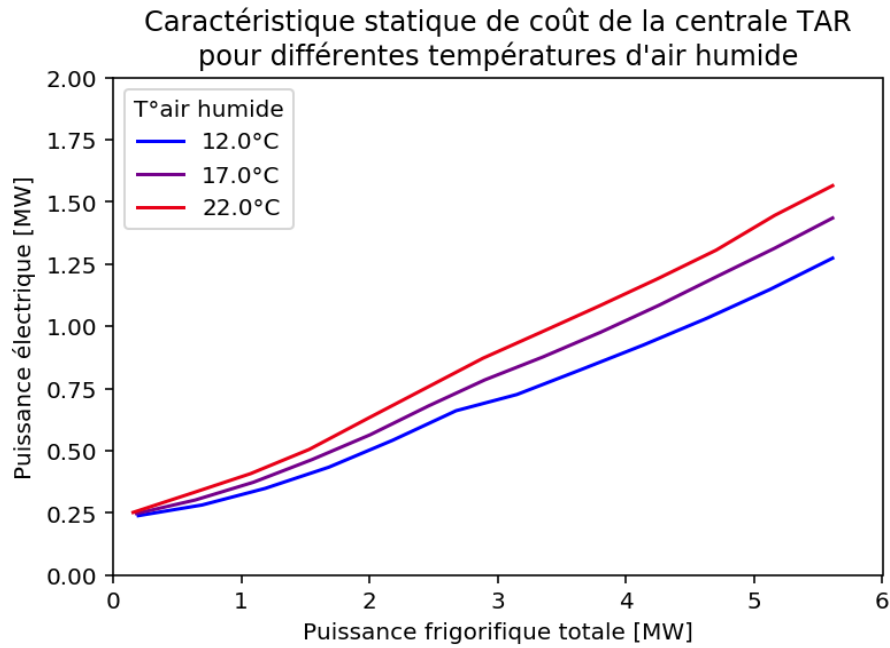


Figure 155 : Caractéristique statique de coût électrique de la centrale TAR après optimisation pour différentes températures humide ($T_{al} = 2^{\circ}\text{C}$, $T_{re}=10^{\circ}\text{C}$, $\Delta p=1.5 \text{ bar}$)

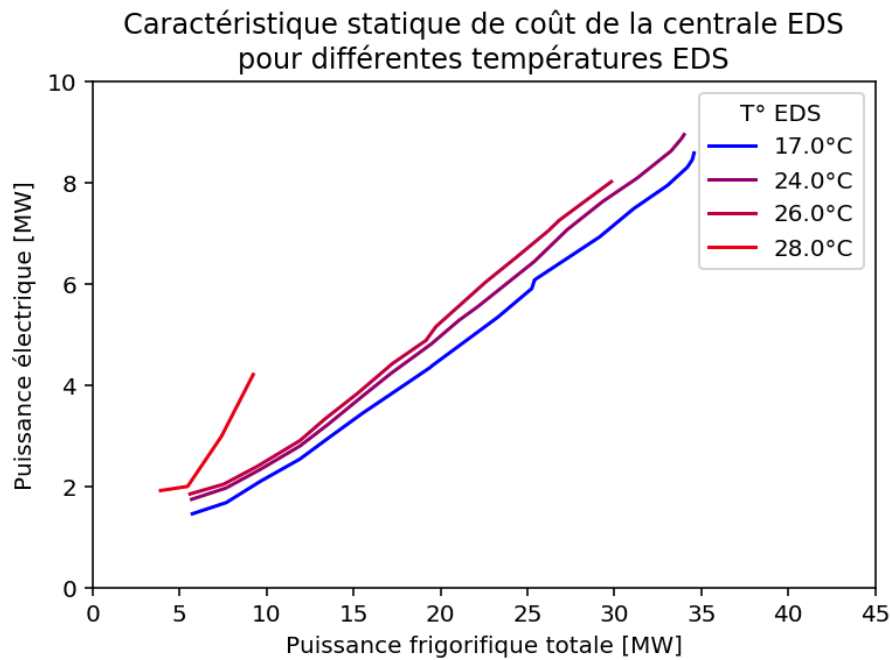


Figure 156 : Caractéristique statique de coût électrique de la centrale après optimisation pour différentes températures entrée eau de Seine ($T_{al} = 2^{\circ}\text{C}$, $T_{re}=10^{\circ}\text{C}$, $\Delta p=1.5 \text{ bar}$)

Conclusions intermédiaires

Dans cette section, l'objectif était de résoudre les problèmes d'optimisation liés à la conduite locale de centrales de production d'eau glacée. Ces problèmes concernent l'engagement et la répartition de puissance entre groupes frigorifiques et le réglage de la température de consigne de tours aéroréfrigérantes. Sur le premier problème, la différence entre les résultats de l'optimisation de la répartition et une stratégie de pilotage de la littérature – dite à taux de charge égal – a été analysée. Pour des températures de fonctionnement moyennes, l'optimisation diminue la puissance électrique de 1% (puissance élevée) à 6% (puissance faible) par rapport à la stratégie proposée dans la littérature. Nous observons que le taux de charge optimal des GF d'une configuration donnée s'homogénéise sur la seconde partie de sa plage de puissance. Par ailleurs, il a été mis en évidence l'intérêt de sélectionner la configuration à engager en prenant en compte les consommations de pompage : le gain sur la puissance électrique totale est, entre 10 MW et 31 MW, soit entre 1% et 20%.

Sur le second problème, il a été montré que le pilotage optimal des tours aéroréfrigérantes, au regard de la consommation énergétique, est réalisé avec des ventilateurs fonctionnant à vitesse maximale. La prise en compte des consommations en eau traitée, dans le cadre d'une optimisation économique, a également été mise en évidence. En effet, la variation du coût par cet ajustement de la température de consigne en sortie des TAR est sensible ($\approx 10\%$) pour des températures humides comprises entre 12°C et 17°C.

Enfin, la section se conclut avec une méthode permettant de réduire le nombre de points à calculer pour la génération de modèles statiques et optimisés des centrales, de 50% pour la centrale à EDS et de 80% pour la centrale à TAR. Ces modèles, exploités pour l'optimisation du réseau dans la section suivante, utilisent une interpolation linéaire par morceaux pour calculer la variation du coût avec les conditions extérieures.

4 Optimisation du réseau de froid urbain

4.1 Minimisation de la pression différentielle du réseau

4.1.1 Introduction

La régulation de la pression différentielle du réseau est assurée par les pompes de distribution. Sur un réseau à plusieurs centrales, la pression différentielle est régulée généralement dans la centrale de pointe, alors que la centrale de base est pilotée à débit imposé. (Frederiksen et Werner 2013) détaillent un type de régulation rencontré sur les réseaux de chaleur : la vitesse des pompes de distribution est directement asservie à la pression différentielle d'une sous-station en périphérie du réseau, régulée à une valeur constante et prédéterminée.

Nous traitons ce problème général dans le cas du réseau de froid de Paris-Bercy. La sous-station défavorisée n'y est pas connue *a priori*. L'opérateur règle manuellement la pression différentielle des pompes de distribution après analyse des conditions de livraison des sous-stations. Cet ajustement en temps réel se complexifie par la taille croissante du réseau à piloter. C'est une source potentielle de gains d'efficacité énergétique. En effet, (Guelpa et al. 2016) notent que l'optimisation des coûts de pompage n'est pas souvent considérée dans l'amélioration de la conduite des réseaux alors que la part de ce poste de consommation énergétique peut atteindre 10% sur un réseau avec un faible ΔT , ce qui est le cas sur les réseaux de froid. Nous avons vérifié cet ordre de grandeur à l'aide du modèle au chapitre précédent : la consommation électrique des pompes de distribution représente 7.6% du total sur une semaine d'été.

Plusieurs méthodes ont été testées. (Zhao 1995) a développé une méthode dite *du point hydraulique critique* ou sous-station défavorisée. La pression différentielle des pompes est calculée analytiquement à chaque pas de temps, à partir de la pression différentielle minimale requise sur la sous-station défavorisée et des pertes de charge linéique entre la centrale de production et cette sous-station. Sur un réseau maillé et/ou multi-centrale, l'itinéraire du fluide entre la source de pression différentielle et la sous-station défavorisée n'est pas connu analytiquement. (Sun et al. 2012) a développé un algorithme de commande séquentielle pour incrémenter/décroître la consigne de pression, selon l'ouverture de la vanne réglante d'une sous-station prédéfinie. (Hassine et Eicker 2011) ont identifié une corrélation quadratique entre la

pression différentielle et le débit du réseau, utilisée en simulation pour le pilotage des pompes de distribution. Cette méthode, appelée *Dynamic Pressure Control* permet de réaliser une économie de 40% sur la consommation des pompes par rapport à un pilotage à Δp constante. Proche de la régulation utilisée dans le chapitre précédent, la méthode ne prend pas en compte la variation de la répartition géographique du débit sur le réseau.

D'autres travaux ont traité le problème sous l'angle de l'optimisation : (Guelpa et al. 2016) pour le pilotage de stations de pompage décentralisées sur un réseau de chaleur de grande taille, (Schweiger et al. 2017; Baviere et Vallée 2017) pour la gestion simultanée de la température de départ et de la pression différentielle sur un réseau de chaleur mono-centrale, (Carpentier et Cohen 1993) pour la commande des pompes et réservoirs d'un réseau d'eau potable et (Selle 2014) pour le réglage de la tension d'un réseau électrique de distribution, qui est un problème analogue.

La gestion de la pression différentielle sur un réseau de froid, lorsque la température de départ et la répartition entre centrales sont fixées, a pour objectif de minimiser la pression différentielle excédentaire sur la sous-station défavorisée. Cette conduite est optimale au regard des coûts électriques, supposant que la baisse de pression n'engendre pas de baisse du rendement des pompes. Partant de cette hypothèse, le problème posé appartient au champ de la régulation. L'objectif de la méthode présentée dans la section suivante est d'utiliser les fonctionnalités du modèle (réseau de distribution et sous-stations) pour alimenter un contrôleur capable de minimiser la pression différentielle d'un réseau maillé et multi-centrale, sans connaissance *a priori* de la sous-station défavorisée. Les gains estimés et les hypothèses sont ensuite discutés.

4.1.2 Une solution : réguler en fonction de la sous-station défavorisée

Il est rappelé que la pression différentielle minimale Δp_{sst}^{min} requise pour satisfaire le besoin thermique $\dot{Q}_{sst}^{sp}$ d'une sous-station s'exprime par une relation quadratique avec le taux de charge hydraulique τ^{sp} (77). Cette variable est calculée à partir de la puissance frigorifique (entrée), de la différence de température aux bornes de la sous-station (calculée) et des paramètres nominaux (31). Dès lors, il est attractif d'exploiter cette variable pour ajuster la pression différentielle tout en s'assurant de conditions de livraison suffisantes.

Un contrôleur en boucle fermée a été développé à cet effet, il est présenté sur la Figure 157. Le principe de fonctionnement repose sur deux

étapes : la détermination de la sous-station défavorisée – où la pression différentielle excédentaire $\Delta p_{sst} - \Delta p_{sst}^{min}$ est minimale – et le réglage de la pression différentielle des pompes de distribution Δp^{sp} , asservie à une marge de sécurité $(\Delta p_{sst} - \Delta p_{sst}^{min})^{min,sp}$ par un régulateur PI. Cette valeur est réglée par défaut à 0,2 bar (supérieure à la MAE du modèle hydraulique). Elle permet d'assurer une continuité de fourniture en cas d'erreur de prévision à court-terme, profitant de la dynamique rapide en pression d'un réseau de froid (modélisée en régime stationnaire).

$$\Delta p_{sst}^{min} = \varphi_f \Delta p_{sst}^{nom} \tau^{sp^2} \quad (77)$$

$$\tau^{sp} = \frac{\dot{Q}_{sst}^{sp} (T_{p,s,sst}^{nom} - T_{p,e,sst}^{nom})}{\dot{Q}_{sst}^{nom} (T_{p,s,sst} - T_{p,e,sst})} \quad (78)$$

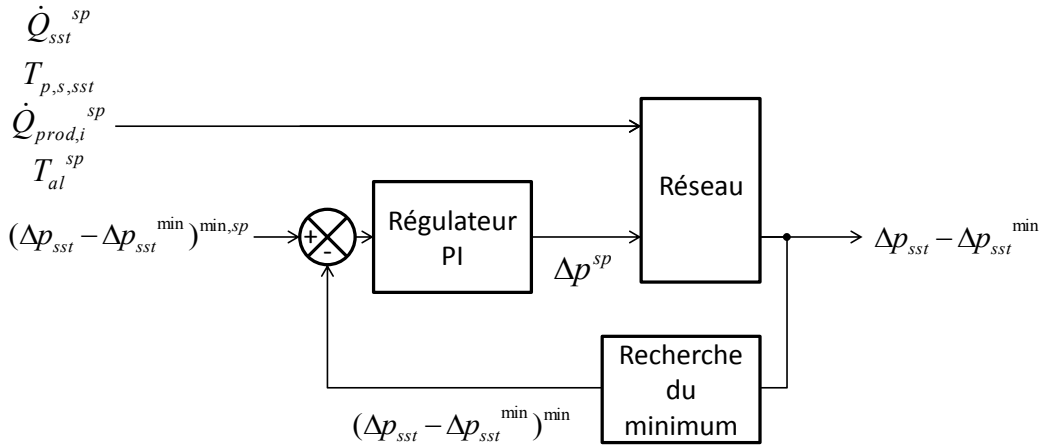


Figure 157 : Minimisation de la pression différentielle du réseau par un régulateur PI

Le comportement hydraulique du réseau et l'énergie hydraulique fournie au fluide (puis dissipée en chaleur), suite à l'intégration du contrôleur, sont comparés avec différents types de gestion :

- un pilotage à pression différentielle constante (*Static Pressure Control*) comme la référence de (Hassine et Eicker 2011)
- un pilotage à pression différentielle variable (*Dynamic Pressure Control*), selon une corrélation identifiée avec le débit du réseau (ici linéaire, comme présentée au Chapitre 4)
- un pilotage réel, issu des signaux de régulation mesurés de l'opérateur de conduite du réseau de Paris-Bercy

Dans un premier temps, la comparaison est effectuée sur la simulation de référence présentée au Chapitre 4 (semaine d'été, 1 centrale en fonctionnement, température de départ nominale). Les résultats sont présentés sur la Figure 158. La pression différentielle imposée par la centrale est généralement plus basse avec la gestion par le contrôleur comparée aux autres modes, notamment à l'historique de pilotage. Il est à noter que ces deux modes de gestion sont proches lors de périodes de pointe en semaine, où l'opérateur minimise effectivement la pression différentielle excédentaire (parfois à une valeur inférieure à la marge de sécurité fixée dans la régulation). Nous observons que la pression différentielle de la sous-station défavorisée est maintenue à une valeur relativement constante, résultant en un excédant de pression lors des périodes à puissance réduite en comparaison du contrôleur. **L'énergie de pompage sur la semaine est significativement réduite par une gestion à pression différentielle variable : -28% avec la loi linéaire, -50% par l'opérateur et -59% par le contrôleur.** Nous retrouvons un gain proche du résultat (-40%) de (Hassine et Eicker 2011). Le gain apporté par le contrôleur est de 17% par rapport à l'historique.

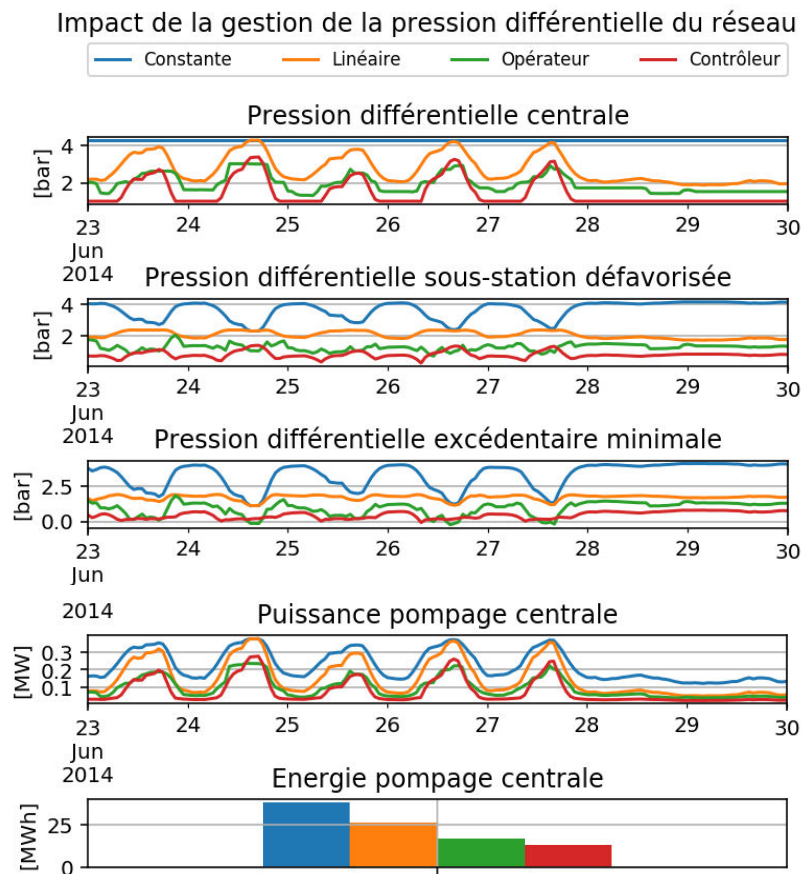


Figure 158 : Impact de la gestion de la pression différentielle sur le comportement hydraulique du réseau et sur l'énergie de pompage fournie au fluide par la centrale

Nous étendons désormais l'analyse à une année de fonctionnement complète afin de confirmer les gains apportés par le contrôleur. De plus, nous pouvons analyser, a posteriori, heure par heure, quelle sous-station était défavorisée i.e. utilisée pour le réglage de la pression (Figure 159). 9 sous-stations sur 42 représentent 99% des occurrences. En particulier, pendant 2/3 de l'année, 2 sous-stations uniquement sont défavorisées. Dès lors, sur le réseau étudié, il n'est pas pertinent d'asservir les pompes de distribution sur une unique sous-station. On remarque que les sous-stations défavorisées ne sont pas systématiquement localisées en périphérie du réseau. Le calcul du taux de charge hydraulique est alors clé pour la régulation.

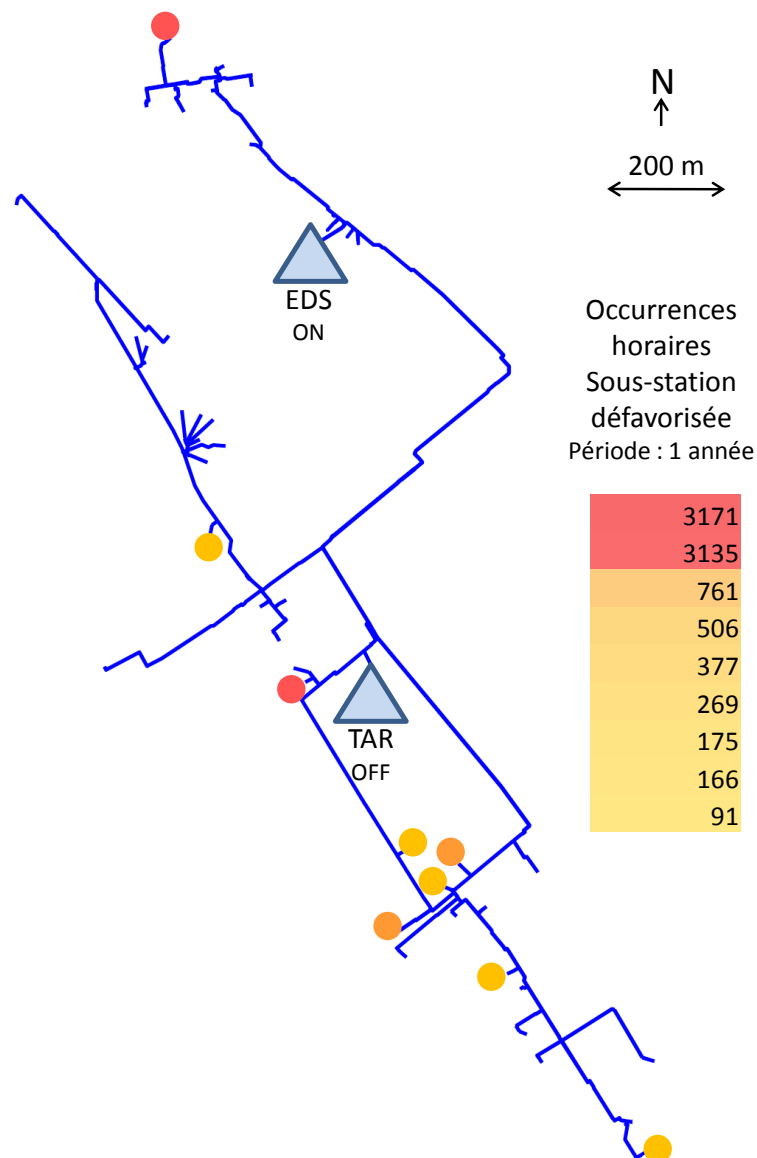


Figure 159 : Mise en évidence des sous-stations défavorisées (nombre d'heures) sur une simulation d'une année avec une gestion de la pression différentielle avec contrôleur

La pression différentielle déterminée par contrôleur est comparée, en fonction du débit de réseau, avec les mesures du pilotage par l'opérateur (Figure 160). La limitation à 1 bar et l'épaisseur réduite du nuage du contrôleur, minorant le nuage de l'opérateur, sont à remarquer. **Le gain résultant sur l'énergie de pompage annuelle est de 31%**, il est présenté à l'échelle mensuelle sur la Figure 161. L'économie est plus faible en hiver où les pompes sont pilotées proche de la limite basse.

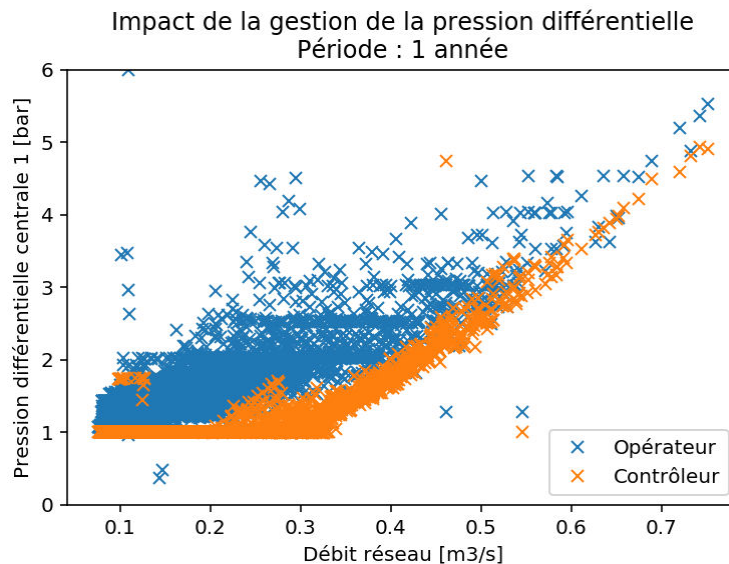


Figure 160 : Comparaison entre la pression différentielle résultant de deux modes de gestion (opérateur et contrôleur) en fonction du débit du réseau

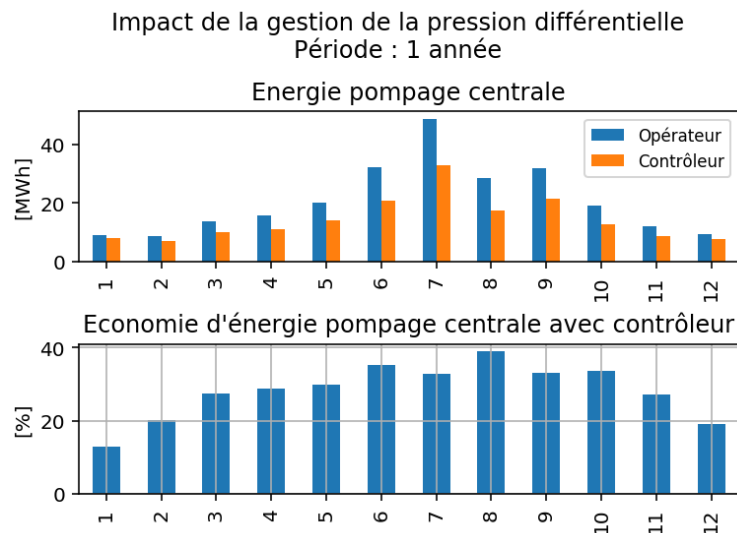


Figure 161 : Comparaison de l'énergie de pompage par mois entre deux modes de gestion (opérateur et contrôleur) et mise en évidence de l'économie engendrée

Lors de l'engagement d'une centrale supplémentaire sur le réseau (centrale à TAR à débit imposé), la pression différentielle à ses bornes augmente du fait de la diminution des pertes de charge entre ce point et la source de pression (cf. Chapitre 4). Cependant, les pompes de distribution de la centrale à débit imposé peuvent être soumises à une contrainte de pression différentielle minimale. Dans ce cas, la régulation de cette pression, au-delà du seuil, est à assurer par le contrôleur selon une méthode analogue à la pression différentielle minimale de la sous-station défavorisée. L'impact sur le comportement hydraulique du réseau, en fonction de l'engagement des centrales et de l'existence de seuil de pression sur la seconde centrale, est analysé. La centrale à TAR, notée centrale 2, est pilotée à 100% de sa capacité frigorifique nominale (7 MW) en respectant le débit minimum de la centrale EDS, notée centrale 1. La deuxième centrale permet de réduire la distance entre production et livraison. **La pression différentielle est alors réduite en période de pointe : l'énergie de pompage peut alors être abaissée de 32.2% comparé à un fonctionnement à 1 centrale.** Cependant, la limite basse sur la centrale 1 ne permet pas de diminuer la pression lors des périodes à charge réduite.

Conclusions intermédiaires

Nous avons démontré la faisabilité de minimiser la pression différentielle du réseau, pour un fonctionnement à 1 ou 2 centrales, en intégrant un contrôleur supplémentaire au modèle de simulation. Ce type de gestion permet de diminuer l'énergie de pompage de 17% sur la semaine de référence comparé au pilotage historique. Le bénéfice est confirmé sur l'année complète (-31% de l'énergie de pompage). Il est à noter également que la quantité d'énergie frigorifique à produire est faiblement impactée par la quantité d'énergie de pompage dissipée en chaleur dans le fluide. En effet, le rendement du réseau piloté par l'opérateur (93%) est amélioré de 0.1% seulement avec minimisation de la pression différentielle et de 0.1% avec l'engagement d'une seconde centrale. Dans la section suivante, nous traiterons, au vu de ce résultat, le problème de répartition de puissance entre centrales indépendamment du comportement du réseau. Le résultat de la méthode sera ensuite intégré sur le modèle de référence considérant l'hydraulique et la dynamique du réseau.

4.2 Répartition de la puissance entre plusieurs centrales

4.2.1 Introduction

La répartition de puissance entre centrales de production est similaire au problème traité à l'échelle des groupes frigorifiques. Il se décompose en un *Unit Commitment Problem* (UCP) et un *Economic Dispatch Problem* (EDP). Cependant, les centrales de production ont une position différente sur le réseau de distribution. Ainsi, le coût électrique total de la centrale dépend à la fois du coût de production (groupes frigorifiques et auxiliaires) et du coût de pompage. Pour une puissance frigorifique, ce coût dépend du débit et des pertes de charges du réseau, fonction de la répartition de la demande et des centrales.

Plusieurs contributions existent dans la littérature. (Johansson 2010) résout le problème de répartition par programmation linéaire, via une modélisation du coût par fonctions approchées par morceaux. (Benonysson 1991; Zhao 1995) ont mis au point une méthode de répartition de la charge entre 2 centrales simultanément au réglage de la température de départ, par programmation non-linéaire. (Sandou 2005) a également travaillé sur le sujet avec un stockage centralisé. Les variables de décision sont les commandes d'ouverture des vannes et de vitesse des pompes du réseau. Le problème est de type NLP après simplification du modèle : les engagements des centrales sont fixés, les modèles de centrales sont linéarisés et identifiés (cf. 3.3), le temps de propagation de l'énergie thermique est supposé constant et la consommation électrique des pompes de distribution est retirée de la fonction de coût à minimiser.

Plus récemment, (Fang et Lahdelma 2015) ont présenté une approche intégrant les coûts de production et de distribution dans l'optimisation. Un algorithme génétique est utilisé sur un modèle de réseau simplifié et en régime stationnaire. Les modèles de centrales utilisés décrivent la consommation de combustible avec une fonction linéaire de la production de chaleur. Le dénominateur commun à ces travaux est la réalisation d'un travail de simplification du modèle initial, afin de satisfaire aux exigences de temps d'exécution du modèle et/ou de convergence de l'algorithme d'optimisation.

Dans la section suivante, les hypothèses simplificatrices pour la résolution du problème de répartition de puissance entre les deux centrales du réseau de froid de Paris-Bercy sont posées. La méthode utilise les résultats de l'optimisation des centrales (cf. 3) afin de calculer leur coût et leur plage de fonctionnement pour une conduite locale optimisée. On utilise les modèles à

coefficients linéaires par morceaux obtenus au 3.3. Enfin, la conduite résultante de l'optimisation est testée sur le modèle de simulation (appelé modèle de référence car validé au Chapitre 3) afin d'évaluer les gains apportés par les différentes méthodes d'amélioration.

4.2.2 Méthode de résolution : optimisation statique à partir d'une approximation quadratique des caractéristiques de coût des centrales

La méthode de résolution a pour objectif de calculer l'engagement et la puissance frigorifique des centrales à partir de la température de départ du réseau, des conditions météorologiques et de la puissance frigorifique des sous-stations. La méthode utilise les modèles de centrales optimisés en régime permanent prenant en compte la disponibilité des groupes frigorifiques et les contraintes locales. Les prix (électricité, eau traitée, taxes) sont uniquement utiles pour l'optimisation sur critères économiques, dont les résultats sont discutés en annexe (2.1). Cette section se concentre sur l'optimisation énergétique.

L'approche retenue est basée sur l'estimation des conditions aux limites des centrales et sur une approximation des modèles des centrales (caractéristique de coût et plage de puissance) pour la résolution du problème à chaque pas de temps (Figure 162). Nous parlons alors d'optimisation statique. La dynamique du modèle physique, à l'échelle horaire, est dominée par le stockage et la propagation de l'énergie thermique dans le réseau. Le problème étant traité à température de départ constante, la dynamique du réseau est négligée pour l'optimisation. Les contraintes de livraison (5°C en sous-station), à température de départ nominale (2°C) sont supposées respectées au vu des résultats de simulation du Chapitre 4. De plus, le problème d'optimisation ne comporte pas de contraintes opérationnelles couplantes dans le temps. Cette approche a été privilégiée comparée à une optimisation dynamique, cherchant à déterminer la trajectoire de répartition optimale sur une journée comme (Fang et Lahdelma 2015). En effet, le bénéfice apporté par cette méthode (diminution du coût) est jugé insuffisant en comparaison du coût numérique nécessaire (nombreuses simulations du modèle). Les différences principales avec la méthode statique sont synthétisées dans le Tableau 27.

ENTREES

SORTIES

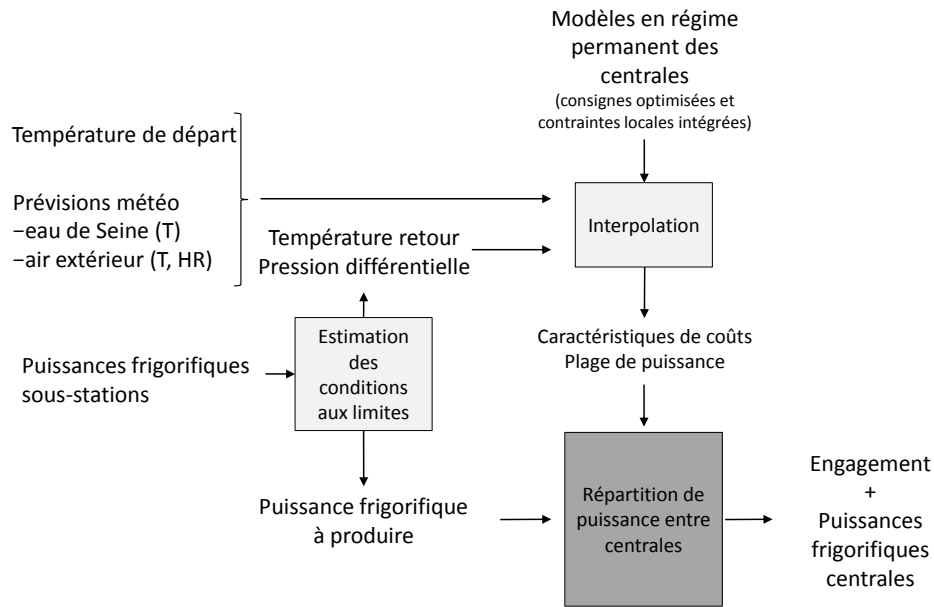


Figure 162 : Flux d'informations de la méthode de résolution du problème de répartition de puissance entre centrales par optimisation statique

Fonctionnalité / Méthode	Statique	Dynamique
Puissance frigorifique à produire	Rendement constant (pertes réseau)	Modèle de réseau pseudo-dynamique avec minimisation de la pression différentielle
Températures de retour	Linéaires / puissance	
Pressions différentielles	Linéaires / débit réseau	
Contraintes de livraison	Supposées	Vérifiées
Caractéristiques des centrales	Régime permanent, optimisation locale	

Tableau 27 : Synthèse des différences entre l'optimisation statique et l'optimisation dynamique pour la résolution du problème de répartition de puissance entre centrales

L'enjeu est alors d'estimer les conditions aux limites des centrales avec des modèles simples à calculer et explicites avec les entrées du problème. La vérification de la précision sera effectuée au 4.3.2 en appliquant la répartition des centrales obtenue sur le modèle de référence et en évaluant le gain apporté par rapport à la conduite historique. A partir d'une analyse des données du réseau, les hypothèses suivantes ont été retenues afin de construire le problème d'optimisation :

- la puissance totale à produire $\dot{Q}_{prod}^{sp}$ est calculée à partir des puissances des sous-stations en considérant un fonctionnement en régime permanent du réseau avec un rendement constant
- la température de retour $T_{re,i}$ varie linéairement avec la puissance totale à produire (NB : la température de retour à chaque sous-station n'est pas utilisée ici, contrairement au modèle thermo-hydraulique du réseau)
- la pression différentielle Δp_i aux centrales varie linéairement avec le débit du réseau

La puissance électrique des centrales de production est modélisée par une approximation quadratique, dont les coefficients $a_{1,k}$ (79) et $a_{2,k}$ (80) sont des fonctions linéaires par morceaux des conditions aux limites.

$$P_1 = on_1 \sum_{k=0}^{k=2} a_{1,k} (\Delta p_1, T_{al,1}, T_{re,1}, T_{eds,e}) \dot{Q}_{prod,1}^k \quad (79)$$

$$P_2 = on_2 \sum_{k=0}^{k=2} a_{2,k} (\Delta p_2, T_{al,2}, T_{re,2}, T_{air,e}, \varphi_{air,e}) \dot{Q}_{prod,2}^k \quad (80)$$

La plage de fonctionnement des centrales $[\dot{Q}_{prod,i}^{min}, \dot{Q}_{prod,i}^{max}]$ est également déterminée par une approximation linéaire par morceaux sur les points de simulation en régime permanent, comme discuté au 3.3. Le problème s'écrit alors comme (81) où les variables de commande des centrales ($\dot{Q}_{prod,i}, on_i$) sont déterminées à chaque pas de temps sous contraintes de borne (plage de puissance) et d'égalité (puissance totale à produire).

La résolution est effectuée si un fonctionnement à deux centrales est possible au regard des plages de puissance. L'algorithme de résolution est de type non-linéaire (*Sequential Quadratic Programming*) et est identique à l'algorithme utilisé pour la répartition de puissance entre groupes frigorifiques (Kraft 1988). L'engagement des centrales est in fine déterminé en comparant le coût optimal avec deux centrales avec le coût avec une centrale (si réalisable).

$$\min P(u) \text{ tel que } \left\{ \begin{array}{l} P = P_1 + P_2 \\ P_1 = (79) \\ P_2 = (80) \\ \sum_{i=1}^{i=2} \dot{Q}_{prod,i} = \dot{Q}_{prod}^{sp} \\ on_i \dot{Q}_{prod,i}^{min} \leq \dot{Q}_{prod,i} \leq on_i \dot{Q}_{prod,i}^{max} \\ u = (\dot{Q}_{prod,i}, on_i) \end{array} \right. \quad (81)$$

Le lissage des caractéristiques permet de limiter les démarrages et arrêts des centrales causés en partie par les variations locales du coût lors des changements de configuration des centrales. La forme quadratique des caractéristiques facilite l'écriture analytique de la dérivée du coût, accélérant la convergence de l'algorithme. Les résultats de l'optimisation sont analysés et discutés dans la section suivante.

4.2.3 Gains énergétiques par optimisation de la répartition entre centrales

Nous proposons une analyse des résultats en deux étapes. Dans un premier temps, la répartition optimale de la puissance entre centrales est calculée sur une grille paramétrée sur la température d'air extérieur et la puissance frigorifique totale. Dans un second temps, l'algorithme est utilisé sur un profil historique d'une semaine.

L'objectif de la première étape est de gagner en compréhension sur les résultats de l'algorithme et de dégager des règles de conduite à partir de graphiques. Afin de limiter la complexité de l'analyse à la température d'air extérieur et à la puissance frigorifique totale, plusieurs simplifications sont effectuées :

- La pression différentielle et la température retour aux centrales sont fixées à des valeurs constantes, respectivement 2 bar et 10°C. Ces valeurs sont représentatives de conditions moyennes.
- La température d'eau de Seine et la température humide sont corrélées à la température d'air, à partir des valeurs médianes mesurées entre 2003 et 2016. L'analyse de données est présentée en annexe (2.2.1, Figure 185).
- Les points de la grille correspondant à des occurrences rares ou nulles ne sont pas calculés (3.3.2).

Les résultats sont présentés à températures fixées, sur une plage de puissance, pour les différents engagements de centrale : centrale EDS seule, centrale TAR seule et répartition optimisée entre les deux centrales (cf. Figure 163 à Figure 164). La puissance optimale de la centrale à TAR est également représentée sur la grille, sur la Figure 165. Les gains (Figure 166) sont calculés par rapport au fonctionnement actuel du réseau (centrale EDS seule). Plusieurs zones de fonctionnement se distinguent alors :

- Pour une température d'air inférieure à 5°C, la centrale à EDS est plus performante via l'utilisation du free-cooling¹⁰.
- Entre 5°C et 11°C, la centrale à TAR est plus performante à faible charge. De plus, le taux de charge minimum de ses groupes frigorifiques est plus faible (5% contre 30%) : son utilisation permet d'atteindre des puissances frigorifiques plus basses. La centrale à EDS a un EER plus élevé pour une charge comprise entre 5.5 MW et 9 MW. En effet, la centrale à TAR, insuffisante pour fonctionner seule, souffre d'un EER dégradé à charge partielle en raison des pompes à débit fixe. En revanche, l'utilisation des deux centrales avec une répartition optimisée est à privilégier pour une puissance supérieure à 9 MW. Dans cette plage de température, les gains sont élevés : jusqu'à 6% de réduction de la puissance électrique.
- Pour une température d'air supérieure à 11°C, la centrale à TAR est utilisée en appoint de la centrale à EDS, dont l'EER se dégrade lorsque sa puissance augmente (engagement de configurations moins performantes). Le seuil de l'engagement est variable, avec un maximum à 30 MW à 25°C. Lorsque la température d'air extérieur est élevée (entre 30°C et 35°C), la centrale à TAR est engagée dès 4MW. Le gain est significatif.

¹⁰ Le free-cooling est un mode de production, sur la centrale à EDS, où la puissance frigorifique est partiellement ou totalement fournie par échange de chaleur avec l'eau de Seine. Le modèle utilisé est simplifié et à EER constant (moyenne mesurée). Lorsque la température de Seine est inférieure à 5°C, le free-cooling total est activé (EER = 10.3, aucun groupe frigorifique n'est engagé). Lorsque la température de Seine est comprise entre 5°C et 8°C, le free-cooling partiel (appelé abaissement de température) est activé (EER = 5.3, 1 ou 2 groupe frigorifique est engagé pour abaisser l'eau glacée à la température de départ)

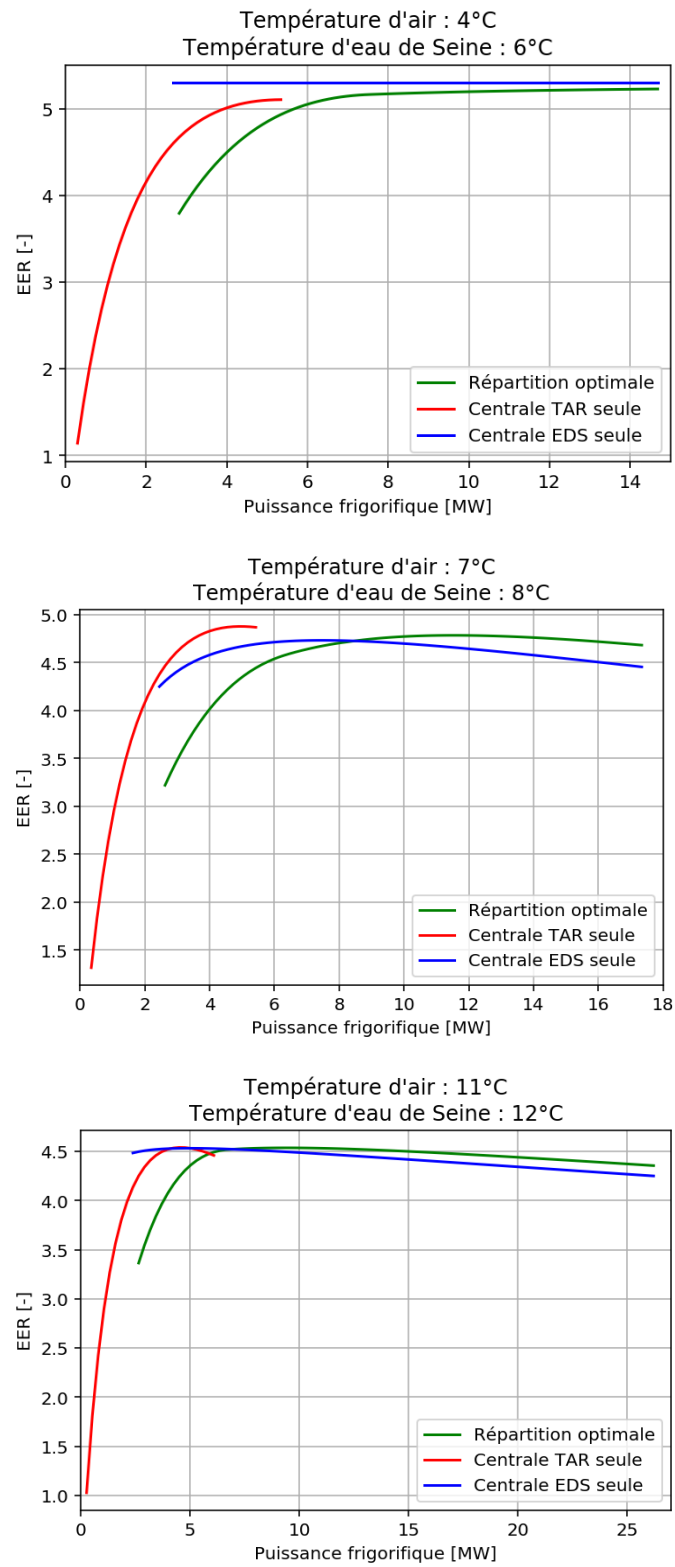


Figure 163 : Comparaison de la performance énergétique des centrales en production seule ou en répartition optimisée pour une température d'eau de Seine entre 6°C et 12°C

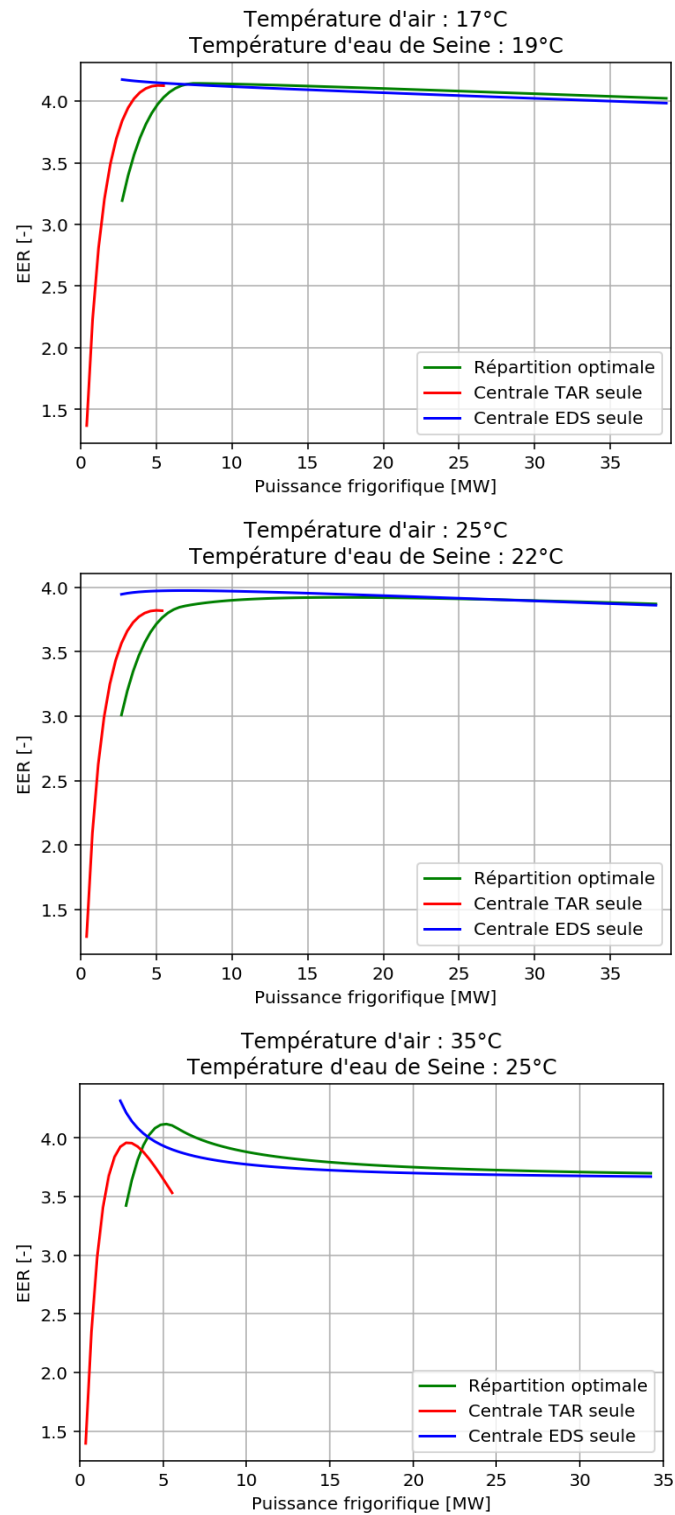


Figure 164 : Comparaison de la performance énergétique des centrales en production seule ou en répartition optimisée pour une température d'eau de Seine entre 19°C et 25°C

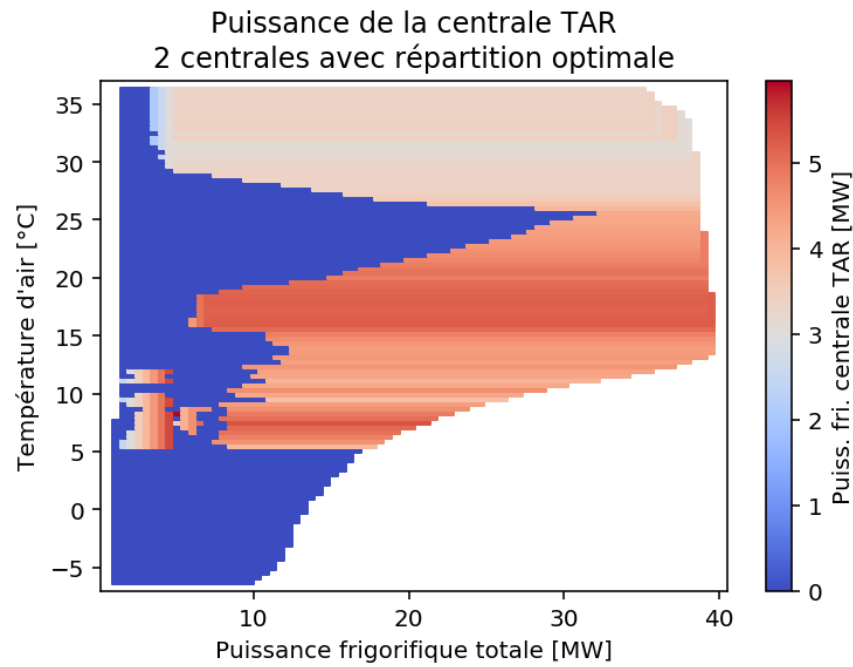


Figure 165 : Puissance frigorigène optimisée de la centrale TAR pour différentes températures d'air et puissances frigorigènes totales

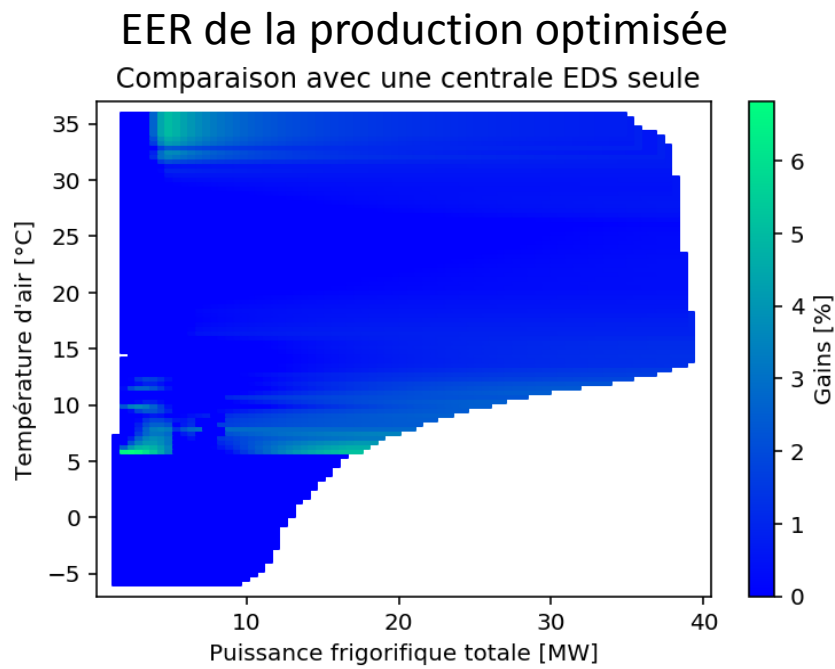


Figure 166 : Gains sur l'EER entre la production optimisée (EDS seule ou TAR seule et répartition optimale) et la centrale EDS utilisée seule pour différentes températures d'air et puissances frigorigènes totales

Dans un second temps, nous exécutons l'algorithme d'optimisation sur un profil de 10 jours au pas horaire. Le jeu de données d'entrée est composé de la puissance frigorifique à produire, de la température d'eau de Seine et de la température d'air extérieur (Figure 167). Ces données sont extraites de l'historique de mesures.

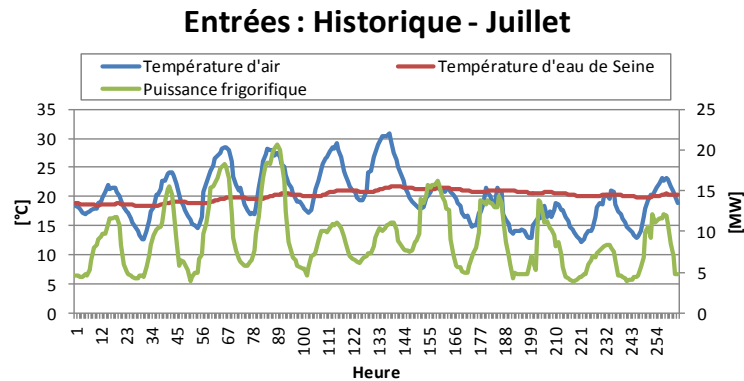


Figure 167 : Profil d'entrée (issu de l'historique de mesures, juillet)

Le résultat de l'optimisation est présenté à l'échelle d'une période de 10 jours (Figure 168) et de la journée (Figure 169). La centrale à TAR est engagée chaque jour, l'énergie frigorifique produite est cependant variable. Son utilisation permet de générer une réduction de la consommation électrique journalière entre 0.1% et 2.9%. Lorsque l'analyse se concentre sur une journée, deux profils se distinguent : une utilisation la nuit (jour 1) et une utilisation en appoint à puissance élevée (jour 4). Ils correspondent, en première approche¹¹, aux deux zones de fonctionnement identifiées sur la Figure 165. Le premier scénario est utilisé en début de période, lorsque la température d'air et la puissance frigorifique atteignent des valeurs plus basses la nuit. Il est à noter que le gain journalier en énergie, est intrinsèquement plus faible (<1%) que le gain sur l'EER de la Figure 166 : la part de la production réalisée de nuit est plus faible. Le second scénario est engagé lorsque la température et la puissance augmentent. Dans la section 4.3.2, une répartition optimisée de ce type est testée sur le modèle de référence.

¹¹ En effet, la température d'air et la température d'eau de Seine sont indépendantes ici, contrairement à la Figure 165, où les deux variables sont corrélées.

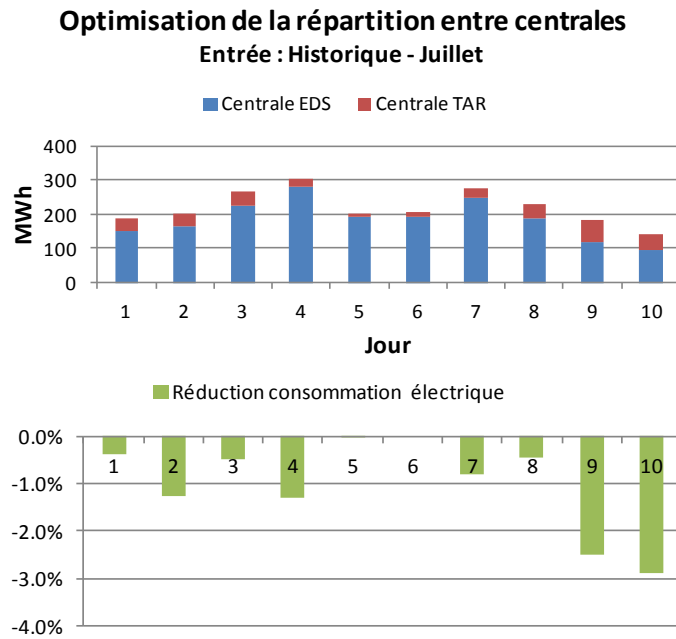


Figure 168 : Répartition optimisée et réduction de la consommation électrique associée comparée à un fonctionnement avec la centrale EDS (entrées historique, juillet)

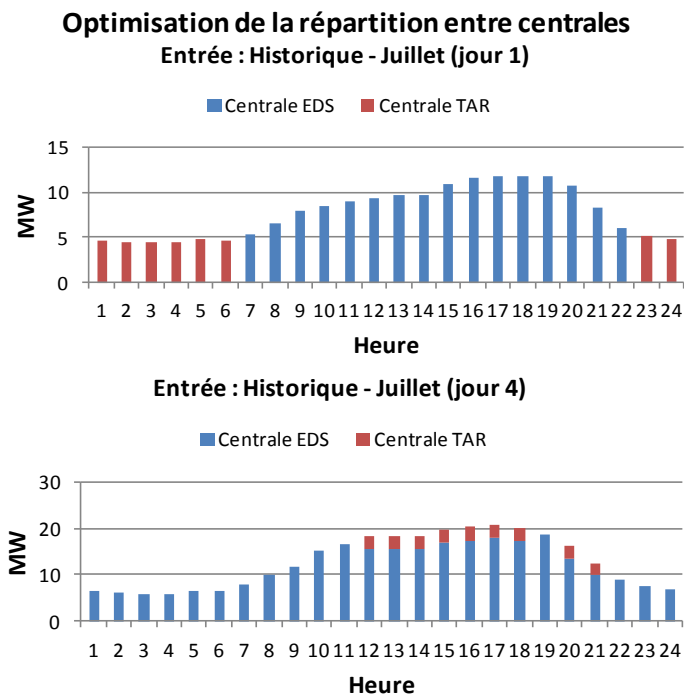


Figure 169 : Répartition optimisée et réduction de la consommation électrique associée comparée sur deux jours d'été (entrées historique, juillet)

4.3 Évaluation des gains apportés par les améliorations de la conduite

Plusieurs améliorations de la conduite du réseau de froid ont été investiguées au cours de ce chapitre : l'engagement et la répartition de puissance entre groupes frigorifiques (3.1) et entre centrales (4.2), la minimisation de la pression différentielle du réseau (4.1) et le réglage de la température de consigne des tours aéroréfrigérantes (3.2). Les méthodes, basées sur les techniques de l'optimisation et de la régulation, ont supposé plusieurs hypothèses :

- l'engagement et la répartition de puissance entre centrales basée sur une approximation du comportement du réseau, découplé de la production, et des caractéristiques de coût
- la répartition de puissance entre groupes frigorifiques basée sur la performance de ces seuls équipements, supposant négligeable les différents rendements entre les pompes auxiliaires
- la minimisation de la consommation électrique des pompes par minimisation de la pression différentielle, supposant négligeable la variation résultante (et potentiellement négative) du rendement des pompes de distribution

Afin de valider les gains apportés, ces améliorations de conduite sont implantées dans le modèle de référence. Le réglage des tours aéroréfrigérantes, effectué directement sur le modèle de simulation, ne demande pas de validation ultérieure. Pour rappel, les consommations de référence correspondent à :

- l'utilisation de la centrale de production (EDS) seule
- le pilotage des pompes de distribution par le signal de pression différentielle historique de l'opérateur
- le pilotage des groupes frigorifiques par la loi de commande déduite de l'historique
- une énergie frigorifique produite de 1579 MWh
- une consommation électrique de 402 MWh, avec une pointe à 5.47 MW, soit un EER de référence de 3.93

L'évaluation des gains porte sur deux cas :

- les améliorations du pilotage des groupes et des pompes de distribution en gardant comme dans le cas de la référence la seule centrale EDS en fonctionnement
- la conduite du réseau avec répartition optimisée entre deux centrales

4.3.1 Réduction de la consommation électrique du réseau par amélioration de la conduite d'une centrale en service

La minimisation de la pression différentielle et la gestion améliorée des groupes frigorifiques sont testées de manière incrémentale sur le modèle de référence. La loi de commande des groupes frigorifiques est générée à partir des résultats de l'optimisation de la centrale à EDS, pour des températures fixées. En effet, la température de départ est constante et la température d'eau de Seine varie peu à court-terme. La loi dépend donc de la puissance frigorifique uniquement (Figure 170). Elle est implémentée dans le modèle par une table indexée sur les valeurs de puissance ci-dessous.

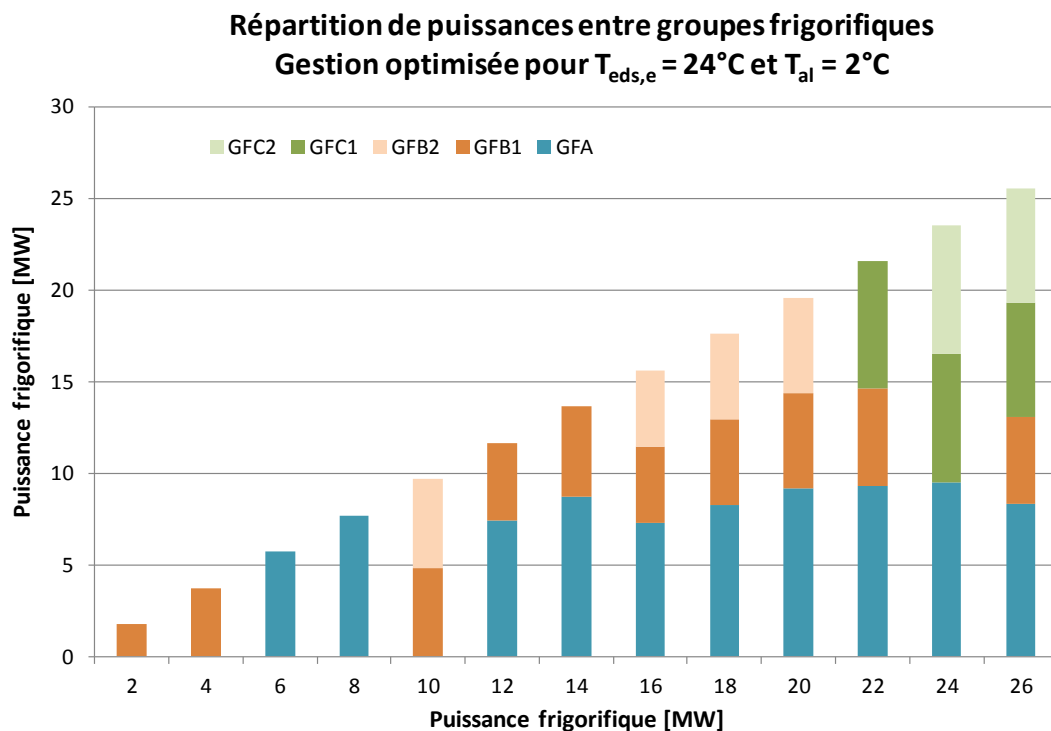


Figure 170 : Répartition de puissance entre groupes frigorifiques, gestion optimisée pour $T_{eds,e} = 24^{\circ}\text{C}$ et $T_{al} = 2^{\circ}\text{C}$

Les résultats en puissance électrique sont reportés sur la Figure 171. La minimisation de la pression permet de diminuer la puissance électrique hors période de pointe (signal proche de l'opérateur). La gestion optimisée des groupes frigorifiques apporte localement une réduction supplémentaire. **La réduction de la consommation électrique avec la minimisation de la pression différentielle est de 3.6%, elle augmente à 4.9% par ajout de la gestion optimisée des GF.**

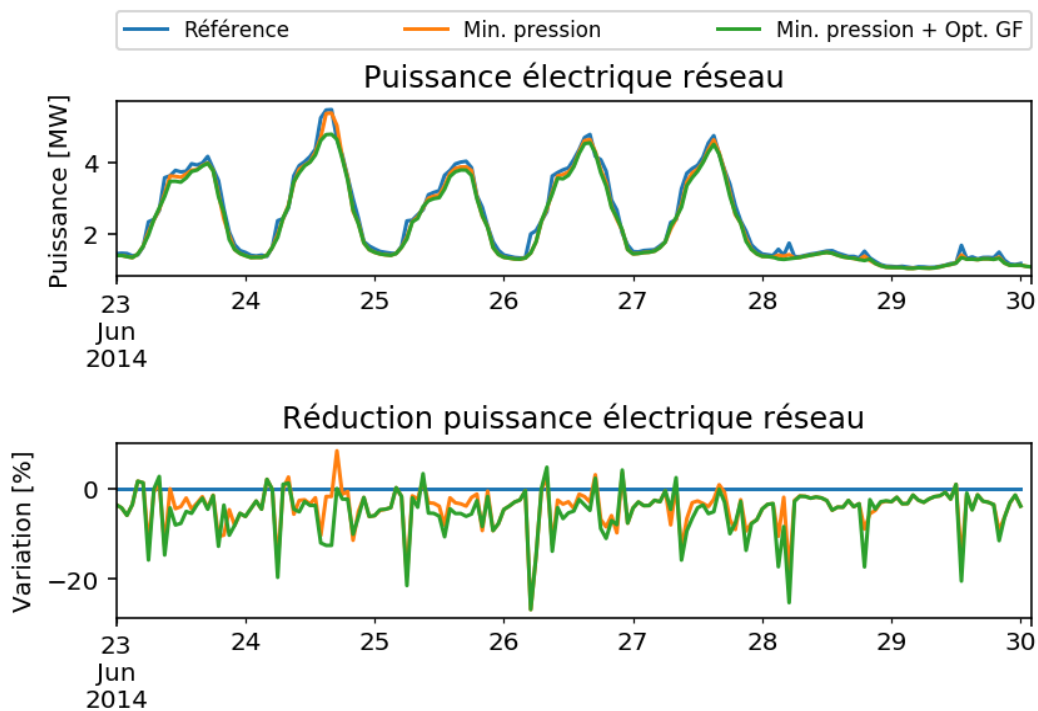


Figure 171 : Réductions de la puissance électrique du réseau engendrées par la minimisation de la pression différentielle et par la gestion améliorée des groupes frigorifiques

4.3.2 Conduite optimisée du réseau avec la mise en service d'une centrale supplémentaire

Dans le Chapitre 4, nous avons présenté une étude paramétrique du fonctionnement d'une nouvelle centrale à plusieurs niveaux de puissance. Les résultats ont montré une baisse importante des performances, notamment lorsque la centrale à EDS est contrainte de fonctionner à puissance minimale. Nous allons donc tester la méthode d'optimisation de la répartition entre centrales sur le modèle complet.

Une étude préliminaire est réalisée afin de quantifier l'impact sur la consommation électrique du fonctionnement des centrales sur la journée considérée. 336 profils simples, paramétrés sur l'heure de démarrage de la centrale TAR, la durée de fonctionnement et la puissance réglée sur le créneau, sont simulés. **Le gain maximum en consommation électrique est de 1.7%** (Figure 172). Nous observons également que plus des 2/3 des profils simulés engendrent une surconsommation électrique du réseau, justifiant l'intérêt de s'intéresser au fonctionnement à l'échelle horaire.

Les profils les plus performants traduisent un fonctionnement de **la centrale à TAR en appoint la journée** (Figure 173). Le profil issu de la méthode d'optimisation de la répartition impose une utilisation de la centrale à TAR en journée également, avec une puissance variable (Figure 174). Les gains énergétiques sont vérifiés lors de la simulation de ce profil : la consommation électrique est réduite de 1.5%.

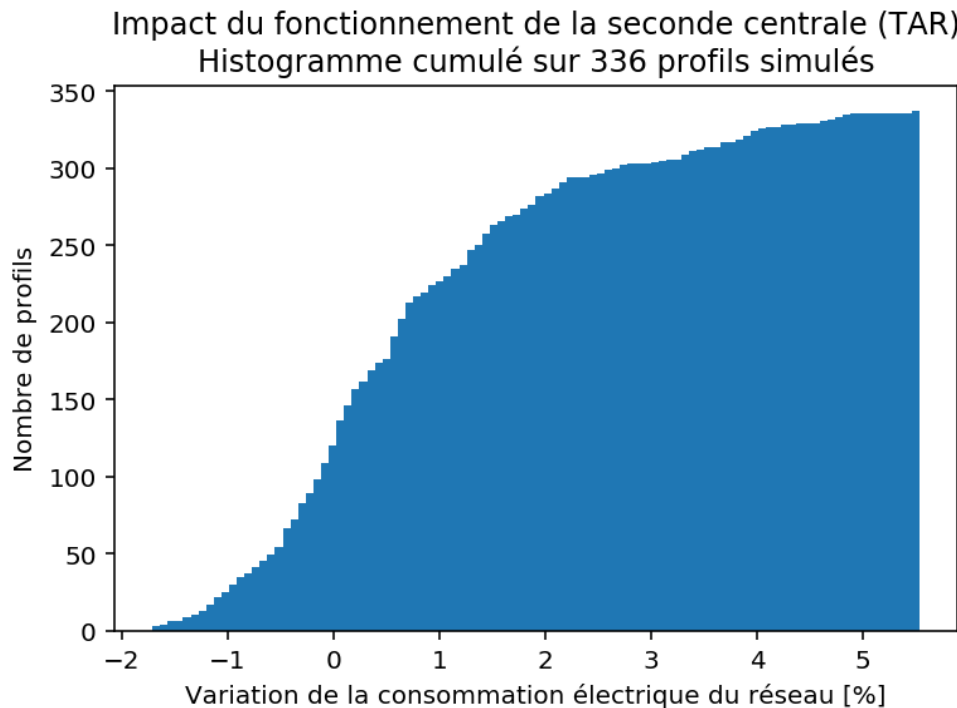


Figure 172 : Impact du fonctionnement de la seconde centrale sur la consommation électrique du réseau (comparaison sur 336 profils de fonctionnement simulés)

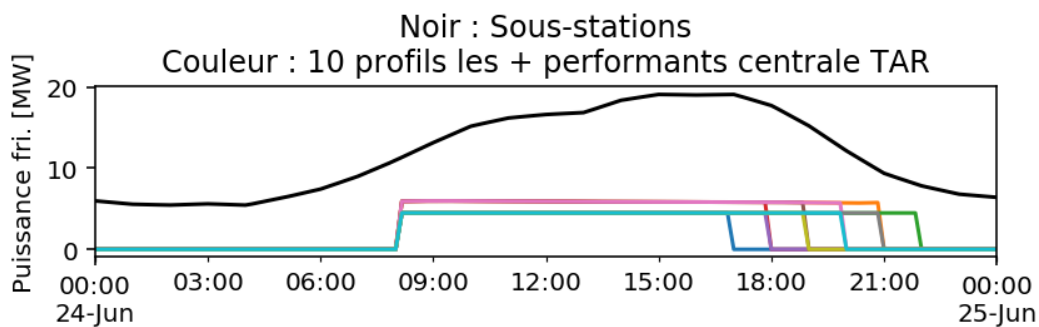


Figure 173 : Profils de fonctionnement de la centrale à TAR les plus performants

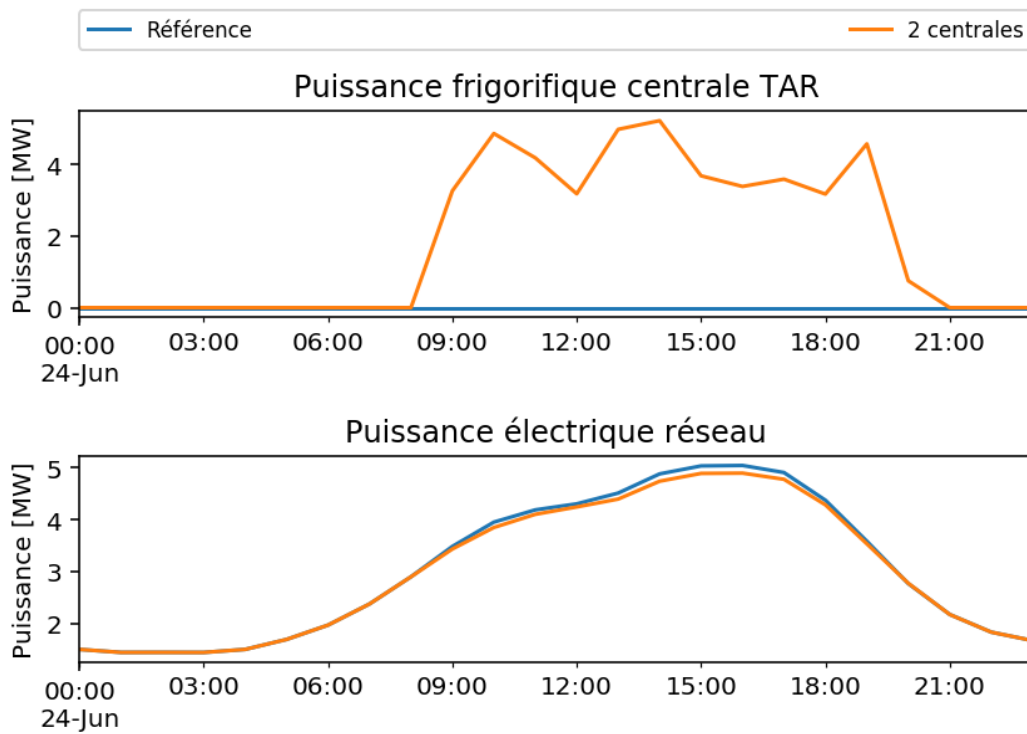


Figure 174 : Puissances frigorifique et électrique de la centrale TAR résultant de l'optimisation de la répartition

La méthode d'optimisation permet de trouver une solution de qualité, malgré les hypothèses posées pour l'écriture du problème d'optimisation. Elle est comparable en termes de réduction de consommation aux profils les plus performants de l'étude paramétrique. Comparée à cette étude paramétrique, elle évite le temps de calcul du coût électrique par un nombre important de simulations du modèle de référence.

Enfin, la réduction de la consommation électrique du réseau engendrée par les améliorations de la conduite, testées successivement sur la semaine de référence, sont synthétisées sur la Figure 175.

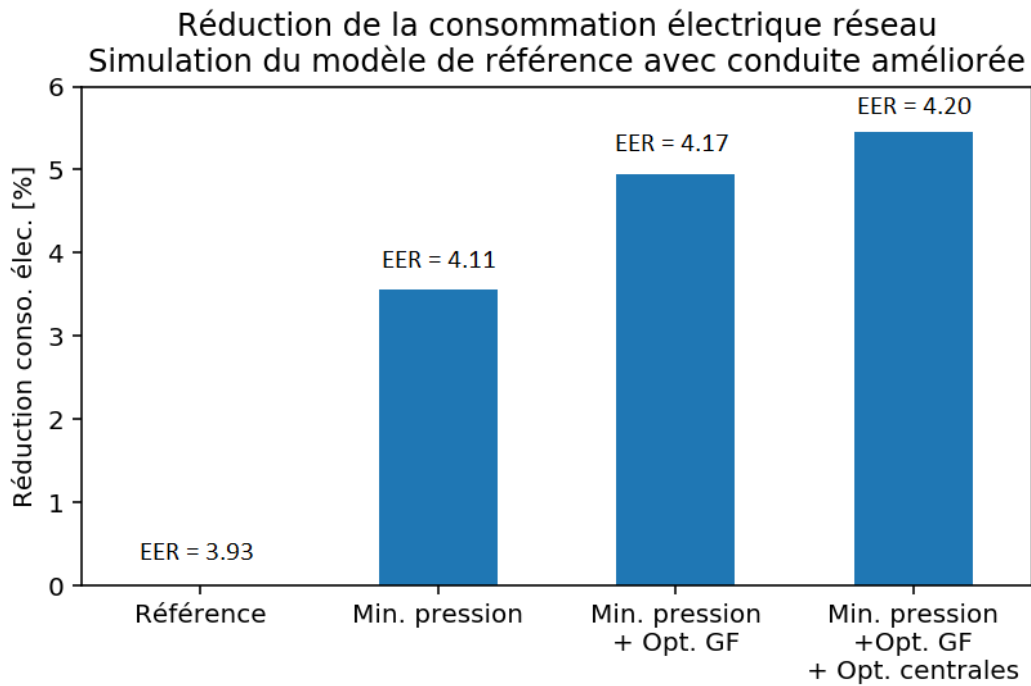


Figure 175 : Réduction de la consommation électrique, simulations du modèle de référence sur une semaine d'été avec la conduite améliorée

La consommation électrique est réduite de 4.9% avec une centrale et de 5.4% avec deux centrales. Comparé à la conduite historique, l'amélioration la plus significative est la minimisation de la pression du réseau : -3.6%. L'EER augmente de 0.27 point entre la conduite de référence et la conduite optimisée.

5 Conclusion

Dans ce chapitre, on a élaboré une méthodologie d'aide à la conduite des réseaux de froid à température de départ constante. La méthode intègre l'optimisation à l'échelle des centrales et du réseau.

Le modèle du réseau, présenté et validé aux chapitres précédents, a été exploité. Il a permis d'étudier des stratégies d'amélioration du pilotage des groupes frigorifiques et des tours aéroréfrigérantes. Des modèles simplifiés des centrales de production ont ensuite été générés avec ces améliorations. Grâce à eux, on a évalué les coûts (électricité, eau traitée et taxes) et avec les contraintes locales de fonctionnement (limites techniques et réglementaires) on a déterminé la plage de puissance possible de chacune des configurations.

L'originalité du modèle est la prise en compte de la variation des performances des centrales de production avec les variables externes. Ces modèles quadratiques avec la puissance frigorifique permettent une résolution efficace du problème d'optimisation non-linéaire et convexe. Pour l'optimisation, l'état du réseau (pression différentielles, températures de retour, pertes) est simplement estimé ; ensuite il est calculé avec le modèle complet.

La simulation, dernière étape de la méthode, permet de calculer avec précision la pression différentielle minimale du réseau assurant la livraison des sous-stations, ainsi que les puissances frigorifiques à produire par groupe frigorifique. Les résultats et les gains associés par l'optimisation ont été analysés sur le modèle de référence, à partir des entrées historiques du réseau de Paris-Bercy (météo et sous-stations) sur la semaine de référence (été) présentée au Chapitre 4. Les améliorations sont testées successivement (Tableau 28). Comparé à la conduite historique, **l'amélioration la plus significative est la minimisation de la pression du réseau.**

	Réduction consommation électrique /. Référence	EER
Référence (conduite historique)	0%	3.93
Minimisation de la pression	-3.55%	4.11
Minimisation de la pression + Optimisation répartition des GF	-4.95%	4.17
Minimisation de la pression + Optimisation répartition des GF + Optimisation répartition centrales	-5.45%	4.2

Tableau 28 : Synthèse de l'évaluation des améliorations apportées à la conduite du réseau sur une semaine d'été

Conclusions et perspectives

1 Conclusions

En conclusion de cette thèse, les contributions aux questions scientifiques formulées au Chapitre 1, sont synthétisées.

La première question était : « **Quels modèles offrent un compromis satisfaisant entre précision et temps de calcul pour l'aide à la conduite journalière des réseaux de froid urbain ?** »

Les choix de modélisation à l'échelle des composants, sur des critères de temps de calcul, de représentativité et de facilité de paramétrage, ainsi que l'assemblage du modèle de simulation ont été présentés dans le Chapitre 2.

Comparé aux modèles d'optimisation existants, conçus pour les réseaux de chaleur, l'enjeu était de représenter les performances des unités de production d'eau glacée (groupes frigorifiques centrifuges) avec deux technologies de refroidissement des condenseurs distinctes (échangeurs à eau de rivière et tours aéroréfrigérantes ouvertes). **Un modèle de groupe frigorifique centrifuge de la littérature, de type semi-empirique, a été modifié pour faciliter le paramétrage du comportement des compresseurs à vitesse variable à très faible charge.** Le modèle représente également la sensibilité de la capacité frigorifique et de l'efficacité énergétique (EER) aux températures des sources. L'efficacité du refroidissement des condenseurs est calculée avec un modèle NUT- ϵ . Le coefficient de transfert thermique varie en conditions non-nominales : avec les débits et avec l'encrassement des surfaces au contact de l'eau de rivière. **L'état d'encrassement est paramétré avec une résistance thermique conductive.**

De plus, les consommations auxiliaires (pompes, ventilateurs et appoint en eau traitée) sont plus importantes sur un réseau de froid comparées à un réseau de chaleur. En particulier, les débits sont plus élevés du fait de la plus faible différence de température entre les lignes aller et retour. Les pertes de charge engendrées, dissipées en chaleur, augmentent la quantité d'énergie frigorifique à produire. Par conséquent, **une modélisation thermo-hydraulique 0-D des composants internes aux centrales, un modèle de pompes à vitesse variable et un modèle simplifié de tours aéroréfrigérantes ouvertes ont été inclus pour représenter la totalité des coûts en électricité et en eau du réseau.**

Un modèle représentant le réseau de distribution et les sous-stations était nécessaire pour calculer, à partir des consignes de chaque sous-station, les pertes et le débit du réseau, ainsi que les températures de livraison. **Un modèle de sous-station simplifié, avec régulation idéale du débit en fonc-**

tion des conditions de pression, est présenté : il permet de calculer la pression différentielle minimale à fournir à la sous-station pour assurer l'écoulement du débit de consigne. D'après notre expérience, cette approche simplifiée est aujourd'hui indispensable pour simuler un réseau avec plusieurs dizaines de sous-stations. Une approche combinant un calcul dynamique des températures, par discrétisation 1-D des tuyaux, et un calcul stationnaire des débits et des pressions est retenue. Le maillage à 100 m offre le meilleur compromis entre temps de calcul et précision. L'hypothèse stationnaire pour l'équation de la chaleur a également été testée : le temps de calcul n'est pas réduit. Cette observation nous suggère que l'effort numérique pour le modèle de réseau est dominé par la résolution des équations non-linéaires représentant les variables hydrauliques. Une méthodologie empirique de simplification du modèle de réseau de distribution, basée sur un regroupement géographique des sous-stations, a été développée pour réduire le temps de calcul.

Le travail d'implémentation et d'assemblage du modèle de simulation a été effectué avec un langage orienté-objet, dans un unique outil assurant la résolution numérique à partir d'une écriture acausale du modèle. Cette approche facilite la gestion de la complexité inhérente à la modélisation d'un système couplant plusieurs sous-systèmes, plusieurs physiques et une régulation. Le temps de calcul du modèle détaillé, sur un ordinateur portable équipé de 4 cœurs et d'un processeur Intel Core i5, est de 5 minutes pour une simulation d'une journée. Il est alors remarqué que l'assemblage des modèles de réseau et de centrales, comparé à une simulation séparée des modèles (15s/jour), est coûteux. Si nous considérons une modélisation du réseau uniquement, le modèle simplifié (agrégation de sous-stations) offre un temps de calcul réduit (1,5s/jour) par rapport à la version détaillée : il se présente comme une alternative attractive lorsqu'un nombre important de simulations du réseau est requis.

L'assemblage par sous-système a également facilité, au Chapitre 3, **le paramétrage et la validation du modèle sur un cas d'étude réel** : le réseau de froid de Paris-Bercy.

Le paramétrage du modèle a nécessité l'identification à partir des mesures des groupes frigorifiques et des pompes, des déperditions thermiques du réseau et des pertes de charge des différents circuits. Notamment, une procédure d'identification des performances des groupes frigorifiques de la littérature a été adaptée en repérant les fonctionnements à pleine charge grâce à l'information d'ouverture des vannes de pré-rotation. La méthode a permis d'obtenir un gain de précision sur le calcul de la puissance électrique comparée à l'utilisation d'un paramétrage générique (MAPE réduite de 7.3% à 1.5%).

La validation du modèle a été réalisée sur un jeu de données indépendant. Le modèle se montre suffisamment précis, au regard des incertitudes induites par l'estimation des mesures manquantes : EER sur la période (-0.03 point), consommations électriques de chaque sous-système (refroidissement : -11.8%, production : -4.7% et distribution : +0.1%) et températures de livraison (MAE : 0.25K). Les déperditions thermiques du modèle simplifié ont été paramétrées spécifiquement : la validation en énergie frigorifique (+0.1%) et en volume d'eau (+4.1%) est comparable au modèle détaillé.

La synthèse des fonctionnalités du modèle est dressée dans le Tableau 29. Le modèle proposé atteint la majorité des objectifs initiaux. Cependant, notons que le choix d'un modèle de sous-station à température de retour imposée – et non calculée – a été influencé par le modèle de demande à disposition. De plus, les fuites du réseau n'ont pas été modélisées. L'impact de la conduite du réseau sur ces pertes, faibles en volume, est supposé limité. Faute de temps, cette hypothèse n'a pas été vérifiée. Enfin, le modèle de centrale à tours aéroréfrigérantes n'a pas été validé en raison du manque de données expérimentales sur cette centrale très récemment mise en service.

Synthèse des fonctionnalités du modèle en comparaison des objectifs		
Perturbations	Météo	O
	Maintenance	O
	Prix	O
Poste de livraison	Demande	O
	Sous-station	P
Réseau de distribution	Thermique	O
	Hydraulique	O
	Fuites	N
	Distribution d'eau glacée	O
	Production d'eau glacée	O
	Refroidissement des condenseurs	O
Précision	Validation des modèles	P

Tableau 29 : Synthèse des fonctionnalités du modèle en comparées aux objectifs initiaux
(O : atteint, N : non : atteint, P : partiellement atteint)

La deuxième question était : « **Quelle méthode d'optimisation est adaptée à l'aide à la conduite du réseau à partir de prévisions météorologiques?** »

Au Chapitre 4, un premier pas vers le modèle d'optimisation est fait : un modèle de régulation des centrales non-optimal mais reproduisant la pratique courante et experte a été introduit pour simuler le réseau sur des périodes hors historique. 3 leviers de conduite ont ainsi été analysés :

1. L'augmentation des **températures retour** des sous-stations permet de réaliser **9.5% d'économie** sur la consommation électrique totale lors d'une semaine d'été. 1/3 du gain est lié à la baisse des pertes du réseau et 2/3 du gain sont issus de la diminution du débit dans les différents circuits du système.
2. **Une étude paramétrique sur la température de départ enseigne que, pour un fonctionnement non-nominal en été, la surconsommation électrique due à l'augmentation des débits est supérieure au gain engendré par l'amélioration de l'EER des groupes frigorifiques.** Nous supposons que cette surconsommation serait encore accrue sur une période d'hiver où la température différentielle du réseau diminue. La température de départ a donc été considérée constante (à 2°C) dans la partie « optimisation » au vu de ce résultat.
3. Le fonctionnement d'une seconde centrale de production a enfin été étudié. L'analyse des pressions a mis en évidence l'importance d'adapter la régulation des pompes de distribution lors de la mise en marche d'une nouvelle centrale. Cette étape a permis de mettre en évidence les interactions entre centrales et sous-stations justifiant la modélisation intégrée.

Nous avons démontré la faisabilité de minimiser la pression différentielle d'un réseau multi-centrale en pilotant les pompes de distribution en fonction de la sous-station défavorisée, identifiée par modèle. Ce type de gestion permet de diminuer l'énergie de pompage sur une année : -31% comparé aux performances mesurées. Il a été noté que la quantité d'énergie frigorifique à produire est faiblement impactée par la réduction des pertes de charge dissipées en chaleur dans le fluide. Au vu de ce résultat, la répartition de puissance entre centrales se décide indépendamment du comportement du réseau (dynamique et pertes de charge). Cette hypothèse a par ailleurs été vérifiée en testant une optimisation de trajectoire de répartition, sur le modèle couplé, avec un algorithme génétique. Le bénéfice apporté par cette dernière méthode est jugé insuffisant en comparaison du coût numérique nécessaire, malgré l'utilisation du modèle simplifié de réseau.

Le travail réalisé au Chapitre 5 constitue une méthodologie pour l'aide à la conduite des réseaux de froid multi-centrales à température de départ constante. La méthode est basée sur l'optimisation *a priori* des centrales suivie de l'optimisation de la répartition de puissance entre centrales et de la minimisation de la pression différentielle.

L'optimisation locale concerne la répartition de puissance entre groupes frigorifiques et le réglage de la température de tours aéroréfrigérantes :

1. La répartition optimale de charge entre groupe est comparée à une stratégie de la littérature consistant à opérer les groupes frigorifiques en fonctionnement à taux de charge égal. Pour des températures de fonctionnement moyennes, l'optimisation diminue la puissance électrique des compresseurs de **1% à 6%**. Notons cependant que le pilotage à taux de charge égal devient effectivement optimal lorsque la puissance augmente. De plus, **il a été mis en évidence l'intérêt de sélectionner la configuration à engager en prenant en compte les consommations de pompage dans la fonction de coût** : la réduction supplémentaire sur la puissance électrique est entre 1% et 20%.
2. Il a été montré que le pilotage optimal des tours aéroréfrigérantes est réalisé avec des ventilateurs à vitesse maximale. La prise en compte des consommations en eau des TAR dans la fonction de coût (pondération par les prix), a également été analysée. En ré-ajustant la température de consigne en sortie des TAR, **la diminution du coût est de 10%** pour des températures humides entre 12°C et 17°C .

Des modèles simplifiés de centrales de production en régime permanent ont ensuite été générés. Ils intègrent les améliorations du pilotage des équipements pour le calcul du coût et les contraintes locales de fonctionnement pour déterminer la plage de puissance. **L'originalité du modèle d'optimisation est alors de prendre en compte la variation des performances des centrales de production avec les variables externes** : températures et pression différentielle aux bornes du réseau et état thermodynamique de la source de refroidissement (air ou eau).

Ces modèles sont à la base de la méthode **d'optimisation de répartition de puissance entre centrales**. De type quadratique avec la puissance frigorifique, ils permettent une résolution efficace du problème d'optimisation non-linéaire avec un algorithme de type *Sequential Quadratic Programming*. De plus, le problème ne comporte pas de contraintes opérationnelles dépendant du temps : la résolution est réalisée indépendamment sur chaque pas de temps. Les conditions sur le réseau sont estimées pour l'optimisation. En dernière étape de la méthode, la simulation du modèle de référence permet de calculer avec précision la pression différentielle minimale du réseau assurant

la livraison des sous-stations, ainsi que les puissances frigorifiques à produire par groupe frigorifique. Les gains de l'optimisation sont analysés pour le cas spécifique du réseau de Paris-Bercy sur une semaine d'été. **Comparée à la conduite historique, l'amélioration la plus significative est la minimisation de la pression du réseau. La réduction est de 5.4% sur la consommation électrique avec deux centrales en fonctionnement.** Le temps de calcul est de la solution est de quelques secondes pour la répartition et de 10 minutes pour la minimisation de la pression à l'aide du modèle de simulation détaillé.

Une synthèse des propriétés de l'optimiseur est donnée dans le Tableau 30. La méthode répond à la plupart des attentes. Le pilotage des pompes à eau de rivière n'a pas été soumis à un exercice d'optimisation ; seule une stratégie de gestion simplifiée a été introduite dans la régulation du sous-système. Le compromis est ici plus complexe que pour un refroidissement à tours aéroréfrigérantes. En effet, la décision à court-terme est influencée par les effets à moyen-terme, liés à l'accumulation de dépôt encrassant sur les échangeurs. Les méthodes pour résoudre ce problème, à deux échelles de temps, n'ont pas été abordées dans cette thèse. Quant à la gestion de différents critères (électricité, eau et taxes), une approche par agrégation, basée sur les prix, a été testée uniquement sur l'optimisation des tours aéroréfrigérantes et sur la répartition de puissance des centrales.

Synthèse des propriétés de l'optimiseur en comparaison des objectifs		
Globale	Centrale de production	O
	Contraintes	O
Locale	GF et pompes	O
	Refroidissement	P
	Contraintes	O
Fonction de coût	Monocritère	O
	Multicritère	P
Prévisions	Erreur de prévision	O
Coût numérique	Temps de calcul	O

Tableau 30 : Synthèse des propriétés de l'optimiseur en comparaison des objectifs
(O : atteint, N : non : atteint, P : partiellement atteint)

2 Perspectives

Les perspectives de cette thèse sont à penser du point de vue des différents acteurs intéressés :

- le gestionnaire du réseau de froid, précisément :
 - l’exploitant, utilisateur du modèle
 - le pôle « Études », responsable du devenir du modèle
- le centre de recherche

Pour l’exploitant : **utiliser le modèle et valider les gains apportés**

La prochaine étape est la prise en main du modèle par l’utilisateur : l’exploitant d’un réseau de froid. Les outils et informations communiqués restent à préciser.

Dans un premier temps, une validation qualitative, par les opérateurs de conduite expérimentés, ayant été impliqués dans le développement du modèle, est préconisée. Ce retour permettra d’ajuster à la fois le niveau de détail des résultats et les degrés de liberté laissés à l’opérateur afin de favoriser l’acceptation de l’outil.

Dans une phase ultérieure, une procédure quantitative de validation des gains apportés par le modèle, utilisé à partir des prévisions à $j-1$ (voir Annexe), est à bâtir. L’enjeu sera d’effectuer une comparaison entre une conduite optimisée et une conduite experte « toutes choses égales par ailleurs » (opérateur, disponibilité et état de maintenance des équipements, demande et conditions météorologiques). Une telle comparaison peut se faire par simulation ou par émulation. Les gains réels seront comparés aux gains estimés : l’impact des erreurs de modélisation et de prévision sera alors apprécié.

Les ajustements de court-terme réalisés par les opérateurs (augmentation de la pression différentielle, engagement d’un groupe supplémentaire), pour adapter la conduite suggérée par optimisation à $j-1$ à la réalité du jour j seront à analyser afin d’améliorer la robustesse du modèle. Au stade actuel du développement, la proposition de conduite de la veille pour le lendemain peut être obtenue en 10 minutes. Le modèle peut donc être exécuté plusieurs fois par jour s’il y a mise à jour des prévisions. Cependant, une technique de mise à jour de l’état du système est à développer afin de prendre en compte la dynamique thermique du réseau, notamment en cas de dérive (d’augmentation locale de la température).

Pour le pôle « Études » : **maintenir et développer l'usage du modèle**

Le pôle « Études » a la responsabilité de l'outil et du support associé.

Un effort régulier de maintenance des modèles est à fournir : mise à jour du paramétrage des groupes frigorifiques lors de travaux (changement de fluide) ou lors d'une maintenance lourde (nettoyage des échangeurs), extension du modèle lors du raccordement de sous-stations supplémentaires ou lors de la mise en service de nouveaux moyens de production. L'approche de modélisation, au moyen d'un langage orienté-objet et avec un outil facilitant la construction de bibliothèques, est à poursuivre tant elle facilite la capitalisation de la connaissance.

Les modèles développés offrent d'autres fonctionnalités, en support des autres services de l'entreprise. Nous citerons en exemple : l'aide au choix du tarif électrique d'une centrale, l'aide à la conception d'une nouvelle centrale.

Pour le centre de recherche : **généraliser et améliorer le modèle**

Ce travail ouvre plusieurs portes pour l'optimisation des réseaux thermiques. Des développements scientifiques, méthodes et résultats restent nécessaires pour consolider nos contributions.

Un travail de généralisation des hypothèses est, en premier lieu, attendu. En effet, le modèle a été conçu pour des réseaux de froid de taille moyenne. En particulier, l'hypothèse consistant à calculer la répartition optimale de puissance entre centrales sans considérer l'impact hydraulique pourrait être remise en cause. Nous citerons le cas de réseaux de plus grande taille et ayant des pertes de charges plus élevées, lorsque le dimensionnement des pompes de distribution contraint la puissance des centrales de production. Dans ce cas, une approche de simplification du modèle de réseau pour l'optimisation, tel que réalisée par (Guelpa et al. 2016), paraît séduisante.

Le fonctionnement à température constante pourrait également être remis en question si les coûts de pompage sont plus faibles relativement aux coûts de production. Ce cas de figure se présente pour les réseaux de plus petite taille et pour les réseaux opérés avec une différence de température plus importante. Les techniques d'optimisation dynamique de la température, répandues dans la littérature des réseaux de chaleur (Benonysson, Bøhm, et Ravn 1995; Sandou et al. 2007), seraient alors à adapter. Une modélisation de la température de retour des sous-stations, sur les bases de (Coffey 2012; Oupelt et al. 2016), nous semble dans ce cas importante.

En second lieu, plusieurs pistes d'amélioration du modèle sont à investiguer. En interaction avec le retour des utilisateurs, un algorithme de commande prédictive, minimisant les erreurs de modélisation et de prévision pourrait être développé. La régularisation des solutions (pénalisation des variations brusques des consignes optimisées, ajout de coûts de démarrage artificiels) permettrait, si besoin, de renforcer la mise en œuvre opérationnelle de l'outil.

Enfin, l'intégration de l'encrassement des échangeurs à eau de rivière dans la prise de décision, nous paraît être une piste de développement pertinente. Le calcul de la dégradation de la performance des groupes frigorifiques, si la résistance thermique d'encrassement est connue, est possible avec le modèle actuel. La prévision de l'épaisseur du dépôt encrassant a été étudiée par (Arsenyeva et al. 2013) au moyen d'un modèle asymptotique, dont la constante de temps est de plusieurs semaines. La faisabilité de son intégration dans un modèle de centrale de production a été validée par nos travaux annexes à cette thèse. Une étude complémentaire sur l'augmentation concomitante des pertes de charge des échangeurs permettrait de représenter ce phénomène dans une optique de calcul du coût des centrales. La gestion optimale et simultanée de décisions de court-terme pour la conduite et de décisions de moyen-terme pour la maintenance reste, dans l'état actuel de nos connaissances sur le sujet, un défi à relever.

Bibliographie

- Aparicio, E.T., E. Dahlquist, H. Li, P. Fritzson, et P. Östlund. 2012. « Comparison Open Modelica–Dymola for Power Plant Simulation ». http://www.sne-journal.org/fileadmin/user_upload/tx_pubdb/10207.sne.23.tn_h.pdf.
- Arsenyeva, O. P., B. Crittenden, M. Yang, et P. O. Kapustenko. 2013. « Accounting for the Thermal Resistance of Cooling Water Fouling in Plate Heat Exchangers ». *Applied Thermal Engineering* 61 (1).
- ASHRAE. 1999. *Hvac 1 Toolkit: A Toolkit for Primary Hvac System Energy Calculation*. Atlanta, GA, USA: ASHRAE.
- ASHRAE. 2008. « Compressors ». In *ASHRAE Handbook—HVAC Systems and Equipment (SI)*. Atlanta, GA, USA: ASHRAE.
- ASHRAE. , éd. 2013. *District cooling guide*. Atlanta, GA, USA: ASHRAE.
- Bachmann, B., L. Ochel, V. Ruge, M. Gebremedhin, P. Fritzson, V. Nezhadali, L. Eriksson, et M. Sivertsson. 2012. « Parallel Multiple-Shooting and Collocation Optimization with OpenModelica ». In *Proceedings of the 9th International Modelica Conference*. Munich, Germany.
- Barber, C. Bradford, David P. Dobkin, et Hannu Huhdanpaa. 1996. « The Quickhull algorithm for convex hulls ». *Acm Transactions on Mathematical Software* 22 (4): 469–483.
- Basciotti, D., et O. Pol. 2011. « A theoretical study of the impact of using small scale thermo chemical storage units in district heating networks ». In *Proceedings of the International Sustainable Energy Conference*. Belfast, Ireland.
- Bavière, R., M. Vallée, L. Giraud, et M. Merabet. 2017. « Optimal Control of District Heating Systems using Dynamic Simulation and Mixed Integer Linear Programming ». In *Proceedings of the 12th International Modelica Conference*. Prague, Czech Republic.
- Ben Hassine, I., et U. Eicker. 2011. « Simulation and optimization of the district heating network in Scharnhäuser Park ». In *Proceedings of 2nd Polygeneration Conference (2nd ECP)*. Vol. 30. Tarragona, Spain.
- Ben Hassine, I., et U. Eicker. 2013. « Impact of load structure variation and solar thermal energy integration on an existing district heating network ». *Applied Thermal Engineering, Combined Special Issues: ECP 2011 and IMPRES 2010*, 50 (2).

- Benonysson, A. 1991. « Dynamic Modelling and Operational Optimization of District Heating Systems ». Ph.D. thesis, Lyngby, Denmark: Technical University of Denmark.
- Bernier, M. A., et B. Bourret. 1999. « Pumping Energy And Variable Frequency Drives ». *ASHRAE Journal* December 1999.
- Berthou, T. 2013. « Développement de modèles de bâtiment pour la prévision de charge de climatisation et l'élaboration de stratégies d'optimisation énergétique et d'effacement ». Thèse, Paris, France: Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris.
- Blervaque, H., P. Stabat, S. Filfli, M. Schumann, et D. Marchio. 2016. « Variable-speed air-to-air heat pump modelling approaches for building energy simulation and comparison with experimental data ». *Journal of Building Performance Simulation* 9 (2).
- Bøhm, B., S. Ha, W. Kim, B. Kim, T. Koljonen, V. Larsen, M. Lucht, et al. 2002. *Simple Models for Operational Optimisation*. Sittard, Netherlands: NOVEM (Netherlands Agency for Energy and the Environment), acting as an operating agent for the IEA.
- Bonvini, M., et M. Wetter. 2015. « Gradient-based optimal control of batteries and HVAC in district ». In *Proceedings of the 14th International Conference of the IBPSA*. Hyderabad, India.
- Cagan, J., I. E. Grossmann, et J. Hooker. 1997. « A conceptual framework for combining artificial intelligence and optimization in engineering design ». *Research in Engineering Design* 9 (1).
- Carpentier, P., et G. Cohen. 1993. « Applied mathematics in water supply network management ». *Automatica* 29 (5).
- Casella, F. 2015. « Simulation of Large-Scale Models in Modelica: State of the Art and Future Perspectives ». In *Proceedings of the 11th International Modelica Conference*. Versailles, France.
- Casella, F., M. Sielemann, et L. Savoldelli. 2011. « Steady-state initialization of object-oriented thermo-fluid models by homotopy methods ». In *Proceedings of the 8th International Modelica Conference*. Dresden, Germany.
- Cellier, F. E., et E. Kofman. 2006. *Continuous System Simulation*. New York, USA: Springer.

- Chow, T. T., Z. Lin, C. L. Song, et G. Q. Zhang. 2001. « Applying neural network and genetic algorithm in chiller system optimization ». In *Proceedings of the 7th International Building Performance Simulation Association*. Vol. 1315. Rio de Janeiro, Brazil.
- Coffey, B., P. Haves, B. Hencey, Y. Ma, F. Borrelli, et S. Benga. 2010. « Development and testing of model predictive control for a campus chilled water plant with thermal storage ». *ACEEE Summer Study on Energy Efficiency in Buildings*.
- Cohen, G. 1996. *Modélisation des réseaux urbains: que peuvent apporter les méthodes mathématiques à la gestion et à la planification des réseaux urbains ?* Paris, France: CNRS Éditions.
- Dassault Systèmes AB. 2014. « Dymola User Manual Volume 1 ».
- Dotzauer, E. 1997. « Algorithms for short-term production-planning of co-generation plants ». Ph.D. thesis, Linköping, Sweden: Linköping University.
- Duminil, M., et J.-P. Domblides. 2012. « Théorie des machines frigorifiques Machine à compression mécanique. Cycles monoétagés ». *Techniques de l'ingénieur Production de froid mécanique*.
- EDF R&D. 2016. « BuildSysPro ». *GitHub*. Consulté le novembre 5. <https://github.com/edf-enerbat/BuildSysPro>.
- Elmqvist, H., H. Tummescheit, et M. Otter. 2003. « Object-oriented modeling of thermo-fluid systems ». In *3rd International Modelica Conference*. Linköping, Sweden.
- Energie+. 2016. « Les condenseurs et les tours de refroidissement ». Consulté le janvier 8. <http://www.energieplus-lesite.be/index.php?id=11178#c5843>.
- Eynard, J., S. Grieu, et M. Polit. 2011. « Optimal control of a multi-energy district boiler: a case study ». In *Proceedings of the 18th IFAC World Congress*. Vol. 18. Milan, Italy.
- Fang, T., et R. Lahdelma. 2015. « Genetic optimization of multi-plant heat production in district heating networks ». *Applied Energy* 159.
- Franke, R. 2002. « Formulation of dynamic optimization problems using Modelica and their efficient solution ». In *Proceedings 2nd International Modelica Conference*, 315–323. Oberpfaffenhofen, Germany.
- Frederiksen, S., et S. Werner. 2013. *District Heating and Cooling*. Lund, Suède: Studentlitteratur AB.

- Fritzson, P. 2014. *Principles of Object-Oriented Modeling and Simulation with Modelica 3.3: A Cyber-Physical Approach*. 2 edition. Hoboken, NJ, USA: Wiley-IEEE Press.
- Gabrielaitiene, I., B. Bøhm, et B. Sunden. 2008. « Evaluation of Approaches for Modeling Temperature Wave Propagation in District Heating Pipelines ». *Heat Transfer Engineering* 29 (1).
- Gang, W., S. Wang, G. Augenbroe, et F. Xiao. 2016. « Robust optimal design of district cooling systems and the impacts of uncertainty and reliability ». *Energy and Buildings* 122.
- Gassner, M., et F. Maréchal. 2009. « Methodology for the optimal thermo-economic, multi-objective design of thermochemical fuel production from biomass ». *Computers & Chemical Engineering* 33 (3).
- Gicquel, R. 1992. « Approche systémique et thermique instationnaire ». In *Actes de la Rencontre SFT 92 : Colloque de Thermique « Systèmes Thermiques Instationnaires »*. Sophia Antipolis, France.
- Giraud, L., C. Paulus, et R. Baviere. 2015. « Modeling of Solar District Heating: A Comparison Between TRNSYS and MODELICA ». In *Proceedings of Eurosun 2014*, 1-11. Aix-les-Bains, France.
- Grosswindhager, S., A. Voigt, et M. Kozek. 2011. « Linear finite-difference schemes for energy transport in district heating networks ». In *Proceedings of the 2nd International Conference on Computer Modelling and Simulation*. Brno, Czech Republic.
- Guelpa, E., C. Toro, A. Sciacovelli, R. Melli, E. Sciubba, et V. Verda. 2016. « Optimal operation of large district heating networks through fast fluid-dynamic simulation ». *Energy* 102.
- Hoyo Arce, I. del, S. López Perez, S. Herrero López, et I. Mesonero Dávila. 2015. « Lessons Learnt from Network Modelling of a Low Heat Density District Heating System ». In *Proceedings of 11th Modelica Conference*. Versailles, France.
- Huang, S., W. Zuo, et M. D. Sohn. 2016. « Amelioration of the cooling load based chiller sequencing control ». *Applied Energy* 168.
- Hydeman, M., et K. L. Gillespie Jr. 2002. « Tools and techniques to calibrate electric chiller component models ». *ASHRAE Transactions* 108.
- Hydeman, M., N. Webb, P. Sreedharan, et S. Blanc. 2002. « Development and testing of a reformulated regression-based electric chiller model/Discussion ». *ASHRAE Transactions* 108.

- IEA. 2014a. « Heating Without Global Warming. Market Developments and Policy Considerations for Renewable Heat ». Paris, France: International Energy Agency. <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/heating-without-global-warming.html>.
- IEA. 2014b. « Linking heat and electricity systems ». Paris, France: International Energy Agency. <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/linking-heat-and-electricity-systems.html>.
- IEA. 2016. « Key World Energy Statistics ». Paris, France: International Energy Agency. <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/key-world-energy-statistics.html>.
- IEA. 2016. « IEA EBC Annex 60 ». Consulté le novembre 5. <http://www.iea-annex60.org/>.
- Jallut, C. 2015. *Thermodynamique générale : support de cours*. Lyon, France: INSA de Lyon.
- Johansson, C. 2010. « Towards intelligent district heating ». Licenciate dissertation, Blekinge, Sweden: Blekinge Institute of Technology.
- Jorissen, F., M. Wetter, et L. Helsen. 2015. « Simulation Speed Analysis and Improvements of Modelica Models for Building Energy Simulation ». In *Proceedings of 11th Modelica Conference*. Versailles, France.
- Kiijarvi, Jukka. 2011. « Darcy friction factor formulae in turbulent pipe flow ». *Lunowa Fluid Mechanics Paper* 110727.
- Kraft, D. 1988. *A software package for sequential quadratic programming*. Koln, Germany: DFVLR.
- Laurini Malara, A.C., W. Zuo, M.D. Sohn, S. Huang, et N. Celik. 2015. « Optimal control of chiller plants using bayesian networks ». In *Proceedings of the 14th International Conference of the IBPSA*. Hyderabad, India.
- LBL. 2016. « Best Practice - Buildings Library User Guide ». <http://simulationresearch.lbl.gov/modelica/userGuide/bestPractice.html>.
- Lee, T.-S., K.-Y. Liao, et W.-C. Lu. 2012. « Evaluation of the suitability of empirically-based models for predicting energy performance of centrifugal water chillers with variable chilled water flow ». *Applied Energy* 93.
- Link, K., S. Vogel, et I. Mynttinen. 2010. « Fluid Simulation and Optimization using Open Source Tools ». In *Proceedings of the 8th Modelica Conference*. Dresden, Germany.

- Lu, B., T.G. Habetler, et R.G. Harley. 2006. « A survey of efficiency-estimation methods for in-service induction motors ». *IEEE Transactions on Industry Applications* 42 (4).
- Lu, J., Y. Chang, C. Ho, J. Lu, Y. Chang, et C. Ho. 2015. « The Optimization of Chiller Loading by Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System and Genetic Algorithms ». *Mathematical Problems in Engineering, Mathematical Problems in Engineering* 2015.
- Lu, Y., J. Chen, T. Liu, et M. Chien. 2011. « Using cooling load forecast as the optimal operation scheme for a large multi-chiller system ». *International Journal of Refrigeration* 34 (8).
- Magnusson, F., et J. Åkesson. 2015. « Dynamic Optimization in JModelica.org ». *Processes* 3 (2).
- Malisani, P. 2012. « Pilotage dynamique de l'énergie du bâtiment par commande optimale sous contraintes utilisant la pénalisation intérieure ». Thèse, Paris, France: Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris.
- Marguerite, C. 2014. « Modèles intégrés pour l'évaluation des actions territoriales de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Application aux réseaux de chaleur : HeatGrid, un modèle de simulation énergétique pour un management stratégique ». Thèse, Nantes, France: Ecole des Mines de Nantes.
- Masanet, E., D. Poponi, T. Bryant, K. Burnard, P. Cazzola, J. Dulac, A. Pales, et al. 2016. *Energy Technology Perspectives 2016 - Towards Sustainable Urban Energy Systems*. IEA.
- Modelica Association. 2014. « Modelica - A Unified Object-Oriented Language for Systems Modeling ».
- Modelica Association. 2016. « Overview of Modelica Libraries ». Consulté le novembre 5. <https://modelica.org/ModelicaLibrariesOverview#mechanics>.
- Morisot, O., D. Marchio, et P. Stabat. 2002. « Simplified model for the operation of chilled water cooling coils under nonnominal conditions ». *HVAC&R Research* 8 (2).
- MTES. 2017. « Données locales d'énergie : Observation et statistiques (Ministère de la transition écologique et solidaire) ». Consulté le mai 22. <http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/energie-climat/s/toutes-energies-donnees-locales-denergie-2.html>.
- Olsommer, B. 1998. « Méthode d'optimisation thermoéconomique appliquée aux centrales d'incinération d'ordures à cogénération avec appoint

- énergétique ». Ph.D. thesis, Lausanne, Suisse: École polytechnique fédérale de Lausanne EPFL.
- Oppelt, T. 2015. « Modell zur Auslegung und Betriebsoptimierung von Nah- und Fernkältenetzen ». Ph.D. thesis, Chemnitz, Germany: Technischen Universität Chemnitz.
- Palsson, H. 2000. « Methods for planning and operating decentralized combined heat and power plants ». Ph.D. thesis, Lyngby, Denmark: Technical University of Denmark.
- Pfeiffer, A. 2012. « Optimization Library for Interactive Multi-Criteria Optimization Tasks ». In *Proceedings of the 9th International Modelica Conference*. Munich, Germany.
- Powell, K.M., W.J. Cole, U.F. Ekarika, et T.F. Edgar. 2013. « Optimal chiller loading in a district cooling system with thermal energy storage ». *Energy* 50.
- Prelle, T. 2014. « Gestion optimisée d'un modèle d'agrégation de flexibilités diffuses ». Thèse, Nantes, France: Ecole des Mines de Nantes.
- Ruge, V., W. Braun, B. Bachmann, A. Walther, et K. Kulshreshtha. 2014. « Efficient Implementation of Collocation Methods for Optimization using OpenModelica and ADOL-C ». In *Proceedings of the 10th International Modelica Conference*. Lund, Sweden.
- Runvik, Håkan, Per-Ola Larsson, Stéphane Velut, Jonas Funkquist, Markus Bohlin, Andreas Nilsson, et Sara Modarrez Razavi. 2015. « Production Planning for Distributed District Heating Networks with JModelica.org ». In *Proceedings of the 11th International Modelica Conference*. Versailles, France.
- Sakawa, M., K. Kato, et S. Ushiro. 2002. « Operational planning of district heating and cooling plants through genetic algorithms for mixed 0–1 linear programming ». *European Journal of Operational Research* 137 (3).
- Sameti, M., et F. Haghighat. 2017. « Optimization approaches in district heating and cooling thermal network ». *Energy and Buildings* 140.
- Sandou, G. 2005. « Modélisation, optimisation et commande de parcs de production multi énergies complexes ». Thèse, Orsay, France: Université de Paris-Sud. Faculté des Sciences d'Orsay.
- Sandou, G., et S. Olaru. 2009. « Particle Swarm Optimization Based NMPC: An Application to District Heating Networks ». In *Nonlinear Model Predictive Control*, édité par L. Magni, D. M. Raimondo, et F. Allgöwer, 384:551–59. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.

- Sartor, K. 2015. « A comparative study for simulating heat transport in large district heating networks ». In *Proceedings of ECOS 2015*. Pau, France.
- Schwanenberg, D., B. P. J. Becker, et M. Xu. 2015. « The open real-time control (RTC)-Tools software framework for modeling RTC in water resources systems ». *Journal of Hydroinformatics* 17 (1).
- Schweiger, G., H. Runvik, P.O. Larsson, S. Velut, et F. Magnusson. 2017. « Framework for dynamic optimization of district heating systems using Optimica Compiler Toolkit ». In *Proceedings of the 12th International Modelica Conference*. Prague, Czech Republic.
- Selle, T. 2014. « Optimisation des réseaux : « réseau actif et flexible » ». Thèse, Grenoble, France: Université de Grenoble.
- Sfeir, A., M.A. Bernier, T. Million, et A. Joly. 2005. « A Methodology to Evaluate Pumping Energy Consumption in GCHP Systems ». *ASHRAE Transactions* 111 (1).
- SNCU. 2017. « Enquête nationale sur les réseaux de chaleur et de froid - Restitution des statistiques sur les données 2015 ». Syndicat national du chauffage urbain et de la climatisation urbaine. <http://www.fedene.fr/actualites/rapport-de-lenquete-nationale-sur-les-reseaux-de-chaleur-et-de-froid>.
- Soons, F. F. M., J. I. Torrens, J. L. M. Hensen, et R. A. M. De Schrevel. 2014. « A Modelica based computational model for evaluating a renewable district heating system ». In *Proceedings of the 9th International Conference on System Simulation in Buildings*. Liege, Belgium.
- Stabat, P. 2003. « Modélisation de composants de systèmes de climatisation mettant en œuvre l'adsorption et l'évaporation d'eau ». Thèse, Paris, France: Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris.
- Sun, Y.Y, Y.H. Zhao, Y.J. Wang, Y.T. Hu, et Y.F. Ni. 2012. « Control Strategies on Yalong Bay Ice Storage District Cooling System ». *Advanced Materials Research* 433-440.
- Talebi, B., P. A. Mirzaei, A. Bastani, et F. Haghighat. 2016. « A Review of District Heating Systems: Modeling and Optimization ». *Frontiers in Built Environment* 2.
- The Shift Project. 2017. « Breakdown of Electricity Generation by Energy Source | The Shift Project Data Portal ». *The Shift Project Data Portal*. Consulté le mai 24. <http://www.tsp-data-portal.org/Breakdown-of-Electricity-Generation-by-Energy-Source#tspQvChart>.

- Thieriot, H., M. Nemer, M. Torabzadeh-Tari, P. Fritzson, R. Singh, et J.J. Kocherry. 2011. « Towards design optimization with OpenModelica emphasizing parameter optimization with genetic algorithms ». In *Proceedings of the 8th International Modelica Conference*. Dresden, Germany.
- TLK-Thermo GmbH, XRG Simulation GmbH, Institut für Thermofluidynamik (TUHH), et Institut für Energietechnik (TUHH). 2016. « ClaRa – Simulation of Clausius-Rankine cycles ». Consulté le novembre 5. <http://claralib.com/>.
- UNEP. 2014. « District Energy in Cities : Unlocking the Potential of Energy Efficiency and Renewable Energy ». Paris, France: United Nations Energy Program. <http://www.districtenergyinitiative.org/des-full-report>.
- US DOE. 2014. « Non-Vapor Compression HVAC Report ». USA: U.S. Department of Energy. <https://energy.gov/eere/buildings/downloads/non-vapor-compression-hvac-technologies-report>.
- Vande Cavey, M., R. De Coninck, et L. Helsen. 2014. « Setting up a framework for model predictive control with moving horizon state estimation using JModelica ». In *Proceedings of the 10th International Modelica Conference*. Lund, Sweden.
- Wächter, A., et L.T. Biegler. 2006. « On the implementation of an interior-point filter line-search algorithm for large-scale nonlinear programming ». *Mathematical Programming* 106 (1).
- Weber, C., F. Maréchal, et D. Favrat. 2007. « Design and optimization of district energy systems ». In *17th European Symposium on Computer Aided Process Engineering – ESCAPE17*, 24:1127–32. Amsterdam, Netherlands: Elsevier.
- Werner, Sven. 2016. « European space cooling demands ». *Energy*, Special issue on Smart Energy Systems and 4th Generation District Heating, 110.
- Wernstedt, Fredrik. 2005. « Multi-agent systems for distributed control of district heating systems ». Ph.D. thesis, Blekinge, Sweden: Blekinge Institute of Technology.
- Wetter, M. 2016. « Generic Optimization Program User Manual Version 3.1.1 ».
- Wetter, M., M. Bonvini, et T. S. Noudui. 2015. « Equation-Based Languages – A New Paradigm for Building Energy Modeling, Simulation and Optimization ». *Energy and Buildings*.

- Wetter, M., et J. Wright. 2004. « A comparison of deterministic and probabilistic optimization algorithms for nonsmooth simulation-based optimization ». *Building and Environment*, Building Simulation for Better Building Design, 39 (8).
- Wetter, Michael. 2013. « Fan and pump model that has a unique solution for any pressure boundary condition and control signal ». In *Proceedings of BS2013: 13th Conference of International Building Performance Simulation Association*. Chambéry, France.
- Wetter, Michael, et Christoph Haugstetter. 2006. « Modelica versus TRN-SYS—A comparison between an equation-based and a procedural modeling language for building energy simulation ». In *Proceedings of the 2nd SimBuild Conference*. Cambridge, MA, USA.
- Wystrcil, D., et D. Kalz. 2013. « Model-based optimization of control strategies for low-exergy space heating systems using an environmental heat source ». In *13th Conference of International Building Performance Simulation Association*. Chambéry, France.
- Wystrcil, D., et D. Kalz. 2015. « Comparison of control optimization approaches for low-exergy heating and cooling systems ». In *Proceedings of the 14th International Conference of the IBPSA*. Hyderabad, India.
- Yu, F. W., et K. T. Chan. 2007. « Optimum load sharing strategy for multiple-chiller systems serving air-conditioned buildings ». *Building and Environment* 42 (4).
- Yu, F. W., et K. T. Chan. 2008. « Improved energy performance of air cooled centrifugal chillers with variable chilled water flow ». *Energy Conversion and Management* 49 (6).
- Zhao, Hongping. 1995. « Analysis, Modelling and Operationnal Optimization of District Heating Systems ». Ph.D. thesis, Lyngby, Denmark: Technical University of Denmark.

Annexes

1	Validation du modèle de simulation du réseau de froid urbain	263
1.1	Estimation des mesures manquantes	263
1.2	Graphiques de synthèse : mesures et simulations	267
2	Conduite optimisée du réseau de froid urbain à l'aide du modèle	276
2.1	Évaluation de l'impact du critère d'optimisation et du niveau de la taxe EDS .	276
2.2	Utilisation du modèle d'optimisation de la répartition entre centrales à partir de prévisions	279

1 Validation du modèle de simulation du réseau de froid urbain

1.1 Estimation des mesures manquantes

D'après la liste des mesures disponibles et la synthèse des mesures nécessaires à la validation du modèle, il apparaît que les mesures de puissances électriques appelées par les groupes frigorifiques, les pompes côté évaporateur, les pompes côté condenseur et les pompes d'eau de Seine sont manquantes. De plus, une évaluation de la qualité des données (disponibilité et cohérence des mesures) a permis d'identifier plusieurs sous-stations dont les mesures étaient manquantes. Enfin, la température de l'ambiance externe aux tuyaux de distribution n'est pas mesurée. Les méthodes d'estimation pour chacune de ces mesures, nécessaires au processus de validation, sont présentées ci après.

1.1.1 Estimation des puissances électriques appelées par les groupes frigorifiques et par les pompes

Selon la disponibilité de la mesure d'intensité absorbée par le moteur I_{mot} , deux méthodes distinctes seront utilisées.

Cas n°1 : la mesure d'intensité absorbée par le moteur électrique est disponible

Ce cas concerne les groupes frigorifiques 5, 7 et 8, les pompes associées et les pompes du refroidissement à eau de Seine. Les moteurs électriques sont à moteur asynchrone triphasé. La puissance électrique appelée par ces moteurs s'écrit :

$$P_{mot} = \sqrt{3}UI_{mot}\cos(\varphi) \quad (82)$$

Les moteurs électriques des groupes frigorifiques sont à vitesse fixe. La tension d'alimentation U est régulée par un transformateur 20 kV/5.5kV et est supposée constante, égale à $U_{nom} = 5.5$ kV.

Les pompes sont à vitesse variable : le moteur électrique est alimenté par un variateur de fréquence. La tension d'alimentation U_{mot} varie proportionnellement avec la fréquence. La tension de court-circuit est négligée, U_{mot} s'écrit donc :

$$U_{mot} = U_{nom} \frac{f_{mot}}{f_{nom}} \quad (83)$$

Dans le système d'acquisition de mesures, le glissement¹² est négligé. Cette hypothèse est conservée. Le rapport de fréquence est directement mesuré et permet donc de calculer le rapport de vitesse de rotation de l'arbre moteur :

$$\frac{N_{mot}}{N_{nom}} = \frac{f_{mot}}{f_{nom}} \quad (84)$$

Le rendement du variateur de vitesse est également pris en compte selon la corrélation proposée par (Sfeir et al. 2005).

Le déphasage entre la tension et l'intensité est caractérisé par $\cos(\varphi)$ ou facteur de puissance. Il est fonction de la charge mécanique du moteur. La valeur nominale, à pleine charge, est disponible dans la documentation technique des moteurs étudiés. Cependant, la caractéristique complète n'est que rarement fournie. Deux modèles simples ont donc été développés après analyse des données disponibles, avec comme unique paramètre le facteur de puissance nominal.

Pour les moteurs de pompes, le facteur de puissance diminue avec le taux de charge τ_{mot} (rapport entre les puissances mécaniques réelles et nominales du moteur) selon une tendance parabolique (Flygt - ITT Industries 2005). Le modèle proposé s'écrit :

$$\cos(\varphi) = 0.1 + 2.5 \cos(\varphi)_{nom} \tau_{mot} - 2.6 \cos(\varphi)_{nom} \tau_{mot}^2 \quad (85)$$

Pour les moteurs de compresseurs de groupes frigorifiques, le facteur de puissance est relativement constant jusqu'à la mi-charge. Les groupes frigorifiques étudiés sont rarement conduits à des charges inférieures. Dès lors, l'hypothèse d'un facteur de puissance constant a été retenue. Les modèles proposés sont comparés aux données disponibles sur la Figure 176.

¹² Le glissement, exprimé en %, est la différence entre la fréquence d'alimentation et la vitesse de rotation du moteur.

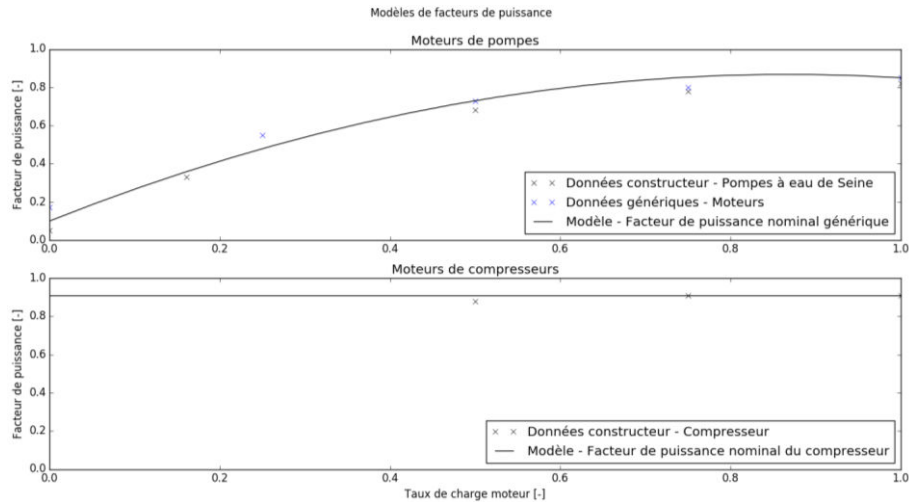


Figure 176 : Modèles de facteur de puissance pour les pompes et les compresseurs des groupes frigorifiques

Le taux de charge mécanique du moteur n'est pas accessible à partir des mesures disponibles. Il est approché par le taux de courant absorbé τ_I , calculable à partir de l'intensité moteur et défini comme suit :

$$\tau_I = \frac{I_{mot}}{I_{nom}} \quad (86)$$

L'erreur engendrée par cette méthode d'estimation peut être évaluée par comparaison avec la mesure directe de puissance électrique des pompes de distribution (seule mesure directement de puissance électrique disponible). Sur la période sélectionnée sur la Figure 178 (juillet 2014), la MAPE est de 13.8%.

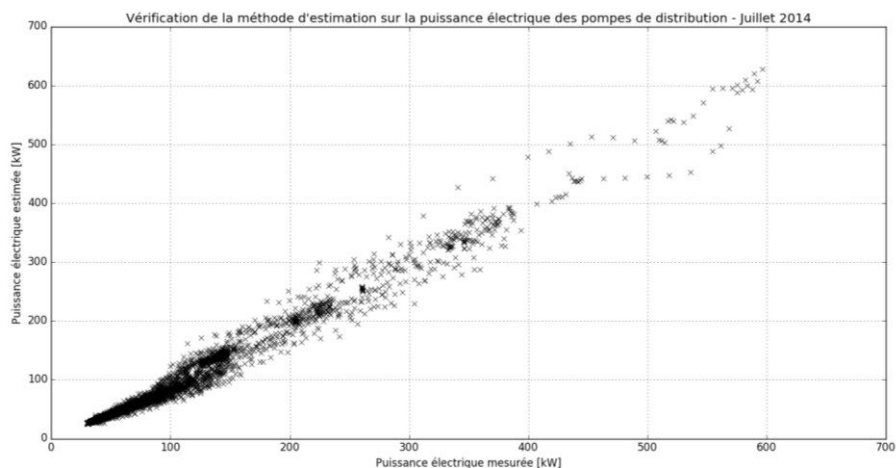


Figure 177 : Comparaison entre la puissance électrique mesurée sur les pompes de distribution et la puissance électrique estimée à partir de la mesure d'intensité

Cas n°2 : la mesure d'intensité absorbée par le moteur électrique est indisponible

Ce cas concerne les groupes frigorifiques 1, 2, 3 et 6 et leurs pompes. Ces équipements sont engagés pour les périodes de free-cooling (1 et 2) et de pointe (3 et 6). Leur poids sur l'énergie électrique annuelle est donc mineur. La puissance électrique de l'équipement est estimée à sa puissance électrique nominale dès lors qu'il est engagé.

Correction par bilan de puissance électrique global

La mesure de puissance électrique totale, utilisée pour le comptage, est disponible au niveau du poste Haute Tension (HT). Le bilan global s'écrit :

$$P_{HT} = P_{production} + P_{distribution} + P_{refroidissement} + P_{auxilliaires} \quad (87)$$

La puissance électrique des pompes de distribution est mesurée. La puissance électrique des auxiliaires comprend les équipements consommateurs d'électricité hors groupes frigorifiques et pompes (ex : pertes des transformateurs, automates, éclairage des locaux). La puissance minimale des auxiliaires est supposée appelée en hiver. Dès lors, une approximation est obtenue par la mesure de P_{HT} en free-cooling, lorsque $P_{production} = 0$. La valeur retenue est $P_{auxilliaires,min} = 170$ kW. Ainsi, la valeur estimée de $P_{production} + P_{refroidissement}$ est bornée par $P_{HT} - P_{distribution} - P_{auxilliaires,min}$.

1.1.2 Estimation de la puissance frigorifique et de la température retour des sous-stations

Lorsque le nombre de mesures manquantes sur une sous-station est important, l'estimation par interpolation sur les séries temporelles de puissance et température n'est plus envisageable. Les mesures sont ignorées et la méthode suivante est employée :

- Puissance frigorifique : estimation à partir de la somme des puissances instantanées mesurées sur les sous-stations où les mesures sont disponibles, mise à l'échelle avec l'énergie frigorifique mensuelle (relevée pour facturation).
- Température de retour : supposée constante et égale à 10°C (valeur moyenne de la température retour centrale, voir Figure 179).

1.1.3 Estimation de la température d'ambiance externe des tuyaux de distribution

Les tuyaux du réseau de distribution sont enterrés ou cheminent à travers des égouts ou des galeries techniques. Afin de simplifier le travail de paramétrage de la géométrie du réseau, la température d'ambiance externe est supposée unique et constante. Cette température a été identifiée par une étude du gestionnaire de réseau et est prise égale à 17°C (Charpy 2015) en moyenne sur l'année.

1.1.4 Estimation de la hauteur de la Seine

La puissance thermique aux condenseurs est évacuée par refroidissement à eau de Seine. L'eau fraîche est aspirée à 1.5 m du lit du fleuve et remplit 2 bassins à hauteur contrôlée. Après passage dans les échangeurs, l'eau réchauffée est refoulée dans la Seine. Dès lors, la hauteur variable de la Seine engendre une variation temporelle de la caractéristique hydraulique du primaire. D'après l'historique, la variation saisonnière hiver/été est de 2 m, soit 0.2 bar.

En absence de modèle de prévision sur cette entrée, une valeur constante est utilisée dans les simulations. En été, la hauteur géométrique retenue est de 0.07 bar.

1.2 Graphiques de synthèse : mesures et simulations

Code schéma	Nom de la mesure	Modèle de validation	Type
V0	Débit réseau	Distribution	Sortie
DP0	Pression différentielle réseau	Distribution	Condition
P1 à P4	Puissance électrique pompes distri-	Distribution	Sortie
N1 à N4	Vitesse pompes distribution	Distribution	Commande
A1 à A7	Allumage groupes frigorifiques	Production-Refroidissement	Commande
V2 à V8	Débit condenseurs	Production-Refroidissement	Sortie
V9 à V15	Débit évaporateurs	Production-Refroidissement	Sortie
V1	Débit rejet eau de Seine	Production-Refroidissement	Sortie
V0	Débit réseau	Production-Refroidissement	Condition
I1 à I3	Intensité moteur compresseurs	Production-Refroidissement	Sortie
I4 à I6	Intensité moteur pompes conden-	Production-Refroidissement	Sortie
I10 à I12	Intensité moteur pompes eau de	Production-Refroidissement	Sortie
I7 à I9	Intensité moteur pompes évapora-	Production-Refroidissement	Sortie
O1 à O8	Ouverture vannes échangeurs eau de	Production-Refroidissement	Commande
T1 à T7	Température de sortie évaporateur	Production-Refroidissement	Consigne
T0	Température départ centrale	Production-Refroidissement	Sortie
T8	Température eau de Seine	Production-Refroidissement	Condition
T11	Température minimale sortie refroi-	Production-Refroidissement	Consigne
T9	Température rejet eau de Seine	Production-Refroidissement	Sortie
T10	Température retour centrale	Production-Refroidissement	Condition
N5 à N7	Vitesse pompes condenseur	Production-Refroidissement	Commande
N11 à N14	Vitesse pompes eau de Seine	Production-Refroidissement	Commande
N8 à N10	Vitesse pompes évaporateur	Production-Refroidissement	Commande
V0	Débit réseau	Réseau	Sortie
DP1 à DP42	Pression différentielle livraison	Réseau	Sortie
DP0	Pression différentielle réseau	Réseau	Condition
Q1 à Q42	Puissance frigorifique sous-station	Réseau	Consigne
T0	Température départ centrale	Réseau	Condition
T12 à T53	Température livraison sous-station	Réseau	Sortie
T10	Température retour centrale	Réseau	Sortie
T54 à T95	Température retour sous-station	Réseau	Condition

Tableau 31 : Inventaire des mesures disponibles utilisées pour la validation

Code schéma	Nom de la mesure	Capteur	Précision	Echantillonnage
V0	Débit réseau	Débitmètre électro-magnétique	2% lecture	1 h
DP0	Pression différentielle réseau	Transmetteur de pression différentielle par mem-	0.04 % pleine échelle	1 h
P1 à P4	Puissance électrique pompes dis-	Wattmètre	1% pleine échelle + 1 digit	1 h
N1 à N4	Vitesse pompes distribution	Signal (fréquence)		1 h
A1 à A7	Allumage groupes frigorifiques	Signal		10 min
V2 à V8	Débit condenseurs	Débitmètre annubar	5% pleine échelle	10 min
V9 à V15	Débit évaporateurs	Débitmètre annubar	5% pleine échelle	10 min
V1	Débit rejet eau de Seine	Débitmètre à ultra-sons	3% lecture	10 min
V0	Débit réseau	Débitmètre électro-magnétique (comptage d'im-	2% lecture	1 h
I1 à I3	Intensité moteur compresseurs	Transformateur de courant	0.1% pleine échelle	10 min
I4 à I6	Intensité moteur pompes con-	Variateur de vitesse		10 min
I10 à I12	Intensité moteur pompes eau de	Variateur de vitesse		10 min
I7 à I9	Intensité moteur pompes évapo-	Variateur de vitesse		10 min
O1 à O8	Ouverture vannes échangeurs	Signal		10 min
T1 à T7	Température de sortie évapora-	Sonde PT100 avec transmetteur filaire	0.1 K	10 min
T0	Température départ centrale	Sonde PT100 direct	0.1 K	10 min
T8	Température eau de Seine	Sonde PT100 avec transmetteur filaire	0.1 K	10 min
T11	Température minimale sortie re-	Sonde PT100 avec transmetteur filaire	0.1 K	10 min
T9	Température rejet eau de Seine	Sonde PT100 avec transmetteur filaire	0.1 K	10 min
T10	Température retour centrale	Sonde PT100 direct	0.1 K	10 min
N5 à N7	Vitesse pompes condenseur	Variateur de vitesse		10 min
N11 à N14	Vitesse pompes eau de Seine	Variateur de vitesse		10 min
N8 à N10	Vitesse pompes évaporateur	Variateur de vitesse		10 min
V0	Débit réseau	Débitmètre électro-magnétique	2% lecture	1 h
DP1 à DP42	Pression différentielle livraison	Manomètres (aller et retour)	0.3 % lecture	1 h
DP0	Pression différentielle réseau	Transmetteur de pression différentielle par mem-	0.04 % pleine échelle	1 h
Q1 à Q42	Puissance frigorifique sous-sta-	Compteur de frigories (Débitmètre électro-magné-	<4.6 %	1 h
T0	Température départ centrale	Sonde PT100 direct	0.1 K	1 h
T12 à T53	Température livraison sous-sta-	Sonde PT100	0.3 K (0.06 K ΔT)	1 h
T10	Température retour centrale	Sonde PT100 direct	0.1 K	1 h
T54 à T95	Température retour sous-station	Sonde PT100	0.3 K (0.06 K ΔT)	1 h

Tableau 32 : Caractéristiques des mesures disponibles (rouge : valeur inconnue)

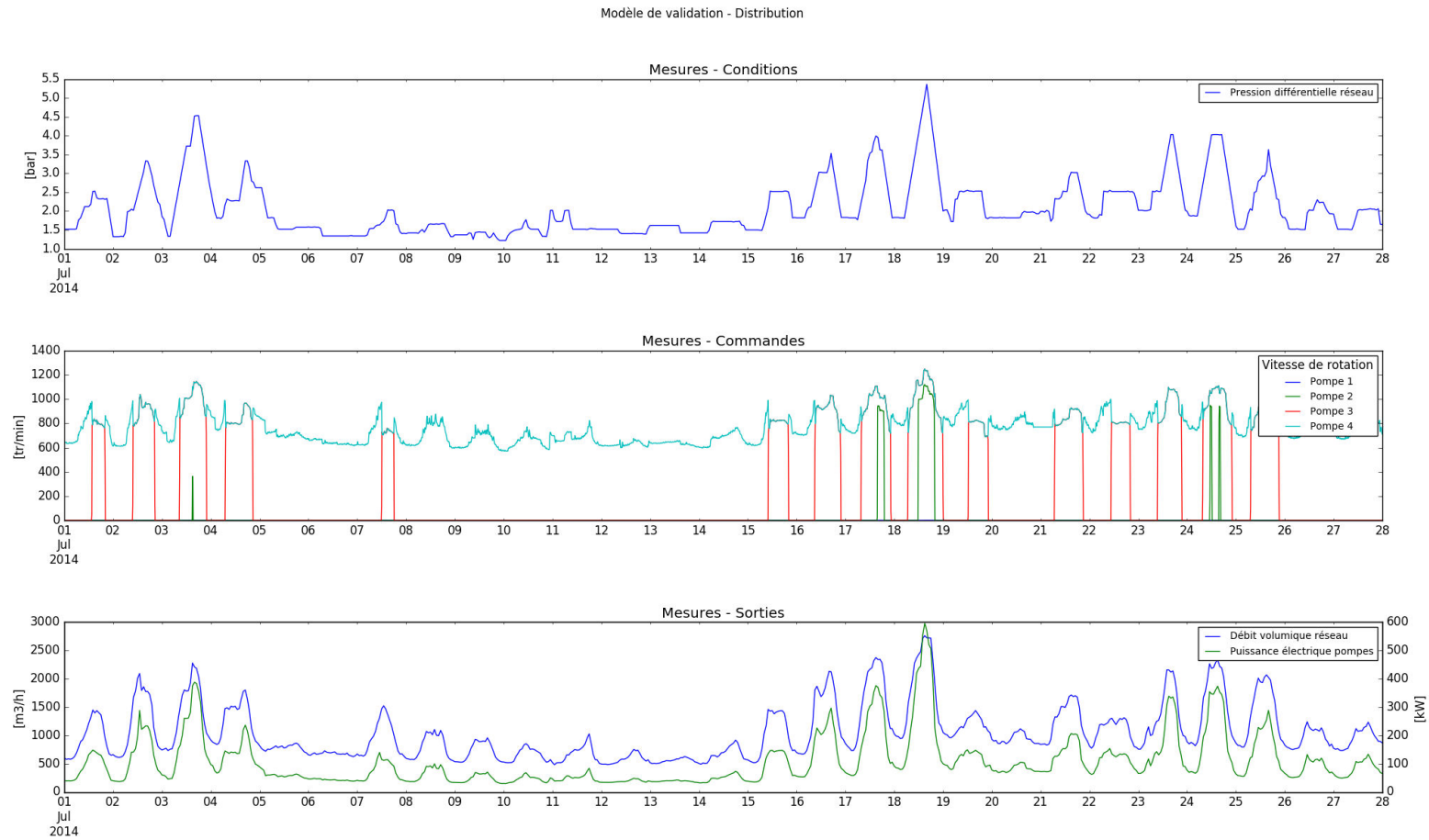


Figure 178 : Extrait des mesures utilisées pour la validation du modèle de distribution

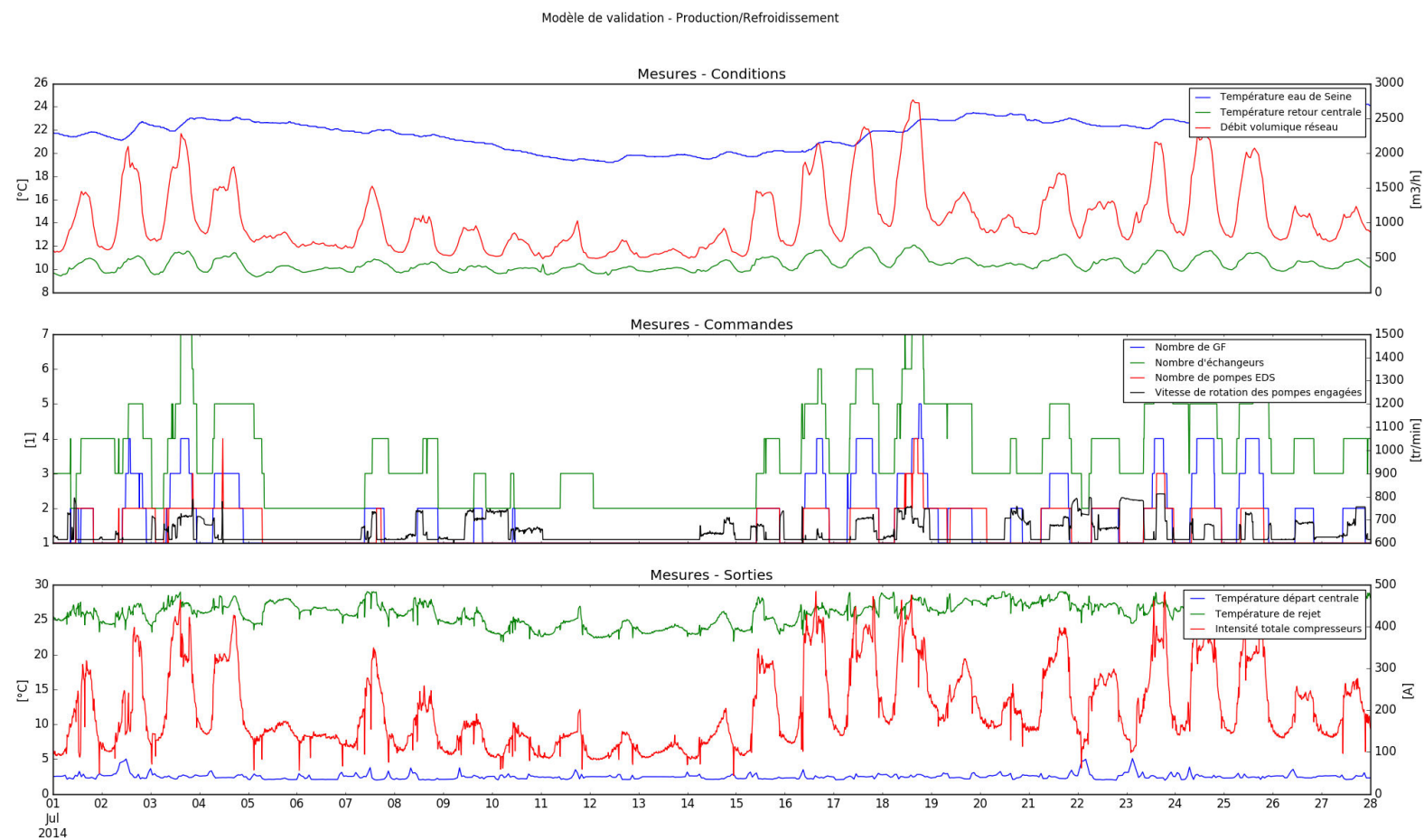


Figure 179 : Extrait des mesures utilisées pour la validation du modèle de production-refroidissement

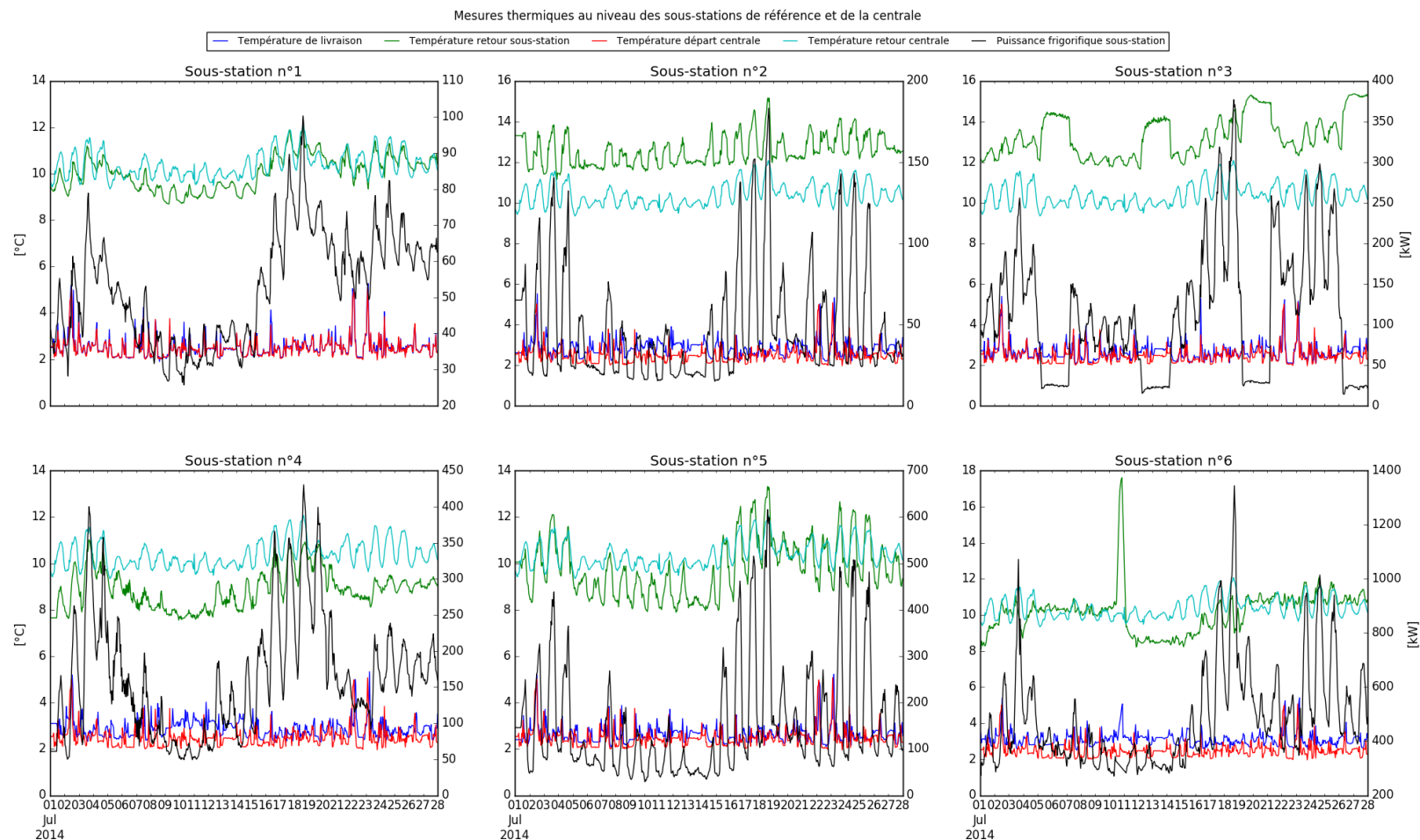


Figure 180 : Extrait des mesures thermiques utilisées pour la validation du modèle de réseau

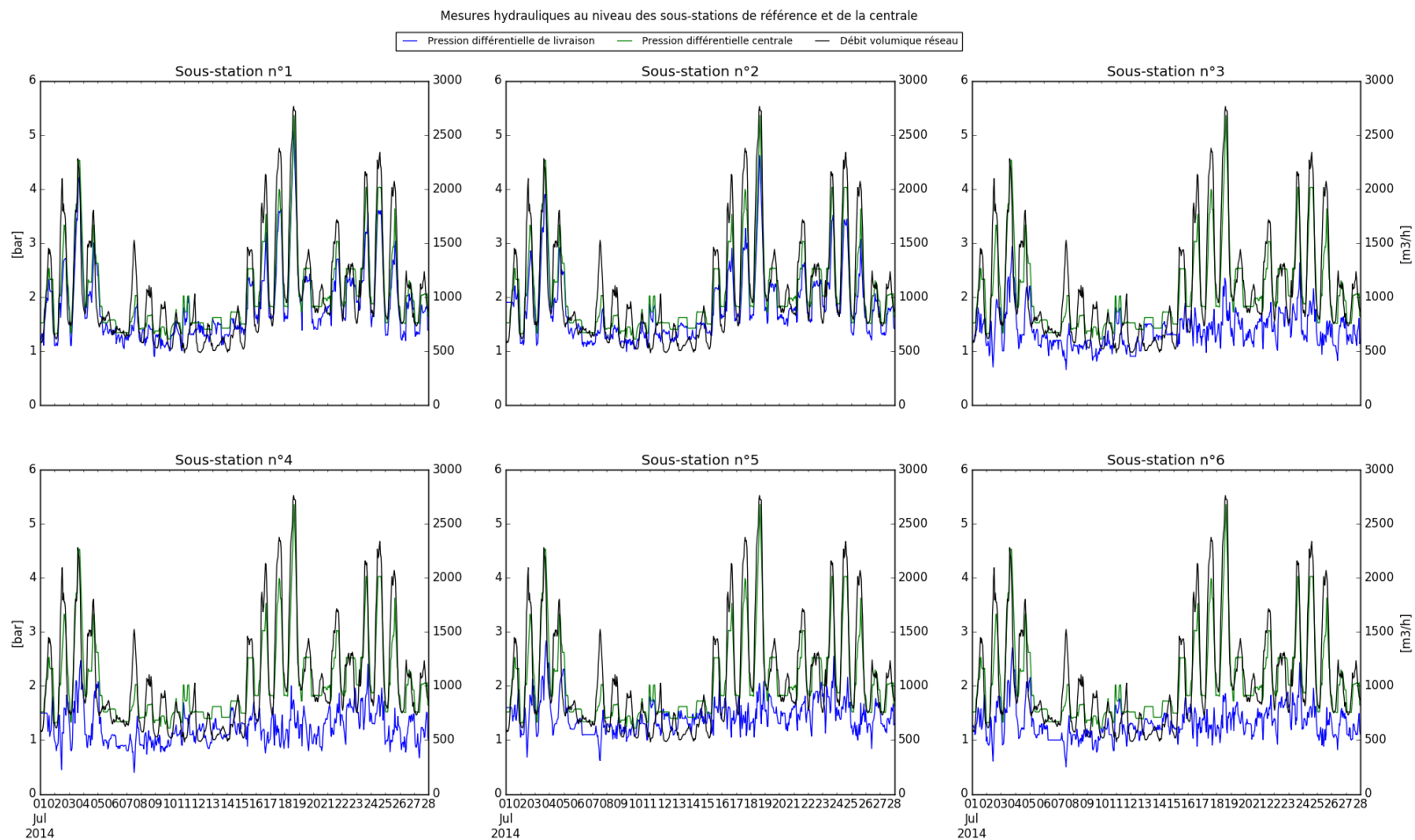


Figure 181 : Extrait des mesures hydrauliques utilisées pour la validation du modèle de réseau

<i>Modèle</i>		<i>Description du paramètre</i>	<i>Unité du paramètre</i>	<i>Source</i>
<i>Sous-système</i>	<i>Composant</i>			
Réseau	Sous-station	Puissance souscrite	kW	Contrat client
		Point de fonctionnement hydraulique de l'échangeur	[m³/h, bar]	Valeurs du dimensionnement
		Point de fonctionnement hydraulique des organes de régulation	[m³/h, bar]	
	Tuyau	Longueur	m	Plans du réseau (SIG)
		Résistance thermique linéique	m.K/W	Paramétrage validé d'un autre outil de simulation
		Diamètre	mm	Valeurs standardisées, à partir des plans du réseau (SIG)
		Epaisseur	mm	Valeurs standardisées, à partir du diamètre et matériau
		Capacité thermique du matériau	kJ/(kg.K)	Propriétés thermo-physiques du matériau
		Masse volumique du matériau	kg/m³	Propriétés thermo-physiques du matériau
Production	Groupe frigorifique	Capacité frigorifique nominale	kW	Documentation technique du fabricant
		EER nominal	kW/kW	Documentation technique du fabricant
		Point de fonctionnement hydraulique nominal par échangeur	[m³/h, bar]	Documentation technique du fabricant
Refroidissement	Echangeur à eau de Seine	Surface d'échange	m²	Documentation technique du fabricant
		Coefficient de transfert thermique convectif	W/(m².K)	Documentation technique du fabricant
		Résistance thermique d'encrassement	m².K/W	Documentation technique du fabricant
		Points de fonctionnement hydraulique nominaux côté chaud et côté frigorifique	[m³/h, bar]	Documentation technique du fabricant
		Volume d'eau	m³	Documentation technique du fabricant

Tableau 33 : Synthèse des paramètres disponibles

<i>Modèle</i>		Description du paramètre	Unité du paramètre	Eléments disponibles	Source	Estimation
Sous-système	Composant					
Réseau	Tuyau	Rugosité du matériau	mm	Plage de valeur identifiée via un autre outil de simulation : [1;3] mm	/	Identification d'une rugosité moyenne
Production	Groupe frigorifique	Caractéristique non-nominale de la capacité frigorifique	[-]	Non	/	Identification pour les groupes frigorifiques 5, 7 et 8
		Caractéristique non-nominale de l'EER à pleine charge	[-]	Non	/	Identification pour les groupes frigorifiques 5, 7 et 8
		Caractéristique non-nominale de l'EER à charge partielle	[-]	Oui, pour l'influence du taux de charge, sur les GF 1, 2, 5, 7, et 8	Documentation technique	Identification pour les groupes frigorifiques 5, 7 et 8
		Taux de charge minimum	kW/kW	Non	/	Valeur générique ou experte
		Volume d'eau par échangeur	m³	Non	/	Valeur générique ou experte
	Bouteille de découplage	Volume d'eau	m³	Non	/	Valeur générique ou experte
		Taux de débit chaud descendant	-	Non	/	Valeur générique ou experte
Refroidissement	Vannes deux voies motorisées	Caractéristique hydraulique	[m³/h, bar]	Non	/	Valeur générique ou experte
		Constante de temps du moto-variateur	s	Non	/	Valeur générique ou experte
Distribution / Production / Refroidissement	Pompe	Caractéristique hydraulique	[m³/h, bar]	Oui pour les pompes eau de Seine et les pompes des groupes frigorifiques 7 et 8	Documentation technique	Identification pour les pompes de distribution
		Caractéristique de rendement	[m³/h, kW/kW]	Oui pour les pompes eau de Seine et les pompes des groupes frigorifiques 7 et 8	Documentation technique	Identification pour les pompes de distribution
		Constante de temps thermique	s	Non	/	Valeur générique ou experte
		Constante de temps du moto-variateur	s	Non	/	Valeur générique ou experte
Distribution / Production / Refroidissement	Clapet anti-retour	Caractéristique hydraulique	[m³/h, bar]	Non	/	Valeur générique ou experte
Production / Refroidissement	Tuyau	Point de fonctionnement hydraulique nominal	m³/h, bar	Non	/	Identification pour les boucles primaire EDS, condenseur et évaporateur

Tableau 34 : Synthèse des paramètres manquants

2 Conduite optimisée du réseau de froid urbain à l'aide du modèle

2.1 Évaluation de l'impact du critère d'optimisation et du niveau de la taxe EDS

Le coût d'exploitation du réseau de froid est dominé par le coût des consommations électriques. Il est cependant composé d'autres postes dépendant de l'utilisation des centrales : le coût de l'eau traitée (4.5€/m^3) sur les centrales à TAR et le coût de la taxe sur le volume d'eau utilisé de la Seine (appelée par la suite taxe EDS). Cette taxe, actuellement appliquée à un niveau bas (2.3€/dam^3), est potentiellement amenée à augmenter entre juin et décembre (17.7€/dam^3). L'objectif ici est d'analyser l'impact de la prise en compte des coûts non-énergétiques dans le cadre d'une optimisation économique de la conduite du réseau. La déformation de la solution est dans un premier temps analysée (2.1.1). Ensuite, nous nous intéresserons à l'impact sur les performances énergétiques et économiques (2.1.2).

2.1.1 Impact sur la répartition de puissance entre centrales

L'optimisation de la répartition entre centrales est effectuée à partir d'un profil historique annuel au pas de temps horaire. 3 cas sont comparés : une optimisation sur critère énergétique (EER) et deux optimisations sur critère économique (cout avec taxe EDS basse puis haute). Les résultats sont présentés en énergie frigorifique produite par mois par la centrale à TAR (Figure 182).

Part de la production de la centrale TAR dans la production totale en fonction du critère et du niveau de la taxe EDS sur une année

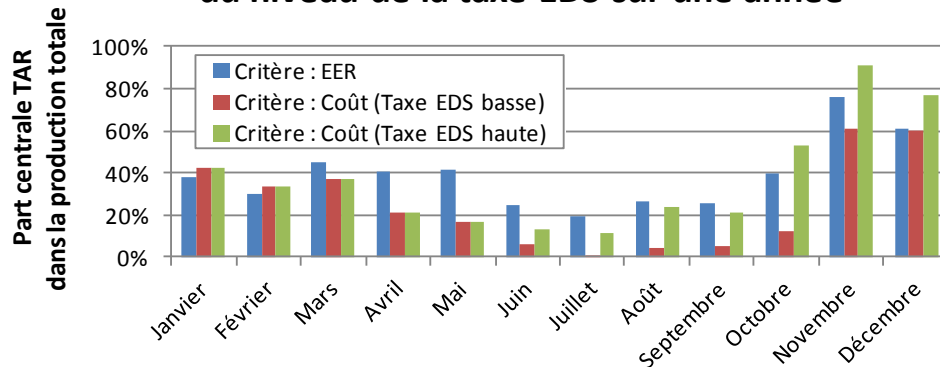


Figure 182 : Part de la production de la centrale TAR dans la production totale en fonction du critère d'optimisation et du niveau de la taxe EDS sur une année

La prise de décision sur critère de coût, avec une taxe EDS basse, a pour effet de pénaliser la centrale à TAR entre mars et décembre. La centrale à TAR n'est pas engagée, dans ces conditions, au mois de juillet. En janvier et février cependant, la centrale à TAR est favorisée comparée à une conduite sur critère EER. La taxe EDS, même à un niveau bas, réduit l'utilisation de la centrale EDS alors que la consommation d'eau par unité de froid produit est plus faible durant cette période. Lorsque la taxe EDS est élevée (juin-décembre), la centrale à TAR est logiquement plus utilisée. La production dépasse le niveau observé avec une optimisation énergétique entre octobre et décembre.

2.1.2 Impact sur les performances annuelles des centrales

L'impact sur les performances annuelles (consommation électrique et coût total) des centrales est analysé sur 4 profils historiques différents.

Sur la Figure 183, la taxe EDS est fixée à un niveau bas et les performances d'une conduite économique sont comparées relativement aux performances d'une conduite basée sur l'EER. Le coût total est réduit de 2.6% à 3.6%, tandis que la consommation électrique augmente de 1.4% à 2.2%. Le surcoût électrique est compensé par la baisse des coûts en eau engendrés par une moindre utilisation de la centrale à TAR.

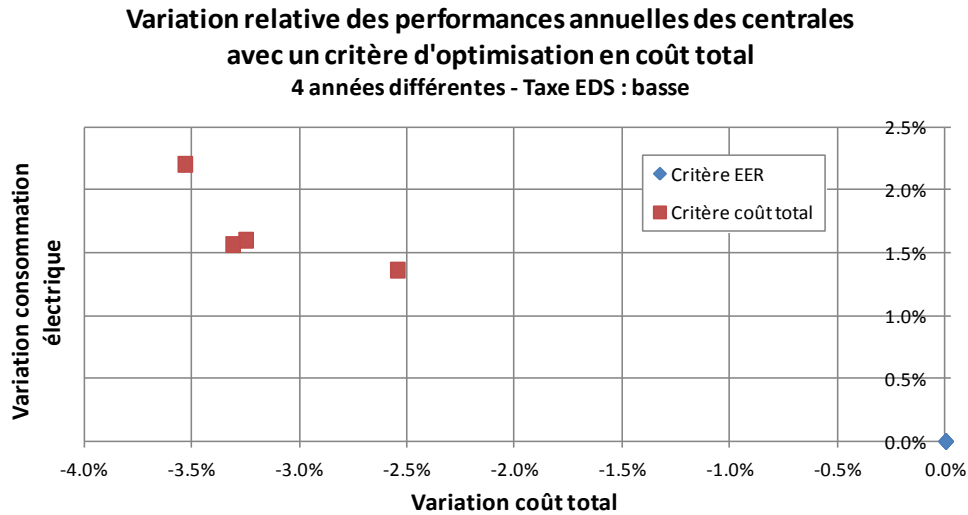


Figure 183 : Variation relative des performances annuelles des centrales avec un critère d'optimisation en coût total (4 années différentes, taxe EDS basse)

Sur la Figure 184, le critère d'optimisation est économique. Les performances du réseau avec une taxe EDS élevée sont comparées relativement aux performances avec une taxe EDS basse. Nous avons observé, sur la Figure 182, que l'augmentation de la taxe engendrait une augmentation de l'utilisation de la centrale à TAR. Bien que la centrale à TAR ne soit pas engagée à sa puissance optimale du point de vue énergétique, la consommation électrique du réseau est diminuée entre 0.1% et 0.5%. Le coût total du réseau augmente entre 13.9% et 17.1% : l'utilisation de la centrale à EDS, malgré la pénalisation liée à la taxe EDS, est nécessaire pour répondre au besoin de puissance du réseau.

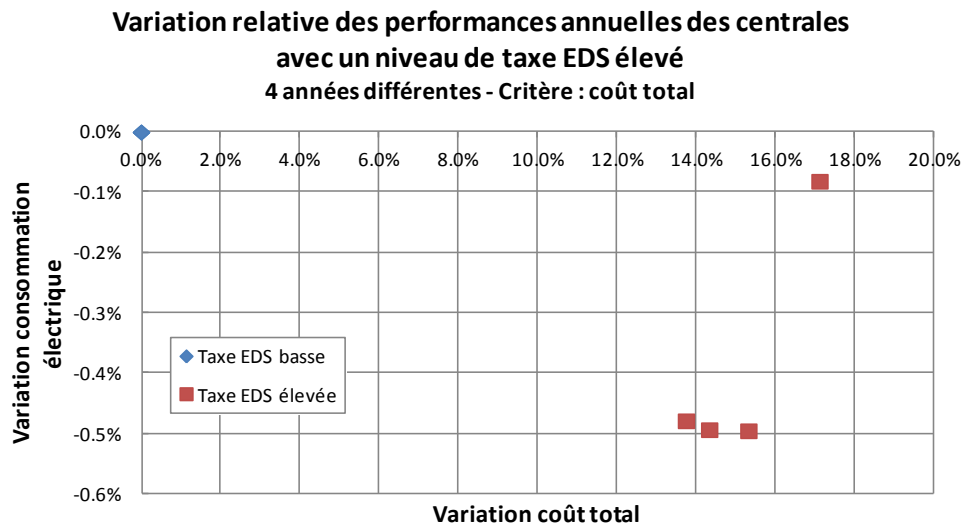


Figure 184 : Variation relative des performances annuelles des centrales avec un niveau de taxe EDS élevé

2.2 Utilisation du modèle d'optimisation de la répartition entre centrales à partir de prévisions

Le modèle d'optimisation de la répartition entre centrales a été utilisé à partir de données historiques présentés dans le Chapitre 5. Nous proposons d'évaluer l'impact sur la solution, sur deux semaines (été et hiver), de l'utilisation à partir d'une prévision d'air extérieur (2.2.2). Les modèles utilisés, de type statistiques, pour la prévision des conditions de la température des sources de refroidissement des centrales (air humide et eau de Seine) et de la demande aux sous-stations sont également présentés (2.2.1).

2.2.1 Modèles prévisionnels de type statistique

Modèle de la demande des sous-stations par apprentissage artificiel

(Berthou 2013; Talebi et al. 2016) ont réalisé une revue bibliographique des modèles adaptés à la prévision de la demande des bâtiments. Parmi les modèles statistiques, dit *boîte noire*, les méthodes d'apprentissage artificiel sont basées sur l'identification de paramètres sur les séries temporelles passées de la variable à prédire. Ils sont largement utilisés lorsqu'un jeu de données d'apprentissage suffisamment large est disponible.

Dans notre cas, un algorithme d'apprentissage artificiel de type *Forêts Aléatoires* est utilisé pour prédire la puissance frigorifique et la température de retour à chaque sous-station (Breiman 2001). Les variables explicatives du modèle sont la température extérieure et l'horodatage, duquel est déduit l'heure de la journée, le jour de la semaine et l'occurrence de jours fériés et de vacances scolaires. Chaque sous-station utilise un modèle identifié spécifiquement. Pour une utilisation à court-terme, le modèle est corrigé par un procédé d'auto-régression sur les mesures récentes.

Modèle de température d'eau de Seine et de température humide

La prévision météo disponible concerne la température d'air extérieur. Cependant, la température d'eau de Seine et la température humide sont nécessaires pour la modélisation des centrales de production. Dès lors, un jeu de données mesurées, couvrant une période de 13 ans, a été exploité (Figure 185). Deux corrélations ont été déduites à partir des valeurs médianes à prédire pour chaque intervalle (1 K) de température d'air.

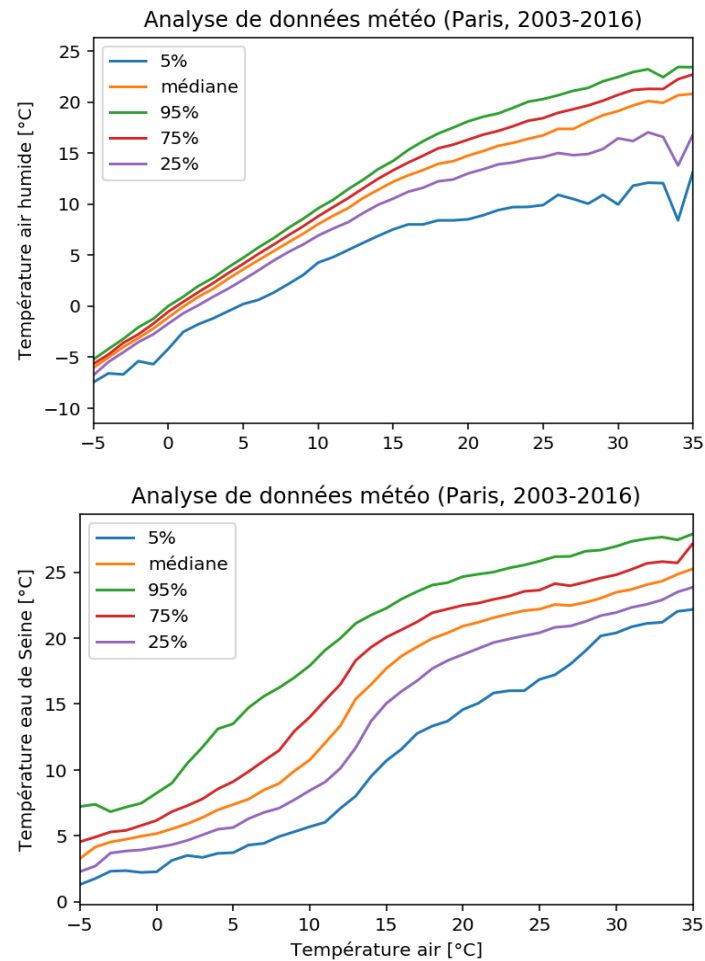


Figure 185 : Analyse de données météo de Paris (2003-2016) : température humide et température eau de Seine en fonction de la température d'air

2.2.2 Évaluation de l'impact de l'erreur de prévision

L'impact de l'erreur de prévision est évalué sur la solution de la méthode d'optimisation de la répartition entre centrales. L'erreur relative sur la prévision et sur la production résultante sont analysées sur 2 semaines : hiver (janvier) et été (juillet).

Sur la semaine d'hiver (Figure 186), l'erreur relative sur la production de la centrale à TAR est 2.9% tandis que sur la semaine d'été (Figure 187), l'erreur relative sur la production de la centrale à TAR est -7.9%.

Part de la production de la centrale TAR dans la production totale

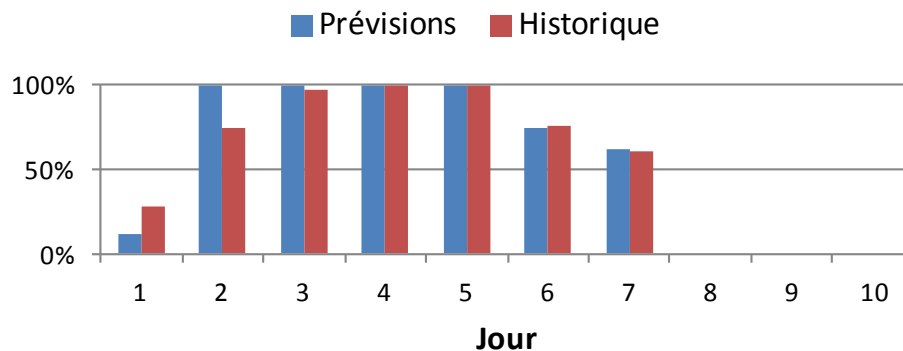


Figure 186 : Part de la production de la centrale TAR dans la production totale (janvier)

Part de la production de la centrale TAR dans la production totale

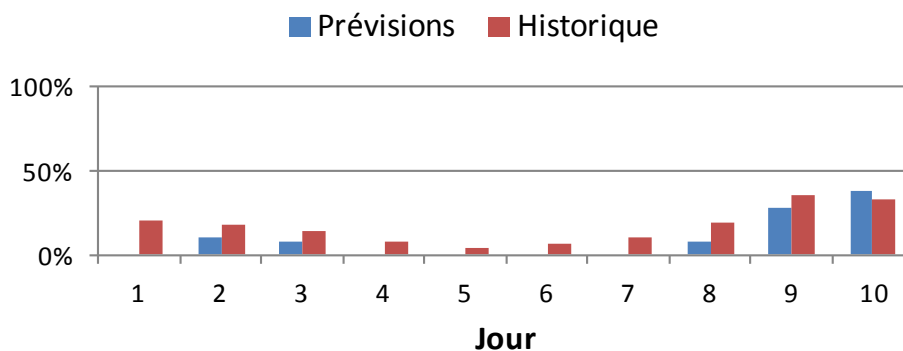


Figure 187 : Part de la production de la centrale TAR dans la production totale (juillet)

Nous remarquerons que sur certains jours, l'erreur de prévisions modifie l'engagement des centrales (cf. semaine d'hiver, jours 2 et 3). Dès lors, il faudrait réaliser une analyse sur la dégradation du coût, engendrée par la conduite calculée à partir de prévisions appliquées aux conditions réelles, avant d'utiliser le modèle à titre prévisionnel.

Résumé

La maîtrise de la demande en climatisation des bâtiments tertiaires peut contribuer à la limitation du réchauffement climatique à 2°C. Les réseaux de froid urbain sont une solution pour répondre à cette demande avec une haute efficacité énergétique. Une conduite performante est cependant essentielle pour maintenir et augmenter leurs avantages compétitifs. L'objectif de la thèse est de contribuer à la construction d'un outil d'aide à la conduite journalière des réseaux de froid. La difficulté réside à deux niveaux : la diversité des décisions et la complexité des phénomènes physiques sous-jacents. L'originalité est de proposer une méthodologie pour aider au pilotage des groupes frigorifiques, des tours aéroréfrigérantes, de la pression différentielle et de la répartition de puissance entre des centrales de production aux performances variables. La méthodologie développée est appliquée au réseau de froid de Paris-Bercy exploité par Climespace. Tout d'abord, un modèle intégrant une représentation physique des centrales de production, du réseau de distribution et des sous-stations, est développé. En particulier, un modèle de type semi-empirique, paramétrable sur des mesures, est modifié pour calculer les performances non-nominales des groupes frigorifiques centrifuges. La validation du modèle complet est réalisée sur un jeu de données indépendant de l'identification. Ensuite, le modèle est exploité pour rechercher une conduite optimisée à partir d'un modèle de prévision de la demande. La méthode proposée est séquentielle : résolution a priori des optimisations locales puis génération de modèles quadratiques de centrales servant à déterminer la répartition optimale. La pression différentielle est minimisée à partir de l'identification, par simulation, de la sous-station défavorisée. Enfin, la réduction de la consommation électrique est évaluée sur une semaine d'été.

Mots Clés

réseaux de froid, groupes frigorifiques centrifuges, identification des paramètres, modélisation thermo-hydraulique, simulation dynamique, optimisation énergétique

Abstract

Cooling demand management of commercial buildings can contribute to limit global warming below 2°C. District cooling, to this end, is an energy-efficient solution. However, improving operational performance is of great importance to ensure and increase its competitive advantages. The aim of this thesis is to contribute to the development of a decision-support tool for daily operation of district cooling networks. Challenges lie at two levels: diversity of decisions to be taken and complexity of physical phenomena involved. The original aspect of our work is to propose a methodology to improve chillers and cooling towers control, differential pressure management and dispatching between production plants with variable efficiency. Our developments are applied to the district cooling of Paris-Bercy, operated by Climespace. First, a model featuring a physical description of chilled-water production plants, distribution network and buildings substations, is developed. In particular, a semi-empirical model with identified parameters is modified to compute non-nominal characteristics of centrifugal chillers. The system model is validated against an independent dataset. Then, the model is used to find optimized controls from cooling load forecast. The proposed methodology is sequential: pre-computation of optimal set-points at plant level and then generation of quadratic plant models to solve the dispatching optimization problem at each time step. Differential pressure is minimized with a simulation-based tracking of the critical substation. To conclude, electricity consumption reduction with optimized controls is evaluated during a summer week.

Keywords

district cooling networks, centrifugal chillers, parameter identification, thermo-hydraulic modeling, dynamic simulation, energy optimization