



HAL
open science

Modélisation pour l'aide à la conception de nouvelles architectures de réseaux de chaleur et de froid

Rémi Patureau

► **To cite this version:**

Rémi Patureau. Modélisation pour l'aide à la conception de nouvelles architectures de réseaux de chaleur et de froid. Dynamique des Fluides [physics.flu-dyn]. Université Paris sciences et lettres, 2023. Français. NNT : 2023UPSLM010 . tel-04224764

HAL Id: tel-04224764

<https://pastel.hal.science/tel-04224764v1>

Submitted on 2 Oct 2023

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 PSL

Préparée à MINES Paris

Modélisation pour l'aide à la conception de nouvelles architectures de réseaux de chaleur et de froid

Soutenue par

Rémi PATUREAU

Le 24 janvier 2023

École doctorale n°621

**Ingénierie des Systèmes,
Matériaux, Mécanique,
Énergétique**

Spécialité

**Énergétique et génie des
procédés**

Composition du jury :

Bruno LACARRIÈRE Professeur, IMT Atlantique	<i>Président du jury</i>
Pierre DEWALLEF Professeur, Université de Liège	<i>Rapporteur</i>
Jean-Michel RENEAUME Professeur, Université de Pau et des Pays de l'Adour	<i>Rapporteur</i>
Sihem GUERNOUTI Docteur, CEREMA	<i>Examinatrice</i>
Eric PEIRANO Docteur, EFFICACITY	<i>Examineur</i>
Valentin GAVAN Docteur, Engie Lab CRIGEN	<i>Examineur</i>
Cong-Toan TRAN Docteur, MINES Paris	<i>Examineur</i>
Pascal STABAT Professeur, MINES Paris	<i>Directeur de thèse</i>

Remerciements

Je profite de ces premières lignes pour remercier celles et ceux qui m'ont accompagné sur le long chemin ayant pour point d'orgue ce manuscrit.

Je remercie tout d'abord les membres du jury qui ont accepté d'évaluer mon travail. Merci aux rapporteurs Pierre Dewallef et Jean-Michel Reneaume d'avoir relu ce manuscrit avec attention et pour leurs retours positifs, et merci à Bruno Lacarrière, président de ce jury, ainsi qu'à Sihem Guernouti et à Eric Peirano pour leurs questions pertinentes.

Je remercie ensuite particulièrement mes encadrants. Merci à Valentin Gavan d'avoir cru en moi dès le début et de m'avoir fourni les ressources pour mener cette thèse dans les meilleures conditions. Merci à Cong-Toan Tran pour ses conseils, sa patience et sa disponibilité. Enfin, merci à Pascal Stabat pour avoir guidé cette thèse, pour sa disponibilité, son soutien continu et sans faille, ses conseils, ses innombrables relectures, mais avant tout pour ses qualités humaines qui ont permis une ambiance propice à l'épanouissement de chacun au sein de l'équipe MDE.

J'en profite pour remercier l'ensemble de l'équipe des Mines : les permanents (Bruno et Thomas B.), ceux qui ont déjà fini leur thèse (Baptiste, Tam, Enora, Valentin D. et Derek) et ceux qui la finiront prochainement (Thomas C., Valentin M., Brieg, Marie et Nicolas). Merci pour les discussions animées lors des repas au pub O'Prince ou dans les jardins de l'école, les parties de tennis de table, les *escape games*, les sorties du vendredi... En bref, merci d'avoir rendu cette expérience unique. Il manque trois personnes à cette liste : Lucie Lefort qui a affronté la rédaction en même temps que moi et dont la détermination a été une motivation, Victor Marty-Jourjon qui m'a épaulé lorsque les temps étaient durs et Antoine Fabre qui m'a permis de m'échapper les vendredis et de rêver à un monde meilleur.

Je souhaite remercier chaleureusement les équipes d'Efficacy. Merci à Michel Salem-Sermanet de m'avoir accueilli au sein de l'équipe, à Patrick Robinet pour sa patience, et plus généralement à celles et ceux que j'ai eu la chance de côtoyer, avec une pensée pour Florentin, farouche défenseur du libre et promoteur de \LaTeX , avec qui j'ai partagé un bureau.

Merci également au Engie lab Crigen pour sa contribution au financement de cette thèse et plus particulièrement aux membres du lab Bâtiment & Ville du futur avec lesquels j'ai eu l'opportunité d'échanger.

De même, je remercie Michael Wetter et Antoine Gautier pour l'accueil qu'ils m'ont réservé à Berkeley, fabuleuse aventure californienne malheureusement trop courte.

Je souhaite aussi remercier Sylvain Garnecho, Laurent Descamps et Luc Nguyen de m'avoir ouvert les portes des réseaux qui ont inspiré les modélisations réalisées. Merci d'avoir pris le temps de m'expliquer le fonctionnement de vos réseaux et d'avoir répondu à mes questions, vous avez été une aide ô combien précieuse.

Je tiens à remercier mes amis qui se sont adaptés au rythme de ma thèse, et en particulier Carine qui partageait tous les soirs mes joies et mes peines autour d'un bon repas, de sorties ou d'une série. Je pense également à Caroline qui a toujours cherché à m'aider.

Je remercie enfin mes parents pour le soutien total dont ils ont toujours fait preuve, je vous aime.

Table des matières

Remerciements	i
Table des figures	vii
Liste des tableaux	xii
Nomenclature	xv
1 Contexte, enjeux et objectifs	1
1.1 Contexte et enjeux	1
1.1.1 État de l'art des réseaux de chaleur et/ou de froid	1
1.1.2 Les RCF au niveau mondial	27
1.1.3 Les RCF en Europe	29
1.1.4 Les RCF en France	36
1.2 Objectifs de la thèse	48
2 Construction d'une typologie de quartiers orientée réseaux de chaleur et de froid	51
2.1 Définition et objectif	52
2.2 Méthodologie	52
2.2.1 Choix de la maille	53
2.2.2 Échelle de la typologie	55
2.2.3 Choix des variables de catégorisation	55
2.2.4 Choix des bases de données pour le calcul des variables de catégorisation	58
2.2.5 Étapes de construction de la typologie	62
2.3 Enrichissement de la BD TOPO pour les bâtiments du secteur tertiaire	64
2.4 Calcul des besoins de chaleur	65
2.4.1 Répartition par IRIS de la consommation de chaleur issue d'un réseau existant	67
2.4.2 Demandes de chaleur par IRIS	69
2.5 Demandes de froid par IRIS du secteur tertiaire	77
2.5.1 Surface des bâtiments climatisés par IRIS	80

2.5.2	Demande de froid	82
2.6	Calcul des variables de catégorisation	83
2.6.1	Densité thermique linéique	83
2.6.2	Part du secteur résidentiel dans la consommation	90
2.6.3	Part des bâtiments antérieurs à 1990	90
2.6.4	Création des catégories pour chacune des variables de catégorisation	90
2.7	Typologie	96
2.7.1	Typologie pour les besoins de chaleur	96
2.7.2	Typologie pour les besoins de froid	99
2.8	Demandes de chaleur et de froid : comparaison avec d'autres études	101
2.9	Potentiel de développement des RCF pour répondre aux besoins de chaleur et de froid	101
2.9.1	Potentiel pour le développement des RCU	101
2.9.2	Potentiel pour le développement des réseaux pour répondre à la demande de froid du secteur tertiaire	107
2.9.3	Complémentarité entre les réseaux de chaud et les réseaux de froid	109
2.10	Présélection d'architectures de RCF en fonction des types de quartiers et des niveaux de température des sources EnR&R	110
2.11	Conclusion et perspectives	114
3	Besoin de la simulation dynamique pour la conception de réseaux	117
3.1	Méthodologie développée dans ce chapitre	118
3.2	Cas d'études	119
3.2.1	Bâtiments du réseau	120
3.2.2	Période étudiée et demandes de puissances	121
3.2.3	Décomposition des besoins de chauffage et d'ECS pour chaque SST	124
3.2.4	Températures extérieures	127
3.3	La modélisation, outil nécessaire pour la comparaison des réseaux	127
3.4	Description des architectures de réseaux	128
3.5	Les SST	129
3.5.1	La partie ECS	129
3.5.2	Un seul échangeur	130
3.5.3	Deux échangeurs en parallèle	131
3.5.4	Trois échangeurs	132
3.5.5	Températures de départ côté client	136
3.5.6	Schémas et régulation des différents équipements de chauffage	138
3.5.7	Vannes de by-pass	140
3.6	Réseaux modélisés	140
3.6.1	Réseau avec production centralisée	141

3.6.2	Réseau avec production décentralisée	145
3.6.3	Variante avec la présence d'un GF	147
3.6.4	Variante avec la présence d'un désurchauffeur	147
3.7	Indicateurs de performance	150
3.8	Résumé des cas simulés	150
3.9	Résultats issus des simulations	151
3.9.1	Réseau avec production centralisée	152
3.9.2	Réseau avec production décentralisée	163
3.9.3	Comparaison entre le réseau à production centralisée et celui à production décentralisée	169
3.9.4	Comparaison entre les architectures pour un quartier résidentiel	173
3.9.5	Comparaison entre les architectures pour un quartier tertiaire	176
3.10	Conclusion	178
Conclusion générale et perspectives		181
Conclusion	181
Perspectives	183
Bibliographie		185
Annexes		203
Annexe A Pondération inverse à la distance		205
Annexe B Article		206
Annexe C Tableau de synthèse de la part des IRIS appartenant aux différentes catégories des variables de catégorisation en fonction de la taille des communes		222
Annexe D Consommations pour les secteurs résidentiel et tertiaire		223
D.1	Secteur Résidentiel, consommations totales liées aux besoins de chaleur en fonction de l'âge des logements et du type de logement (collectif ou individuel)	223
D.2	Secteur tertiaire, consommations totales et liées aux besoins de chaleur en fonction du secteur d'activité	224
Annexe E Puissances demandées par les différents bâtiments		228
Annexe F Coefficient pour les puissances ECS et les températures d'eau froide en fonction des mois de l'année		233
F1	Coefficients pour la puissance en ECS	233
F2	Température d'eau froide	234

Annexe G Modèles	235
G.1 Puissance en fonction du débit et des températures d'entrée et de sortie . .	235
G.2 Pertes de charge	236
G.3 Échangeurs	237
G.3.1 Échangeurs à efficacité constante	237
G.3.2 Échangeurs à contre-courant à efficacité variable (méthode NUT) .	238
G.4 Pompes	240
G.5 TFP / GF	241
G.5.1 Modèle de base	241
G.5.2 Modèle de TFP avec désurchauffeur	242
G.6 Tuyaux	243
G.6.1 Évaluation de la température du sol	244
G.6.2 Pertes de charge	245
G.6.3 Températures	246
G.6.4 Choix des valeurs	246
G.7 Émetteurs de chaleur dans les bâtiments	247
G.7.1 Radiateurs	247
G.7.2 Plancher chauffant	248
G.8 Stockage ECS	250

Table des figures

1.1	Représentation synthétique d'un réseau de chaleur commun	2
1.2	Évolution des émissions de CO ₂ de 2010 à 2020 pour les RCU et émissions d'autres moyens de production	3
1.3	Schématisation des réseaux de 4 ^{ème} et de 5 ^{ème} génération, pour une même source (eau de rivière, mer...)	7
1.4	Représentation des générations communément admise	8
1.5	Proportion des énergies consommées pour la production de chaleur	9
1.6	Proportion des réseaux avec une, deux trois, quatre ou plus sources d'énergie	10
1.7	Répartition du nombre de réseaux en fonction de leur part d'EnR&R	10
1.8	Taux de boisement du territoire national et évolution du stock de bois	12
1.9	Les bassins sédimentaires en France	13
1.10	Réseaux avec des sources d'énergie à basse température	14
1.11	Les différentes générations de tuyaux de distribution	16
1.12	Différentes configurations de tubes schématisées	18
1.13	Les différentes topologies de réseaux	19
1.14	Différentes architectures de SST	21
1.15	Schémas pour les quatre types de stockage sensible les plus utilisés	23
1.16	Prévision de croissance de la consommation énergétique liée à la climatisation par région	29
1.17	Part des besoins de chaleur fournie par les RCF et taux d'EnR&R par pays en 2017	30
1.18	DJC moyens sur la période 2000-2021	32
1.19	DJR moyens sur la période 2000-2021	34
1.20	Nombre de RCFNG innovants, construits ou en projet	35
1.21	Estimation des besoins de refroidissement présents et à l'horizon 2050 pour les secteurs résidentiel et tertiaire en France, selon plusieurs études	37
1.22	Évolution du nombre de RCF	38
1.23	Évolution entre les RCU antérieurs et postérieurs à 2000	40
1.24	Évolution de la production thermique des RCU à partir des différentes sources d'énergie entre 1997 et 2020	41

1.25	Contenu CO ₂ des réseaux (émissions directes), situation en 2009 et en 2020	42
1.26	Émissions en CO ₂ ACV des réseaux en 2020, comparées à des solutions concurrentes (ACV également)	42
1.27	Répartition des coûts d'investissements	43
1.28	Coût global pour différentes solutions de chauffage pour un appartement de 70 m ²	44
1.29	Hausse prévisionnelle de la fourniture de chaleur, avec correction climatique (appliquée à 70% de la chaleur fournie, les 30% restants étant liés aux usages d'ECS qui ne varient pas en fonction du climat), par les réseaux et objectifs de la LTECV et de la PPE pour la livraison d'EnR&R	45
1.30	Fourniture de froid et objectifs de fournitures liés à la PPE	46
2.1	Nombre de communes et nombre d'IRIS en fonction du nombre d'habitants	53
2.2	Exemple du découpage de la ville de Paris (a) en IRIS et (b) en carreaux	54
2.3	État du parc de logements français	57
2.4	Température au départ de l'émetteur de chaleur en fonction de la consommation annuelle par unité de surface et de la température extérieure, adapté de [13]	57
2.5	Résumé des étapes pour la classification des IRIS par type	63
2.6	Exemple de l'apport de la base SIRENE à la BD TOPO dans la zone industrielle de Beauvais (60)	65
2.7	Part des logements utilisant les différentes sources d'énergie comme combustible principal pour le chauffage, en fonction du nombre d'habitants des communes	66
2.8	Bâtiments connectés au RCU de Mantes-la-Jolie (département 78)	69
2.9	Zones climatiques et coefficient de rigueur climatique [139]	71
2.10	Résumé de la méthode pour obtenir, pour un IRIS donné, les besoins de chaleur pour le secteur résidentiel	74
2.11	Résumé de la méthode pour obtenir, pour un IRIS donné, la consommation liée aux besoins de chaleur pour le secteur tertiaire	76
2.12	Demandes de froid moyennes en kWh/m ² pour les bâtiments du secteur tertiaire pour différents lieux en Europe	78
2.13	Demandes de froid moyenne en kWh/m ² pour les bâtiments du secteur tertiaire pour différents lieux en Europe	79
2.14	DJR utilisés pour le calcul de la surface de bâtiments climatisée	81
2.15	Résumé de la méthode pour obtenir les besoins de froid ainsi que les bâtiments avec des besoins de pour le secteur résidentiel	83
2.16	Regroupements considérés pour de potentiels RCU (département 49)	86
2.17	Exemple d'un regroupement (département 49)	87

2.18	Création de réseaux "virtuels" dans la ville de Saint-Quentin (02)	89
2.19	Répartition du nombre d'IRIS en fonction des variable DCL et DFL et catégories associées	91
2.20	Exemple de réseau avec une DCL inférieure à 1 MWh _{th} /ml/an	92
2.21	Évolution de la part d'IRIS avec une DCL et une DFL suffisantes en fonction de la taille des communes (nombre d'habitants)	92
2.22	Répartition du nombre d'IRIS en fonction de la variable PR et catégories associées	93
2.23	Évolution de la part d'IRIS avec une PR _{Forte} en fonction de la taille des communes	94
2.24	Répartition du nombre d'IRIS en fonction de la variable PBA90 et catégories associées	95
2.25	Évolution de la part d'IRIS avec une PBA90 _{Forte} en fonction de la taille des communes	95
2.26	Pour les combinaisons PR et PBA90, part des IRIS qui possèdent déjà un RCU, de ceux dans lesquels un RCU peut potentiellement être installé, et de ceux qui ont une densité trop faible pour un RCU	103
2.27	Localisation des différents groupes d'IRIS qui ont une DCL suffisante pour la ville de Nantes (44)	105
2.28	Distances entre le centre de la commune et les IRIS appartenant aux différents groupes de DCL	106
2.29	IRIS avec une DCL suffisante regroupés en fonction du niveau de cette densité	107
2.30	Distances entre le centre de la commune et les IRIS appartenant aux différents groupes de DFL	108
2.31	Localisation des différents groupes d'IRIS qui ont une DFL suffisante pour la ville de Nantes (44)	108
2.32	DFL _{Suffisante} sur l'ensemble du territoire	109
2.33	Température des sources EnR&R les plus communément utilisées par les RCU	111
3.1	Emplacement des différents bâtiments	121
3.2	Puissances appelées par l'ensemble des sous-stations, période hivernale . .	122
3.3	Puissances appelées par l'ensemble des sous-stations, période printanière .	123
3.4	Puissances appelées par l'ensemble des sous-stations, période estivale . . .	123
3.5	Puissance moyenne consommée par le bâtiment A et puissance estimée à l'aide de l'équation 3.3 pour les mois de juin, juillet et août	126
3.6	Puissance estimée corrigée en modifiant σ'_m pour s'approcher de la puissance moyenne consommée	126
3.7	Schéma de fonctionnement de l'échangeur ECS	130

3.8	Schéma de fonctionnement pour une SST avec un échangeur commun pour le chauffage et l'ECS - Configuration V1	131
3.9	Schéma de fonctionnement pour une SST avec deux échangeurs en parallèle pour le chauffage et l'ECS - Configuration V2	132
3.10	Schéma de fonctionnement pour une SST avec trois échangeurs en parallèle (pour le chauffage, l'ECS et le préchauffage de l'ECS) - Configuration V3	133
3.11	Logigramme du fonctionnement du stockage ECS, (le texte en bleu s'applique dans le cas où un désurchauffeur est présent)	135
3.12	Schéma de fonctionnement pour une SST avec trois échangeurs en parallèle (pour le chauffage, l'ECS et le préchauffage de l'ECS) et la présence d'un désurchauffeur - Configuration V3	136
3.13	Les différentes lois d'eau en fonction de la configuration de SST	137
3.14	Régulation du radiateur pour répondre aux besoins en chaud	139
3.15	Régulation d'un VCV pour répondre aux besoins en chaud de la SST	140
3.16	Régulation du fonctionnement de la production centralisée, avec une seule TFP	142
3.17	Résumé de la régulation du fonctionnement de la production centralisée, avec une seule TFP	143
3.18	Régulation du fonctionnement de la production centralisée, avec une TFP et un GF	144
3.19	Régulation du fonctionnement de la production décentralisée, avec une TFP et un GF (un seul îlot est représenté)	146
3.20	Résumé de la régulation du fonctionnement de la production décentralisée	147
3.21	Résumé de la régulation du fonctionnement de la production décentralisée avec présence d'un désurchauffeur	148
3.22	Îlots pour la production décentralisée de chaud et de froid	149
3.23	Diagramme de Sankey pour la configuration V1_58 en hiver représentant les différents postes de de production et de consommation de chaud et de froid	154
3.24	Comparaison des niveaux de température côté réseau en entrée et en sortie pour les variantes V1 et V2_58, pour une SST fournissant à la fois les besoins en chauffage et pour l'ECS, sur une journée	155
3.25	Différence de température en sortie pour V1 et V2_58 avec les mêmes conditions pour l'ECS et le chauffage, pour une efficacité d'échangeur de 0.95	156
3.26	Diagramme de Sankey pour la configuration V1_58 au printemps	158
3.27	Diagramme de Sankey pour la configuration V1_58 en été	160
3.28	Besoins des clients sur les différentes saisons	174
3.29	Besoins des clients sur les différentes saisons	177

E.1	Puissance à fournir aux différents bâtiments en fonction de la saison considérée (hiver, printemps, été)	231
E.2	Puissance à fournir aux différents bâtiments desservis par l'îlot 2 en fonction de la saison considérée (hiver, printemps, été) pour le RPD	232
F.1	Température d'eau froide en fonction du mois de l'année	234
G.1	Schéma générique de présentation des différents modèles	235
G.2	Schéma du modèle représentant les pertes de charge	236
G.3	Schéma du modèle d'échangeur à efficacité constante	237
G.4	Schéma du modèle d'échangeur à efficacité variable	238
G.5	Schéma du modèle de pompe	240
G.6	Schéma du modèle de TFP/GF	241
G.7	x_d en fonction de $T_{cond,sortie}$	243
G.8	Schéma du modèle de tuyau	244
G.9	Évolution annuelle de la température du sol en fonction de la date et de la profondeur et comparaison avec la température extérieure	245
G.10	Schéma du modèle de radiateur	247
G.11	Schéma du modèle de plancher chauffant, adapté de [185]	248
G.12	Schéma du modèle de plancher chauffant, adapté de [185]	249
G.13	Schéma du modèle de radiateur	250

Liste des tableaux

1.1	Exemples de RCFNG	26
1.2	Plans énergétiques successifs mis en place par l'UE	31
1.3	Potentiel de développement des RCU dans l'Union européenne et au Royaume-Uni (pays avec un potentiel supérieur à 60 TWh)	33
1.4	Livraison de chaleur minimale par les RCF en fonction du taux d'EnR&R pour atteindre la quantité d'EnR&R fixée par la LTECV et équivalents logements correspondants	46
2.1	BDD utilisées pour réaliser la typologie	60
2.2	Typologie pour les RCU : Répartition des IRIS dans les 18 différentes classes (en gris) en fonction des variables de classification (PBA90, PR, DCL)	96
2.3	Répartition de la part des IRIS pour chaque catégorie en fonction du nombre d'habitants des communes	98
2.4	Typologie pour les RFU : Répartition des IRIS dans les 18 différentes classes (en gris) en fonction des variables de classification (PBA90, PR, DFL)	99
2.5	Répartition de la part des IRIS (en %) pour chaque catégorie en fonction du nombre d'habitants des communes	100
2.6	Répartition des IRIS pour chaque groupe de DCL en fonction des tailles (nombre d'habitants) des différentes communes	104
2.7	Températures dans la boucle de distribution à favoriser en fonction de la combinaison températures des sources EnR&R / type de quartier	114
3.1	Les différents bâtiments du réseau et les besoins auxquels ce dernier répond	120
3.2	Loi d'eau au départ du secondaire pour le chauffage en fonction des configurations	137
3.3	Récapitulatif des différentes configurations	151
3.4	Tableau de synthèse avec, pour chaque configuration de SST, les énergies consommées E , les besoins thermiques des SST Q_{SST} et les déperditions thermiques $Pertes_{th}$ (kWh) ainsi que les COP sur la période hivernale	153
3.5	Températures moyennes en entrée et en sortie sur une période de trois semaines	155
3.6	Tableau de synthèse sur la période printanière	158

3.7	Tableau de synthèse sur la période estivale	160
3.8	Tableau de synthèse sur l'année, les différentes énergies, thermiques comme électriques, sont cette fois en MWh	162
3.9	COP pour l'ensemble du système et par îlot du RPD pour la saison hivernale	164
3.10	COP pour l'ensemble du système et par îlot du RPD pour la saison printanière	166
3.11	COP pour l'ensemble du système et par îlot du RPD pour la saison estivale .	167
3.12	COP pour l'ensemble du système et par îlot du RPD sur l'année entière, pour les différentes configurations	168
3.13	Différence de performances par poste entre deux configurations de SST équivalentes avec les deux réseaux, au printemps, en kWh	169
3.14	Différence de performances par poste entre deux configurations de SST équivalentes avec les deux réseaux, en été, en kWh	170
3.15	Performances globales des réseaux par variante pour chaque saison et gain de performances du RPD par rapport au RPC	171
3.16	Part de l'énergie produite par la TFP non valorisée dans les îlots (variante V2_50) et comparaison avec le RPC (V2_50) (en %) au printemps	172
3.17	Performances globales des réseaux par variante et gain de performances du RPD par rapport au RPC sur une année entière	173
3.18	Les différents bâtiments du réseau et les besoins auxquels ce dernier répond	174
3.19	Performances globales des réseaux par variante pour chaque saison et gain de performances du RPD par rapport au RPC, pour un quartier résidentiel .	174
3.20	Différences de performance par poste entre deux variantes (V2 et V3) au printemps du RPD, en kWh	175
3.21	Performances globales des réseaux par variante sur l'année et gain de performance du RPD par rapport au RPC, pour un quartier résidentiel	176
3.22	Les différents bâtiments du réseau et les besoins auxquels ce dernier répond	176
3.23	Performances globales des réseaux par variante pour chaque saison et gain de performance du RPD par rapport au RPC, pour un quartier tertiaire . . .	177
3.24	Performances globales des réseaux par variante sur l'année et gain de performances du RPD par rapport au RPC pour le quartier tertiaire	178
C.1	Part des IRIS appartenant à chaque catégorie de commune par rapport au nombre total d'IRIS pour cette catégorie de commune	222
D.1	Consommations moyennes totales, relatives au chauffage et à l'ECS par logement en fonction du type de logement et de la période de construction	223
D.2	Consommations moyennes totales, relatives au chauffage et à l'ECS par catégorie d'activité	227
E.1	Îlots qui répondent aux besoins des différentes SST	228

F1 Coefficient σ_m en fonction du mois de l'année 233

Nomenclature

Abréviations

cogé Cogénération

log Logement

Prod Production

ref Référence

Indices

coll Collectif

Dep Département

indi Individuel

I IRIS

loge Logement

R Résidentiel

r Réseau

ss Sous-secteur d'activité

s Secteur d'activité

T Tertiaire

Sigles

ACPM arbre couvrant de poids minimal

ADEME Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie

AIE Agence Internationale de l'Énergie

BANO	Base Adresse Nationale Ouverte
BAN	Base Adresse Nationale
BDD	Base de données
BT	Boucle tempérée
CA	Chiffre d'affaires
CEREMA	Centre d'études et d'expertise sur les risques, l'environnement, la mobilité et l'aménagement
CEREN	Centre d'Études et de Recherches Économiques sur l'Énergie
CFC	Chlorofluorocarbure
CO₂	Dioxyde de carbone
COP	Coefficient de performance
COSTIC	Comité scientifique et technique des industries climatiques
COVID	Maladie à coronavirus 2019
DJC	Degré-jour de chauffage
DJR	Degré-jour de refroidissement
DRIEAT	Direction régionale et interdépartementale de l'environnement, de l'aménagement et des transports
DTLM	Différence de température logarithmique moyenne
ECC	Échangeur connecté au circuit d'eau chaude
ECG	Échangeur connecté au circuit d'eau glacée
ECI	European Cooling Index
ECS	Eau chaude sanitaire
EC	Eau chaude
EDM	Eau de mer
EGES	Émissions de gaz à effet de serre
EG	Eau glacée

EnR&R	Energies renouvelables et de Récupération
EnR	Energies renouvelables
FEDENE	Fédération des Services Energie Environnement
GES	Gaz à effet de serre
GF	Groupe frigorifique
IGN	Institut national de l'information géographique et forestière
INSEE	Institut national de la statistique et des études économiques
IRIS	Îlots regroupés pour l'information statistique
LTECV	Loi de transition énergétique pour la croissance verte
NAF	Nomenclature d'activités française
NUTS	Nomenclature des unités territoriales statistiques
NUT	Nombre d'unités de transfert
PAC	Pompe à chaleur
PDL	Point de livraison
PEHD	Polyéthylène haute densité
PPE	Programmations pluriannuelles de l'énergie
PUR	Polyuréthane
RCFNG	Réseaux de chaleur et/ou de froid de nouvelle génération
RCF	Réseau de chaleur et/ou de froid
RCU	Réseau de chaleur urbain
RE2020	Réglementation environnementale
RFU	Réseau de froid urbain
RPC	Réseau avec production centralisée
RPD	Réseau avec production décentralisée
RT	Réglementation thermique

SDES	Service des données et études statistiques
SIRENE	Système informatisé du répertoire national des entreprises et des établissements
SST	Sous-station
STC	Station de transfert de chaleur
STF	Station de transfert de froid
TFP	Thermofrigopompe
TVA	Taxe sur la valeur ajoutée
UE	Union Européenne
UP	Unité de production
UVE	Unité de valorisation énergétique
Vx	Variante x (1,2 ou 3) de la SST
xG	Réseau de x ^{ème} génération

Variables

α_{Dep}	Coefficient de rigueur climatique par département	/
β	Part des appartement dans l'ensemble des logements	/
δ	Part de la chaleur dans la consommation par type de secteur d'activité	%
η	Efficacité	/
γ	Part de la chaleur dans la consommation par type de logement	%
λ	Conductivité thermique	W/(m K)
ω	Coefficient correcteur	%
ρ	Masse volumique	kg/m ³
ε	Efficacité	/
B_c	Demande annuelle de chaleur	MWh/an
C_{RCU}	Demande de chaleur annuelle fournie par un RCU	MWh/an

NOMENCLATURE

CE	Consommation énergétique annuelle	MWh/an
CE'_E	Consommation d'électricité annuelle pour répondre aux besoins de chaleur	MWh/an
CE_E	Consommation d'électricité annuelle	MWh/an
CE_G	Consommation annuelle de gaz	MWh/an
DCL	Densité de chaleur linéique	MWh/m/an
DFL	Densité de froid linéique	MWh/m/an
DTL	Densité thermique linéique	MWh/m/an
h_c	Coefficient d'échange convectif côté chaud	W/K
h_f	Coefficient d'échange convectif côté froid	W/K
$PBA90$	Proportion des bâtiments antérieurs à 1990	%
PR	Part de résidentiel	%
\dot{m}	Débit massique	kg/s
\dot{Q}	Puissance thermique	W
\dot{V}	Débit volumique	m ³ /s
C'	Consommation annuelle de chaleur	MWh/an
COP	Coefficient de performance	/
CP	Charge partielle	%
C_p	Capacité thermique massique	J/(Kkg)
F	Besoins de froid annuels	MWh/an
NUT	Nombre d'unités de transfert	/
P	Puissance électrique	W
p	Pression	Pa
S	Surface des bâtiments	m ²
$T_{entrée}$	Température de l'eau entrant dans le modèle	°C
T_i	Température de l'eau dans l'élément i	°C

NOMENCLATURE

T_{sortie}	Température de l'eau sortant du modèle	°C
UA	Coefficient d'échange global	W/K
V	Volume des bâtiments	m ³

1

Contexte, enjeux et objectifs

Table des matières

1.1	Contexte et enjeux	1
1.1.1	État de l'art des réseaux de chaleur et/ou de froid	1
1.1.2	Les RCF au niveau mondial	27
1.1.3	Les RCF en Europe	29
1.1.4	Les RCF en France	36
1.2	Objectifs de la thèse	48

1.1 Contexte et enjeux

1.1.1 État de l'art des réseaux de chaleur et/ou de froid

1.1.1.1 Définition générique des réseaux de chaleur et de froid

Un réseau de chaleur urbain (RCU) est un système de distribution de chaleur, produite à l'extérieur des bâtiments qui en bénéficient, permettant de desservir plusieurs usagers et de répondre à leurs besoins en chauffage et en eau chaude sanitaire (ECS). Il est constitué de trois éléments principaux, représentés dans la Fig. 1.1 :

- Une ou plusieurs unités de production de chaleur, qui utilisent des sources d'énergie variées
- Un réseau de distribution primaire dans lequel un fluide (typiquement de l'eau) est transporté dans des canalisations. Le plus souvent, le réseau est constitué d'une conduite aller amenant de l'eau chaude du (des) site(s) de production vers les consommateurs et d'une conduite retour qui transporte l'eau ayant cédé de la chaleur aux consommateurs vers le(s) site(s) de production pour y être réchauffée

- Un ensemble de sous-stations, lesquelles permettent un transfert thermique du réseau primaire vers le réseau de chauffage, dit secondaire, dans les bâtiments

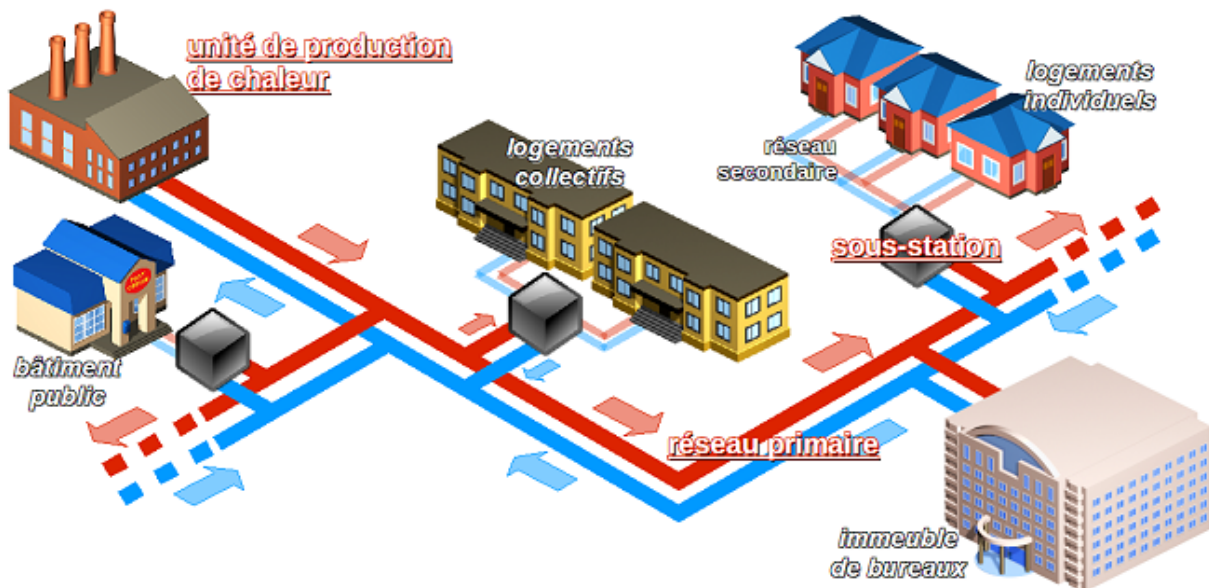


Fig. 1.1 : Représentation synthétique d'un réseau de chaleur commun [1]

Un réseau de froid urbain (RFU) est semblable à un réseau de chaleur, la différence étant qu'il prélève de l'énergie, permettant de rafraîchir (ou de refroidir, en fonction des usages) les clients qui y sont connectés. Enfin, certains réseaux comme celui de Thassalia à Marseille [2] fournissent à la fois de la chaleur et du froid à leurs clients.

L'intérêt principal des réseaux de chaleur et/ou de froid (RCF) est qu'ils permettent la valorisation de sources d'énergie renouvelables et de récupération (EnR&R) qui seraient autrement difficilement mobilisables à l'échelle individuelle, en particulier en milieu urbain. Ainsi, les énergies vertes ont représenté 60,3 % de l'énergie consommée par les RCU en France en 2020 [3]. La France compte actuellement 833 RCU recensés qui ont fourni 25,4 TWh à leurs clients et 32 RFU qui ont eux fourni 0,81 TWh [3]. De plus, dans un contexte de hausse des températures estivales et d'augmentation des pics de chaleur en été, les réseaux produisant du froid sont une réponse attrayante en permettant de délocaliser la production de froid et donc d'atténuer les îlots de chaleur urbain.

De plus, les RCF présentent d'autres avantages selon [4] :

- Des économies d'envergure, c'est-à-dire un coût de production jointe inférieur à celui de productions qui seraient séparées. La cogénération, qui permet de produire à la fois de la chaleur et de l'électricité, l'incinération, qui permet à la fois le traitement des déchets et la fourniture de chaleur, et la valorisation de chaleur fatale, qui permet le traitement de la chaleur et d'éviter la production de chaleur via une autre source, sont des exemples d'économies d'envergure. Par exemple, la cogénération consomme

entre 15 et 30 % d'énergie primaire en moins que les équipements les plus performants produisant de l'électricité et de la chaleur séparément [3].

- Des économies d'échelle, en diminuant le coût unitaire de production de chaleur et de froid comparé à des installations individuelles, grâce à des coûts d'achats et de maintenance du matériel plus faibles et à une meilleure efficacité des machines
- De la flexibilité, en permettant d'alterner entre différents moyens de production de chaleur en fonction des conditions du marché, afin de constamment utiliser la solution la plus économique. Par exemple pour les RFU, la production puis le stockage d'eau glacée peut intervenir lorsqu'il y a le moins de demande sur le réseau électrique
- Une réduction locale de la pollution avec la production de chaleur et/ou de froid délocalisée par rapport aux lieux de consommation. La production délocalisée du froid en été permet également de lutter contre les îlots de chaleur en ville
- Une sécurité d'approvisionnement, lorsque des sources d'énergie locales, renouvelables et de récupération, moins dépendantes de la conjoncture mondiale sont utilisées
- Une réduction globale des émissions de dioxyde de carbone (CO₂) grâce à la faiblesse des émissions issues des réseaux par rapport à d'autres solutions, comme le montre la Fig. 1.2

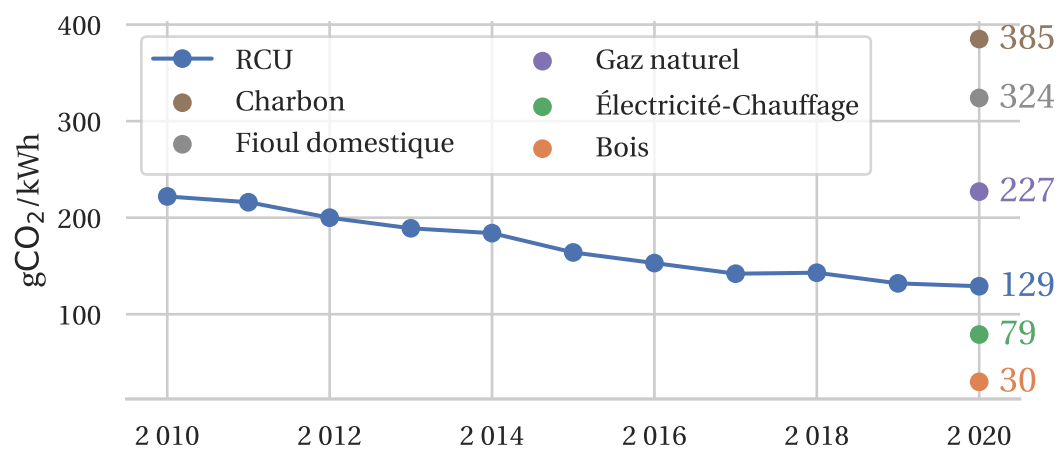


Fig. 1.2 : Évolution des émissions de CO₂ de 2010 à 2020 pour les RCU et émissions depuis d'autres moyens de production, adapté de [3]

Les réseaux sont également avantageux pour les clients, car, toujours selon [4] :

- Les fournitures de chaud et de froid sont continues et les installations fiables, les clients n'ayant pas à s'occuper de la maintenance effectuée par le gestionnaire du réseau

- Ils ont accès à des sources d'EnR&R sans avoir besoin d'investir dans des solutions individuelles coûteuses
- En ce qui concerne l'aspect financier, les clients n'ont pas à payer de surcoûts liés à l'achat d'équipements individuels surdimensionnés (par exemple des ballons d'eau chaude). De plus, les tarifs sont plus stables car moins dépendants de la conjoncture extérieure.

Malgré, tous ces avantages, certains inconvénients, mentionnés par [4, 5] sont également à prendre en compte :

- La création d'un réseau est longue, nécessitant une coordination d'acteurs à de multiples échelles, et coûteuse, entraînant d'importantes dépenses d'investissement et des travaux de voirie qui peuvent être lourds.
- Une défaillance sur le réseau affecte l'ensemble des clients
- Le monopole de fait du réseau auquel les clients sont connectés
 - Les conditions du contrat d'exploitation sont imposées aux usagers
 - En cas de surcapacité du réseau (si le réseau est mal dimensionné, ou si des clients se sont déconnectés du réseau), les usagers se retrouvent à payer dans la partie fixe de leur abonnement des investissements qui ne correspondent pas à leurs besoins
 - Les coûts pour un client qui souhaite se retirer du réseau peuvent être importants
 - L'absence de compétition pour fournir la chaleur et/ou le froid peut aboutir à une économie de rente pour le gestionnaire et des surfacturations qui pénalisent les clients

Les technologies associées aux réseaux évoluent constamment, permettant par exemple une diminution des températures de l'eau du réseau pour répondre aux besoins de chaleur, ce qui améliore l'efficacité générale des réseaux et accroît le potentiel d'utilisation des EnR&R (la part des énergies vertes dans les réseaux est passée de 40 % en 2005 à plus de 60 % en 2020, soit une augmentation de 20 % en quinze ans), et permettant également de plus en plus souvent la fourniture d'eau glacée en parallèle pour répondre aux besoins de rafraîchissement et/ou de refroidissement des bâtiments, ce qui crée des synergies entre les consommations de chaleur et de froid. Compte tenu de leurs atouts, les réseaux sont considérés par l'État comme un important outil pour décarboner le chauffage et le froid dans les bâtiments. Ainsi, la Cour des Comptes, dans son rapport publié en septembre 2021, insiste sur l'intérêt des réseaux pour valoriser les EnR&R et met en exergue leur développement pour l'instant insuffisant qui doit s'accélérer [5].

1.1.1.2 Évolutions et séquençage des réseaux de chaleur dans le temps

Des réseaux de première génération aux réseaux de troisième génération

Historiquement, si le premier RCU jamais créé (qui est d'ailleurs toujours en opération) est considéré être celui de Chaudes-Aigues, construit en France, et dont la trace de l'existence remonte à 1334 [6], les RCU se sont réellement développés à partir de la fin du XIX^e siècle, en utilisant de la vapeur surchauffée comme fluide de travail (1G). L'objectif principal des RCU était de réaliser des économies d'échelle, de limiter la pollution dans les zones denses et de réduire les risques d'explosion en supprimant les chaudières individuelles. L'autre objectif était de valoriser les déchets à travers leur combustion et l'utilisation de la chaleur ainsi produite.

La seconde génération (2G), apparue à partir des années 1930 et qui s'est progressivement imposée, exploite de l'eau surchauffée à plus de 100 °C afin de limiter les pertes liées à la distribution et les risques d'explosion des conduites.

La troisième génération (3G), développée à partir des années 1970, utilise toujours de l'eau sous pression, mais cette fois avec une température inférieure à 100 °C, avec pour objectifs d'encore améliorer la sécurité et limiter les pertes thermiques dans les conduites.

Le développement des réseaux de nouvelle génération

Deux nouvelles générations se développent actuellement en parallèle [7]. De nouveau, cette évolution permet la baisse des températures de distribution et l'intégration de sources d'EnR&R plus diverses, participant ainsi à la décarbonation de la consommation énergétique [8]. De plus, ces nouveaux réseaux peuvent couvrir à la fois les besoins en chaleur et en froid des bâtiments connectés. La différence majeure est que la quatrième génération (4G) s'inscrit dans la continuité des trois générations précédentes avec une production centralisée [9] tandis que la cinquième génération (5G) utilise des pompes à chaleur (PAC) ou des thermofrigopompes (TFP)¹ décentralisées au niveau des clients afin d'ajuster au mieux la production de chaleur et/ou de froid aux besoins individuels des consommateurs [11]. Les réseaux 5G sont également appelés des boucles tempérées (BT) par abus de langage, ce terme mettant appuie surtout le fait que les réseaux 5G utilisent dans la boucle de distribution de l'eau à une température inférieure à celle requise dans les bâtiments, généralement inférieure à 30 °C [12].

Dans la suite de ce manuscrit, le terme de Réseaux de chaleur et/ou de froid de nouvelle génération (RCFNG) englobera les réseaux 4G et 5G.

¹Byrne [10] définit une TFP comme étant « une machine frigorifique produisant de l'énergie calorifique et frigorifique de manière simultanée »

Distinction entre réseaux 4G et réseaux 5G

Les RCFNG sont en développement, et le vocabulaire pour les nommer est en construction. Ainsi, Lund et al. [9] regroupent tous les réseaux de nouvelle génération sous l'appellation 4G, qui se distinguent des générations précédentes par la fourniture de températures plus basses, des pertes thermiques dans le réseau plus faibles, l'intégration de nouvelles sources d'énergie renouvelables et fatales à plus faible température, et un couplage plus important entre les RCF et les réseaux électriques. Selon Sulzer et al. [8], l'essence des RCFNG est de permettre de décarboner la production d'énergie, et qu'il n'y a donc pas de raison de distinguer les réseaux 4G des réseaux 5G car ils répondent tous deux à cet objectif. Un rapport de l'AIE [13] considère également la 5G comme une sous-catégorie de la 4G, en justifiant que la séparation principale entre les générations n'est pas le niveau de température mais la période de développement.

Cependant, un consensus de plus en plus large considère le développement de deux générations en parallèle, comme l'affirment Lund et al. [7], pointant comme différence principale le fait que la 4G a une production centralisée dans la continuité des générations précédentes alors que la 5G adopte une production décentralisée. Buffa et al. [11] définissent la 5G comme « un réseau qui utilise l'eau ou la saumure comme fluide caloporteur et possède des pompes à chaleur. Les températures dans le réseau sont si faibles que le fluide caloporteur ne peut pas être utilisé directement pour le chauffage. Cette faible température du fluide caloporteur permet de valoriser directement les surplus industriels et urbains et d'exploiter des sources de chaleur renouvelables avec un faible contenu exergétique. Inverser les opérations au niveau des sous-stations permet de couvrir les besoins de chaud et de froid de différents bâtiments simultanément et en utilisant les mêmes conduites. On retrouve également l'intégration des systèmes énergétiques "intelligents" ».

Pour résumer, il existe deux nouvelles générations, schématisées dans la Fig. 1.3, qui se développent en parallèle :

- La 4G, dans la lignée des générations précédentes (1G, 2G et 3G), a une production d'eau chaude et/ou d'eau froide centralisée, cependant à une température plus faible que pour les générations précédentes
- La 5G possède elle une production d'eau chaude et/ou d'eau froide décentralisée, avec de l'eau à température ambiante dans la boucle de distribution du réseau

Ces deux générations ont en commun de produire de l'eau à plus faible température, limitant les pertes thermiques sur le réseau, permettant l'intégration d'une plus grande variété de sources d'énergie.

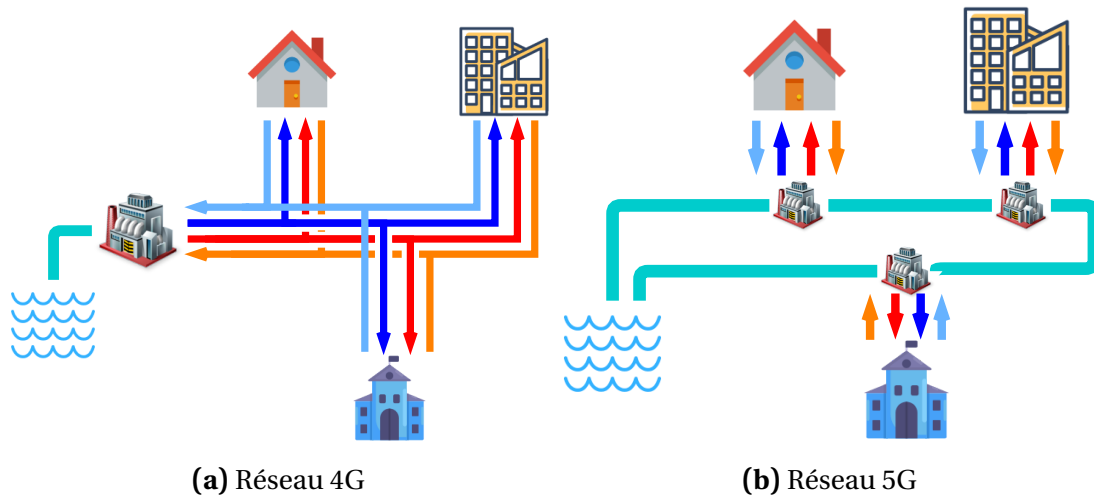


Fig. 1.3 : Schématisation des réseaux de 4^{ème} et de 5^{ème} génération, pour une même source (eau de rivière, mer...). Une production centralisée est représentée sur le réseau 4, contre trois lieux de production pour le réseau 5G

Résumé des différentes générations

Le graphique suivant (Fig. 1.4) résume l'évolution entre les générations de RCU, et appuie le fait qu'une génération est liée à un niveau de température et à une période de développement. Le passage d'une génération à une autre permet d'améliorer l'efficacité des réseaux, [14] précise ainsi que le passage de la 3G à la 4G permet de réduire de 30 % les pertes thermiques du réseau de distribution, et de diversifier les sources d'énergie potentielles.

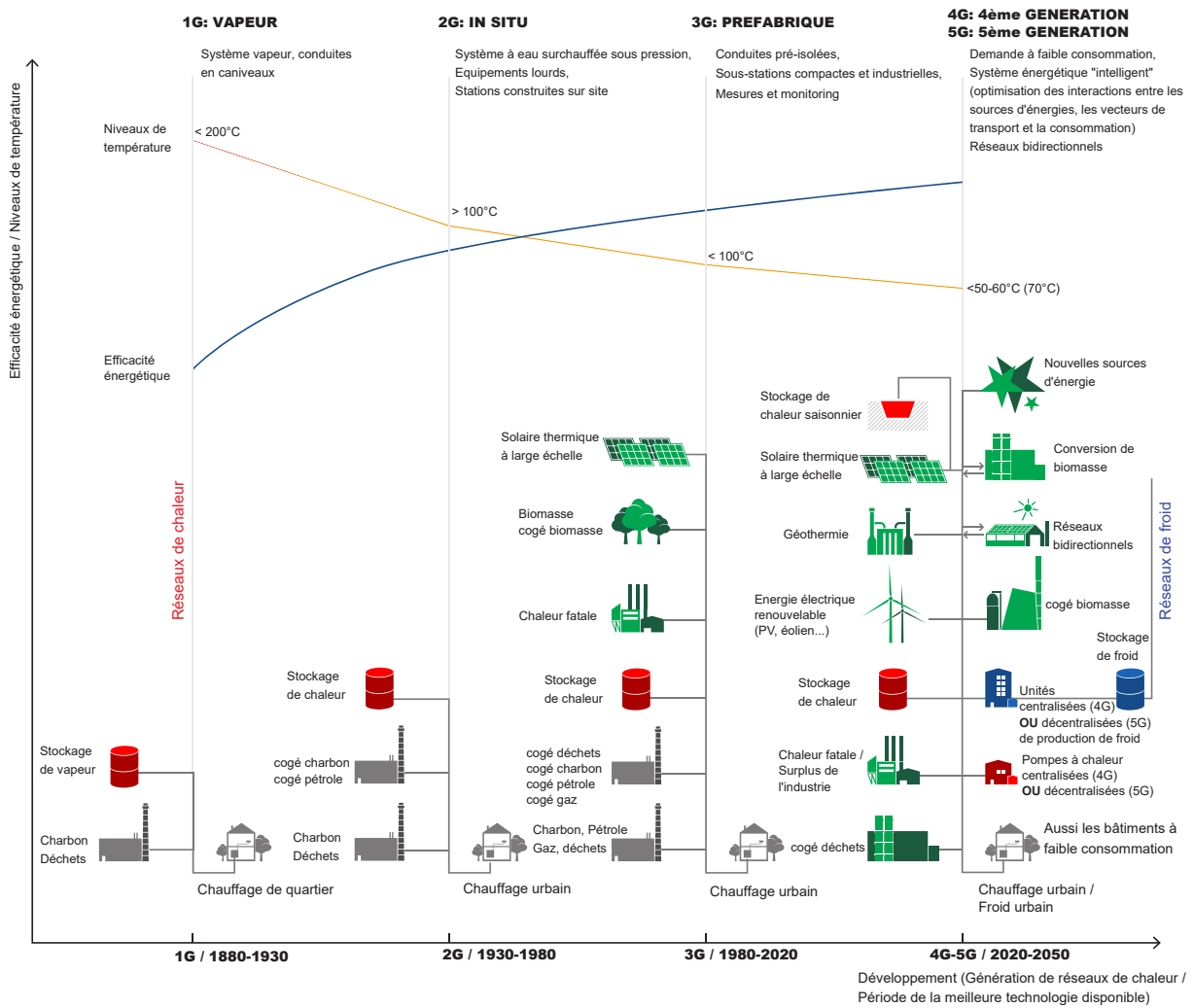


Fig. 1.4 : Représentation des générations communément admise, adapté de [9] et complété d'après [7]

1.1.1.3 Évolution des réseaux de froid

Les réseaux de froid, comme ceux de chaleur, se sont également développés à partir de la fin du XIX^e siècle, d'abord pour assurer la réfrigération des aliments puis se sont diversifiés pour assurer le rafraîchissement des bâtiments. De nombreux réseaux ont été construits aux États-Unis et en Europe dans la décennie 1990 en lien avec l'interdiction progressive des chlorofluorocarbures (CFC).

Østergaard et al. [15] proposent une séparation des RFU en quatre générations, en fonction des technologies employées et des périodes de développement.

- La première génération s'est développée à partir de la fin du XIX^e siècle aux États-Unis, utilisant des condenseurs centralisés et des évaporateurs décentralisés chez les clients, l'ammoniac étant souvent utilisé dans la boucle de distribution.
- La seconde génération a émergé à partir des années 1960, et consiste à utiliser des groupes frigorifiques à compression (ou à absorption) centralisés au lieu de multiples

groupes frigorifiques individuels et à profiter ainsi d'économies d'échelle. L'eau glacée est transportée dans la boucle de distribution.

- La troisième génération a été introduite à partir des années 1990, afin de ne plus utiliser de CFC comme fluide frigorigène.
- La quatrième génération, en cours de développement, a pour caractéristique principale de valoriser les rejets de chaleur pour alimenter en chauffage et en ECS les bâtiments. La production peut être centralisée ou décentralisée. Cette quatrième génération possède les mêmes caractéristiques que les RCFNG décrits précédemment (Section 1.1.1.2) et les réseaux de cette génération font partie du même ensemble.

1.1.1.4 La production de chaleur et de froid

Les sources d'énergie

La grande force des RCF est de pouvoir inclure et combiner de nombreuses sources d'énergie renouvelables et de récupération (EnR&R). Les sources d'EnR&R représentent 60,3 % de l'énergie consommée en France en 2020 par les réseaux pour produire de la chaleur [3]. La principale source demeure le gaz, suivie par les Unités de valorisation énergétique des déchets (UVE) et la biomasse (Fig. 1.5). D'après les données disponibles sur le site de l'association Via Sèva [16], qui recense 718 RCU (soit 86,2 % du nombre total de réseaux) fournissant 23,8 TWh (93,6 % de la chaleur livrée par l'ensemble des réseaux), au moins une source d'énergie renouvelable est disponible dans 616 réseaux, soit 85,8 % des réseaux recensés.

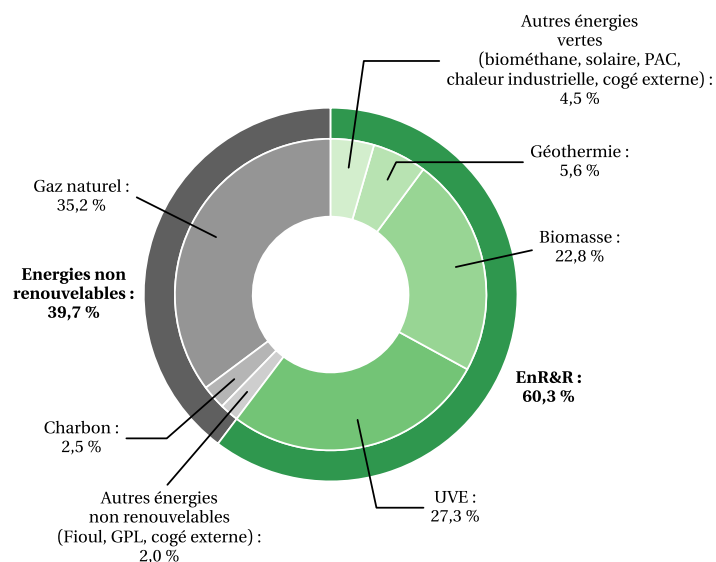


Fig. 1.5 : Proportion des énergies consommées pour la production de chaleur, graphique créé à partir des données de [3]

La grande majorité des réseaux utilisent plus d'une source d'énergie, que ce soit en

nombre de réseaux ou en énergie délivrée (Fig. 1.6). Les réseaux qui possèdent au moins 4 sources d'énergie représentent 7 % du nombre total de réseaux, mais 40 % de l'énergie fournie. Il s'agit, en d'autres termes, des plus gros réseaux.

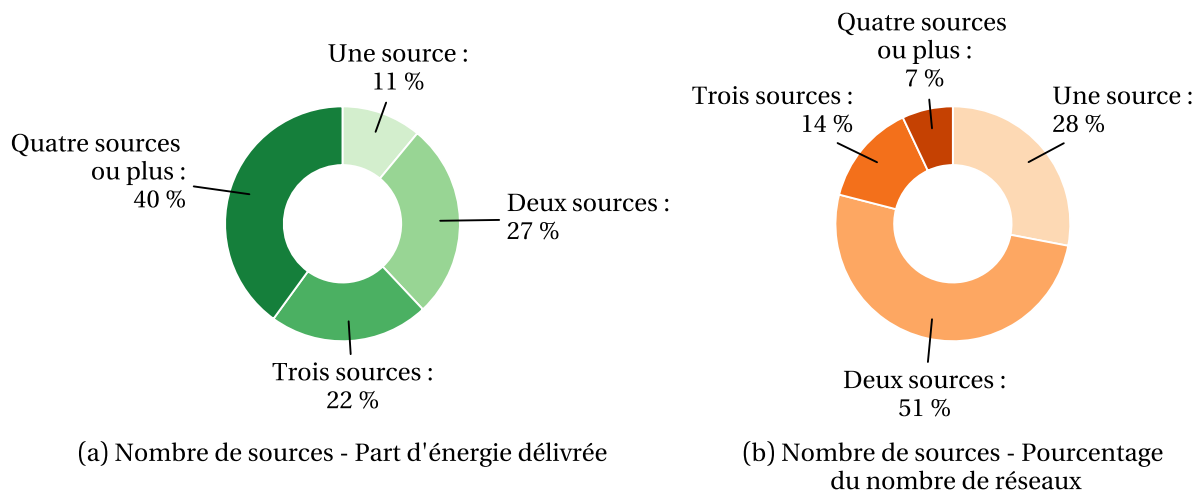


Fig. 1.6 : Proportion des réseaux avec une, deux, trois, quatre ou plus sources d'énergie (a) en part d'énergie livrée et (b) en pourcentage du nombre de réseaux, graphique adapté de [3]

La majorité des réseaux utilisent les EnR&R comme énergie principale (Fig. 1.7) et complètent la(les) source(s) d'EnR&R par des énergies fossiles, en grande majorité du gaz. Ainsi, le gaz est l'unique source complémentaire pour 76 % des réseaux, le pétrole et ses dérivés étant la source complémentaire pour 18 % des réseaux (calcul effectué à partir des données de [16]).

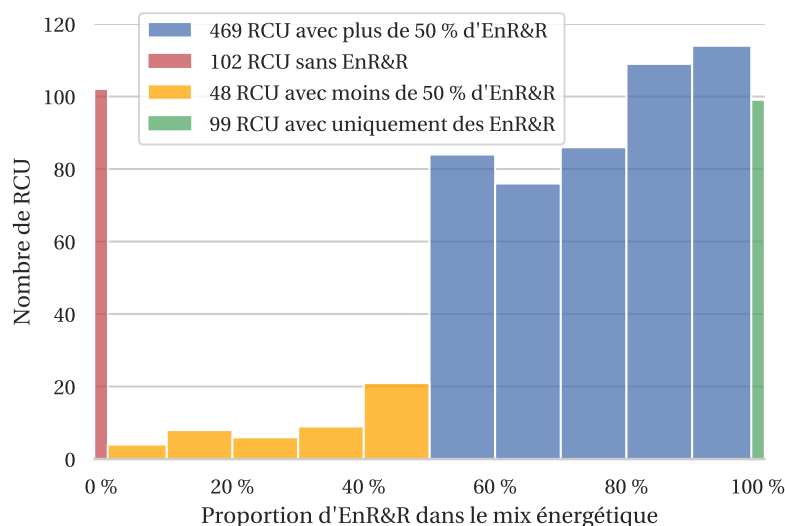


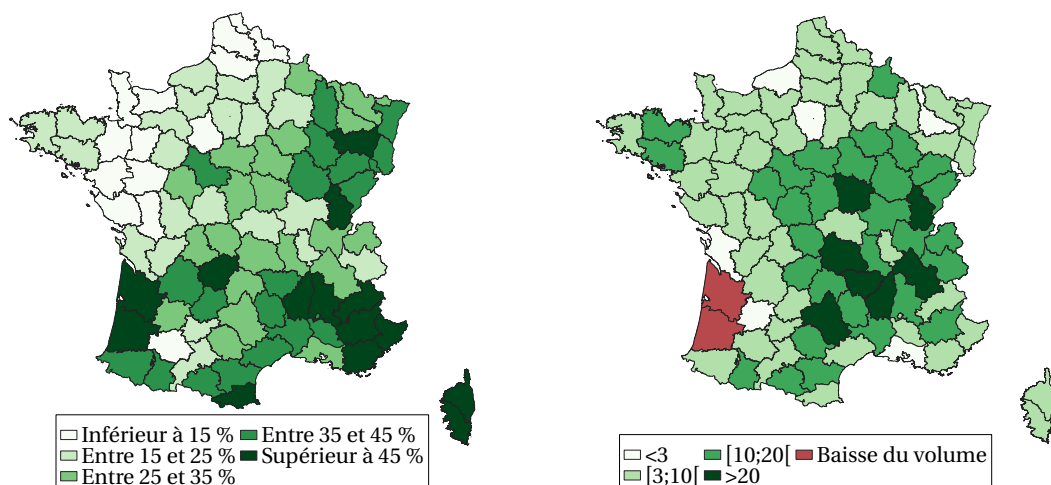
Fig. 1.7 : Répartition du nombre de réseaux en fonction de leur part d'EnR&R, à partir des données extraites de [16]

Les UVE fournissent le plus d'EnR&R aux réseaux (voir Fig. 1.5). Elles produisent de

l'énergie (thermique et/ou électrique) à partir de l'incinération de déchets. En 2020, 116 unités d'incinération, réparties sur l'ensemble du territoire, ont valorisé 12,9 Mt de déchets pour produire 12,7 TWh de chaleur et 4 TWh d'électricité [17]. La majorité de la chaleur ainsi produite est utilisée par des RCU, puisque 92 unités sont connectées à un RCF [17], fournissant 9 TWh de chaleur [3]. Les UVE sont une des composantes de la chaleur fatale, également appelée chaleur de récupération, qui est «la chaleur générée par un procédé qui n'en constitue pas la finalité première, et qui n'est pas récupérée» [18]. Parmi les autres sources de chaleur fatale, on peut notamment citer la chaleur issue de l'activité industrielle, les centres de données ou encore les eaux usées. La chaleur fatale dans l'industrie représente 109,5 TWh (soit 36 % de la consommation de combustibles de l'industrie), dont 52,9 TWh à plus de 100 °C [18], soit 48,3 %. Cependant, comme le note [19], il s'agit ici d'un potentiel théorique bien supérieur au potentiel réellement valorisable, car une source d'énergie doit être adaptée aux besoins et son intégration dépend de la faisabilité économique. L'étude [18] estime néanmoins à 16,7 TWh le potentiel de chaleur fatale valorisable par les RCF, en considérant uniquement les sources à plus de 60 °C proches des réseaux existants en 2014. Ce potentiel serait encore supérieur, car de nouveaux réseaux sont apparus depuis (l'étude a été faite à partir de 307 RCU, or le territoire compte 833 réseaux en 2021) et d'autres vont se développer. De plus, le potentiel serait encore plus important si l'on considérait la chaleur récupérable à une température inférieure à 60 °C. Il serait intéressant de voir l'évolution de la chaleur fatale valorisable par les réseaux, ce qui sera bientôt possible avec la mise à disposition des données sur la chaleur fatale par l'Ademe [20]. Chiche [21] a choisi de se concentrer sur des sources urbaines et péri-urbaines de chaleur fatales (les eaux usées, les UVE, les centres de données, les blanchisseries industrielles, les verreries et les entrepôts frigorifiques) qui présentent l'intérêt d'être à proximité des besoins. En revanche, ces sources ont pour la plupart l'inconvénient d'être moins régulières et à des niveaux de température plus bas comparé à la chaleur fatale issue des grosses industries. En plus des sources déjà mentionnées, on peut encore citer la valorisation possible de la chaleur des tunnels de métropolitains [22] ou des laboratoires de recherche utilisant des moyens de calcul scientifique dégageant d'importantes quantités de chaleur fatale pour souligner le fait que les sources de chaleur potentiellement valorisables sont multiples et ne se limitent pas à celles décrites.

La biomasse est la seconde source d'EnR&R la plus utilisée par les RCU (Fig. 1.5). Le bois-énergie correspond à 89 % de la quantité de biomasse consommée, le reste de la biomasse étant constitué de liqueur noire (résultant de la production de papier) et de résidus agricoles [23]. Les 7145 chaufferies fonctionnant avec comme source le bois-énergie ont produit pratiquement 24 TWh de chaleur pour les logements collectifs et les secteurs industriel et tertiaire [17]. 31 % du territoire français est couvert de forêts et la surface boisée est en constante augmentation, passant de 14,1 millions d'hectares en 1985 à 16,9 en 2019, soit une augmentation de 5,3 % par an depuis 1985 [24]. Comme le montre la Fig. 1.8, les forêts

sont présentes sur l'ensemble du territoire, avec les taux de boisement les plus importants au sud et à l'est du pays, et sont en croissance partout (la baisse de volume dans le sud-ouest est conjoncturelle, due aux tempêtes de 1999 et 2009), ce qui permettra d'augmenter la récolte de bois jusqu'à 10,5 millions de m³, pour une récolte de 55,8 millions de m³ en 2018, dont 70 % ont servi à produire de l'énergie [24]. La biomasse est une ressource produite très largement sur le territoire français, puisque seuls 3,2 TWh sont importés alors que la production est de 110,1 TWh en 2020 [23]. La biomasse est utilisée par 563 réseaux ([3]). Elle est la source d'énergie la plus souvent présente, plébiscitée en remplacement des chaudières au charbon ou au fioul [24].



(a) Taux de boisement en France par département en 2020 [25] (b) Évolution du stock de bois en forêt entre 1985 et 2019 en volume (millions de m³) [24]

Fig. 1.8 : Taux de boisement du territoire national et évolution du stock de bois

La géothermie est également très présente, la France possédant un potentiel géothermique intéressant, rendant possible une exploitation directe de la chaleur issue d'aquifères profonds avec une température suffisante, ou une exploitation indirecte combinée avec des PAC pour exploiter la chaleur des aquifères de surface ou profonds avec une température non valorisable directement. Il est estimé que « près d'un tiers du territoire français possède une ressource de géothermie profonde valorisable » [26]. Les ressources les plus importantes se trouvent dans les bassins parisien, aquitain, du sud-est, dans la Limagne et le fossé Rhénan (voir la Fig. 1.9).

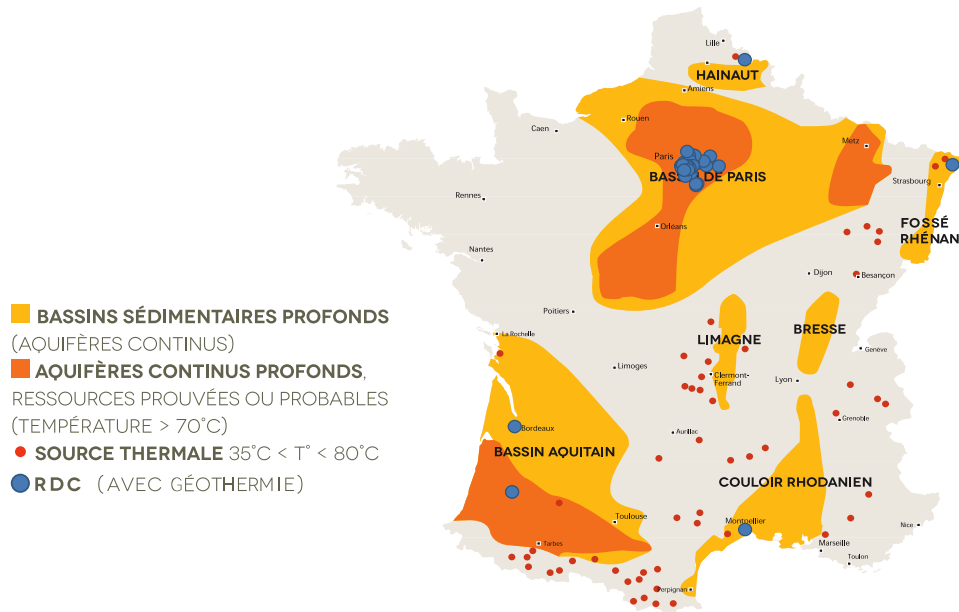


Fig. 1.9 : Les bassins sédimentaires en France, cartographie issue de [27], modifiée avec les températures fournies par [28] et complétée avec les réseaux ayant la géothermie comme source d'énergie [16]

Avec l'émergence de la 4G et de la 5G, les températures à fournir sur le réseau sont plus basses, rendant possible la valorisation de nouvelles sources d'énergie. Ainsi, de plus en plus de projets se développent, intégrant notamment du solaire thermique [29], des sources d'énergie fatales avec des températures plus basses telles que les centres de données [30-32] et les eaux usées [33], et des sources d'eau à température ambiante (eau de mer, eau des lac ou eau de rivière). Par exemple, la chaleur fatale issue des centres de données est estimée à 3,6 TWh selon [18]. Quelques exemples de réseaux utilisant des sources d'énergie à basse température sont affichés sur la Fig. 1.10 suivante :

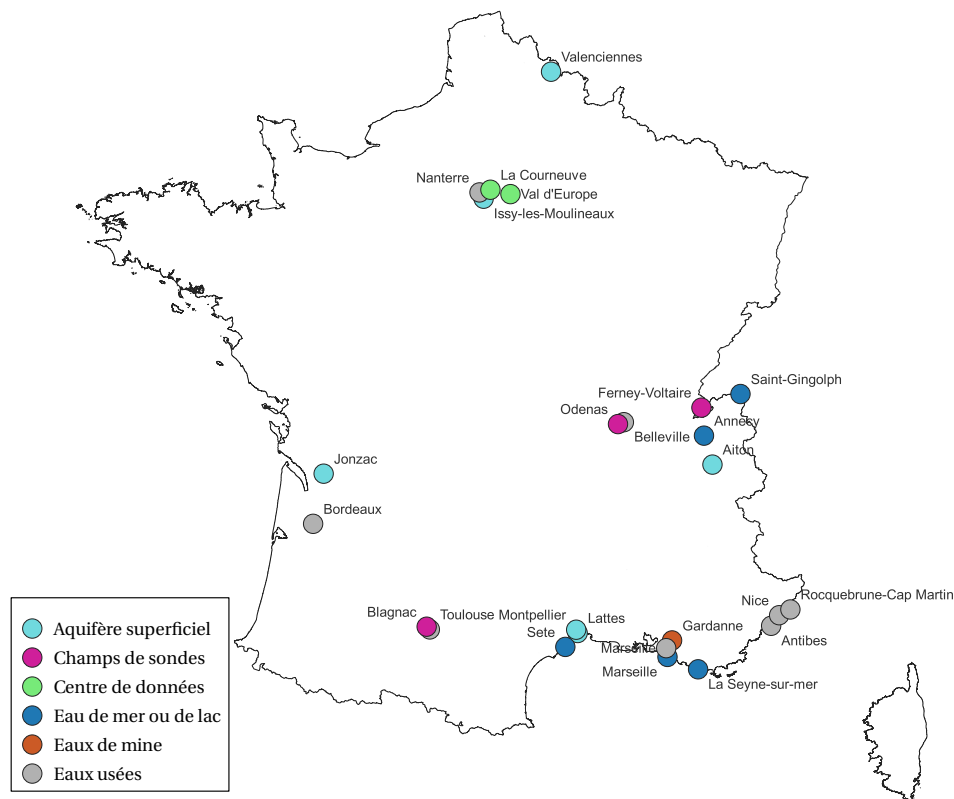


Fig. 1.10 : Réseaux avec des sources d'énergie à basse température, carte créée à partir de [26, 30, 33]

Les machines de production

Les machines de production permettent de produire de la chaleur et/ou du froid à partir de différentes sources évoquées dans la Section 1.1.1.4. Historiquement, les réseaux, nécessitant de hauts niveaux de température, les centrales de production fournissaient de la vapeur d'eau à partir de chaufferies alimentées par du charbon ou des UVE. Les centrales de cogénération se sont ensuite développées, permettant de produire simultanément de la chaleur et de l'électricité. Dans certains pays, en particulier en Europe du Nord, la cogénération représente une part importante de la production d'énergie, tel le Danemark où plus de 50 % de l'électricité est produite par cogénération [34]. Frederiksen et Werner [4] considèrent que la raison d'être des RCF réside dans l'exploitation de la cogénération qui permet de meilleurs rendements qu'une production de chaleur et d'électricité séparée. Cependant, la cogénération perd de son intérêt au profit de PAC performantes, centralisées ou décentralisées. Avec l'émergence des PAC aux dépens de la cogénération, les réseaux qui étaient producteurs d'électricité deviennent maintenant des consommateurs nets de cette énergie. Une variante de la PAC est la TFP, qui permet de produire à la fois de la chaleur et du froid, et donc d'améliorer la performance globale du système lorsque les demandes en chaud et en froid sont proches. De nombreux réseaux qui valorisent des sources d'EnR&R utilisent également des sources fossiles en appoint.

La production de chaleur peut également être passive, en utilisant directement la source lorsque celle-ci est à une température suffisante, comme cela peut être le cas pour la géothermie, l'énergie solaire ou la chaleur récupérée dans les usines.

La production de froid des réseaux est assurée très largement par des groupes frigorifiques à compression électrique qui représentent 96 % du froid produit, utilisant majoritairement des condenseurs à eau, provenant des rivières, de lacs ou de la mer (67 % de la production de froid en France), ou connectés à des tours aéroréfrigérantes (26 %) [3]. Les TFP représentent 3 % de la production de froid. Le froid peut aussi être produit grâce à des groupes frigorifiques à absorption ou à adsorption valorisant la chaleur produite par la biomasse, la géothermie, le solaire ou la chaleur de récupération à haute température [35]. Ces procédés, intéressants uniquement en cas de surplus de chaleur, restent cependant très peu utilisés (0,4 % de la production) [3].

La production de froid peut elle aussi être passive (un groupe frigorifique n'est pas nécessaire) si la température de la source froide est suffisamment basse en utilisant de l'eau de mer, comme c'est le cas pour le réseau de la ville de Stockholm [36], l'eau d'une rivière, tel le réseau Climespace avec l'eau de la Seine lorsque celle-ci est à moins de 5 °C [37], ou encore l'eau des lacs, comme le réseau Genève-Lac-Nations qui tire profite de l'eau du lac Léman puisée à -37 m [38].

1.1.1.5 La distribution

Les différentes générations de tuyaux de distribution

La distribution a également connu plusieurs générations qui ont accompagné la baisse des températures des réseaux [4].

La première génération transporte la vapeur d'eau au départ de la centrale de production vers les SST tandis qu'un tuyau plus petit ramène les condensats depuis les SST, les deux tuyaux étant dans un caisson en béton. Deux problèmes sont liés à cette génération : le premier est la corrosion intense qui se produit dans le tuyau retour à cause de l'absorption d'oxygène et de dioxyde de carbone par le condensat, le second est la formation de condensat dans le tuyau aller causée par la baisse de température dans la boucle de distribution qui, à forte vitesse (due à la pression importante), peut endommager les différents équipements.

La seconde génération est similaire à la première, la différence étant que l'eau est sous forme liquide dès le départ de la centrale. Le diamètre du tuyau de départ est donc inférieur à celui d'un tuyau de la première génération, le caisson de béton est par conséquent d'un volume inférieur.

La troisième génération se caractérise par l'abandon des caissons de protection, le tube de service est lié à l'isolant, à la mousse de polyuréthane (PUR) et au tube fourreau en polyéthylène haute densité (PEHD). Deux types de tuyaux existent : les tuyaux flexibles, utilisés pour les plus petits diamètres, qui possèdent un tube de service généralement en

polyéthylène réticulé (PER), et les tubes rigides qui ont un tube de service en acier au carbone. Une évolution de cette génération est en train d'apparaître liée à l'émergence des réseaux 5G avec des tuyaux qui n'ont plus besoin d'être isolés car ils transportent de l'eau à température ambiante, proche de la température de l'air [39].

Les différences entre les trois générations sont résumées sur la Fig. 1.11 ci-dessous :

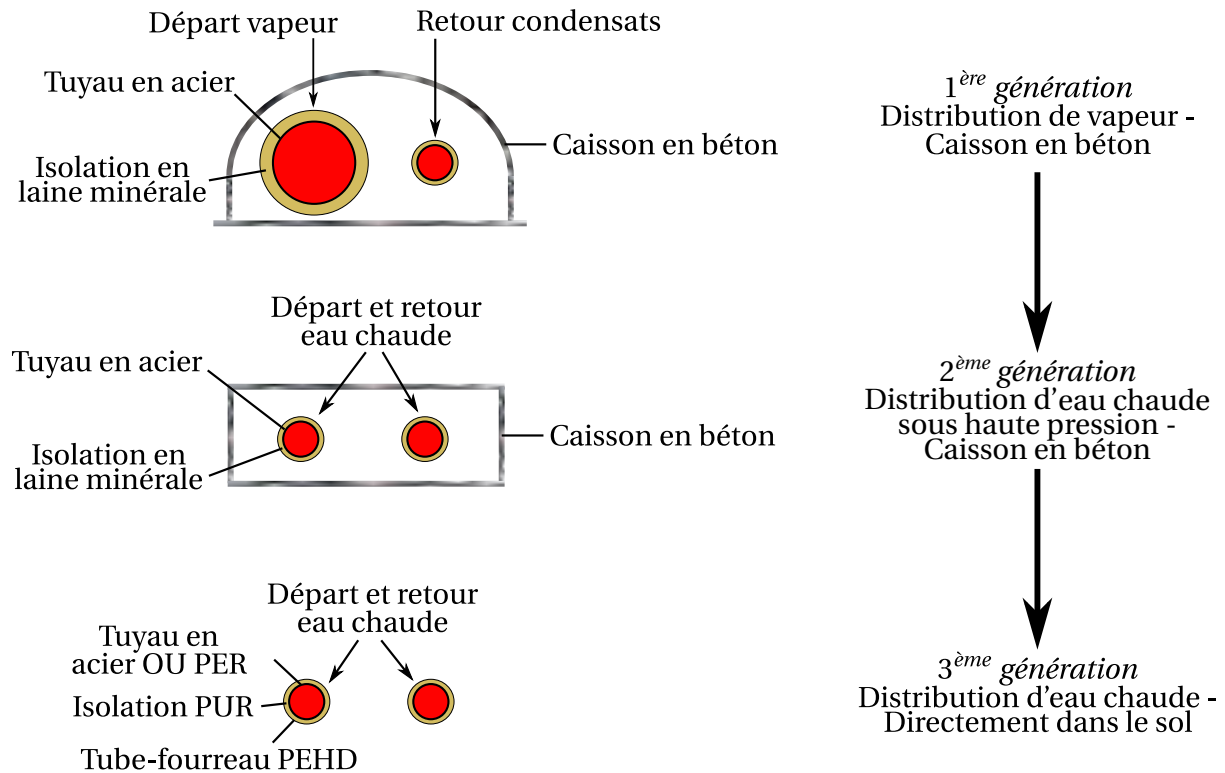


Fig. 1.11 : Les différentes générations de tuyaux de distribution, adaptées de [4]

Les tuyaux de troisième génération sont également utilisés pour l'acheminement de l'eau des réseaux de froid, les tuyaux ayant une épaisseur d'isolant plus faible que celle des tuyaux transportant l'eau chaude. Certains réseaux utilisent également des tuyaux non isolés thermiquement. En effet, la différence de température entre l'eau froide et le sol est bien plus faible que celle entre l'eau chaude et le sol, ce qui limite les pertes thermiques.

Les générations se sont succédé, les dimensions des tuyaux ont rétréci et les caissons de cloisonnement ont disparu, ce qui réduit les coûts et les durées d'installation.

Nombre de tuyaux en parallèle

La configuration la plus commune est la configuration dite *deux tubes* avec deux tuyaux en parallèle, l'un étant le tuyau de départ depuis la centrale vers les SST, l'autre étant le tuyau de retour. Une variante de cette configuration pour les réseaux fournissant à la fois de la chaleur et du froid est la configuration *quatre tubes*, avec deux tubes en parallèle pour les besoins en chaud et deux tubes en parallèle pour ceux en froid, qui se retrouve dans le réseau Thassalia [40] par exemple.

Une autre configuration est la configuration *trois tubes* où deux tuyaux sont au départ de la centrale, tandis que le troisième est un tuyau de retour. Les deux tuyaux de départ peuvent être à la même température, l'un répondant aux besoins de chauffage tandis que le second, d'un diamètre plus petit, assure les besoins en ECS, l'intérêt étant de limiter les pertes thermiques lorsqu'il n'y a pas besoin de chauffage. Ces deux tuyaux peuvent également être à des températures différentes afin de répondre aux besoins des clients qui n'ont pas les mêmes contraintes de niveaux de température. Une variante de cette configuration trois tubes est appelée *système en cascade*. Dans ce cas, le troisième tube peut provenir de l'épuisement en température des SST en amont qui ont des besoins en températures plus élevées que les sous-stations en aval. Le système en cascade se retrouve par exemple dans le réseau de Chevilly-Larue où les bâtiments les plus anciens (et les bâtiments performants lorsque la température extérieure est faible) sont alimentés à l'aide de hautes températures (environ 90 °C), les bâtiments performants à l'aide de basses températures (60 °C) et les bâtiments très performants avec de l'eau à très basse température (45 °C) [41].

D'autres configurations existent, comme par exemple la configuration *quatre tubes*, qui permet de fournir de l'eau aux SST à des températures différentes, et avoir des retours à des températures différentes également, ce qui limite encore davantage les pertes thermiques [42].

Les réseaux 5G n'ont par définition pas de production centralisée, il n'y a donc pas de notion de tuyau aller et de tuyau retour. Sulzer et al. [8] proposent de nommer les tuyaux «tube chaud» et «tube froid» en fonction de leur température relative l'un par rapport à l'autre.

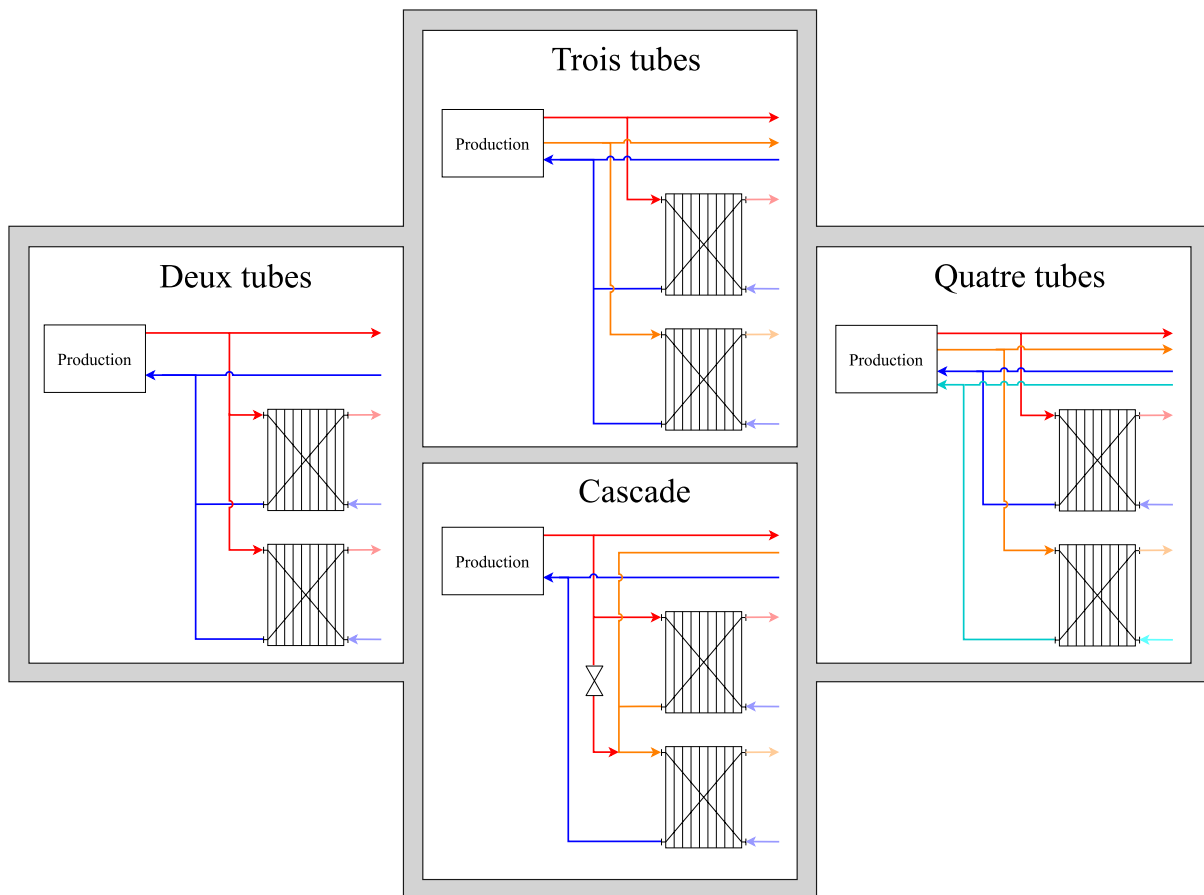


Fig. 1.12 : Différentes configurations de tubes schématisées. En rouge, tube au départ de la production vers les SST, en orange, tube au départ de la production vers les SST avec température potentiellement moins élevée (configuration trois tubes) ou après le passage dans une première SST avec des besoins de température plus élevée, en bleu, tube de retour vers la production, en cyan, tube de retour avec une température potentiellement moins élevée (configuration quatre tubes)

Topologie des réseaux

L'évolution entre les générations entraîne également une complexification des réseaux de distribution. Von Rhein et al. [43] recense trois topologies de réseaux principales, par analogie avec les réseaux informatiques, schématisées sur la Fig. 1.13 :

- Le réseau radial est celui dont le coût d'investissement est le plus faible, car c'est celui dont la longueur des tuyaux est la plus faible. Il est composé d'une unique unité de production (UP) centralisée, qu'il s'agisse d'une PAC, d'une centrale de production ou d'un groupe froid.
- Le réseau en anneau est constitué d'un système de distribution principal en boucle fermée. Il permet d'inclure plus de sources de chaleur ou de froid et améliore la sécurité d'approvisionnement
- Le réseau maillé est le plus coûteux. Il permet comme le réseau en anneau d'inclure

facilement des sources de chaleur ou de froid, et améliore encore la sécurité d’approvisionnement

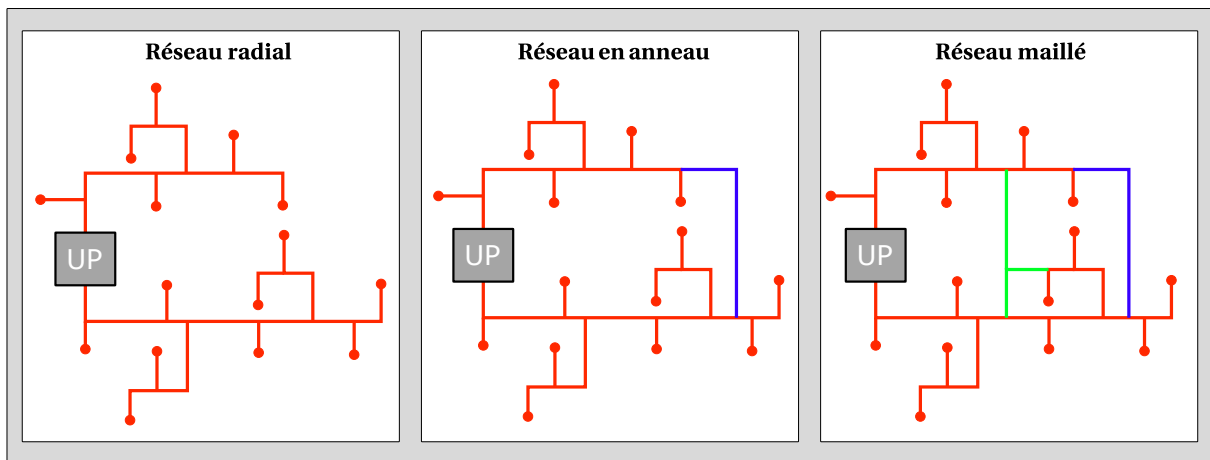


Fig. 1.13 : Les différentes topologies de réseaux, adaptées de [43]. Le tronçon bleu différencie le réseau radial du réseau en anneau, le tronçon vert permet au réseau d’être maillé. Une unité de production (UP) est présente et permet d’équilibrer la température du réseau à l’aide d’une source extérieure (eau, chaudière, groupe froid...). Les pastilles en bout de réseau représentent les clients

1.1.1.6 Les sous-stations

Les sous-stations (SST), également appelées points de livraison (PDL) ou Station de transfert de chaleur (STC) ou de froid (STF) sont l’interface entre le réseau et les consommateurs, à travers des échangeurs thermiques qui servent de séparation hydraulique et fournissent l’énergie aux consommateurs.

Architectures des SST

Quelques rares réseaux ne possèdent pas de sous-station, l’eau qui circule dans le réseau passe alors directement par les émetteurs de chaleur et/ou est disponible pour l’ECS. Ces réseaux ont l’avantage d’être économiques à mettre en place, mais si l’eau est disponible directement à la consommation, elle contient alors de l’oxygène dissous, très corrosif pour les tuyaux (sauf s’ils sont en acier inoxydable, ce qui a un coût important).

En règle générale, les clients sont connectés au réseau grâce à des SST, composées d’un ou de plusieurs échangeurs. De multiples configurations de SST sont possibles, avec pour objectif de couvrir les besoins en chaleur des consommateurs pour l’ECS et/ou le chauffage pour les RCU, et les besoins de froid pour les RFU. L’intérêt de ces différentes architectures est de répondre à des besoins avec des niveaux de température différents pour le chauffage et l’ECS. Dans cette partie, certaines des architectures de SST existantes sont décrites.

Les différentes architectures mentionnées dans les paragraphes suivants sont schématisées sur la Fig. 1.14.

La SST peut comprendre *un unique échangeur* pour répondre à la fois à la demande en chauffage et en ECS. Dans ce cas, la température de départ côté client doit être suffisante pour couvrir les besoins en ECS et en chauffage. Dans les réseaux récents, la température de l'ECS devient la température de contrainte, les températures pour le chauffage pouvant être inférieures si l'on utilise des radiateurs basse température ou des planchers chauffants.

L'architecture avec *échangeurs en parallèle* est très répandue, elle consiste à utiliser un échangeur pour l'ECS et un échangeur pour le chauffage.

D'autres architectures, dites *en cascade*, se sont également développées. Parmi ces architectures, on peut citer l'architecture *en série* où l'échangeur avec les besoins en température moins élevée reçoit de l'eau chaude à la fois de la centrale de production et de la sortie d'un premier échangeur qui a des besoins en température plus élevés. Dans les configurations anciennes, lorsque les émetteurs de chaleur ont besoin d'une température supérieure à celle de l'ECS, le premier échangeur est celui du chauffage, tandis que dans les installations modernes, équipées de systèmes de chauffage basse température, l'échangeur pour l'ECS se retrouve en premier. Une autre variante est l'architecture *deux étages*. Dans celle-ci, les échangeurs pour le chauffage et pour l'ECS sont en parallèle et leur sortie est reliée à un troisième échangeur qui permet de préchauffer l'ECS. L'intérêt de ces architectures en cascade est d'augmenter l'épuisement de température, c'est-à-dire de réduire la température du fluide (l'eau) qui s'écoule dans le tuyau de retour, ce qui permet de réduire les pertes thermiques, l'énergie de pompage et d'améliorer l'efficacité des systèmes de production. Cependant, l'ajout d'un troisième équipement et d'un système de régulation plus compliqué, qui augmentent le coût de la SST et le risque d'avarie, réduisent considérablement l'intérêt de ces systèmes.

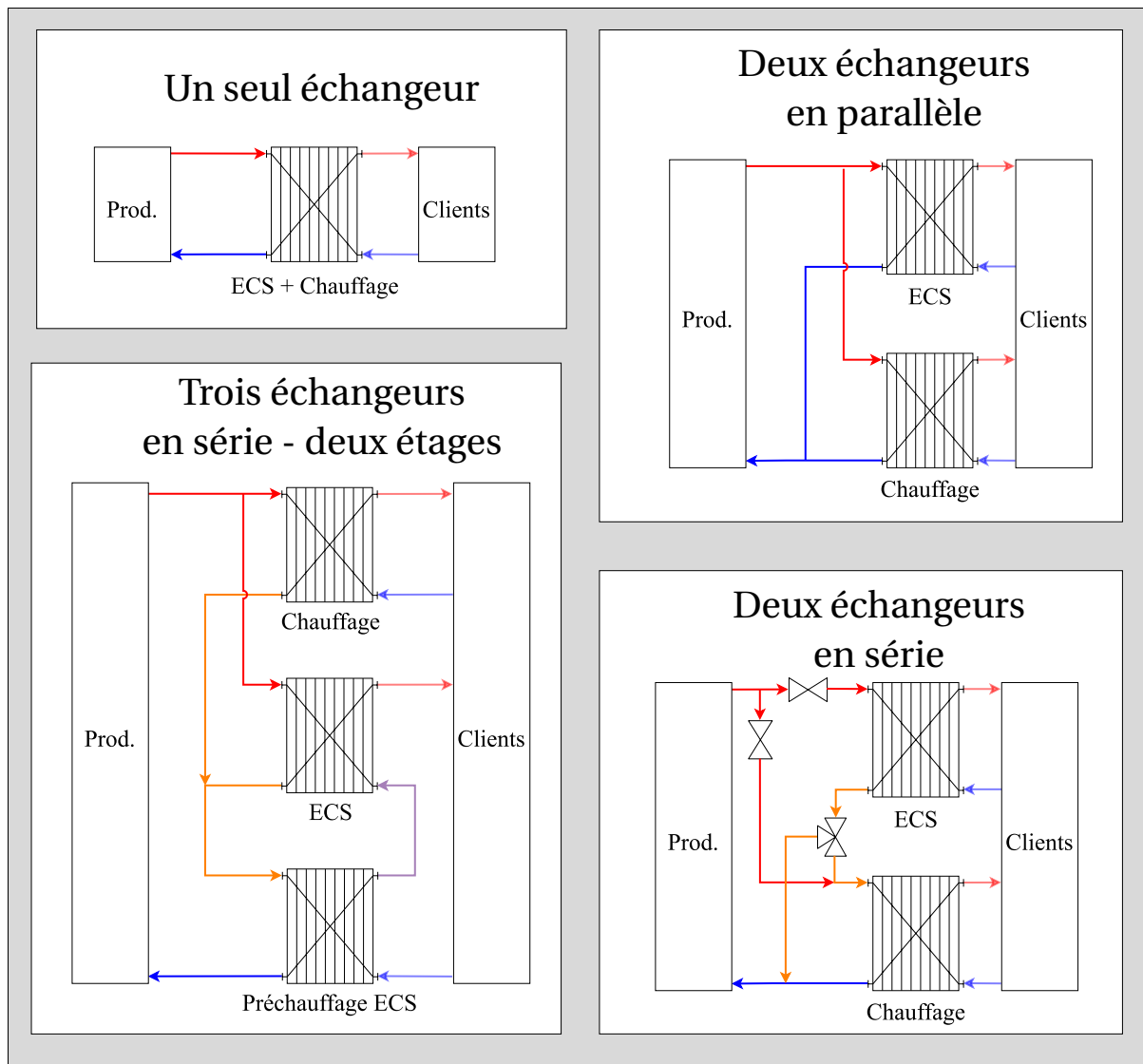


Fig. 1.14 : Différentes architectures de SST, d'après [4, 44]

Définition des îlots pour les réseaux 5G

Comme l'a justement noté [8], un éclaircissement est nécessaire sur la notion de SST pour les réseaux 5G. En effet, de nombreux articles incluent à la fois l'interface entre le réseau et le client et la production de chaleur et/ou de froid lorsqu'ils évoquent les SST, par exemple [11]. Or ce terme de « sous-station » est inadapté dans le cas de la 5G. Cette partie du réseau est en effet le lieu de production et potentiellement de stockage de la chaleur et du froid. Elle est couramment appelée « îlot », et est composée d'une interface avec la boucle primaire, de machines de production de chaud et/ou de froid, parfois d'un stockage, d'un réseau de distribution court qui relie la production aux consommateurs.

Dans la suite de ce manuscrit, les SST font référence uniquement aux clients reliés au réseau via les échangeurs.

Les besoins des clients

La baisse des températures sur le réseau a également été rendue possible grâce à l'évolution des besoins des clients. La température de l'eau à fournir aux clients a baissé avec les baisses combinées des températures de fonctionnement des émetteurs de chauffage et des besoins thermiques des bâtiments.

Les besoins thermiques des bâtiments ont baissé avec l'application de normes, notamment les réglementations thermiques (devenues depuis 2020 des réglementations environnementales) successives mises en place à partir de 1974, qui imposent des consommations par unité de surface chauffée toujours plus faibles.

On distingue plusieurs types d'émetteurs de chaleur. Les radiateurs anciens ont des régimes de température élevés (90-70), qui nécessitent que le réseau fournisse une eau à haute température. Des radiateurs basse température peuvent aller jusqu'à des régimes de température 45-35. Enfin les planchers chauffants permettent d'avoir des régimes de température encore plus bas avec des départs jusqu'à 35 °C.

La température de l'ECS devient ainsi la température contraignante pour les installations récentes, car la température de l'eau doit être supérieure à 50 °C en tout point du bouclage et doit soit être toujours supérieure à 55 °C en sortie de production, soit au moins une fois dans la journée être portée à 60 °C pendant 60 min, 65 °C pendant 4 min ou 70 °C pendant 2 min [45], afin de limiter la présence des légionelles, bactéries qui se développent fortement entre 20 et 55 °C et sont responsables de la légionellose, grave infection pulmonaire. La sortie de production est l'endroit du circuit de distribution d'ECS où la température est la plus élevée, qu'il s'agisse de la sortie du stockage lorsque ce dernier est directement relié aux points de puisage ou de la sortie de l'échangeur ECS.

1.1.1.7 Le stockage

Le stockage est une solution intéressante pour valoriser un surplus de production et éviter les pics de consommation.

Le stockage le plus utilisé est le ballon d'eau chaude, généralement placé du côté client (on verra dans le Chapitre 3 une variante où le ballon d'ECS est placé en amont des SST). Selon sa taille, il peut servir à couvrir tous les besoins journaliers d'un client, ou seulement être en appoint de la production d'ECS et couvrir les périodes de fortes demandes. Il s'agit d'un stockage décentralisé (ou centralisé selon le dimensionnement du réservoir).

D'autres solutions de stockage sensible d'eau chaude/froide, centralisées cette fois, sont à l'étude [46, 47]. Ces solutions permettent un stockage ponctuel à même d'écarter les pics de consommations, un stockage journalier ou intersaisonnier pour de grandes installations, et sont donc adaptées aux RCF. Ces systèmes, schématisés sur la Fig. 1.15 sont :

- Le stockage dans un réservoir en béton renforcé, d'une profondeur de 5 à 15 m.

- Les puits de stockage. Un puits de stockage est constitué d'une piscine artificielle recouverte. Le puits est rempli avec de l'eau ou avec un mélange de gravier et d'eau. Ce mélange, solide, permet de stocker moins d'énergie par unité de volume, mais présente l'avantage de pouvoir utiliser l'espace au-dessus d'un puits, par exemple pour installer un parking.
- Le stockage dans le sol à l'aide de sondes. La capacité volumique est de trois à cinq fois inférieure aux solutions précédemment mentionnées. Obtenir la même capacité nécessite par conséquent d'avoir une installation plus importante.
- Le stockage en aquifère. Il s'agit de géothermie, avec de l'eau chaude/froide réinjectée dans l'aquifère.

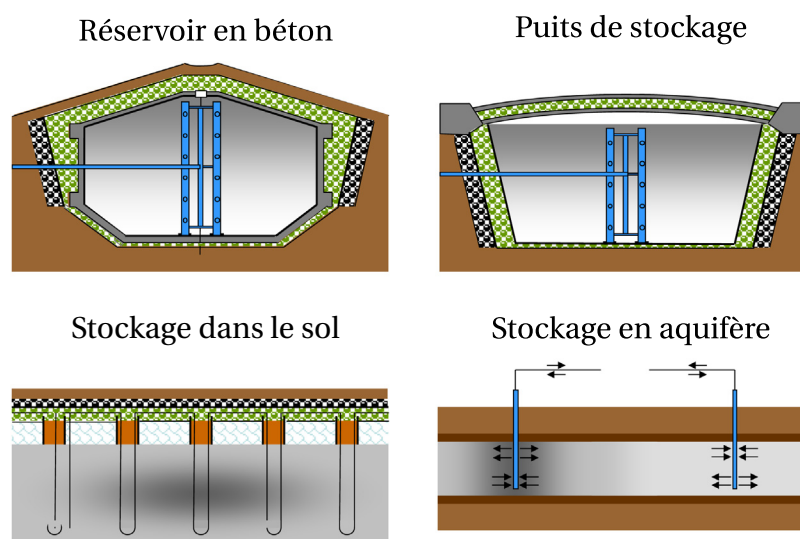


Fig. 1.15 : Schémas pour les quatre types de stockage sensible les plus utilisés, adapté de [48]

D'autres solutions de stockage, encore expérimentales, sont également étudiées pour stocker les surplus de chaleur [49] : les matériaux à changement de phase (stockage latent) et le stockage thermochimique. Pour les RCU, les matériaux à changement de phase sont une alternative aux stockage dans des ballons d'eau chaude pour du stockage journalier lorsqu'il y a une contrainte d'espace, grâce à une capacité volumique plus importante de ces matériaux. Le stockage thermochimique semble être une solution prometteuse, sans perte thermique et avec une capacité volumique supérieure aux autres solutions, c'est cependant celle qui est à l'état le plus expérimental et pour l'instant la plus chère à mettre en œuvre. Cette dernière technologie consiste à séparer deux composés chimiques, généralement deux liquides ou un gaz et un solide, par désorption sous l'action de la chaleur puis à récupérer durant une autre saison la chaleur issue de la réaction exothermique liée au mélange des deux composés par absorption.

Pour les RFU, les mêmes technologies s'appliquent, avec une utilisation beaucoup plus courante des matériaux à changement de phase que pour les RCU, qu'il s'agisse de l'utilisation d'eau glacée [37] ou de neige [50], considérées comme des technologies matures.

1.1.1.8 Les extensions de réseaux

Un réseau, à part lorsqu'il est parvenu à saturation, c'est-à-dire lorsqu'il a atteint son potentiel maximal de livraison, est amené à se développer, c'est-à-dire à ce que de nouveaux bâtiments s'y connectent. Ces nouvelles connexions ont lieu selon deux logiques complémentaires : une logique de densification et une logique d'extension.

La densification est la connexion à un réseau existant de bâtiments non encore raccordés, ce qui augmente sa densité, c'est-à-dire la quantité d'énergie livrée par unité de longueur. Depuis le 1^{er} janvier 2022, le classement d'un réseau, c'est-à-dire le raccordement obligatoire d'un bâtiment neuf ou avec une rénovation importante à un réseau, est automatique dès lors que le réseau a 50% d'EnR&R, qu'un comptage des énergies livrées est effectué et que l'équilibre financier du réseau est assuré [3], ce qui va favoriser la densification des réseaux.

L'extension d'un réseau consiste à élargir le périmètre du réseau par la prolongation du réseau existant. L'extension d'un réseau peut consister à simplement ajouter de nouveaux tuyaux pour étendre le réseau, mais elle peut aussi s'accompagner de changements plus importants. Il peut par exemple s'agir d'ajouter une centrale de production supplémentaire.

Pour les réseaux 5G, la topologie influence la possibilité d'extension des réseaux, comme on a pu le voir dans la Section 1.1.1.5,

1.1.1.9 Exemples de RCFNG

Une architecture de réseau au primaire est définie dans ce manuscrit par sa production, centralisée ou décentralisée et avec production simultanée ou non d'eau pour les besoins en froid, et la configuration de la distribution. La diversité des architectures est représentée à travers une sélection de réseaux récemment développés ou rénovés qui apparaissent dans le Tableau 1.1 :

- Les réseaux de chaleur 4G, avec une production centralisée. Comme expliqué précédemment, la baisse des températures de production autorise la multiplication des sources potentielles, qu'il s'agisse du solaire thermique, de la géothermie ou des sources de chaleur fatales à plus basse température. Le réseau Îlot divette [41] est un exemple de ces réseaux.
- Les réseaux avec une production centralisée de chaud et de froid à l'aide de TFP. Ces réseaux sont dits « quatre tubes », avec deux tubes pour l'eau chaude et deux tubes pour l'eau froide. On retrouve cette architecture dans le réseau Thassalia [40]

- Les réseaux avec une production de chaleur et de froid décentralisée. C'est le cas de nombreux réseaux de nouvelle génération [41, 51-60]
- Les réseaux en cascade. Comme dit précédemment, un réseau en cascade permet d'alimenter des SST avec des températures différentes, en fonction des besoins. Un tel réseau a par exemple été développé à Chevilly-Larue [41]
- Les extensions de réseaux déjà existants. Les sources d'énergie dans l'extension et les niveaux de température peuvent être différents de ceux du réseau principal. On retrouve un exemple de ces réseaux dans l'écoquartier de Villeneuve [41, 61]

Nom, Pays	Boucle tempérée	Nombre de tuyaux	Température(s) ²	Extension	Production							Sources EnR&R							État	Énergie consommée (GWh) ¹	Ref			
					Cogé	Turbine gaz	PAC	TFP	Solaire thermique	Chauffage secondaire	Décentralisée	Géothermie	Biomasse	Solaire thermique	Eau de mer / lac	Rivière	Eaux usées	Fatale				Industriel	Saisonnier	Journalier
Chevilly-Larue, France	✓	4	90, 60, 45	-	✓	-	-	-	-	-	-	-	✓	-	-	-	-	-	-	✓	-	-	71,5	[41]
Balma Gramont, France	-	2	80	✓	-	-	-	✓	-	-	-	-	✓	-	-	-	-	-	-	✓	-	-	71,5	[41, 62]
Seguin Rives de Seine, France	-	4	105, 5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	✓	-	-	-	-	-	-	✓	-	-	44,4, 6,2	[41]
Îlot divette, France	-	2	65	-	✓	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	✓	-	-	8,5	[41]
Mont de Marsan, France	-	2	60	-	✓	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	✓	-	-	10,5	[41]
Ecoquartier Villeneuve, France	-	3	70	✓	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	✓	-	-	1,9	[41]
Paris Saclay, France	✓	4	10-30	-	-	-	-	-	-	✓	-	-	-	-	-	-	-	-	-	✓	-	-	61	[41]
Roquebrune – Cap Martin, France	✓	3	15-25	-	-	-	-	-	-	✓	-	-	-	-	-	-	-	-	-	✓	-	-	1,3	[41, 59]
Ferney – Genève, France - Switzerland	✓	2	14-18, 12-16	-	✓	-	-	-	-	✓	-	-	-	-	-	-	-	-	-	✓	-	-	27,5 ³	[41, 60]
Viborg DH, Danemark	-	2	55	-	✓	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	✓	-	-	0,6 ³	[63]
Drake Landing / Alberta, Canada	-	2	37-55	-	✓	-	-	-	-	✓	-	-	-	-	-	-	-	-	-	✓	-	-	0,6	[64]
Drake Landing (PAC)	✓	2	11	-	-	-	-	-	-	✓	-	-	-	-	-	-	-	-	-	✓	-	-	0,6 ³	[65]
Helsinki, Hihhof, Dublin, Perpignan, Ovie- do, Latvia ⁴	✓	2	—	-	✓	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	✓	-	-	0,6 ³	[66, 67]
/	-	3	75	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	✓	-	-	0,1	[68, 69]
Baden-Württemberg, Allemagne	-	2	80	✓	-	-	-	✓	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	✓	-	-	5,5	[70]
Hyvinkää, Finlande ⁵	✓	2	115, 65	-	-	-	-	✓	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	✓	-	-	1,2	[61]
Bjerringbro, Danemark	-	2	47	-	✓	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	✓	-	-	0,5	[71]
Suurtsoppi, Suisse	✓	2	8-25, 14-17	-	-	-	-	-	-	✓	-	-	-	-	-	-	-	-	-	✓	-	-	0,2	[57, 58]
Ottawa, États-Unis	-	-	40-55	-	-	-	-	✓	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	✓	-	-	0,02	[72]
ETH Hônggerberg Zürich, Allemagne	✓	3	8-22, 4-18	-	-	-	-	✓	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	✓	-	-	26, 21	[54]
Genève Lac Nation, Suisse	✓	2	6-10	-	-	-	-	-	-	✓	-	-	-	-	-	-	-	-	-	✓	-	-	5, 20	[55]
Jardins de la Pâla - Bulle, Suisse	✓	2	8-9	-	-	-	-	-	-	✓	-	-	-	-	-	-	-	-	-	✓	-	-	0,2 ³	[56]
La Tour-de-Peilz, Suisse	✓	2	6?	-	-	-	-	-	-	✓	-	-	-	-	-	-	-	-	-	✓	-	-	3,3 ³	[52], [53]
Thassalia, France	-	4	45-60, 4-18	-	✓	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	✓	-	-	-	[40]
Massileo, France	✓	3	10-30	-	-	-	-	-	-	✓	-	-	-	-	-	-	-	-	-	✓	-	-	-	[51]

Tab. 1.1 : Exemples de RCFNG

²En rouge (bleu), température/consommation du réseau pour fournir l'eau chaude (froide). En vert, température dans les BT

³Équivalence utilisée : 1 logement égale 11MWh de consommation

⁴Résultats de Drake Landing avec différentes localisations

⁵4 scénarios différents : températures faibles/hautes et panneaux solaires centralisés/décentralisés

1.1.2 Les RCF au niveau mondial

1.1.2.1 Les objectifs ambitieux pour atteindre la neutralité carbone

La Chine, la Russie et l'Europe représentent plus de 90 % de la production de chaleur issue des RCU dans le monde, avec des productions respectives de 1635 TWh, 1470 TWh et 880 TWh, soit une production pour ces trois ensembles de 3985 TWh sur une production totale estimée autour de 4400 TWh [73]. Si les premiers réseaux de chaleur ont été créés aux États-Unis à la fin du XIX^e siècle, ceux-ci se sont le plus développés en Europe et en URSS au cours du XX^e siècle. En URSS, les réseaux se sont multipliés à partir des années 1920, en suivant la planification alors à l'œuvre dans ce pays, en privilégiant la quantité de chaleur fournie et sans réel soucis d'optimisation économique, ce qui pose aujourd'hui d'importants défis de fiabilité. En Europe, les réseaux ont progressé surtout à partir des années 1970 à la suite des chocs pétroliers afin de réduire la dépendance des pays aux énergies fossiles et ont poursuivi leur déploiement depuis, à des vitesses diverses, très fortement dans les pays du nord de l'Europe, plus faiblement dans les autres pays (voir la Section 1.1.3). La Chine est un acteur plus récent des RCU mais avec une croissance vertigineuse. Ainsi, entre 2000 et 2020, sa production de chaleur issue des RCU a été multipliée par 4, passant de 406 TWh à plus de 1630 TWh, alors que sur la même période la production Européenne est demeurée stable et la production russe a baissé de 18 %. La production globale de chaleur fournie par les RCU a augmenté de 30 % sur la période précédemment citée. Il est estimé qu'actuellement plus de 80 000 réseaux (dont 6000 en Europe), d'une longueur totale dépassant 600 000 km (200 000 km en Europe) sont présents à travers le monde [6].

Globalement, toujours d'après [73], la consommation de chaleur issue des RCU se répartit presque également entre le résidentiel-tertiaire (fourniture des besoins de chaleur des bâtiments) et l'industrie, qui représentent respectivement 47,7 % et 51,3 % des consommations, le reste étant destiné à des usages divers dont l'agriculture. La Chine a une répartition plus singulière, destinant une grande part de la chaleur produite, 65 %, à son industrie.

Alors que les RCF permettent de valoriser les EnR&R, cette croissance des réseaux ne s'est pas accompagnée d'un verdissement de la production de chaleur. En effet, globalement, les énergies fossiles constituent presque 90 % du mix énergétique des RCU (45 % de charbon, 40 % de gaz, le reste en pétrole) [73]. Bien que les consommations de gaz et de pétrole aient diminué, la consommation de charbon a, elle, fortement augmenté, de plus de 510 TWh entre 2010 et 2020, passant à plus de 2000 TWh, principalement à cause de la Chine, responsable de presque 70 % de son utilisation [73].

LAIE a dressé une feuille de route pour atteindre la neutralité carbone d'ici 2050 [74]. Les objectifs sont ambitieux : 13,8 % de la chaleur fournie par les RCU devrait être produite grâce aux énergies renouvelables en 2025 et 21,6 % en 2030, sachant que la part des énergies renouvelables est passée de 5,7 % en 2010 à seulement 7,8 % en 2020 [73].

1.1.2.2 Répondre aux besoins grandissants en froid à l'aide des RFU

La consommation électrique pour répondre aux besoins en froid a représenté en 2020 1885 TWh [75]. La Chine, les États-Unis et le Japon représentent actuellement les deux tiers de la consommation en froid globale [75]. Cependant, les besoins en froid progressent très rapidement dans de nombreux pays. Il est estimé que parmi les 44 % de la population mondiale vivant dans une région sous un climat chaud, seuls 12 % possèdent un système de refroidissement [75]. Ainsi, si le taux de possession de climatiseurs est supérieur à 90 % aux États-Unis et au Japon, il est inférieur à 5 % en Afrique subsaharienne et à 10 % en Inde, alors que le nombre de Degré-jour de refroidissement (DJR) est deux fois plus important dans ces derniers [75].

Les DJR permettent une estimation des besoins en refroidissement. Généralement, le calcul consiste à utiliser la température moyenne d'une journée et à faire la différence avec une température de base puis à sommer cette différence (la température moyenne étant supérieure à la température de base) pour tous les jours de l'année. Des variantes existent en fonction des organismes. Par exemple, Eurostat (l'office statistique de l'Union européenne (UE)) utilise une température de base de 21 °C et calcule la différence lorsque la température moyenne extérieure est supérieure à 24 °C, les DJR étant la somme journalière des différences sur une année [76].

Sans amélioration de l'efficacité des systèmes, la consommation liée au refroidissement pourrait augmenter et représenter 30 % de l'électricité consommée par les bâtiments pour atteindre 6200 TWh en 2050, soit autant que la consommation électrique de la Chine [77]. Cette croissance est liée à la fois à l'augmentation du taux d'équipement et à la hausse des températures liées au réchauffement climatique. Comme le montre la Fig. 1.16, la hausse la plus importante de consommation liée au refroidissement va concerner l'Inde, la Chine, le Moyen-Orient et l'Indonésie qui vont concentrer plus de 60 % de la croissance de la consommation liée au refroidissement. La hausse de la demande proviendra du secteur résidentiel à 70 %, le secteur tertiaire étant déjà largement équipé [77]. La part de la climatisation dans la consommation énergétique des bâtiments va plus que doubler, passant de 6 à 14 % en 2050 [77]. Cette hausse de la consommation va s'accompagner d'un besoin accru de production d'électricité à cause des pics de consommation, qu'il s'agisse de pics saisonniers avec la concentration de la demande de froid sur les mois les plus chauds, ou de pics journaliers avec une consommation accrue pendant les heures les plus chaudes de la journée.

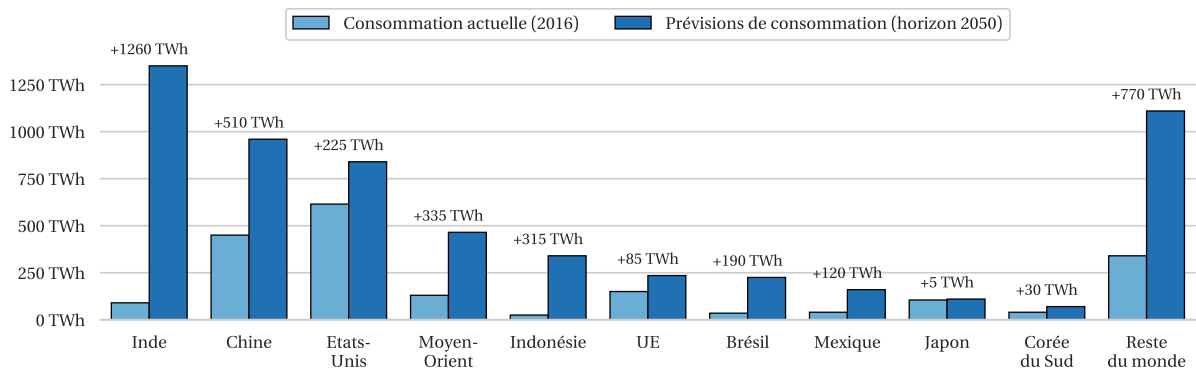


Fig. 1.16 : Prévision de croissance de la consommation énergétique liée à la climatisation par région, scénario le plus à la hausse (qui prend en compte les mesures d'économies d'énergie actées par les différents pays) établi par [77]

Les RFU apparaissent comme une réponse face à cette hausse inéluctable de la demande en rafraîchissement. En effet, ils possèdent plusieurs avantages qui les rendent attrayants :

- Ils permettent de stocker l'énergie, ce qui est difficile, voire impossible pour des bâtiments individuels (Section 1.1.1.7) et limitent ainsi les pics de consommation
- Ils permettent désormais de valoriser les rejets de chaleur des groupes de refroidissement et ceux de froid des groupes de chauffage, améliorant l'efficacité énergétique globale du système
- Ils permettent de valoriser la chaleur fatale (à haute température) à l'aide de groupes froids à absorption/adsorption.

Cependant, la part des réseaux de froid dans la consommation de froid est encore extrêmement faible mais laisse espérer une forte croissance, à l'image de celle qui s'est produite au Moyen-Orient. Ainsi, les RFU fournissent environ 83 TWh à l'échelle mondiale, 56 TWh au Moyen-Orient où ils répondent à 7 % de la demande totale de froid, 22 TWh aux États-Unis, 3,9 TWh au Japon [6] et 3,1 TWh dans l'Union européenne [78].

1.1.3 Les RCF en Europe

On dénombre plus de 6000 RCU en Europe qui s'étendent sur plus de 200 000 km. La part des RCF dans la production de chaleur varie fortement en fonction des pays, comme on peut le voir sur la Fig. 1.17, les pays du nord et de l'est de l'Europe tirant bien plus profit des RCF que les pays du sud et de l'ouest. La France arrive ainsi en 19^{ème} position, couvrant uniquement 5 % des demandes de chaleur grâce à ses réseaux en 2017 [3]. Ce pourcentage demeure stable pour la France : le CEREMA a réalisé une cartographie des besoins de chaleur pour les secteurs industriel, tertiaire et résidentiel à partir notamment de données de 2018, estimant le besoin de chaleur à 455 TWh (pour l'industrie, seuls les besoins liés au chauffage des locaux sont retenus) [79], les réseaux ayant fourni 25,4 TWh en

2020, ces derniers fournissent 5,6 % des besoins de chaleur. En revanche, le taux d'EnR&R est élevé, supérieur à 50 % en 2017.

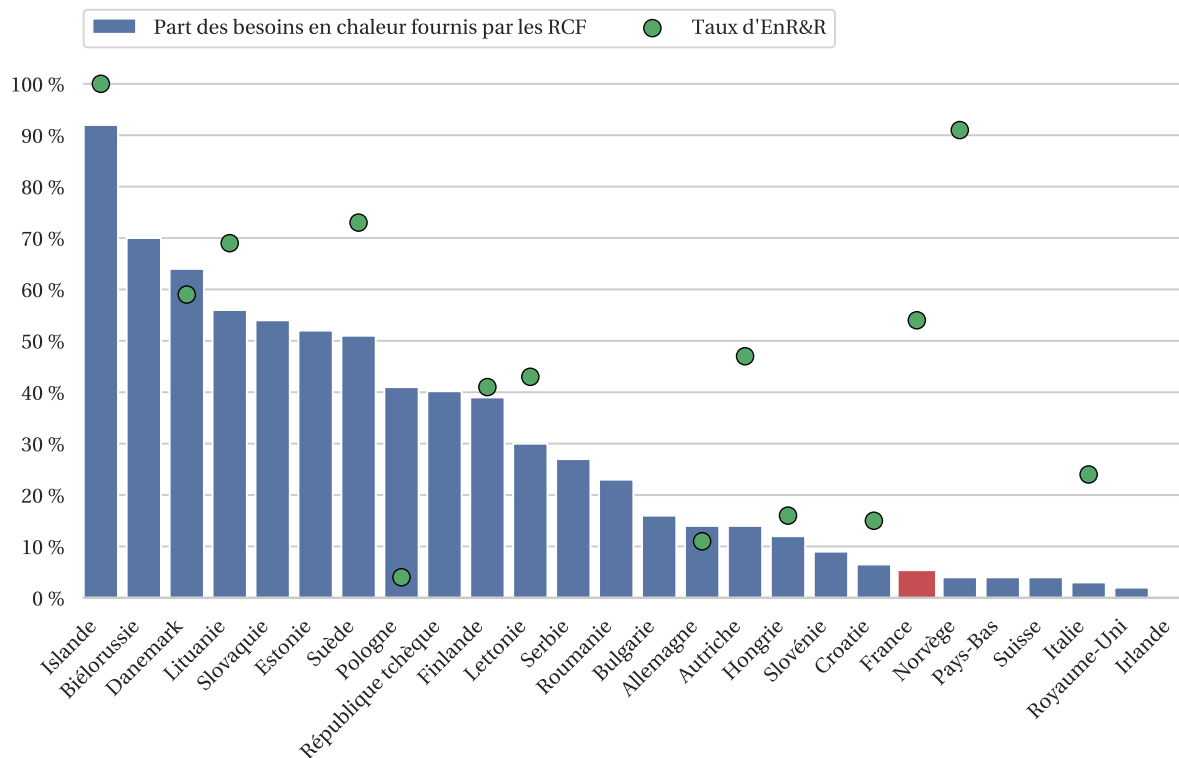


Fig. 1.17 : Part des besoins de chaleur fournie par les RCF et taux d'EnR&R par pays en 2017, adapté de [3]

En ce qui concerne la part d'EnR&R, tous les pays européens n'en sont pas au même stade. Les réseaux de chaleur islandais utilisent 100 % d'EnR&R, alors que les réseaux allemands avaient, en 2017, 11 % d'EnR&R dans leur mix énergétique (Fig. 1.17). Notons que les réseaux français sont passés de 54 % d'EnR&R en 2017 (Fig. 1.17) à 60,3 % en 2020 (Fig. 1.5).

1.1.3.1 Les RCF, outils pour atteindre les objectifs environnementaux européens

Actuellement, aucun programme européen n'affiche d'objectifs spécifiques aux RCF. Les réseaux, en permettant de valoriser des EnR&R, s'inscrivent dans les différents plans européens visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES), à augmenter l'utilisation des EnR et à améliorer l'efficacité énergétique. Plusieurs plans successifs ont été mis en œuvre afin d'atteindre ces objectifs, comme on peut le voir dans le Tableau 1.2. Ces objectifs ambitieux s'inscrivent dans le cadre du pacte vert pour l'Europe qui vise la neutralité carbone en 2050.

Les différents objectifs sont globaux et varient selon les pays, la France ayant par exemple comme objectifs d'atteindre 23 % d'EnR en 2020 et 33 % à l'horizon 2030 [23]. L'objectif global de 20 % d'énergie renouvelable a été atteint, et tous les pays, à l'exception notable de la

France (seulement 19,1 % d'EnR), ont atteint ou dépassé leur objectif de part d'EnR [80]. De même, les pays de l'UE ont réussi en 2018 à réduire de 24 % leurs émissions de GES [81] en 2019 par rapport à 1990. La consommation d'énergie finale des pays de l'UE a diminué de 24 % en 2020 par rapport à un scénario de référence établi en 2007, même si cette baisse est conjoncturelle, conséquence de la crise du COVID (en 2019, la baisse était de 18 %) [82]

	Paquet énergie-climat	Cadre énergie-climat	<i>Fit for 55</i>	Actuellement atteint
Année d'adoption	2008	2014	2021	-
Horizon des objectifs	2020	2030	2030	-
Réduction des émissions de GES (par rapport à 1990)	20 %	40 %	55 %	24 % [81]
Part des EnR dans la consommation énergé- tique finale	20 %	32 %	40 %	22 % [80]
Augmentation de l'effica- cité énergétique (par rap- port à un scénario de référé- nce établi en 2007)	20 %	32,5 %	/	24 % [82]

Tab. 1.2 : Plans énergétiques successifs mis en place par l'UE ([83])

Les résultats obtenus par l'UE en matière de lutte contre le changement climatique sont encourageants et doivent être poursuivis, grâce à des objectifs ambitieux pour augmenter l'efficacité énergétique, réduire l'émission de GES et augmenter sensiblement le recours aux EnR&R. La réalisation de ces objectifs passera nécessairement par la création de nouveaux réseaux avec une part toujours plus importante d'EnR&R.

1.1.3.2 Le potentiel de développement des RCF en Europe

Dans cette section, l'Europe fait référence aux pays membres de l'Union européenne avant le Brexit (donc UE27 et Royaume-Uni).

La demande finale d'énergie était de 6350 TWh en 2015, les besoins en chaud et en froid représentant la moitié de cette demande [84]. En utilisant les données fournies par [85], il est possible d'obtenir les degrés-jour de chauffage (DJC) et les DJR sur la période 1979-2021.

Les réseaux pour répondre aux besoins de chaleur

Le calcul des DJC est similaire à celui des DJR. Il s'agit cette fois de calculer, lorsque la température moyenne sur une journée est inférieure à un certain seuil (15 °C pour Eurostat

[76]), la différence entre une température de base (généralement 18 °C) et cette température moyenne puis de sommer la différence pour tous les jours de l'année. Comme on peut le voir sur la figure Fig. 1.18, les DJC les plus importants se retrouvent à l'est et au nord de l'Europe. En comparant les périodes 1979-1999 et 2000-2021, le nombre de DJC a baissé dans tous les pays (baisse de 444 DJR en Finlande, de 383 au Danemark, de 376 en Suède par exemple), ce qui signifie que le besoin de chauffage diminue.

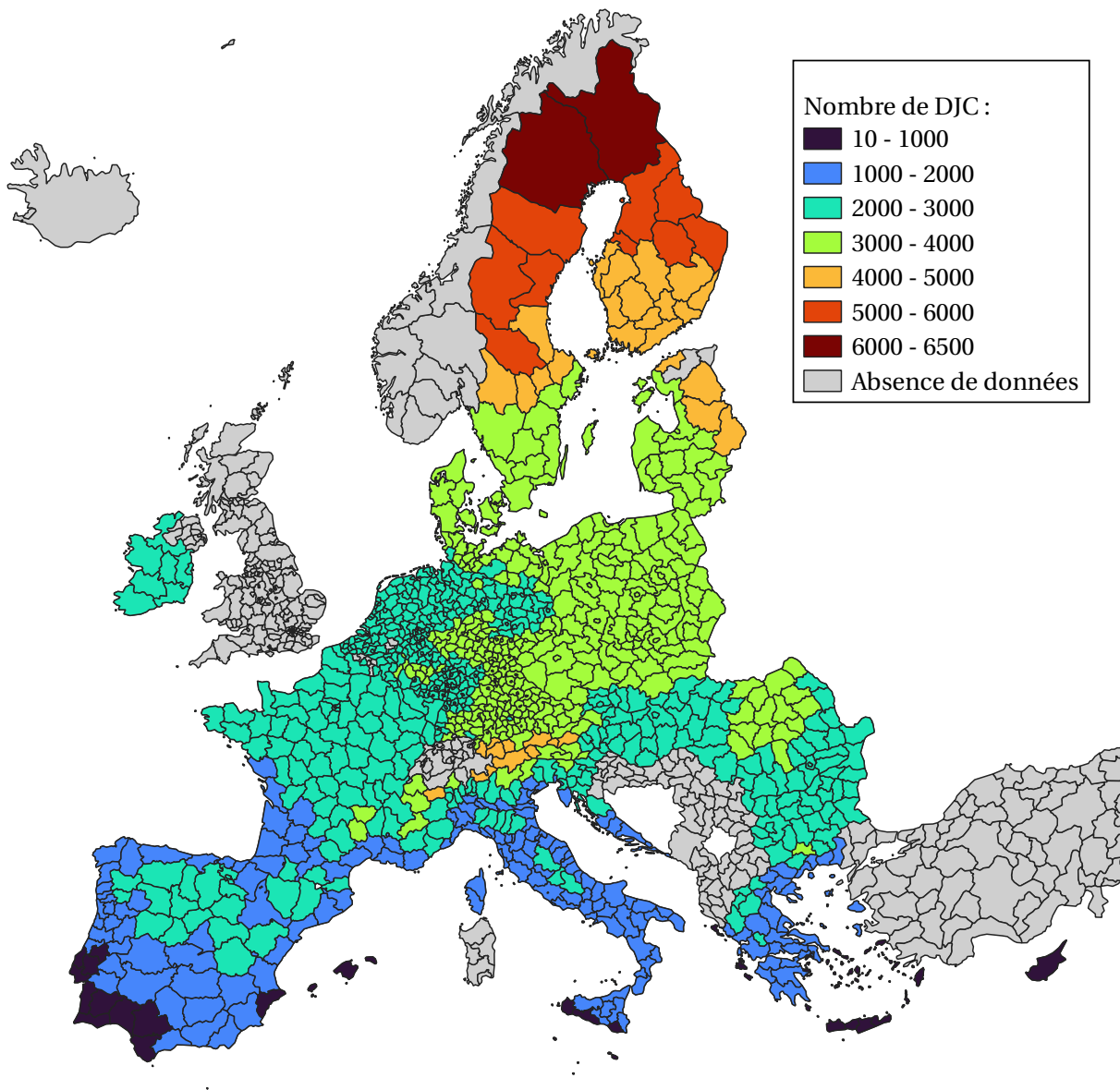


Fig. 1.18 : DJC moyens sur la période 2000-2021, calculés à partir des données de [85]

Les zones urbaines densément peuplées sont les plus à même d'accueillir de nouveaux réseaux. Dans le cadre du projet européen *Heat Roadmap Europe* visant à améliorer l'efficacité énergétique de la production de chaud et de froid, un atlas européen de la chaleur à l'échelle 100 m a été développé, avec les énergies consommées des bâtiments calculées à cette échelle [86]. A partir de cet atlas, des zones potentielles pour le développement

de RCU ont été définies, en utilisant comme critère une densité énergétique minimale de 139 MWh/ha, ce qui correspond d'après [87] au seuil minimal de viabilité économique pour un réseau 3G. Les zones ainsi créées correspondent à des zones urbaines denses et à des zones périurbaines telles que des zones pavillonnaires, ou des villes de petite taille. En regroupant l'ensemble de ces zones, le potentiel total de fourniture de chaleur à partir des réseaux en Europe peut être calculé grâce aux données fournies par [88]. Ce potentiel est de 1950 TWh alors que les réseaux fournissent pour l'instant environ 400 TWh de chaleur [3, 87, 89, 90] (à noter, pour [87], les plupart des données de consommation datent de 2011). Le Tableau 1.3 représente le potentiel de livraison de chaleur pour les pays avec le plus fort potentiel de croissance, en valeur absolue. Le potentiel exprimé ici demeure cependant une estimation. Par exemple, en France, la fourchette d'estimation du potentiel estimé varie de 132 TWh selon un article publié dans le cadre de cette thèse [91], à 330 TWh selon [92].

La chaleur actuellement fournie par les réseaux européens est probablement sous-estimée car tous les RCU ne sont pas pris en compte. Par exemple seuls 456 réseaux sont considérés par [87] en France alors qu'il y en a au moins 833 selon [3] (pour une sous-estimation de la chaleur livrée certes faible, de l'ordre de 3,6 TWh), de même la chaleur livrée en Allemagne est bien supérieure à 77 TWh [87] et atteint 131 TWh selon d'autres estimations [89]. Le potentiel est encore plus grand si l'on considère que les RCFNG peuvent être créés dans des zones avec des densités énergétiques encore inférieures, jusqu'à 83 MWh/ha [93].

	Potentiel de livraison de chaleur (TWh/a) (calculé à partir de [88])	Chaleur fournie actuellement (TWh)	Potentiel de livraison supplémentaire (TWh)
Allemagne	492	131 [89]	361
Royaume-Uni	299	12 [90]	287
Italie	245	6,3 [87]	239
France	254	25,4 [3]	229
Pays-Bas	95	0,3 [87]	95
Espagne	91	0,2 [87]	91
Pologne	87	66,6 [87]	20
Europe	1948	397 [87]	1551

Tab. 1.3 : Potentiel de développement des RCU dans l'Union européenne et au Royaume-Uni (pays avec un potentiel supérieur à 60 TWh)

Les réseaux pour répondre également aux besoins de rafraîchissement

Les besoins en froid en Europe sont importants et augmentent sous l'action combinée de deux facteurs, d'une part la hausse du taux d'équipement des particuliers (de nombreux bâtiments tertiaires possèdent déjà des systèmes de climatisation), et d'autre part une augmentation des besoins liée à la hausse des températures. Comme le montre la Fig. 1.19,

les pays au sud et à l'est de l'Europe ont les contraintes climatiques pour le refroidissement les plus importantes, lesquelles augmentent. Ainsi, le nombre de DJR moyen a crû de 276 (+48 %) à Chypre, de 122 (+45 %) en Grèce et de 102 (+57 %) en Italie entre la période 1979-1999 et la période 2000-2021. Au total, sur cette période, le nombre moyen de DJR en Europe est passé de 56 à 90 (+60 %).

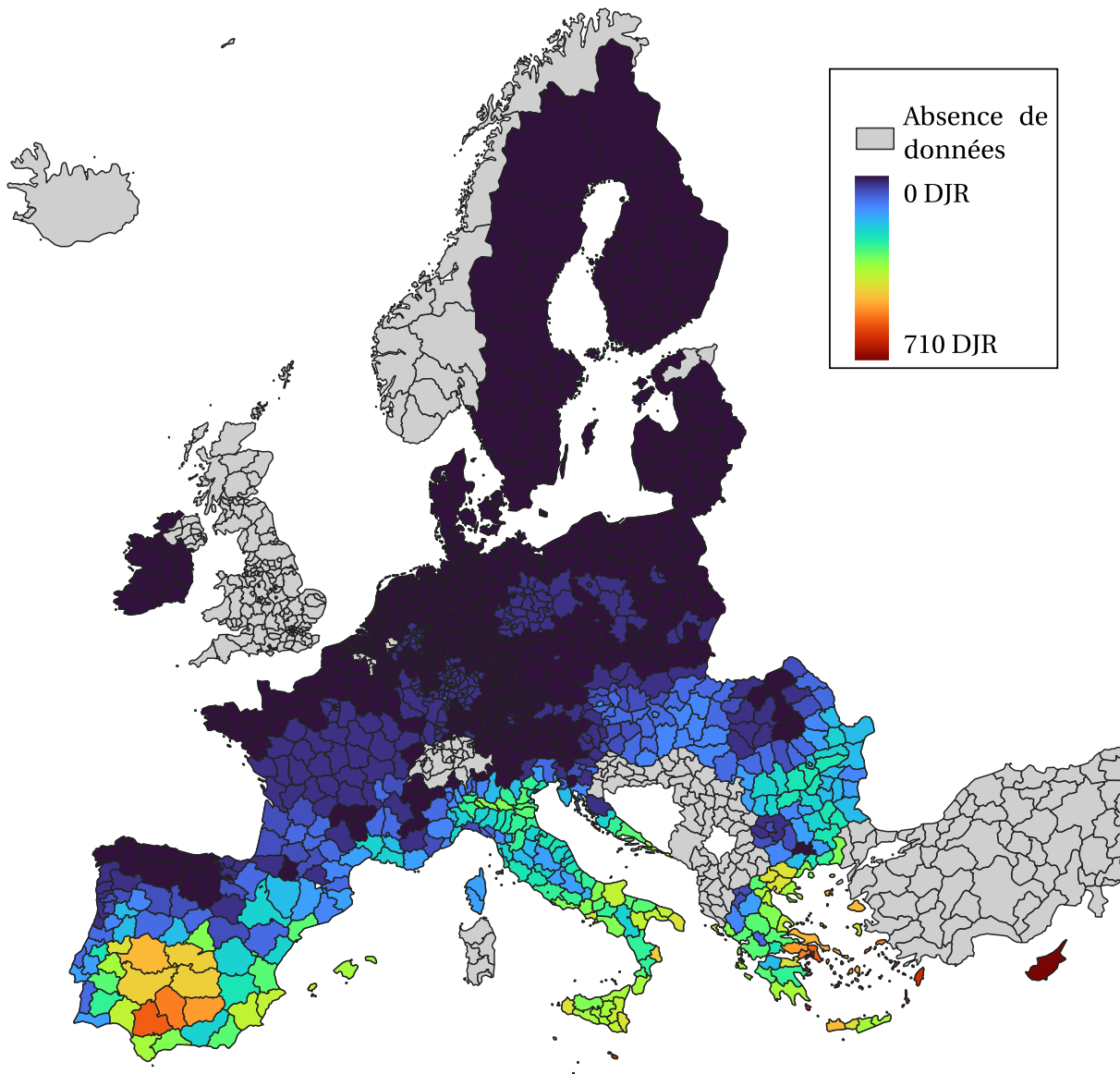


Fig. 1.19 : DJR moyens sur la période 2000-2021 calculés à partir des données de [85]

Différentes études ont été réalisées afin de quantifier la demande en froid pour le secteur résidentiel et le secteur tertiaire qui sont les secteurs les plus grands consommateurs de froid [94-96]. Il est estimé que la demande en froid totale est comprise entre 184 TWh [94] et 220 TWh [95]. Le secteur résidentiel représente pour l'instant entre 24 et 27 % de cette demande mais sa part sera dans le futur amenée à augmenter. Le potentiel maximum de demande de froid pourrait atteindre pour le secteur résidentiel entre 237 TWh [94] et 722 TWh

[96], tandis que la demande maximale venant du secteur tertiaire serait comprise entre 174 TWh [97] et 446 TWh [96]. On peut d'ailleurs remarquer que la fourchette d'estimation est large, variant du simple au triple.

Les RFU fournissent 3,1 TWh de froid selon [78], les principaux pays étant la France, suivie de la Suède, de l'Allemagne et de la Finlande. Il est intéressant de noter que les pays avec le plus de DJR (Fig. 1.19) ne sont pas les plus équipés en RFU, ce qui laisse entrevoir un fort potentiel de croissance pour les RCF dans ces pays.

1.1.3.3 L'Europe, espace favorable aux RCFNG

Le continent européen est historiquement à la pointe en ce qui concerne l'utilisation de réseaux avec une forte part d'EnR&R. Comme on l'a vu, la Russie a développé l'utilisation des RCU dans le cadre d'une planification, avec comme objectif principal d'assurer la fourniture de chaleur au secteur résidentiel tandis que la Chine développe ses réseaux dans le but de fournir de la chaleur pour ses industries, ce qui limite les sources d'énergie mobilisables (les niveaux de température à fournir étant plus élevés que pour le secteur résidentiel-tertiaire). En Europe, en revanche, les réseaux se sont développés pour fournir de la chaleur en majorité aux secteurs résidentiel et tertiaire .

Les pays européens investissent beaucoup dans les RCFNG. L'AIE recense 164 réseaux innovants en projet ou déjà réalisés, dont l'immense majorité se trouve en Europe [13]. L'essentiel de ces réseaux est en Allemagne, en Suède et au Danemark (Fig. 1.20).

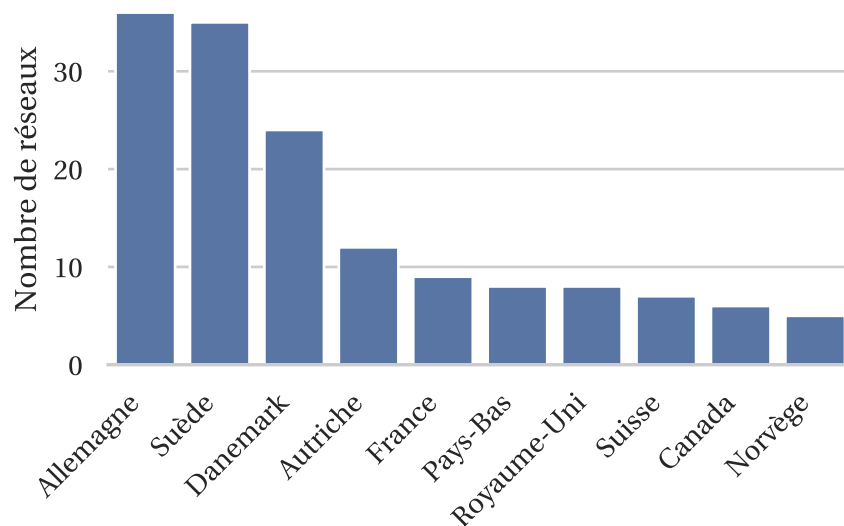


Fig. 1.20 : Nombre de RCFNG innovants, construits ou en projet, selon [13]

1.1.4 Les RCF en France

1.1.4.1 Les besoins de chaleur et de froid en France

La situation énergétique française a été exceptionnelle en 2020 du fait de la pandémie qui a entraîné un fort repli ($-7,8\%$) de la consommation finale d'énergie par rapport à 2019, s'établissant à 1492 TWh, conséquence, entre autres, d'un fort recul de la consommation du secteur tertiaire (baisse de $-7,2\%$) [98]. Si l'on considère une année plus habituelle, 2019 [99], la consommation finale d'énergie s'établit à 1620 TWh, ou à 1095 TWh si le secteur des transports n'est pas pris en compte. La consommation du secteur résidentiel est de 461 TWh, dont 78 % sont destinés au chauffage et à la production d'ECS (soit 360 TWh), avec une part marginale de climatisation (0,3 %). La consommation du secteur tertiaire est de 262 TWh, dont 53 % pour le chauffage et l'ECS (139 TWh), et 9 % pour la climatisation. Enfin la consommation du secteur industriel est de 321 TWh, dont 63 % répond aux besoins de chaleur [5] (ce qui correspond à 202 TWh). La consommation liée aux besoins de chaleur pour ces trois secteurs s'établit à 700 TWh.

La consommation due aux besoins de refroidissement est surtout le fait du secteur tertiaire. L'estimation des besoins liés au refroidissement selon différentes études est visible sur la Fig. 1.21. Les besoins pour le secteur résidentiel sont estimés entre 1,4 [99] et 3,5 TWh [94], ceux pour le tertiaire entre 15,9 [94] et 27,6 TWh [91]. Les estimations varient donc beaucoup, ce qui est dû au manque d'informations relatives à la consommation de froid qui impose de passer par des variables intermédiaires, telles que la surface des bâtiments et le nombre d'unités de climatiseurs vendus. La demande en froid va fortement augmenter dans les années à venir, pour atteindre entre 25 TWh [94] et 49 TWh pour le résidentiel [97] et entre 25 TWh [100] et 71 TWh [94] pour le tertiaire à l'horizon 2050.

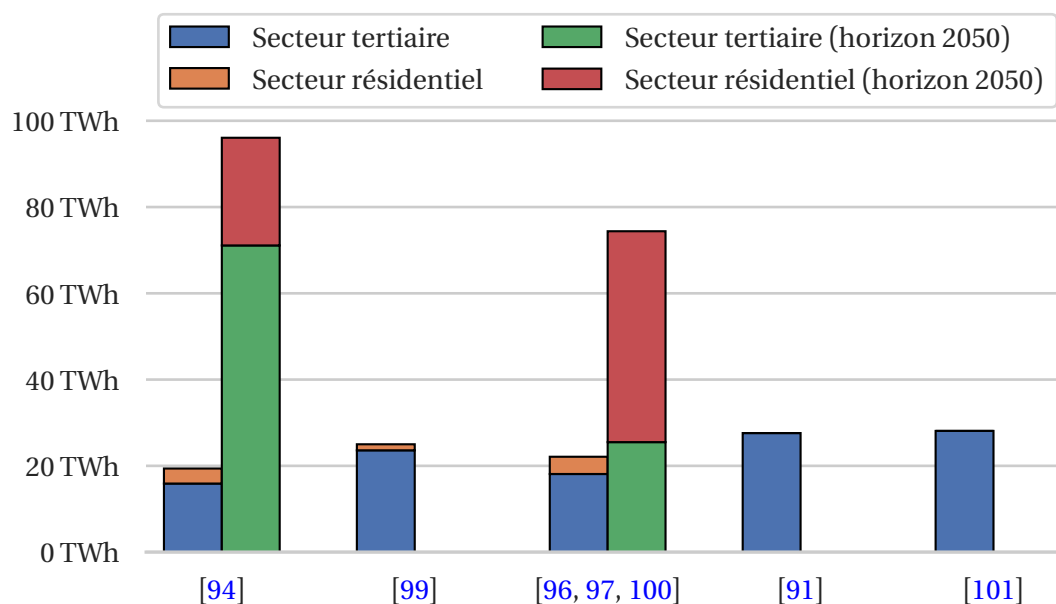


Fig. 1.21 : Estimation des besoins de refroidissement présents et à l’horizon 2050 pour les secteurs résidentiel et tertiaire en France, selon plusieurs études

1.1.4.2 Chaleur et froid fournis par les réseaux et potentiels futurs

La France possède, comme indiqué précédemment, 833 RCU et 32 RFU, qui délivrent respectivement 25,4 TWh de chaleur et 0,8 TWh de froid [3]. En utilisant les données fournies par le service des données et études statistiques (SDES) pour les RCF [102], il est possible de calculer la part d’énergie fournie par les RCF à chacun des secteurs d’activité. Les RCU ont fourni 55 % de leur chaleur au secteur résidentiel et 37 % au tertiaire. Seuls 4,6 % ont été fournis à l’industrie, qui dépasse légèrement le secteur agricole avec ses 2,6 % (la chaleur restante étant fournie à des secteurs non identifiés), en ne prenant en compte que les réseaux pour lesquels les consommations de chaque secteur sont connues (les données des réseaux ne peuvent être diffusées si le nombre de points de livraison est inférieur à 10 et la consommation inférieure ou égale à 200 MWh). Les estimations sur le potentiel de chaleur livrable en France par les réseaux varient entre 132 TWh [91] et 330 TWh [92].

Les RFU fournissent l’immense majorité de leur production au secteur tertiaire (91 %), l’industrie arrivant très loin derrière avec 4,6 % et le résidentiel est pratiquement absent avec moins de 1 % (0,9 %) du froid livré (le froid restant étant fourni à des secteurs non identifiés). Le froid qui peut potentiellement être fourni par les RFU pour le secteur tertiaire est estimé dans [91] à 7,8 TWh.

1.1.4.3 Évolution du nombre de réseaux

Les réseaux français se sont développés à partir du début du xx^e siècle. Comme le résume la Fig. 1.22, les réseaux se sont d’abord développés à la suite de la seconde guerre mondiale

dans un contexte d'urbanisation galopante, puis en réponse aux chocs pétroliers de 1973 et 1979 qui ont fait prendre conscience que l'énergie ne pouvait être gratuite indéfiniment et qu'il fallait diversifier sa production afin de ne pas demeurer dépendant d'un petit nombre de pays. La baisse du prix du baril a eu raison du développement pérenne d'alternatives pendant la décennie 1990 et une partie des années 2000, avant que la création de réseaux ne reparte à la hausse sous l'impulsion de mesures incitatives.

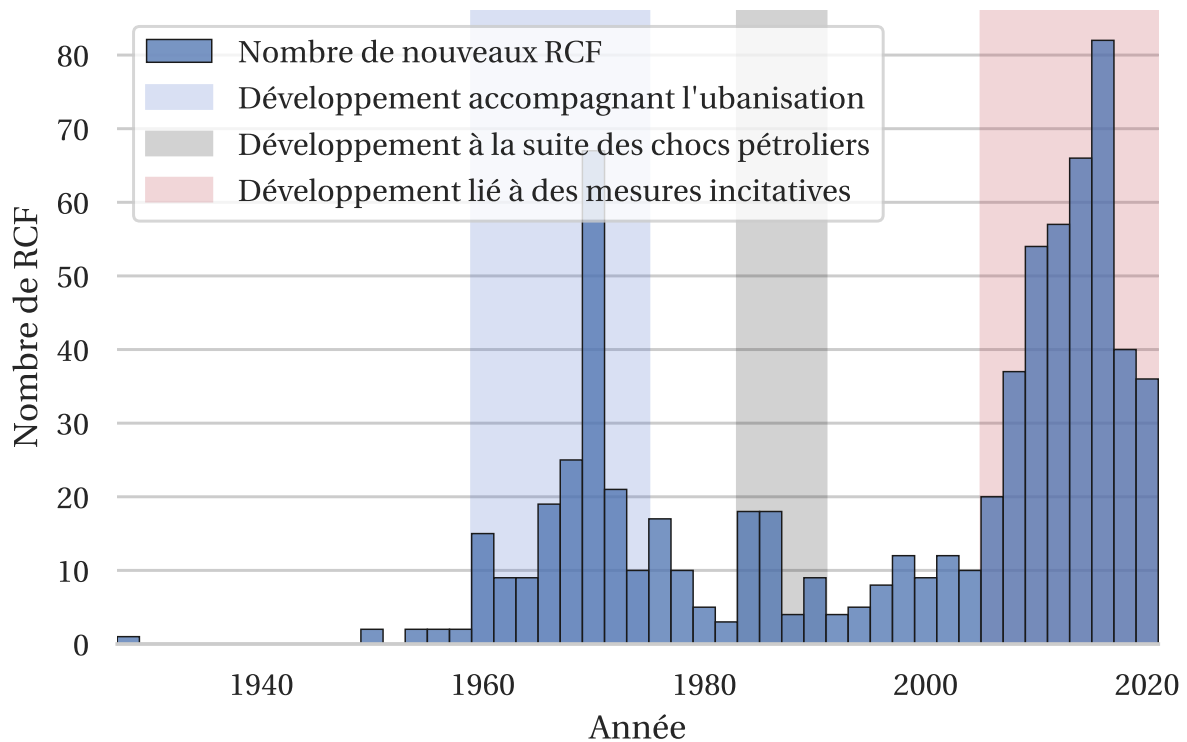


Fig. 1.22 : Évolution du nombre de RCF, à partir des données de [16]

1.1.4.4 Évolution des caractéristiques des réseaux

En réutilisant les données fournies par [16], il est possible de voir l'évolution des caractéristiques des réseaux. La transition entre les réseaux anciens et récents a été fixée à l'année 2000, qui correspond à un creux dans la création de nouveaux réseaux (voir Fig. 1.22), avant la mise en place de nouvelles mesures environnementales favorisant la mise en place de réseaux plus vertueux. 293 réseaux sont recensés avant 2000, délivrant annuellement 19,3 TWh, contre 401 réseaux à partir de 2000, pour une livraison de chaleur équivalente à 4,2 TWh (la date de création pour les autres réseaux n'est pas communiquée). Il se dessine (voir la Fig. 1.23) que les réseaux récents sont plus petits : ils fournissent moins de chaleur, sont moins étendus, délivrent de l'énergie à moins de clients et ont une densité linéique plus faible. Si l'on regarde l'évolution des valeurs médianes, la longueur des réseaux conçus après 2000 est inférieure de 79 % à celle des réseaux antérieurs à 2000, la fourniture de chaleur par réseau est elle inférieure de 93 %, le nombre de points de livraisons de 69 %

et les densités linéiques de 58 %. La densité linéique d'un réseau correspond à la quantité d'énergie délivrée par ce réseau divisé par sa longueur.

Cette diminution de la taille des réseaux a plusieurs explications. Une première explication est que les réseaux ont historiquement suivi le développement des villes les plus importantes ; il s'agissait alors de fournir une quantité de chaleur importante, tandis qu'aujourd'hui les réseaux se développent dans des zones de moindre densité. Une explication complémentaire est que les réseaux sont encore récents : parmi les 401 réseaux postérieurs à 2000, plus de la moitié ont été construits il y a moins de 10 ans, et sont donc en train de s'agrandir, à un rythme s'accéléralant suite au classement de nombreux réseaux, qui sera abordé dans la Section [1.1.4.6](#).

Les secteurs résidentiel et tertiaire représentent plus de 90 % de la chaleur délivrée par les RCF. La part du résidentiel a décliné dans les réseaux : la majorité des réseaux créés avant 2000 fournit plus de 70 % de l'énergie au secteur résidentiel, alors que la moitié des réseaux postérieurs à 2000 fournit moins de 35 % de son énergie aux bâtiments résidentiels (Fig. [1.23](#)).

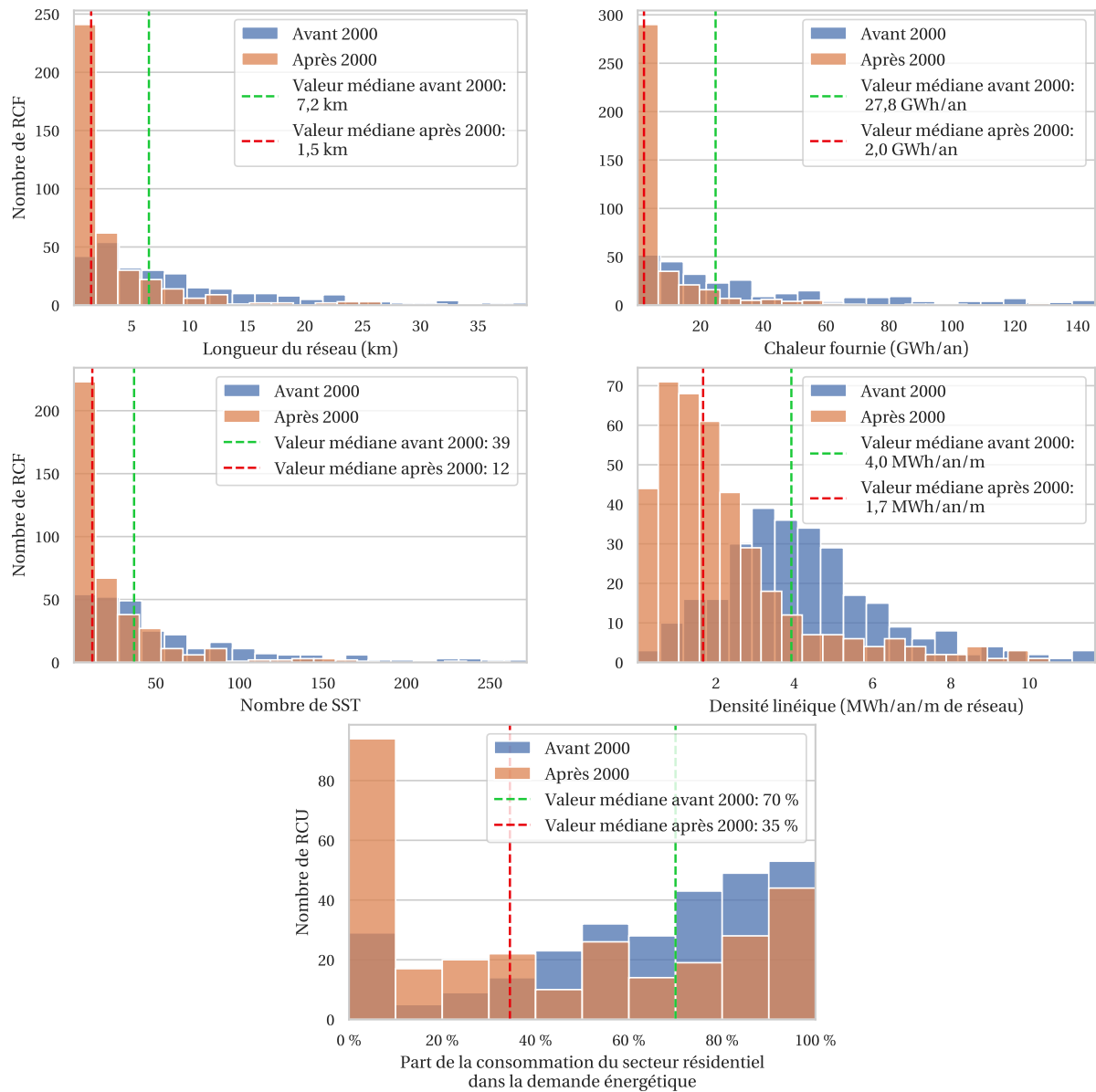


Fig. 1.23 : Évolution entre les RCU antérieurs et postérieurs à 2000, pour la fourniture de chaleur, la longueur des réseaux, le nombre de points de livraison, la densité linéique et la part de la consommation issue du résidentiel dans la demande énergétique totale, calcul effectué à partir des données de [16]

Les sources d'énergie ont également fortement évolué en 25 ans, aux dépens des énergies fossiles et au profit des EnR&R. Les sources d'énergie fossiles les plus polluantes (fioul et charbon), qui représentaient la moitié de la consommation d'énergie en 1997 ont été moins utilisées dans les années 2000 et ont presque disparu en 2020 (Fig. 1.24). En 2005, les EnR&R représentaient seulement 26 % de la production de chaleur des réseaux [103], en légère progression par rapport à 1997 (19 %) [104], contre plus de 60 % en 2020 [3]. Les sources d'EnR&R se sont fortement diversifiées. Les principales sources EnR&R que sont les UVE, la biomasse et la géothermie, correspondent respectivement à 45 %, 38 % et 9 % des EnR&R utilisées en 2020 alors qu'en 2005 les UVE représentaient 72 % des EnR&R mobilisées, la

géothermie 13 %, et la biomasse seulement 4 %; en 1997, les UVE constituaient la seule source d'EnR&R non négligeable. La baisse de l'utilisation des énergies fossiles est due à la fois à l'utilisation d'EnR&R dans les nouveaux réseaux ainsi qu'à la transition de combustibles fossiles vers des EnR&R dans les anciens réseaux. Ainsi, comme le montre la Fig. 1.24, la quantité de combustibles fossiles a diminué entre 2005 et 2020 alors que dans le même temps la production globale issue des RCU a augmenté.

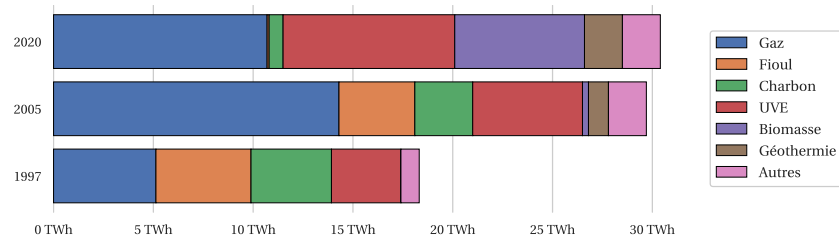


Fig. 1.24 : Évolution de la production thermique des RCU à partir des différentes sources d'énergie entre 1997 et 2020, graphique réalisé à l'aide des données de [104] (1997), [103] (2005) et [3] (2020)

L'augmentation des sources EnR&R a eu une incidence sur le contenu en CO₂ des réseaux, qui a diminué entre 2009 et 2020, comme on peut le voir sur la Fig. 1.25.

Il s'établit en 2020 à 129 g/kWh en émissions ACV (ACV signifiant « analyse du cycle de vie ») (Fig. 1.26). À titre de comparaison, le facteur d'émission des chaudières fonctionnant au fioul est de 324 g/kWh, celui de celles au gaz est de 227 g/kWh et celui de l'électricité pour des radiateurs est de 79 g/kWh [105]. De nombreux réseaux ont déjà des émissions de CO₂ inférieures à celles des autres moyens de production (voir la Fig. 1.26). Pour les autres, une baisse des émissions de CO₂ passe par une part plus importante d'EnR&R.

Les émissions ACV, prennent en compte :

- Les émissions en CO₂ par usage direct de la source d'énergie
- Les émissions en CO₂ indirectes dues à l'usage de la source, qu'il s'agisse des entrants (extraction des matières premières, transport, transformation, combustion...) ou des déchets (transport et traitement)
- Les émissions indirectes liées aux infrastructures et au fonctionnement des réseaux. Ces émissions prennent notamment en compte le fonctionnement de la centrale de production et celui du réseau

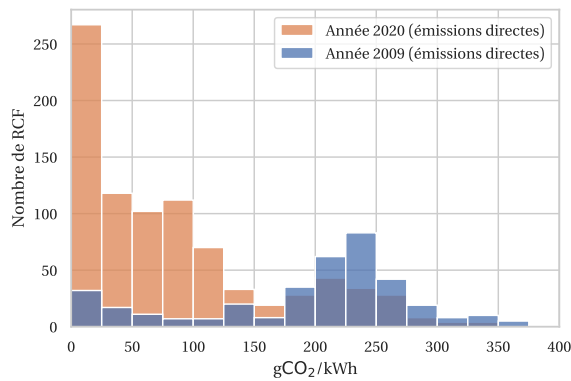


Fig. 1.25 : Contenu CO₂ des réseaux (émissions directes), situation en 2009 [106] et en 2020 [107]

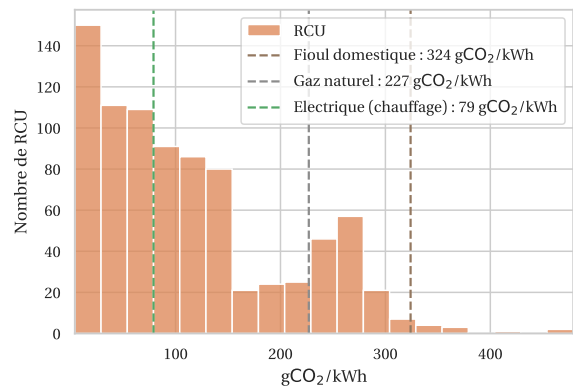


Fig. 1.26 : Émissions en CO₂ ACV des réseaux en 2020 [107], comparées à des solutions concurrentes (ACV également) [108]

Le nouveau calcul du contenu de CO₂ dans les réseaux (passage d'un calcul en émissions directes à un calcul en émissions ACV) fait suite à la mise en place de la nouvelle réglementation énergétique RE2020 qui prend en compte l'ensemble des émissions de CO₂ des bâtiments tout au long de leur vie. Selon [3], actuellement, 63 % des réseaux, qui représentent la moitié de la chaleur livrée, sont sous le seuil des Émissions de gaz à effet de serre (EGES) qui pourrait être défini à 6.5 kgCO₂eq/m²/an à l'horizon 2028 pour les bâtiments résidentiels collectifs. 78 % des réseaux respecteraient le seuil prévu de 5 kgCO₂eq/m²/an pour les bâtiments tertiaires à l'horizon 2028 [109]. La Fédération des Services Energie Environnement (FEDENE) estime en effet que le seuil de 6.5 kgCO₂eq/m²/an pour des logements collectifs peut être atteint avec un contenu pour les RCU d'au plus de 120 gCO₂/kWh [3], tandis qu'un seuil pour les bureaux de 5 kgCO₂eq/m²/an équivaut à un contenu des RCU d'au plus 160 gCO₂/kWh [109].

Les RFU ont un contenu de 21 gCO₂/kWh (ACV) en moyenne [3].

1.1.4.5 Contexte économique

Le marché français des RCU

Le marché français a généré en 2017 2,2 milliards d'euros de chiffre d'affaires (CA), réparti à 90 % entre 5 acteurs : Dalkia, leader avec 44 % du CA, est suivi par Engie Solutions (33 %), Coriance (7 %) et IDEX (7 %) [110].

Toujours en 2017, 305 millions d'euros d'investissements ont été réalisés, dont 145 millions d'euros dédiés à la production de chaleur, liés à des investissements dans des chaufferies biomasse et dans la géothermie profonde, et 160 millions d'euros pour la création de réseaux, qu'il s'agisse d'extensions de réseaux existants (96 millions d'euros), ou de nouveaux réseaux (65 millions d'euros) [110].

Un projet de création de réseau représente en moyenne 2 millions d'euros d'investissement, la valeur médiane étant de 575 euros par mètre de réseau. Pour les extensions

de réseau, la valeur médiane se situe à 740 euros par mètre de réseau. Le coût des projets d'extension est plus élevé que celui des créations de réseaux car le coût par mètre de réseau est corrélé au diamètre des canalisations [111]. Or les projets d'extension concernent le plus souvent des « gros » réseaux, avec des diamètres de canalisation importants, alors que les réseaux nouvellement construits sont de faible longueur, délivrant peu d'énergie (voir la Fig. 1.23) et ont par conséquent de faibles diamètres de canalisation.

La plus grande partie des investissements est dédiée aux canalisations qui représentent 34 % du montant total d'un projet, suivie par le génie civil, le terrassement et les tranchées, comme le montre la Fig. 1.27. Le coût complet actualisé moyen s'élève à 81 €/MWh, dont 70 % sont des charges d'exploitation, le reste étant lié aux amortissements, au remboursement des emprunts et aux impôts [110]. Plus de 60 % des charges d'exploitation sont liées aux dépenses pour le combustible.

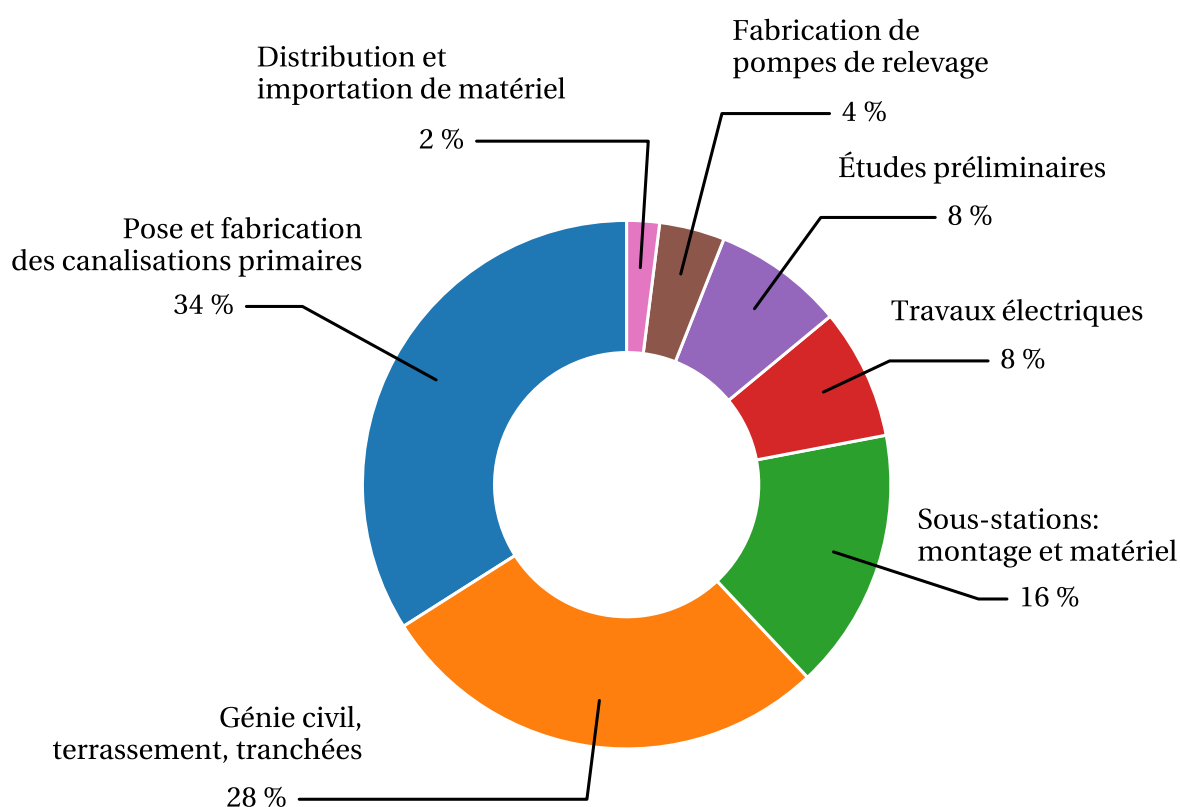


Fig. 1.27 : Répartition des coûts d'investissements, d'après [110]

Comparaison du coût global de la chaleur pour différentes solutions

LAMORCE a réalisé une étude comparative des coûts globaux entre les différentes solutions de chauffage [112]. Les coûts globaux comprennent l'abonnement (coûts fixes) et les coûts unitaires de la chaleur consommée, l'électricité annexe nécessaire au fonctionnement des machines de production, les coûts liés à l'entretien et au renouvellement des installations et les amortissements de ces dernières. Comme le montre la Fig. 1.28, les RCU sont

presque toujours le mode de chauffage le plus économique, et seul le gaz collectif parvient à les concurrencer, pour les bâtiments les moins performants.

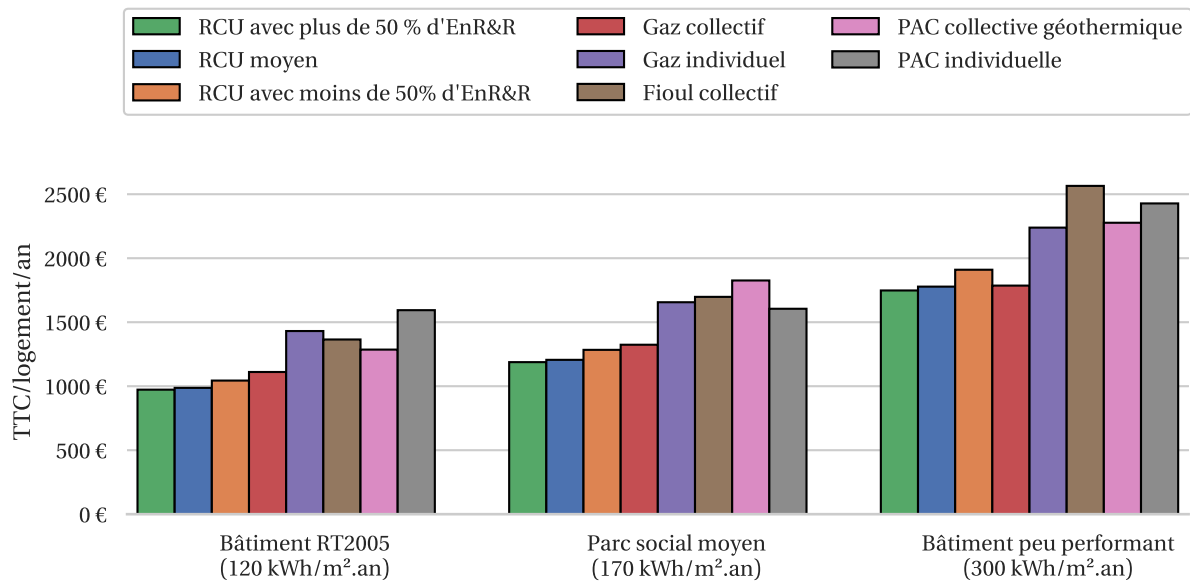


Fig. 1.28 : Coût global pour différentes solutions de chauffage pour un appartement de 70 m², à partir des données de [112]

Facteurs qui influencent le prix de vente

Le prix de vente de la chaleur, exprimé en €/kWh, correspond aux recettes, constituées par l'abonnement (part fixe) et la vente unitaire de chaleur (part variable), divisées par la quantité de chaleur livrée.

La proportion entre la part variable et la part fixe varie en fonction des sources d'énergie qui alimentent les réseaux. Ainsi, selon [113], la part fixe des réseaux avec une majorité de chaleur fatale est de 35 % (la production de chaleur étant assurée à l'extérieur du réseau), contre 63 % pour les réseaux avec une majorité de géothermie (les investissements nécessaires étant importants); en moyenne, les réseaux ont une part fixe de 43 %. Une forte part de variable entraîne un impact plus important des conditions climatiques (augmentation/baisse de la consommation) et du prix de l'énergie.

La quantité d'énergie livrée et la densité linéique influencent également le prix de vente en ayant une incidence sur les coûts fixes unitaires. En effet, pour un même coût fixe, le coût fixe unitaire augmente si moins d'énergie est délivrée.

D'autres facteurs sont également mentionnés par [113], comme la période de construction des réseaux qui entraîne pour les réseaux anciens d'importants coûts afin de passer d'énergies fossiles à des EnR&R, ou encore la densité des constructions qui a un impact sur le coût des travaux, celui-ci étant bien plus important dans des zones urbaines que dans des zones rurales.

1.1.4.6 Les politiques énergétiques mises en place en faveur des RCF

Un cadre réglementaire et des incitations se mettent en place progressivement, favorisant l'installation de réseaux vertueux.

Loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) et programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)

La loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) a fixé comme objectif d'utiliser au moins 38 % d'EnR&R dans la consommation finale de chaleur en 2030 [23], notamment en multipliant par cinq la quantité d'EnR&R fournie par les réseaux par rapport à 2012, ce qui équivaut à 39,5 TWh [3]. Une nouvelle version de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), outil de pilotage de la politique énergétique, adoptée en 2020, vise à atteindre 24,4 TWh de chaleur livrée en 2023 et entre 31 TWh (option basse) et 36 TWh (option haute) en 2028 à partir de sources EnR&R. Cependant, comme on peut le voir sur la Fig. 1.29, au rythme actuel de développement, les objectifs de la PPE et de la LTECV semblent difficilement atteignables. En effet, seuls 45 % des objectifs de la LTECV en quantité d'EnR&R ont été atteints (17,8 TWh de chaleur livrée à partir d'EnR&R).

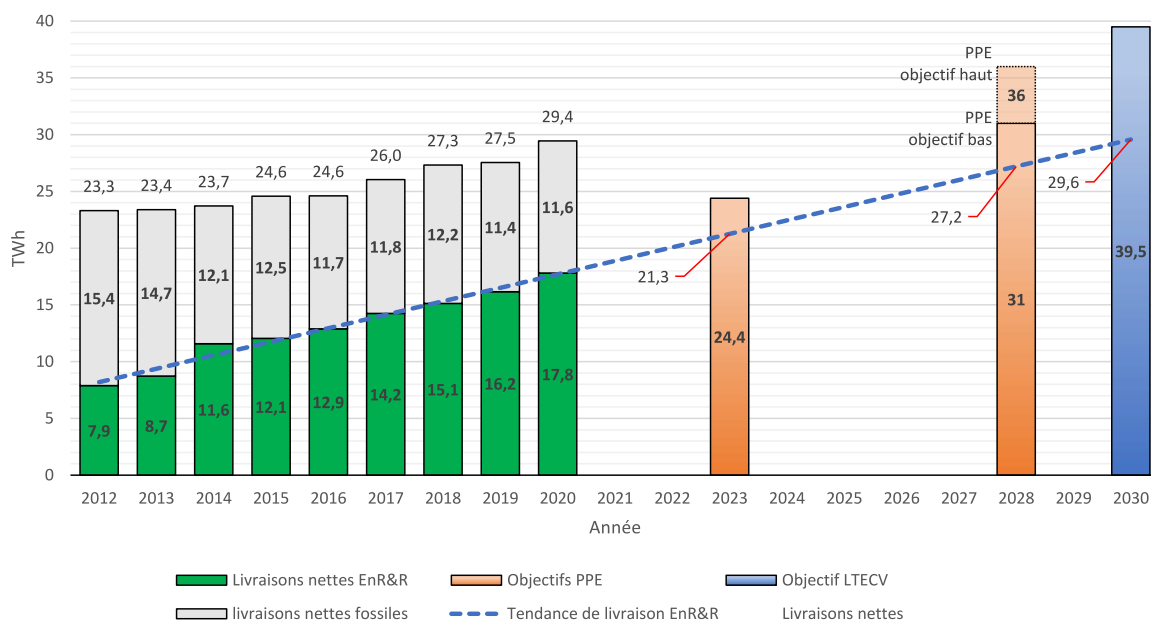


Fig. 1.29 : Hausse prévisionnelle de la fourniture de chaleur, avec correction climatique (appliquée à 70% de la chaleur fournie, les 30% restants étant liés aux usages d'ECS qui ne varient pas en fonction du climat), par les réseaux et objectifs de la LTECV et de la PPE pour la livraison d'EnR&R

La correction climatique permet de comparer les données de livraison de chaleur en calculant la différence entre une rigueur climatique de référence et la rigueur climatique pour chaque année. La chaleur livrée par les réseaux, actuellement 29,4 TWh en données

corrigées du climat, devra passer d'ici 2030 au minimum à 43,9 TWh (en considérant un taux d'EnR&R très important de 90 %), ce qui équivaut à 4,9 millions de logements raccordés (Tableau 1.4). Les équivalents logements correspondent au nombre estimé de logements raccordés aux RCF et dépendent de la consommation énergétique des bâtiments et de la rigueur climatique. Ainsi, le nombre d'équivalents logements présenté dans le Tableau 1.4 a été calculé par [5] en prenant en compte une baisse des consommations de chauffage de 13,7 % entre 2016 et 2030.

	Taux d'EnR&R	Livraison de chaleur (TWh)	Equivalent logement (M) [5]
Situation actuelle	60,3 %	29,4	2,46 [3]
Différents scénarios de situation future	60,3 %	65,5	7,5
	70 %	56,4	6,3
	80 %	49,4	5,5
	90 %	43,9	4,9

Tab. 1.4 : Livraison de chaleur minimale par les RCF en fonction du taux d'EnR&R pour atteindre la quantité d'EnR&R fixée par la LTECV et équivalents logements correspondants

La PPE introduit également des objectifs de fourniture de froid pour les RFU. Elle fixe comme objectifs d'atteindre en 2023 une production de 1,1 TWh de froid via les réseaux, et une production comprise entre 1,4 TWh (objectif bas) et 2,7 TWh (objectif haut) en 2028 [114] (voir la Fig. 1.30). Encore une fois, ces objectifs semblent ambitieux, spécialement l'objectif PPE haut, qui vise à multiplier par trois la production de froid issue des réseaux entre 2016 et 2028. La fourniture de froid concerne surtout le secteur tertiaire. La baisse de la consommation de froid entre 2019 et 2020 est liée à des besoins en froid plus faibles du fait de températures plus faibles (les DJR sont passés en France de 131 en 2019 à 113 en 2020 ([115]), et surtout au contexte de COVID qui a entraîné la fermeture des bureaux durant une partie importante de l'année.

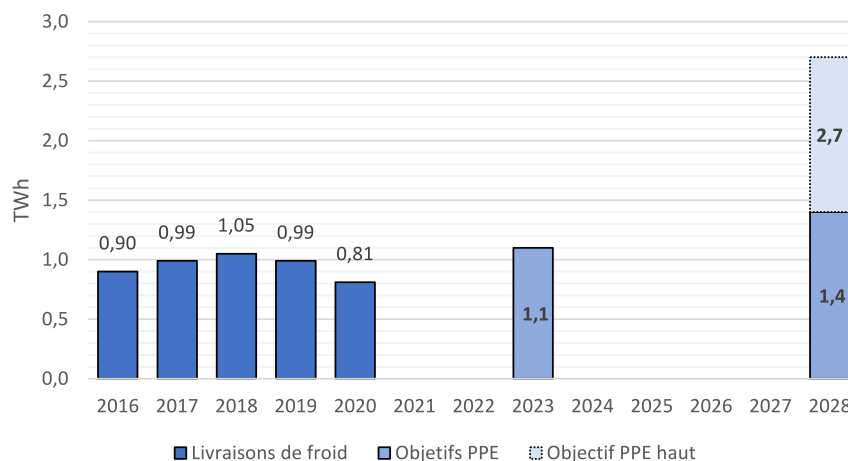


Fig. 1.30 : Fourniture de froid et objectifs de fournitures liés à la PPE

Fonds chaleur

Le fonds chaleur, créé en 2009 et piloté par l'Ademe, permet le financement de réseaux vertueux, avec une part importante d'EnR&R, qu'il s'agisse de projets de nouveaux réseaux ou bien de projets d'extension ou de densification de réseaux existants. Ce programme a permis entre 2013 et 2019 de financer 258 investissements dans les RCU pour un montant de 582 M€ [5]. Pour être éligible, un réseau doit remplir des conditions relatives à la part des EnR&R présentes sur le réseau d'une part et liées à la densité thermique d'autre part [116].

En ce qui concerne la part des EnR&R, s'il s'agit d'un nouveau réseau, 65 % de l'énergie fournie doit l'être à partir d'EnR&R. Dans le cas d'une extension ou de densification, la nouvelle partie du réseau doit être alimentée par au moins 65 % d'EnR&R et le réseau global par plus de 55 % d'EnR&R. Quelques exceptions existent, par exemple si un réseau est déjà alimenté par 70 % ou plus d'EnR&R, l'extension doit être alimentée par au moins 25 % d'EnR&R et le réseau global demeurer à plus de 70 % d'EnR&R. Pour les RFU, le taux d'EnR&R doit être supérieur à 50 % et le rendement de distribution supérieur à 85 %.

La densité thermique linéique d'un RCU doit être supérieure à 1,5 MWh/m, ou à 1 MWh/m si le réseau se trouve dans une zone à fort potentiel de demande de chaleur ou si la température au départ de la production est inférieure à 60 °C. Celle d'un réseau de froid doit excéder 1,5 MWh/m.

Des règles spécifiques aux RFU existent également telles que le raccordement d'au moins quatre bâtiments au réseau.

Taxe sur la valeur ajoutée (TVA)

Pour inciter au développement de réseaux vertueux, une taxe sur la valeur ajoutée (TVA) à taux réduit (5,5 %) a été mise en place sur la consommation pour les réseaux à partir de 2005 avec comme condition que le réseau soit alimenté à plus de 50 % par des EnR&R (seuil de 60 % à partir de 2005, ramené à 50 % à partir de 2009). Si le taux d'EnR&R est inférieur à 50 %, le taux de TVA est ramené à 20 %, le taux de TVA pour l'abonnement demeurant à 5,5 %. Le ministère de la transition écologique et solidaire souhaiterait, afin d'encourager l'augmentation des EnR&R dans les réseaux, passer le seuil donnant lieu à une TVA réduite à 55 % en 2025 et à 60 % en 2030 [117].

Réglementation environnementale (RE2020)

La réglementation environnementale (RE2020) mise en application progressivement à partir de l'année 2022 impose un seuil d'émission de CO₂ global tout au long de la vie du bâtiment. Ce seuil prend en compte les besoins de chauffage et de refroidissement ce qui implique que désormais, pour les réseaux, un critère d'émission de CO₂ s'ajoute aux incitations à utiliser des EnR&R [3].

Classement des réseaux

Le classement des réseaux permet à une collectivité de rendre obligatoire le raccordement à un réseau pour des bâtiments nouveaux ou nécessitant d'importants travaux de rénovation. Un réseau peut être classé lorsque les trois conditions suivantes sont respectées :

- Le réseau est alimenté à au moins 50% par des EnR&R
- Un comptage de l'énergie livrée aux SST est effectué
- L'équilibre financier du réseau est assuré

D'après [3], seuls 21 réseaux étaient classés en 2021 alors que 569 peuvent être classés. Depuis le 1^{er} janvier 2022, le classement des réseaux respectant les conditions mentionnées est automatique, ce qui devrait accélérer la densification des réseaux grâce à l'ajout de nouveaux bâtiments. Actuellement, 550 réseaux sont classés [118].

1.2 Objectifs de la thèse

Les RCF sont un outil indispensable pour augmenter la part d'EnR&R dans la consommation et atteindre la neutralité carbone à long terme. En effet, ils permettent de mobiliser des quantités importantes d'énergie nécessitant des investissements qui ne seraient pas viables pour des productions plus limitées. Avec l'évolution des réseaux et la baisse des températures qui l'a accompagnée, l'éventail des sources potentielles d'EnR&R s'est élargi. Aux sources historiques que sont les énergies fossiles se sont ajoutées les UVE, la biomasse, la géothermie, la chaleur fatale puis plus récemment l'énergie solaire, les sources à température ambiante...

Les réseaux se sont complexifiés, avec des températures de livraison qui peuvent varier en fonction des besoins des consommateurs, des sources d'énergie qui peuvent se combiner, des équipements de production de chaleur et/ou de froid qui peuvent être décentralisés et se retrouver juste à côté des clients, des clients qui ne sont plus uniquement des consommateurs, mais deviennent, grâce aux rejets produits, des producteurs...L'émergence concomitante des réseaux 4G, successeurs des réseaux des générations précédentes avec une production centralisée, et des réseaux 5G, décentralisés contrairement aux autres générations, illustre cette multiplication des possibilités.

Un réseau est une combinaison entre des sources d'énergie, des machines de production de chaud et/ou de froid, une partie de distribution et des clients qui consomment l'énergie produite. Ces combinaisons dépendent des sources d'énergie à proximité du réseau et des besoins des clients en termes de puissance à fournir et de niveaux de température.

Des objectifs ambitieux ont été fixés quant aux fournitures de chaleur verte et de froid, mais le développement actuel des réseaux est insuffisant pour espérer les atteindre. Selon [3], il faudrait créer 1000 réseaux d'ici à 2030, c'est-à-dire l'équivalent d'un réseau par an

et par département, et donc plus que doubler en moins de dix ans le nombre des réseaux créés depuis soixante-dix ans.

Un potentiel important se trouve dans des communes de plus 10 000 habitants, car elles ont des demandes en chaud et en froid suffisantes et seules 305 d'entre elles disposent d'un réseau, ouvrant l'opportunité de créer des réseaux dans potentiellement 632 autres. L'une des actions préconisées par le gouvernement en 2019 est ainsi de « mener une campagne collective de conviction des collectivités de plus de 10 000 habitants pour initier des projets de construction d'un réseau », qui se focaliserait sur cinquante à soixante villes par an [117]. La production de chaleur des réseaux dans ces villes étant en moyenne de 67 MWh selon [5], il faudrait d'ici 2030 développer entre 80 et 120 réseaux par an en fonction du taux d'EnR&R (entre 60 et 90 %) (voir le Tableau 1.4), ce qui est irréaliste. Il est donc nécessaire de développer des réseaux également dans des villes de moins de 10 000 habitants, où se trouvent déjà plus de 320 réseaux qui produisent en moyenne 8 MWh de chaleur, toujours selon [5]. La quantité d'énergie à fournir n'est cependant pas le seul élément à prendre en compte. Il faut également tenir compte des besoins des clients en ce qui concerne la puissance à fournir, la variabilité de la demande, les niveaux de température et les sources d'énergie mobilisables qui influencent le choix des moyens de production et le type de réseau mobilisable.

Il apparaît donc nécessaire, dans un premier temps, de développer une typologie de quartiers orientée réseaux de chaleur et de froid afin d'évaluer le potentiel de développement des RCF.

Comme le montre la littérature, il est possible que des réseaux qui répondent à des besoins similaires, avec une même source d'énergie à disposition, aient choisi des architectures différentes. C'est par exemple le cas à Marseille où deux réseaux concurrents, Thassalia et Massileo, qui utilisent tous les deux l'eau de mer, et fournissent de la chaleur et du froid à deux quartiers similaires, composés de bureaux, d'hôtels et de logements, ont choisi des solutions différentes, et peuvent être considérés comme des vitrines de réseaux 4G (Thassalia) et de réseaux 5G (Massileo). Cependant, même si plusieurs solutions techniques existent, il est possible qu'une des solutions atteigne une meilleure performance énergétique que les autres.

Il est donc nécessaire dans un second temps de passer par une étape de modélisation, indispensable pour ensuite comparer les réseaux à l'aide d'indicateurs énergétiques afin de choisir la, ou les, « meilleure(s) » solution(s).

Cette thèse vise, dans un contexte où la hausse du nombre de réseaux est indispensable, d'une part à recenser les différents types de quartiers susceptibles d'accueillir des réseaux et d'autre part à proposer une approche de modélisation afin de comparer, pour un type de quartier, différentes architectures de réseaux afin de faciliter la prise de décision pour le choix d'architecture est donc, *in fine*, la création de nouveaux réseaux vertueux.

La problématique qui apparaît est de savoir où peuvent se développer des réseaux dans

un contexte de volonté de fort développement de la part des différents acteurs (l'État, les régions et les collectivités) et quels sont les types de réseaux les plus adaptés en fonction de l'environnement local, c'est-à-dire des profils de besoins thermiques et des sources EnR&R disponibles.

Dans le premier chapitre, une présentation du contexte des réseaux de chaleur et de froid à différentes échelles (mondiale, européenne, française) a été réalisée ainsi que l'état de l'art des RCF avec une attention particulière aux réseaux de nouvelle génération.

Dans le second chapitre, une typologie orientée réseaux de chaleur et de froid est réalisée permettant à la fois de distinguer les différents types de quartiers susceptibles d'accueillir un réseau et d'autre part d'étudier le potentiel de développement des réseaux en France.

Dans le troisième et dernier chapitre, une méthodologie de comparaison des architectures est présentée et appliquée à un cas d'étude.

2

Construction d'une typologie de quartiers orientée réseaux de chaleur et de froid

Table des matières

2.1	Définition et objectif	52
2.2	Méthodologie	52
2.2.1	Choix de la maille	53
2.2.2	Échelle de la typologie	55
2.2.3	Choix des variables de catégorisation	55
2.2.4	Choix des bases de données pour le calcul des variables de catégorisation	58
2.2.5	Étapes de construction de la typologie	62
2.3	Enrichissement de la BD TOPO pour les bâtiments du secteur tertiaire	64
2.4	Calcul des besoins de chaleur	65
2.4.1	Répartition par IRIS de la consommation de chaleur issue d'un réseau existant	67
2.4.2	Demandes de chaleur par IRIS	69
2.5	Demandes de froid par IRIS du secteur tertiaire	77
2.5.1	Surface des bâtiments climatisés par IRIS	80
2.5.2	Demande de froid	82
2.6	Calcul des variables de catégorisation	83
2.6.1	Densité thermique linéique	83
2.6.2	Part du secteur résidentiel dans la consommation	90
2.6.3	Part des bâtiments antérieurs à 1990	90
2.6.4	Création des catégories pour chacune des variables de catégorisation	90
2.7	Typologie	96
2.7.1	Typologie pour les besoins de chaleur	96
2.7.2	Typologie pour les besoins de froid	99
2.8	Demandes de chaleur et de froid : comparaison avec d'autres études	101
2.9	Potentiel de développement des RCF pour répondre aux besoins de chaleur et de froid	101
2.9.1	Potentiel pour le développement des RCU	101

2.9.2	Potentiel pour le développement des réseaux pour répondre à la demande de froid du secteur tertiaire	107
2.9.3	Complémentarité entre les réseaux de chaud et les réseaux de froid	109
2.10	Présélection d'architectures de RCF en fonction des types de quartiers et des niveaux de température des sources EnR&R	110
2.11	Conclusion et perspectives	114

Cette partie reprend la méthode et les résultats de l'article [91] publié en juillet 2021 et présent en annexe B.

2.1 Définition et objectif

La typologie est la « science de l'analyse et de la description des formes typiques d'une réalité complexe, permettant la classification » [119].

Une typologie est développée pour répondre à ce que l'on souhaite étudier. Long [120] a développé une typologie afin de « définir et de délimiter dans une ville européenne des quartiers dont les caractéristiques physiques (morphologie des bâtiments et modes d'occupation du sol) ont des influences spécifiques sur le climat urbain ». La typologie créée par Bonhomme [121] ambitionne de « produire des données adaptées aux différentes échelles spatiales afin de permettre le croisement de différentes disciplines ». De même, Marty-Jourjon a développé une typologie dans la région Île-de-France permettant « d'étudier les consommations énergétiques globales des bâtiments et les stratégies énergétiques possibles au regard des morphologies urbaines » [122]. Saïd et Bonneau cherchent eux à « identifier des classes de quartiers selon leurs profils énergétiques » [123].

La typologie, dans le cadre de cette thèse, consiste à définir des « types » de quartiers en lien avec l'installation de RCF de nouvelle génération et à classer les quartiers du territoire en fonction de critères liés aux réseaux de chaleur et de froid.

2.2 Méthodologie

La méthodologie, notamment utilisée par [120-123], est reprise dans cette étude. Elle consiste à :

- Définir l'échelle de la typologie, c'est-à-dire le territoire sur lequel l'étude est appliquée
- Choisir un maillage, c'est-à-dire un découpage spatial du territoire en zones homogènes afin de pouvoir étudier les propriétés de chacune des mailles.

- Choisir puis calculer les grandeurs physiques, ici appelées variables de catégorisation qui permettront la classification
- Procéder à la classification des mailles

2.2.1 Choix de la maille

Le carroyage, qui consiste à découper le territoire étudié en carreaux de surface égale, plus ou moins grands, est souvent utilisé pour mailler le territoire. Bonhomme [121] utilise une maille de 250 m × 250 m tandis que Long [120] s'est servie d'une maille de 200 m × 200 m.

Les Îlots regroupés pour l'information statistique (IRIS) sont un découpage du territoire effectué par l'Institut national de la statistique et des études économiques (INSEE) qui lui sert de support pour la diffusion des données à l'échelle infracommunale. L'IRIS doit « respecter des critères géographiques et démographiques et avoir des contours identifiables sans ambiguïté et stables dans le temps » [124]. Les communes de plus de 10 000 habitants et une majorité de communes de plus de 5 000 habitants sont découpées en IRIS (pour les autres, un IRIS comprend l'ensemble de la commune). On distingue d'une part les IRIS d'habitat comprenant entre 1 800 et 5 000 habitants, représentant 92 % des IRIS, et d'autre part les IRIS d'activité (lorsqu'il y a dans l'IRIS plus de deux fois plus de salariés que d'habitants) regroupant plus de 1 000 salariés et représentant 5 % des IRIS. La France métropolitaine compte plus de 50 100 IRIS. La Fig. 2.1 montre la répartition du nombre d'IRIS et du nombre de communes en fonction de leur taille, c'est-à-dire ici de leur nombre d'habitants.

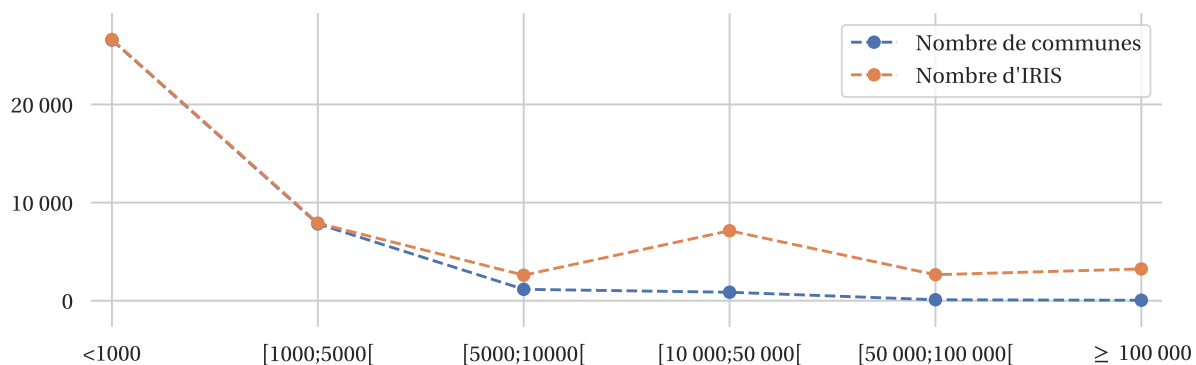
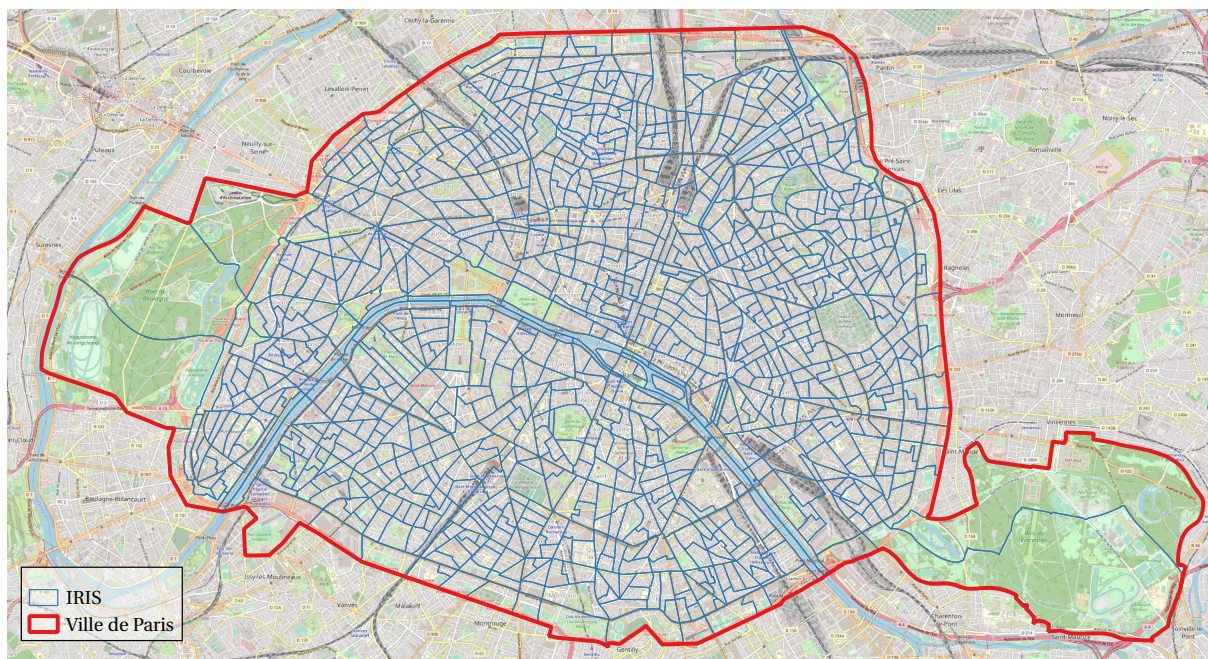


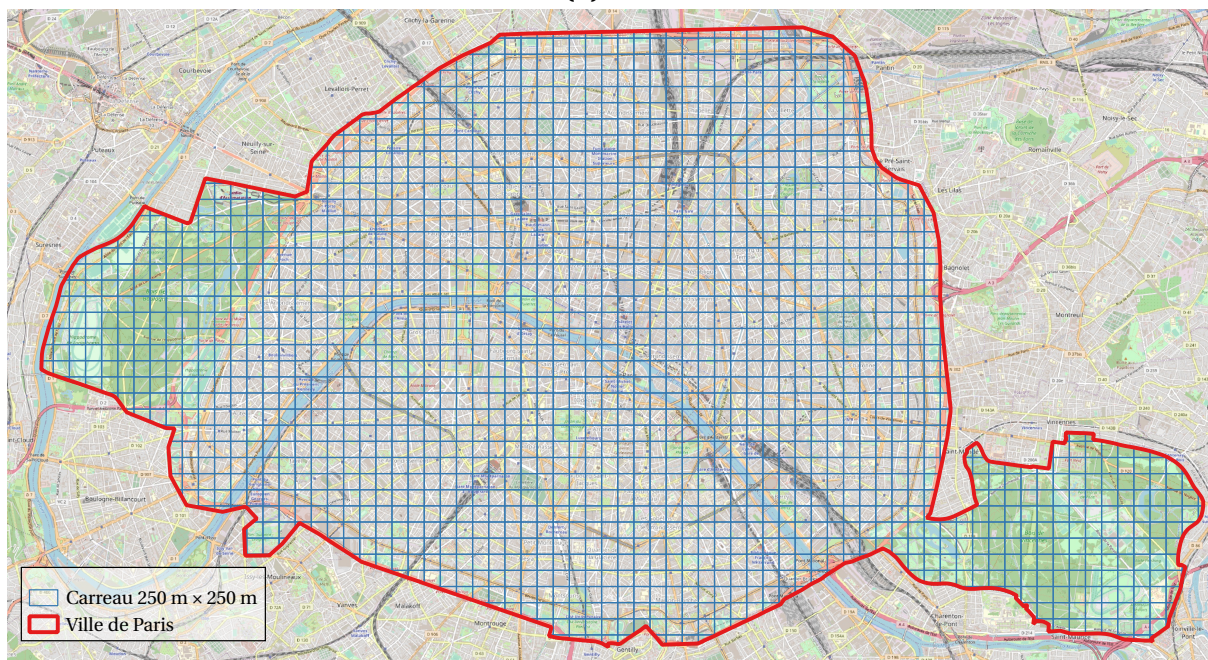
Fig. 2.1 : Nombre de communes et nombre d'IRIS en fonction du nombre d'habitants. À noter, certaines communes parmi les plus peuplées sont séparées en arrondissements (ce qui augmente le nombre des communes de plus de 100 000 habitants)

Dans le cadre de cette étude, c'est la maille IRIS qui a été choisie, notamment parce que les bases de données concernant la consommation énergétique de gaz et d'électricité [102] étaient fournies à cette échelle, et également du fait que l'INSEE a construit les IRIS en considérant des zones homogènes et stables dans le temps, avec un nombre d'habitants suffisant pour considérer un IRIS comme un quartier, assez grand pour contenir un réseau

par lui-même. La Fig. 2.2 permet de se rendre compte de la différence entre les deux découpages, avec d'un côté un découpage en carreaux de 250 m^2 , et de l'autre un découpage en IRIS plus ou moins grands, en fonction de la densité de population et du quartier (la surface des IRIS est beaucoup plus importante pour les bois de Boulogne et de Vincennes que pour les quartiers centraux). De plus, [121] affirme que « [sa] carte initiale pourrait donc être améliorée en remplaçant le système de maillage orthogonal par un maillage en îlots ou parcelles qui permettrait de ne pas fractionner les quartiers ».



(a) IRIS



(b) Carreaux ($250\text{ m} \times 250\text{ m}$)

Fig. 2.2 : Exemple du découpage de la ville de Paris (a) en IRIS et (b) en carreaux

2.2.2 Échelle de la typologie

La typologie est réalisée à l'échelle de la France métropolitaine, afin d'identifier l'ensemble des quartiers du territoire français qui ont le potentiel pour accueillir un réseau de chaleur et/ou de froid.

Il a été choisi d'exclure les secteurs industriel et agricole de l'étude. En effet, les bâtiments qui appartiennent au secteur agricole se retrouvent très majoritairement à la campagne, dans des zones isolées et donc avec un intérêt très faible pour la création d'un RCF (86 % des IRIS avec des consommations du secteur agricole sont dans des IRIS appartenant à des communes de moins de 5000 habitants, dont 64 % dans des communes de moins de 1000 habitants, calcul réalisé en croisant les consommations [102] avec la population par commune issue du recensement de 2019 [125]). Les niveaux de température des bâtiments industriels sont eux souvent incompatibles avec ceux des réseaux de nouvelle génération qui délivrent de l'énergie à une température relativement faible par rapport aux besoins de l'industrie (26 % seulement de la consommation totale de chaleur du secteur industriel répond à des besoins de température inférieure à 100 °C [126]).

2.2.3 Choix des variables de catégorisation

La typologie se base sur trois variables calculées à la maille IRIS : la densité thermique linéique (DTL), calculée pour la chaleur (DCL) et pour le froid (DFL), la part de bâtiments antérieurs à 1990 (PBA90) et la part de résidentiel (PR) dans la consommation totale.

2.2.3.1 Densité thermique linéique

La densité linéique d'un réseau est le rapport entre la quantité d'énergie délivrée par le réseau et sa longueur. Il s'agit d'un élément essentiel à prendre en compte pour la viabilité économique de celui-ci : pour une même quantité d'énergie délivrée, une densité plus importante permet d'avoir une longueur de réseau plus faible et donc de limiter les coûts d'investissement liés à la distribution qui représentent une part importante des investissements (voir la Section 1.1.4.5). Ainsi, le fonds chaleur établit un critère de densité linéique pour l'attribution d'aides au développement (voir Section 1.1.4.6). En effet, « la condition d'éligibilité relative à la densité thermique du réseau est que celle-ci soit au moins égale à 1,5 MWh par mètre linéaire (ml) par an. [...] Des exceptions à la condition ci-dessus sont néanmoins possibles, pour certains projets dont la densité thermique du réseau est comprise entre 1 et 1.5 MWh/(ml.an) » [116].

Or la densité généralement considérée pour estimer l'intérêt de créer un RCF est une densité thermique surfacique, c'est-à-dire une quantité d'énergie, de chaleur ou de froid selon les cas, rapportée à une surface, en général un carreau avec une surface qui est le plus souvent comprise entre 100 m² et 1 km², un carreau étant une subdivision du territoire

étudié. Généralement le potentiel de développement des réseaux est calculé à partir de la quantité d'énergie par unité de surface. Leurent [92] applique un coefficient de conversion pour passer d'énergie thermique surfacique à énergie thermique linéique. Persson et al. et Nielsen et al. [111, 127] étudient le seuil à partir duquel l'installation d'un réseau est viable. Seuls Chambers et al. [128] ont développé une méthode basée sur l'arbre recouvrant minimal (plus court chemin pour connecter l'ensemble des points d'un réseau) pour calculer la densité thermique linéique.

Dans cette étude, la densité thermique linéique, ou DTL, exprimée en $MWh_{th}/ml/an$, sera estimée directement comme l'énergie thermique des bâtiments qui ont une consommation énergétique suffisante pour être connectés à un réseau divisé par la distance entre ces bâtiments, qui font partie d'un même réseau «virtuel», c'est-à-dire d'un réseau qui, s'il existait, aurait une densité linéique suffisante. [128] ont étudié un échantillon de localisations où des réseaux «virtuels» étaient créés et ont réalisé une corrélation entre le nombre de bâtiments et la longueur du réseau. Ici, les réseaux virtuels seront créés sur l'ensemble du territoire.

Les consommations de chaleur des secteurs résidentiel et tertiaire sont considérées pour le calcul de la DCL, tandis que seules les consommations de froid provenant du secteur tertiaire le sont pour le calcul de la DFL car, comme le montre la Fig. 1.21, les demandes de froid provenant de secteur résidentiel demeurent faibles (même si elles sont appelées à croître fortement).

2.2.3.2 Part des bâtiments antérieurs à 1990

Les réglementations thermiques (RT) successives, mises en place à partir de 1974 à la suite du premier choc pétrolier, ont pour objectif de diminuer la consommation énergétique des bâtiments. Plusieurs réglementations se sont succédé jusqu'à la RE2020, applicable depuis 2022. Les RT successives ont permis de passer de bâtiments résidentiels qui consommaient $300 \text{ kWh}/\text{m}^2/\text{an}$ avant 1974 pour les besoins de chauffage à des bâtiments à énergie positive, avec des consommations conventionnelles d'environ $50 \text{ kWh}/\text{m}^2/\text{an}$ [129].

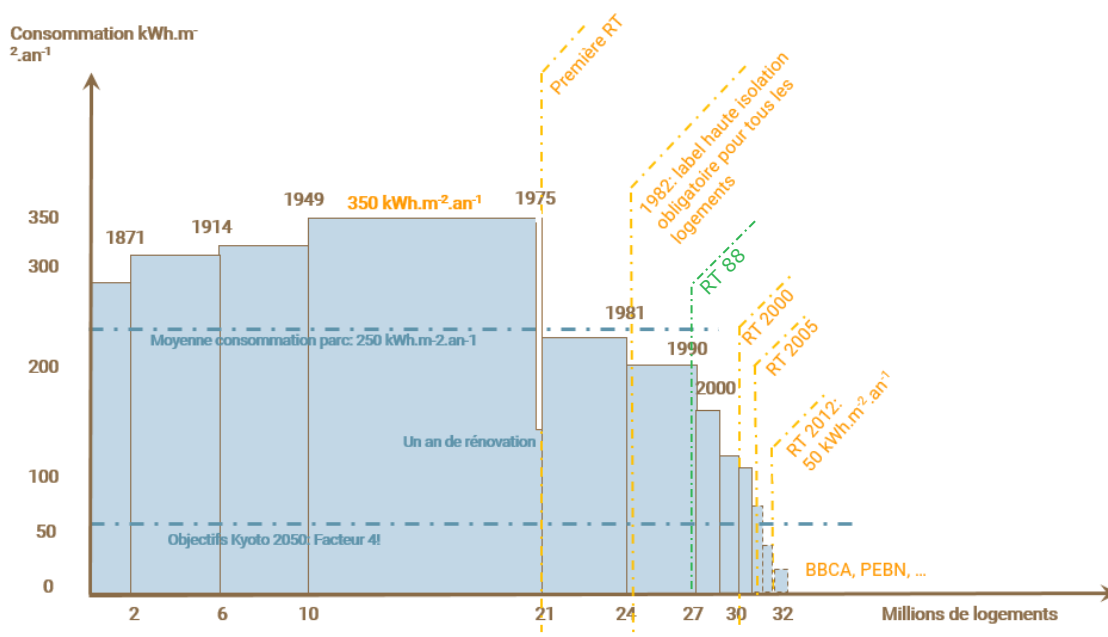


Fig. 2.3 : État du parc de logements français, graphique issu et adapté de [130]

Comme le montrent [13, 131], le niveau de température à fournir dépend des besoins des bâtiments, qui sont liés à leur période de construction et aux rénovations qui ont été effectuées. La Fig. 2.4 donne ainsi des exemples de lois d'eau en fonction de la demande de chaleur par unité de surface.

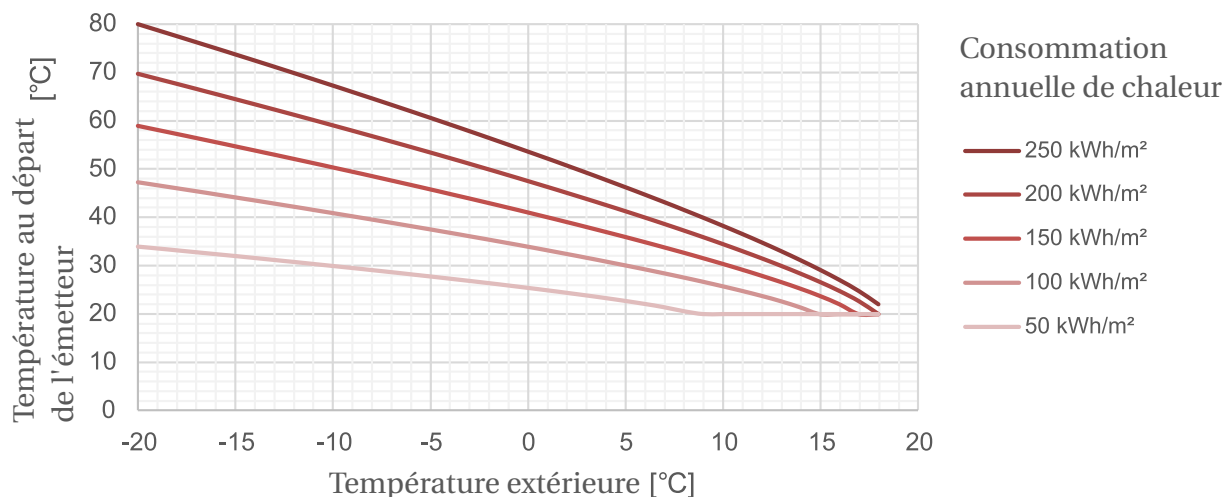


Fig. 2.4 : Température au départ de l'émetteur de chaleur en fonction de la consommation annuelle par unité de surface et de la température extérieure, adapté de [13]

Le choix a été fait de sélectionner l'année 1990 comme limite de séparation entre les bâtiments « anciens », antérieurs à 1990, et les bâtiments « récents », construits après la mise en place de la RT de 1988, dite RT88, qui s'appliquait à la fois aux bâtiments résidentiels et aux bâtiments tertiaires. La Fig. 2.3 montre la baisse des consommations par unité de surface dans le secteur résidentiel avec la mise en place des différentes réglementations

thermiques et permet d'observer une division par deux des consommations des bâtiments construits après 1990 par rapport à ceux construits avant 1975.

L'intérêt de s'intéresser au niveau de température à fournir est que ce dernier peut orienter le choix de l'architecture du réseau. En effet, comme cela a été montré dans la Fig. 1.4, la baisse du niveau des températures à fournir permet la mise en place de réseaux avec des températures de distribution plus basses, diminuant les pertes thermiques.

2.2.3.3 Part de résidentiel

Le profil de la courbe de charge d'un réseau dépend des types de consommateurs qui y sont raccordés. Le profil des demandes issues du secteur résidentiel est différent de celui des demandes du secteur tertiaire. Alors que les logements consomment de l'énergie le matin et le soir en semaine et toute la journée durant le week-end, les bureaux consomment le plus pendant la journée en semaine et très peu le week-end. Avoir ces deux types de consommateurs procure l'opportunité d'augmenter le foisonnement, et donc la durée d'utilisation équivalente à pleine puissance, qui est le rapport entre la quantité d'énergie livrée et la puissance maximale appelée. Les machines de production fonctionnent ainsi plus souvent avec un taux de charge moyen plus élevé. De plus, un RCF permettant de fournir à la fois du chaud et du froid, ses performances globales s'améliorent lorsque les consommateurs ont des besoins simultanés. À l'inverse, si un seul type de consommateur est présent, certains systèmes de production sont à privilégier : par exemple pour des demandes provenant essentiellement du secteur tertiaire, concentrées sur les heures de bureau, une PAC fonctionnant lorsque l'électricité est à un prix bas est à favoriser.

Pour chacun des IRIS, les consommations des secteurs résidentiel et tertiaire sont calculées. La variété des consommateurs est étudiée à travers le calcul de la part de la consommation du secteur résidentiel par rapport à celle du secteur tertiaire dans l'IRIS. Une forte part de résidentiel dans la consommation de la maille est synonyme d'homogénéité de la demande, de même qu'une faible part de résidentiel dans la consommation indique la forte présence de consommation du secteur tertiaire dans la maille. Au contraire une part moyenne de résidentiel signifie une mixité des besoins entre les secteurs résidentiel et tertiaire.

2.2.4 Choix des bases de données pour le calcul des variables de catégorisation

Les bases de données (BDD) utilisées afin de réaliser la typologie fournissent des données pour l'ensemble du territoire français métropolitain. Toutes ces BDD sont accessibles gratuitement et librement. Le Tableau 2.1 présente un résumé des BDD utilisées, des données qui en sont extraites et de l'échelle de ces données. Les différentes bases sont détaillées dans les paragraphes suivants.

BDD	Producteur	Maille	Données	Ref
DJR	European Climate Assessment	Position	- Températures des stations météorologiques	[132]
SIRENE	INSEE	Position	- NAF - Nombre d'employés	[133, 134]
BD TOPO	IGN	Bâtiment	- Surface au sol - Hauteur - Date de construction	[135]
IRIS...GE	IGN	IRIS	- Représentation géométrique de la maille IRIS	[136]
Logement en 2015	INSEE	IRIS	- Nombre total de logements - Nombre de logements collectifs - Nombre de logements individuels - Période de construction : · antérieure à 1919 · de 1919 à 1945 · de 1946 à 1970 · de 1971 à 1990 · de 1991 à 2005 · de 2006 à 2012	[137]
Données locales de consommation d'énergie : gaz et électricité	Ministère de la transition écologique	IRIS	- Consommations : · totale · Secteur tertiaire · Secteur résidentiel · Secteur industriel · Secteur agricole	[102]
Données locales de consommation d'énergie : Réseaux	Ministère de la transition écologique	Réseau	- Consommations : · totale · Secteur tertiaire · Secteur résidentiel · Secteur industriel · Secteur agricole	[102]
Réseaux de chaleur en Île-de-France	DRIEAT	Réseau	- Tracés de réseaux	[138]

BDD	Producteur	Maille	Données	Ref
Via Sèva	Via Sèva	Réseau	- Tracés de réseaux	[16]
-	RT2012	Département	- Coefficient de rigueur climatique	[139]
-	Werner,S	Région	- Intensité de la demande de froid par unité de surface - Consommations par secteur d'activité	[96]
CEREN tertiaire	CEREN	Pays	· Totales · de chauffage · ECS	[140]
Consommations unitaires des résidences principales par période de construction	ADEME	Pays	- Consommations en fonction de la période de construction et du type de logement · Totales · de chauffage · ECS	[141]

Tab. 2.1 : BDD utilisées pour réaliser la typologie

Les DJR sont calculés à partir des données de températures fournies par les stations météorologiques de la base *European Climate Assessment* [132] sur la période 1998-2017.

La base *SIRENE* (abréviation de «Système informatisé du répertoire national des entreprises et des établissements») fournie par l'INSEE [133] permet d'obtenir, pour chaque entreprise, le code «Nomenclature d'activités française» (NAF) qui est une catégorisation de l'ensemble des activités des entreprises françaises ainsi qu'une fourchette du nombre d'employés. Les entreprises sélectionnées sont celles dont le code est compris entre 45 et 91 qui correspondent aux activités tertiaires [140]. Quest [134] a ajouté à la base SIRENE, pour chaque entrée, une information concernant la position géographique (latitude, longitude) de l'entreprise, à partir de la Base Adresse Nationale (BAN), enrichie par des acteurs nationaux tels que l'IGN et des acteurs locaux (collectivités, services départementaux...), de la Base Adresse Nationale Ouverte (BANO), qui enrichit les adresses de la BAN grâce aux contributions des utilisateurs d'OpenStreetMap et enfin directement d'OpenStreetMap pour les adresses restantes.

La *BD TOPO* est une description vectorielle des éléments du territoire et de ses infrastructures fournie par l'Institut national de l'information géographique et forestière (IGN) [135]. Elle contient en particulier une description de l'ensemble des bâtiments du territoire français. La surface des bâtiments est représentée et leur hauteur est fournie (différence

entre le point le plus élevé du pourtour du bâtiment et un point situé au pied de celui-ci), ainsi que leur date de construction (quand elle est disponible).

La base *IRIS...GE*, également fournie par l'IGN [136], est une cartographie des contours des IRIS du territoire français. Cette base est utilisée pour rattacher les informations fournies par les autres BDD aux IRIS.

La base *logement en 2015* [137], qui fait suite au recensement de la population par l'INSEE, a été publiée en 2018. Elle contient notamment des informations relatives au nombre de logements par IRIS, à la nature de ces logements (s'il s'agit de logements collectifs ou individuels) et à leurs différentes périodes de construction. La base *logement* n'est pas mise à jour tous les ans. La dernière version en date, *logement en 2018*, est disponible depuis la fin de l'année 2021. Les différences entre les deux versions en ce qui concerne les périodes de construction des bâtiments sont faibles, car l'évolution du parc de logements est de 1,1 % en moyenne depuis 1982 [142], seuls 1,5 millions de logements ont été créés entre 2015 et 2018 sur un parc de 34,5 millions de logements. C'est la base *logement en 2015* qui est utilisée.

Les données locales de consommation d'énergie sont mises à disposition depuis 2017, à la maille IRIS pour les consommations d'électricité et de gaz tandis que les données pour les consommations de chaleur et de froid issues des RCF sont elles disponibles pour chaque réseau. Les consommations totales d'électricité et de gaz, de même que celles de chaleur et de froid issues des réseaux, sont fournies, ainsi que les consommations par secteur (résidentiel, tertiaire, industriel, agricole et autres secteurs). Dans notre étude, ce sont les données datant de l'année 2017 qui sont utilisées.

En plus de la quantité de chaleur livrée aux SST, les tracés de la plupart des réseaux sont disponibles sur le site de la Via Sèva [16]. La base des réseaux de chaleur en Île-de-France [138] a également été utilisée afin d'obtenir le tracé de certains des réseaux manquants de la Via Sèva. Finalement, les tracés de 337 RCU, qui représentent 75,3 % de la chaleur consommée depuis les RCU, sont obtenus.

Le coefficient de rigueur climatique est un coefficient de correction de la consommation maximale autorisée pour un bâtiment en fonction de la zone climatique dans lequel il se trouve. Ce coefficient sera utilisé pour prendre en compte la variabilité de la demande de chaleur en fonction des conditions climatiques dans lesquelles se trouvent les éléments que l'on étudie. La Fig. 2.9 montre les différentes zones climatiques et le coefficient de rigueur climatique associé.

L'intensité de la demande de froid par unité de surface, qui représente la quantité de froid nécessaire par m² de bâtiment tertiaire équipé de climatisation, et qui sera utile dans la suite de cette étude, est fournie pour l'ensemble du territoire par Sven Werner [96]. Il ne s'agit pas réellement d'une base de données mais d'une carte de l'Europe (Fig. 2.12) avec des lignes de niveau représentant l'intensité de la demande de froid par m².

La base du Centre d'Études et de Recherches Économiques sur l'Énergie (CEREN) pour le

tertiaire fournit, à l'échelle nationale, les consommations globales et celles liées aux besoins de chaleur (ECS et chauffage) pour les différents secteurs d'activité du tertiaire, également appelés dans ce manuscrit « sous-secteurs d'activité » [140].

Les données de l'ADEME [141] permettent de connaître les consommations moyennes des logements du territoire, en fonction du type de logement (individuel ou collectif) et de la période de construction du logement, à l'échelle nationale.

2.2.5 Étapes de construction de la typologie

Les trois variables de catégorisation que sont la DTL, la PR et la PBA90 vont d'abord être calculées.

Afin de calculer la DTL, une première étape va consister à calculer les besoins de chaleur pour les secteurs résidentiel et tertiaire et les besoins de froid pour le secteur tertiaire pour chaque IRIS, suivi par une deuxième étape de création d'un réseau virtuel auquel seront connectés les bâtiments puis dans une troisième étape par le calcul de densité en divisant le besoin de chaleur (ou de froid) des bâtiments ainsi raccordés par la longueur du réseau virtuel. Le calcul de la PR nécessite de connaître les consommations des secteurs résidentiel et tertiaire par IRIS, quant au calcul de PBA90, il dépend de la date de construction des bâtiments de l'IRIS.

Les étapes de calcul et les BDD utilisées pour obtenir chacune des variables de catégorisation permettant ensuite de définir la typologie sont résumées sur la Fig. 2.5.

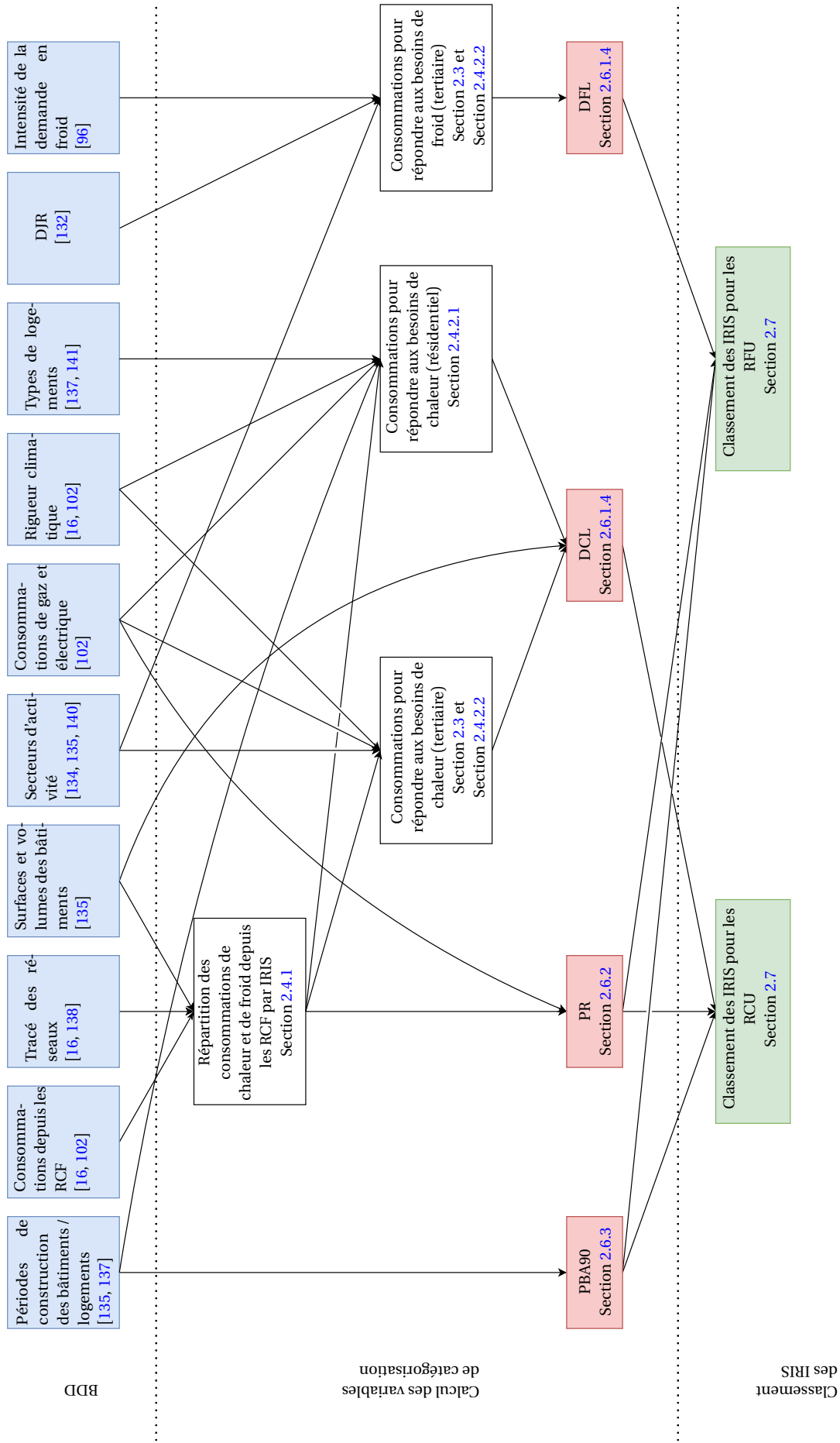


Fig. 2.5 : Résumé des étapes pour la classification des IRIS par type

2.3 Enrichissement de la BD TOPO pour les bâtiments du secteur tertiaire

La base de données BD TOPO possède une indication sur l'usage des bâtiments (résidentiel, tertiaire, industriel, agricole, religieux...), mais d'une part cette indication est plus ou moins bien renseignée selon les IRIS, et d'autre part, les sous-secteurs d'activités, qualifiés grâce aux codes NAF, ne sont pas renseignés. Or la part de chaleur dans la consommation des bâtiments dépend des sous-secteurs d'activité d'après [140]. L'apport de la base SIRENE est donc de compléter la BD TOPO à la fois en identifiant de nouveaux bâtiments tertiaires et en obtenant le sous-secteur d'activité de ces bâtiments.

Chaque ligne de la base SIRENE correspond à un établissement et fournit des informations relatives notamment au secteur d'activité, au nombre d'employés et à l'adresse de celui-ci. D'après la définition donnée par l'INSEE, «l'établissement est une unité de production géographiquement individualisée, mais juridiquement dépendante de l'unité légale» [143], ce qui signifie qu'une entreprise présente dans plusieurs lieux géographiques possède plusieurs établissements. Cette base permet d'enrichir les informations déjà connues sur les bâtiments de la BD TOPO en identifiant le secteur d'activité de ces derniers. Pour cela, les établissements de la base SIRENE qui n'ont pas un nombre d'employés nul sont rattachés aux bâtiments de la BD TOPO qui sont les plus proches géographiquement (la localisation d'un établissement peut ne pas se superposer avec le bâtiment auquel il se rattache, comme le montre la Fig. 2.6). Plusieurs établissements peuvent se retrouver dans un même bâtiment, comme c'est par exemple le cas pour une grande surface qui dispose d'une galerie marchande, ou d'un immeuble contenant plusieurs sièges sociaux. Dans ce cas, la part d'un secteur d'activité dans le bâtiment (et donc la part de la surface et du volume du bâtiment attribuée à ce secteur) dépend du nombre d'établissements rattachés à ce dernier. Il existe également des bâtiments de la BD TOPO qui sont définis comme appartenant au secteur tertiaire mais qui ne sont pas associés à des établissements de la base SIRENE, un secteur d'activité par défaut leur est alors attribué.

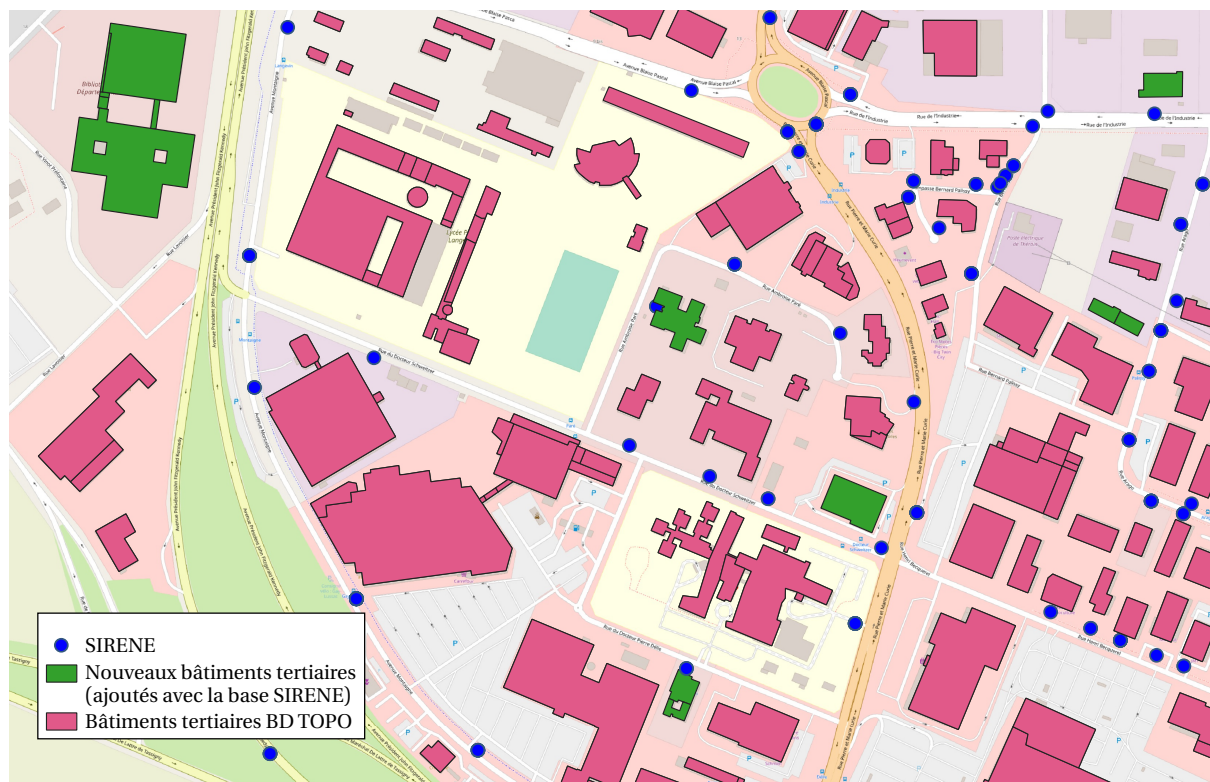


Fig. 2.6 : Exemple de l’apport de la base SIRENE à la BD TOPO dans la zone industrielle de Beauvais (60) : 6 nouveaux ensembles de bâtiments sont ajoutés et attribution d’un code NAF aux bâtiments tertiaires

Comme le montre la Fig. 2.6, la base SIRENE permet d’enrichir les informations disponibles dans la BD TOPO. Les bâtiments qui sont en mauve sont les bâtiments considérés comme tertiaire (de la catégorie *Commercial et services*), auxquels s’ajoutent de nouveaux bâtiments tertiaires « découverts » grâce à la base SIRENE, en vert. De plus, la plupart des bâtiments en mauve, donc déjà reconnus comme tertiaires, ont désormais un code d’activité qui leur est attribué. L’ajout des bâtiments verts aux bâtiments mauves forme l’ensemble des bâtiments tertiaires qui seront étudiés dans les prochaines sections.

De plus, le volume de ces bâtiments est connu (en multipliant la surface au sol par la hauteur) et la surface de plancher est calculée en faisant l’hypothèse qu’un étage à une hauteur de 3 m.

2.4 Calcul des besoins de chaleur

L’approche généralement adoptée pour calculer les besoins de chaleur est d’utiliser des coefficients qui dépendent des conditions locales sur des données disponibles au niveau national, par manque de données à une échelle plus faible.

Möller et al. [86] ont réalisé un atlas de la demande de chaleur au niveau européen, à partir d’une approche descendante, en répartissant les consommations nationales en carreaux de 100 m^2 en fonction des densités de population et de la couverture du sol. À

l'inverse, [79, 127, 144] utilisent une analyse ascendante pour estimer les besoins de chaleur, qui passe par la création d'archétypes de bâtiments avec une consommation associée, afin d'obtenir une estimation de la consommation par carreaux de 100 m² ([79]), par « quartiers », appelés *small areas* en Irlande pour [144] ou par zones bâties [127].

Une des originalités de notre étude est d'utiliser des données de consommations locales (les consommations de gaz et d'électricité sont disponibles par IRIS, celles issues des RCF le sont à l'échelle des réseaux, qui couvrent soit un unique IRIS, soit plusieurs IRIS, soit une ville entière, en fonction de l'étendue du réseau) pour déterminer les besoins de chaleur.

En France, le gaz, l'électricité, le bois, le fioul domestique et les RCU constituent les principales sources d'énergie pour le chauffage et l'ECS. Les données ne sont pas disponibles pour le bois et le fioul domestique à la maille IRIS (les données relatives aux produits pétroliers sont par exemple disponibles uniquement à l'échelle départementale). Les consommations de bois et de fioul domestiques, concernant très largement des maisons individuelles qui présentent un intérêt limité pour les RCF à cause d'une densité linéique trop faible, ne sont donc pas considérées dans cette étude. Comme le montre la Fig. 2.7, la part d'utilisation du pétrole pour le chauffage ainsi que celle du bois (compris dans la catégorie « autres ») est forte dans les communes les plus petites (les moins peuplées) et donc avec une demande de chaleur faible et diminue à mesure que la taille de la commune augmente. Dans les communes de plus de 5000 habitants, le gaz, l'électricité et les RCU représentent le moyen de chauffage principal de plus de 80 % des logements, et même de 95 % dans les communes les plus peuplées. De plus, d'après [145], le fioul domestique et le bois représentent en 2020 moins de 5 % (4,6 %) de la surface de logement collectif chauffée et 7,3 % de la consommation liée au chauffage et à l'ECS. Le gaz, l'électricité et les réseaux de chaleur sont les principales énergies de chauffage pour 95,2 % de la surface des logements collectifs. Pour le secteur tertiaire, le gaz, l'électricité et les réseaux de chaleur représentent 83 % de la surface chauffée et 75,6 % de la consommation liée aux besoins de chaleur, toujours en 2020 [140].

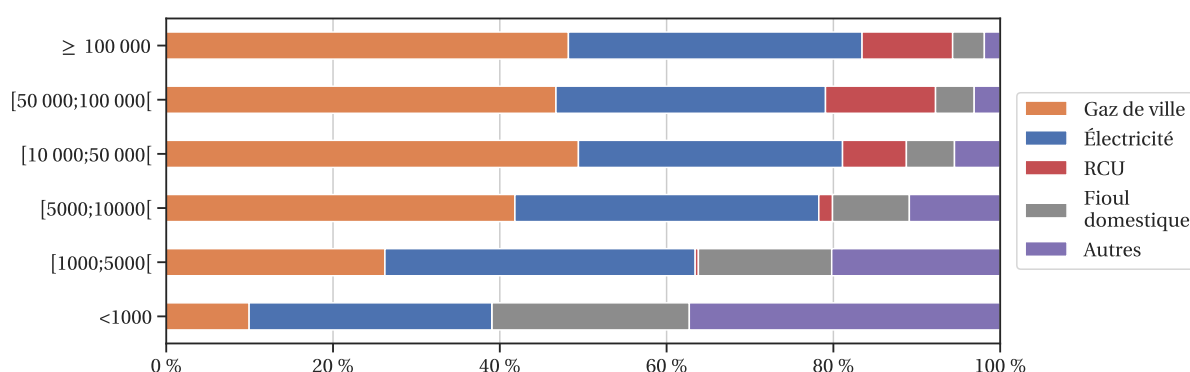


Fig. 2.7 : Part des logements utilisant les différentes sources d'énergie comme combustible principal pour le chauffage, en fonction du nombre d'habitants des communes

Les besoins de chaleur (chauffage et ECS) sont calculés pour chaque IRIS à partir de la

part de chauffage et d'ECS dans les consommations d'électricité et de gaz et en ajoutant la consommation de chaleur issue des RCU pour les IRIS sur lesquels ces derniers sont présents.

2.4.1 Répartition par IRIS de la consommation de chaleur issue d'un réseau existant

La consommation de chaleur globale fournie par chacun des RCU pour les différents secteurs (résidentiel, tertiaire, industriel, agricole, autre) est connue [102] ainsi que le tracé des différents réseaux [16, 138]. L'objectif est ici de répartir cette consommation entre les IRIS où un RCU est présent, c'est-à-dire sur lesquels se trouve une partie du tracé d'un réseau. Pour cela, pour un réseau donné, la consommation de chaleur est répartie entre les IRIS. Cette répartition dépend du volume des bâtiments de l'IRIS connectés au réseau par rapport au volume total des bâtiments connectés au réseau.

Une première étape consiste à déterminer quels sont les bâtiments connectés au réseau (les bâtiments auxquels le réseau délivre l'énergie ne sont pas connus, la seule information «géographique» à disposition est le tracé du réseau). Une hypothèse a été faite selon laquelle les bâtiments qui sont à moins de 6 m d'un réseau y sont connectés. Cette distance a été choisie car elle permet de minimiser l'erreur quadratique moyenne entre le nombre de points de livraison (le nombre de sous-stations, considérées comme reliées à un seul bâtiment par SST) connu grâce à [16] et le nombre de bâtiments connectés aux réseaux, lorsque la distance varie.

La consommation de chaleur fournie par le réseau est ensuite répartie pour les secteurs résidentiel et tertiaire entre ces bâtiments proportionnellement à leur volume dans une seconde étape. Cette hypothèse d'équipartition est une approximation liée d'une part au fait que dans un même quartier, les bâtiments ont tendance à avoir les mêmes caractéristiques et d'autre part au fait qu'il est difficile de connaître précisément les propriétés des bâtiments. Deux limites à cette dernière hypothèse se dessinent : la première est que la distinction n'est pas faite entre les bâtiments résidentiels et tertiaires, l'énergie étant répartie entre les bâtiments sans distinction du secteur d'activité, la seconde est que pour certains IRIS cette hypothèse se révèle fautive, par exemple dans le cas où un bâtiment aurait une consommation de chaleur bien plus importante que les autres pour un volume similaire (dans ce cas, sa consommation serait sous-estimée, celle des autres bâtiments surestimée).

La troisième et dernière étape consiste à calculer la consommation issue des RCU par IRIS. En considérant la possibilité qu'il y ait plusieurs réseaux r sur un même IRIS, l'Équation 2.1 permet de calculer pour chaque IRIS et chaque réseau la demande de chaleur de chacun des secteurs s . Les bâtiments sont issus de la BD TOPO [135].

$$C_{RCU}(s, I) = \sum_r \left(\frac{\sum_{b \in r \cap I} V(b)}{\sum_{b \in r} V(b)} \times C_{RCU}(s, r) \right) \quad (2.1)$$

Avec $C_{RCU}(s, I)$ la consommation de chaleur par secteur s ($s \in \{\text{Résidentiel, Tertiaire}\}$) et par IRIS I , b un bâtiment, r un réseau, $C_{RCU}(s, r)$ la consommation de chaleur issue du réseau pour un secteur donné.

La Fig. 2.8 est un exemple de la sélection des bâtiments connectés au réseau, qui apparaissent en vert. En tout, les tracés de 337 réseaux, qui représentent 75,3 % de la chaleur consommée depuis les RCU, sont étudiés afin de calculer, pour les IRIS qui contiennent une partie des réseaux, la chaleur consommée issue de ces réseaux.

De nombreux bâtiments, qui nous apparaissent comme uniques, sont dans la BD TOPO séparés en plusieurs entités. Un calcul est effectué afin de regrouper ces bâtiments dans un seul afin d'obtenir un volume global : les bâtiments sont considérés comme faisant partie d'un même ensemble de bâtiments s'ils sont à moins de 1 m de distance les uns des autres, et leur volume global correspond à l'addition des volumes de tous les bâtiments. Ainsi, toujours sur la Fig. 2.8, l'hôpital qui apparaît sur la gauche est, d'après la BD TOPO, constitué de 9 bâtiments et le lycée sur la droite est constitué de 29 bâtiments.

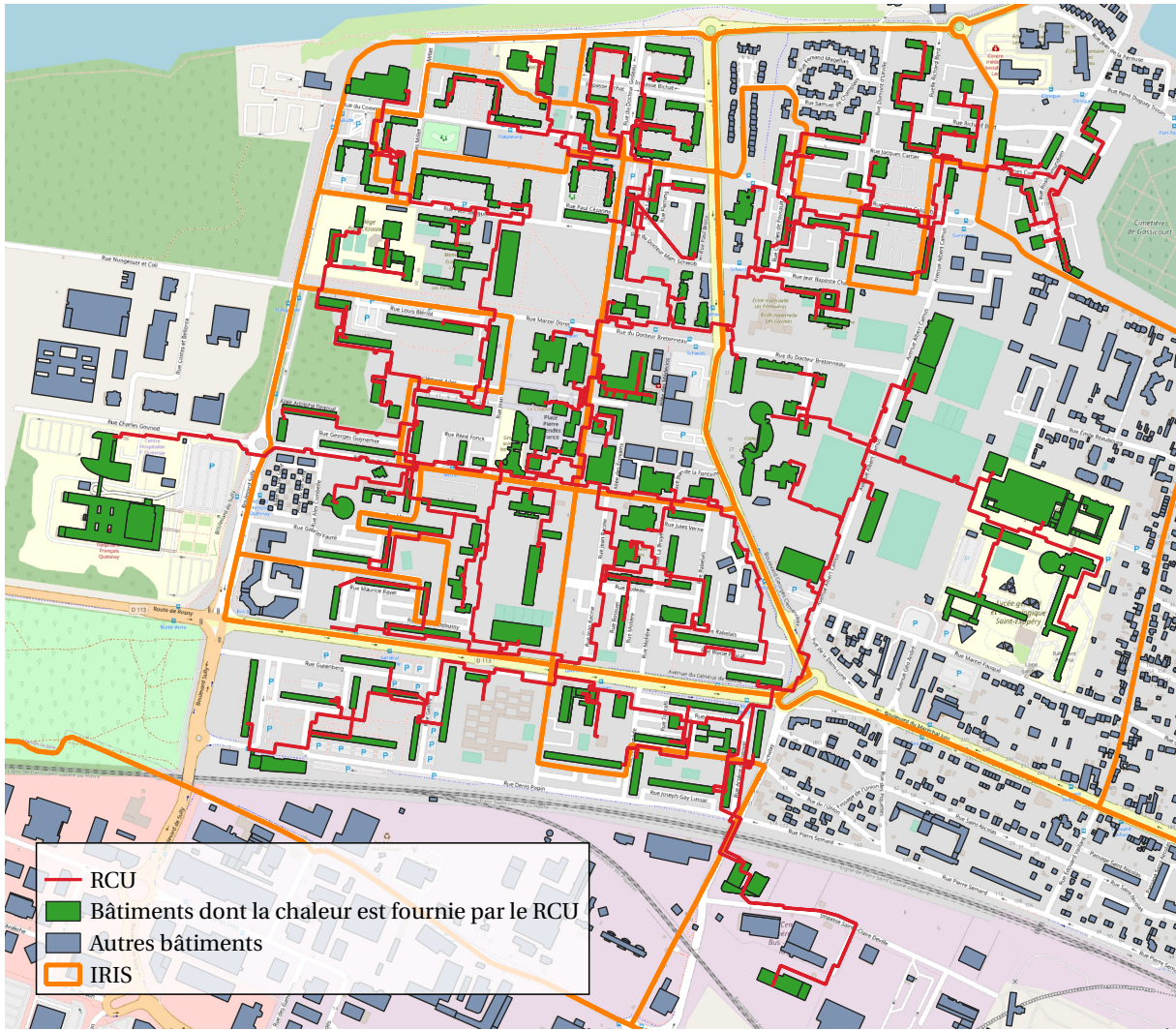


Fig. 2.8 : Bâtiments connectés au RCU de Mantes-la-Jolie (département 78)

La même méthode est appliquée pour répartir les consommations de froid fournies par les sept RFU dont les tracés sont connus (Équation 2.2).

$$F_{RFU}(s, I) = \sum_r \left(\frac{\sum_{b \in r \cap I} V(b)}{\sum_{b \in r} V(b)} \times F_{RFU}(s, r) \right) \quad (2.2)$$

2.4.2 Demandes de chaleur par IRIS

La demande de chaleur n'est pas connue directement, elle est estimée à partir des consommations d'électricité et de gaz, connues à l'échelle IRIS, et de celles issues des RCF, calculées dans la Section 2.4.1 précédente, pour les secteurs résidentiel et tertiaire.

2.4.2.1 Demande de chaleur pour le secteur résidentiel

La consommation liée au chauffage et à l'ECS est calculée dans cette partie comme une fraction de l'énergie consommée par le secteur résidentiel sur l'IRIS. Cette part d'énergie dépend du ratio entre les logements collectifs et individuels, de la proportion de logements qui appartiennent à chaque période de construction et de la zone climatique considérée. Comme cela a été dit précédemment, seuls l'énergie électrique et le gaz seront considérés.

Dans un premier temps, la part de la consommation liée aux besoins de chaleur (chauffage et ECS) est calculée pour les deux types de logement *loge* possibles (collectif *coll* ou individuel *indi*), chaque période de construction *p* (les quatre périodes considérées sont : < 1975, 1975-1989, 1990-1998, > 1998), et en fonction de la rigueur de chacune des 6 zones climatiques (voir la Fig. 2.9). Le Tableau D.1 disponible dans l'annexe D, basé sur les données de [141] fournit les consommations moyennes par type de logement et par période de construction pour le chauffage $C'(p, loge)$, l'ECS $ECS(p, loge)$ et la consommation totale $CE(p, loge)$. Une correction des consommations, fournies au niveau national, en fonction du climat est effectuée à l'aide de la prise en compte du coefficient de rigueur climatique α_{Dep} . Celui-ci est lié à la RT2012 et correspond à un coefficient de correction de la consommation maximale autorisée d'un bâtiment en fonction des températures hivernales et estivales des différentes zones climatiques en France métropolitaine. Ce coefficient varie 0,8 à 1,3 [139], comme on peut le voir sur la Fig. 2.9. L'Équation 2.3 montre comment la part de la consommation dédiée aux besoins de chaleur est calculée pour un type de logement, une période de construction et une zone climatique donnés.

$$\gamma(p, loge, \alpha_{Dep}) = \frac{\alpha_{Dep} \times C'(p, loge) + ECS(p, loge)}{CE(p, loge) + (\alpha_{Dep} - 1)C'(p, loge)} \quad (2.3)$$

Avec :

- $\gamma(p, loge, \alpha_{Dep})$: Part du chauffage et de l'ECS dans la consommation d'un logement en fonction de la période *p*, du type de logement *loge* et de la rigueur climatique α_{Dep}
- α_{Dep} : Coefficient de rigueur climatique par département (Fig. 2.9)
- $C'(p, loge)$: Consommation liée au chauffage par période de construction *p* et type de logement *loge* (annexe D.1)
- $ECS(p, loge)$: Consommation liée à l'ECS par période de construction *p* et type de logement *loge* (annexe D.1)
- $CE(p, loge)$: Consommation totale pour un type de logement *loge* et une période de construction *p* (annexe D.1)

Dans l'Équation 2.3, le numérateur correspond à la consommation liée au chauffage corrigée par un facteur climatique et à la consommation pour l'ECS. Le dénominateur

correspond à la consommation totale corrigée, pour le chauffage, de la rigueur climatique.

On obtient au total 54 valeurs différentes pour γ (2 types de logements \times 4 périodes \times 6 zones climatiques + 1 type de logement moyen \times 1 période moyenne \times 6 zones climatiques, le dernier terme correspondant pour chaque zone climatique à la moyenne de l'ensemble des valeurs, comme on peut le voir dans le Tableau D.1 de l'annexe D, et sera utilisé pour les IRIS où les proportions de logements individuels et collectifs ainsi que les périodes de construction ne sont pas connus).

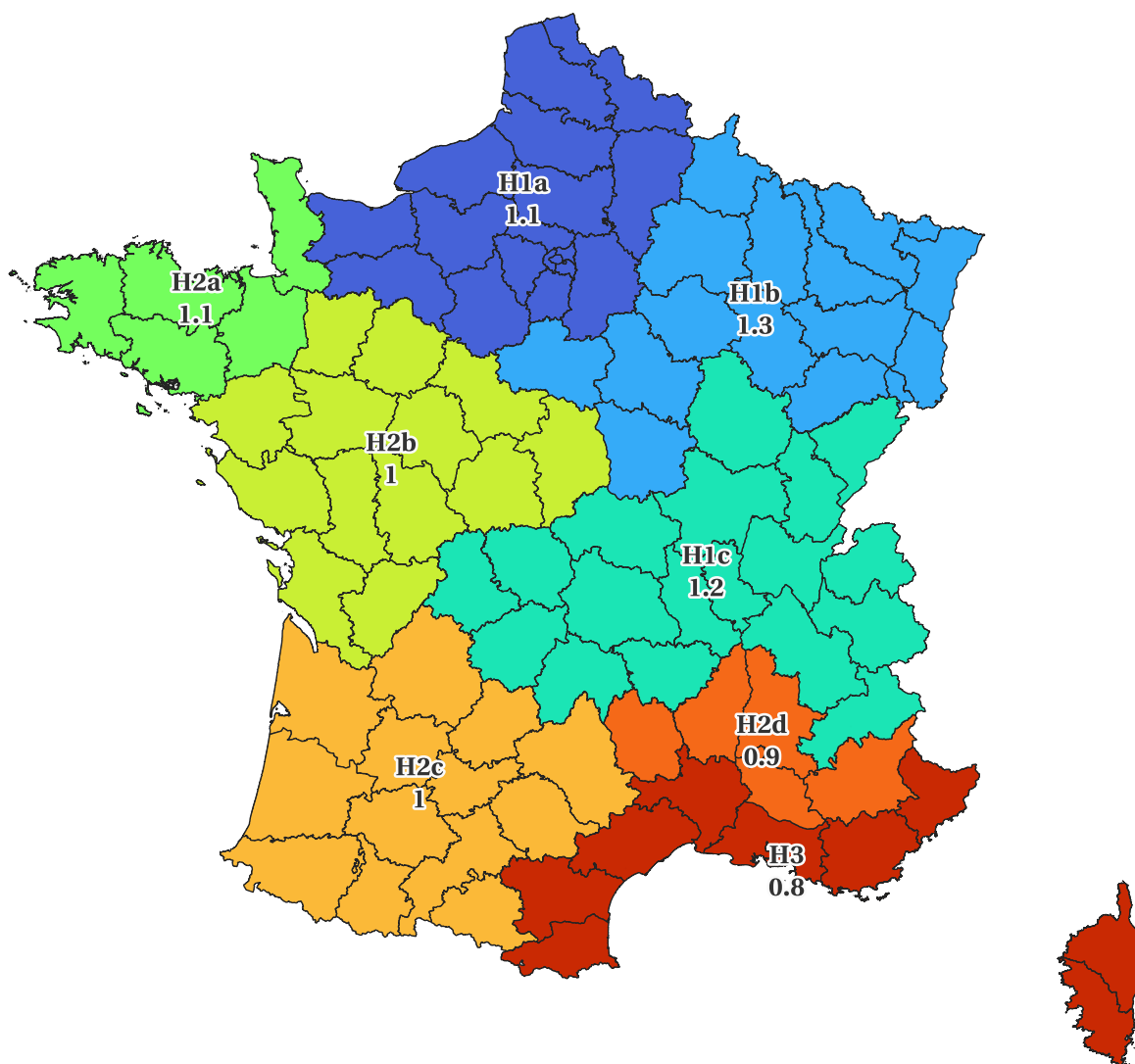


Fig. 2.9 : Zones climatiques et coefficient de rigueur climatique [139]

La seconde étape consiste à calculer pour chaque IRIS la part de la consommation attribuée aux besoins de chaleur.

Pour chaque IRIS d'un même département Dep , la proportion de chaleur dans les consommations par type de logement, $\gamma(p, coll, \alpha_{Dep})$, est multipliée par les proportions de logements individuels et collectifs construits à chaque période, ces deux paramètres étant connus grâce à la base des logements en 2015 [137], afin d'estimer la part de chaleur

globale dans la consommation de l'IRIS. $Coll(p, I)$ ($Indi(p, I)$) est la part de logements collectifs (respectivement individuels) construits pendant une période p sur l'ensemble des logements collectifs (individuels), $\beta(I)$ la proportion des logements collectifs sur l'ensemble des logements de l'IRIS. Pour certains IRIS, la période de construction des logements ou les proportions de logements individuels et collectifs ne sont pas disponibles. Dans ce cas, les valeurs moyennes (calculées comme la moyenne de toutes les périodes pour les logements individuels et collectifs) sont utilisées.

La part de chaleur globale dans la consommation est ensuite multipliée dans une troisième étape par la consommation de gaz et d'électricité de l'IRIS $CE_{E+G}(R, I)$, issue des données locales de consommation d'énergie [102], afin d'obtenir, pour chaque IRIS, la consommation de chaleur C' issue de l'électricité ou du gaz. La deuxième et la troisième étape sont résumées dans l'Équation 2.4 :

$$\begin{aligned}
 C'(R, I) = & CE_{E+G}(R, I) \\
 & \times \left(\beta(I) \times \sum_p \gamma(p, coll, \alpha_{Dep}) \times Coll(p, I) \right. \\
 & \left. + (1 - \beta(I)) \times \sum_p \gamma(p, indi, \alpha_{Dep}) \times Indi(p, I) \right)
 \end{aligned} \tag{2.4}$$

Avec :

- $C'(R, I)$: Consommation de chaleur issue de l'électricité ou du gaz pour le secteur résidentiel R par IRIS I
- $CE_{E+G}(R, I)$: Consommation de gaz et d'électricité de l'IRIS pour le secteur résidentiel R par IRIS I [102]
- $\beta(I)$: Proportion des logements collectifs sur l'ensemble des logements de l'IRIS I [137]
- $\gamma(p, coll, \alpha_{Dep})$: Part du chauffage et de l'ECS dans la consommation d'un logement en fonction de la période de construction p , de la rigueur climatique α_{Dep} pour des logement collectifs $coll$ (Équation 2.3)
- $\gamma(p, indi, \alpha_{Dep})$: Part du chauffage et de l'ECS dans la consommation d'un logement en fonction de la période de construction p , de la rigueur climatique α_{Dep} pour des logements individuels $coll$ (Équation 2.3)
- $Coll(p, I)$: Part de logements collectifs construits pendant une période p sur l'ensemble des logements collectifs de l'IRIS [137]
- $Indi(p, I)$: Part de logements individuels construits pendant une période p sur l'ensemble des logements individuels de l'IRIS [137]

La dernière étape consiste à calculer les besoins de chaleur globaux, en incluant les consommations issues des RCU calculées dans la Section 2.4.1 précédente.

Le facteur de conversion est considéré être de 1 entre les vecteurs d'énergie et la chaleur

pour l'électricité et les réseaux, la consommation est ainsi équivalente aux besoins. Cela revient pour l'électricité à faire l'hypothèse que le chauffage est produit entièrement par des radiateurs et l'ECS par des ballons d'eau chaude avec des rendements énergétiques de 100 %. Ainsi, l'utilisation de PAC n'est pas considérée. Les PAC ont une part croissante dans la consommation globale, représentant 10 % de la consommation d'électricité, cependant leur usage se concentre sur les maisons individuelles, qui totalisent 98 % de la surface où sont installées des PAC, et qui ne sont pas une cible prioritaire des RCU [145]. Pour les logements collectifs, qui ont le plus de chance d'être raccordés à un RCU, les PAC représentent moins de 2 % de la surface installée et peuvent par conséquent être négligées, toujours selon [145]. Pour le gaz, un facteur de conversion de 0,8, qui est une valeur conservatrice pour le rendement des chaudières à gaz, est utilisé. En ce qui concerne les réseaux de chaleur, on dispose des données de livraison de chaleur, il n'y a donc pas de facteur de conversion à prendre en compte.

Dans l'Équation 2.5, qui permet de calculer la demande de chaleur pour le secteur résidentiel, on suppose que la totalité du gaz consommé est utilisé pour le chauffage et l'ECS, étant donné que 93,3 % du gaz utilisé sert pour le chauffage ou l'ECS selon [145].

$$B_c(R, I) = 0,8 \times CE_G(R, I) + CE'_E(R, I) + C_{RCU}(R, I) \quad (2.5)$$

$$\text{avec } CE'_E(R, I) = C'(R, I) - CE_G(R, I)$$

Avec :

- $B_c(R, I)$: Besoins de chaleur pour le secteur résidentiel R par IRIS I
- $CE_G(R, I)$: Consommation de gaz de l'IRIS pour le secteur résidentiel R par IRIS I [102]
- $CE'_E(R, I)$: Consommation *estimée* d'électricité de l'IRIS pour répondre aux besoins de chaleur du secteur résidentiel R par IRIS I
- $C_{RCU}(R, I)$: Consommation issue des RCU de l'IRIS pour le secteur résidentiel R par IRIS I [102]
- $C'(R, I)$: Consommation de chaleur issue de l'électricité ou du gaz pour le secteur résidentiel R par IRIS I (Équation 2.4)

Cette dernière équation (Équation 2.5) revient à surestimer la demande de chaleur des IRIS dont une partie de la chaleur est fournie par un RCU. En effet, les bâtiments raccordés au réseau n'ont pas d'usage d'électricité ni de gaz pour des besoins de chauffage ou d'ECS.

Cependant, cette surestimation est limitée. D'abord, seuls 2925 IRIS, soit 5,8 % des IRIS, possèdent un RCU et ont une surestimation de leur consommation. Ensuite, cette surestimation ne concerne qu'une partie du parc de l'IRIS car tous les bâtiments ne sont pas connectés au réseau. Enfin, lorsque les bâtiments sont connectés, la consommation de gaz est extrêmement faible (la cuisson représente uniquement 6,7 % de la consommation de gaz pour le résidentiel) et celle d'électricité est limitée (les consommations non liées aux

besoins de chaleur représentent en moyenne 30,6 % de la consommation d'énergie), ce qui limite cette surestimation [145].

La Fig. 2.10 résume les différentes étapes qui ont permis d'estimer la consommation liée aux besoins de chaleur pour le secteur résidentiel pour chaque IRIS.

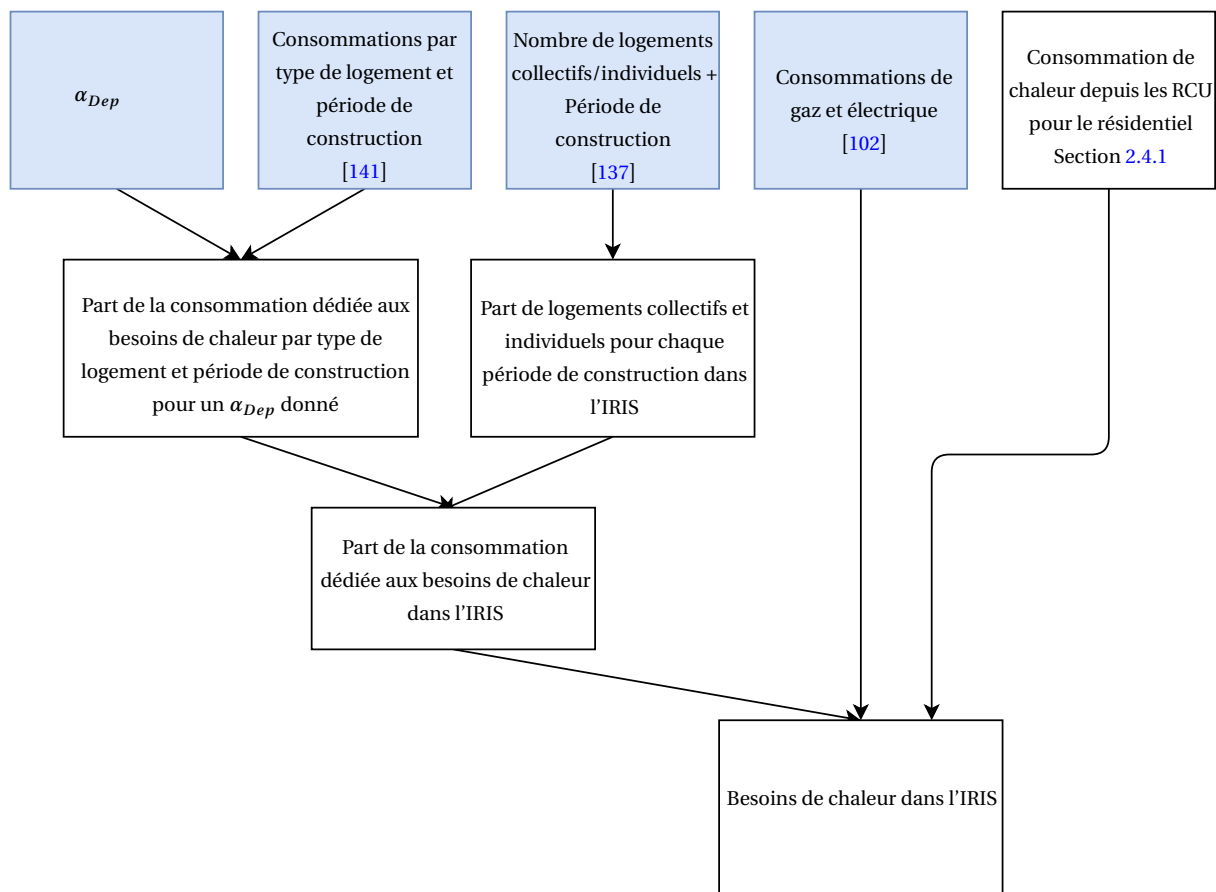


Fig. 2.10 : Résumé de la méthode pour obtenir, pour un IRIS donné, les besoins de chaleur pour le secteur résidentiel

2.4.2.2 Demande de chaleur pour le secteur tertiaire

Comme pour le secteur résidentiel, la consommation de chaleur est calculée comme la fraction de la consommation d'énergie allouée à la consommation de chaleur multipliée par la consommation de gaz et d'électricité.

Cette fraction dédiée à la consommation de chaleur $\delta(ss, \alpha_{Dep})$ est estimée pour chaque sous-secteur d'activité ss (tels que définis par la NAF, voir [133]) et chaque valeur de rigueur climatique α_{Dep} , comme le montre l'Équation 2.6. $\delta(ss, \alpha_{Dep})$ est calculée à partir des consommations d'ECS $ECS(ss)$, de chauffage $C'(ss)$ et totales $CE(ss)$ fournies par [140] et disponibles dans l'annexe D. Au total, 270 valeurs sont calculées (45 sous-secteurs d'activités pour le secteur tertiaire et 6 zones climatiques).

$$\delta(ss, \alpha_{Dep}) = \frac{\alpha_{Dep} \times C'(ss) + ECS(ss)}{CE(ss) + (\alpha_{Dep} - 1)C'(ss)} \quad (2.6)$$

Avec :

$\delta(ss, \alpha_{Dep})$: Part du chauffage et de l'ECS dans la consommation pour un secteur d'activité ss en fonction de la rigueur climatique α_{Dep}

α_{Dep} : Coefficient de rigueur climatique par département (Fig. 2.9)

$C'(ss)$: Consommation liée au chauffage pour un secteur d'activité ss (annexe D.2)

$ECS(ss)$: Consommation liée aux besoins d'ECS pour un secteur d'activité ss (annexe D.2)

$CE(ss)$: Consommation totale pour un secteur d'activité ss (annexe D.2)

La seconde étape consiste, pour chaque IRIS, à estimer la part de la consommation de chaleur dans la consommation totale. Pour cela, la pondération de la part des besoins de chaleur dans la consommation pour chaque sous-secteur d'activité ($\delta(ss, \alpha_{Dep})$) par la part des bâtiments de chaque sous-secteur dans l'IRIS est effectuée. Cette part de bâtiments tertiaires est calculée comme le ratio entre le volume des bâtiments d'un sous-secteur $V(ss, I)$ et le volume total des bâtiments tertiaires de l'IRIS $V(C, I)$. Ensuite, cette part de consommation de chaleur est multipliée par la consommation de gaz et d'électricité de l'IRIS, comme le montre l'Équation 2.7, afin d'obtenir la consommation de chaleur globale de l'IRIS pour le secteur tertiaire.

$$C'(T, I) = CE_{E+G}(T, I) \times \sum_{ss} \delta(ss, \alpha_{Dep}) \times \frac{V(ss, I)}{V(T, I)} \quad (2.7)$$

Avec :

$C'(T, I)$: Consommation de chaleur issue de l'électricité ou du gaz pour le secteur tertiaire T par IRIS I

$CE_{E+G}(T, I)$: Consommation de gaz et d'électricité de l'IRIS pour le secteur tertiaire T par IRIS I [102]

$\delta(ss, \alpha_{Dep})$: Part du chauffage et de l'ECS dans la consommation pour un secteur d'activité ss en fonction de la rigueur climatique α_{Dep} (Équation 2.6)

$V(ss, I)$: Volume des bâtiments appartenant au secteur d'activité ss pour un IRIS I (Section 2.3)

$V(T, I)$: Volume total des bâtiments du secteur tertiaire pour un IRIS I (Section 2.3)

L'Équation 2.8, similaire à l'Équation 2.5, est utilisée pour calculer les besoins de chaleur liés au secteur tertiaire par IRIS $B_c(T, I)$. En effet, comme pour le secteur résidentiel, le gaz, lorsqu'il est utilisé, répond presque exclusivement à des besoins de chaleur (87 % du gaz

consommé, [140]). Une nouvelle fois, les besoins de chaleur sont légèrement surestimés en cas de présence de RCU dans l'IRIS.

$$B_c(T, I) = 0,8 \times CE_G(T, I) + CE'_E(T, I) + C_{RCU}(T, I) \quad (2.8)$$

avec $CE'_E(T, I) = C'(T, I) - CE_G(T, I)$

Avec :

- $B_c(T, I)$: Besoins de chaleur pour le secteur tertiaire T par IRIS I
- $CE_G(T, I)$: Consommation de gaz de l'IRIS pour le secteur tertiaire T par IRIS I [102]
- $CE'_E(T, I)$: Consommation *estimée* d'électricité de l'IRIS pour répondre aux besoins de chaleur du secteur tertiaire T par IRIS I
- $C_{RCU}(T, I)$: Consommation issue des RCU de l'IRIS pour le secteur tertiaire T par IRIS I [102]
- $C'(T, I)$: Consommation de chaleur issue de l'électricité ou du gaz pour le secteur tertiaire T par IRIS I (Équation 2.7)

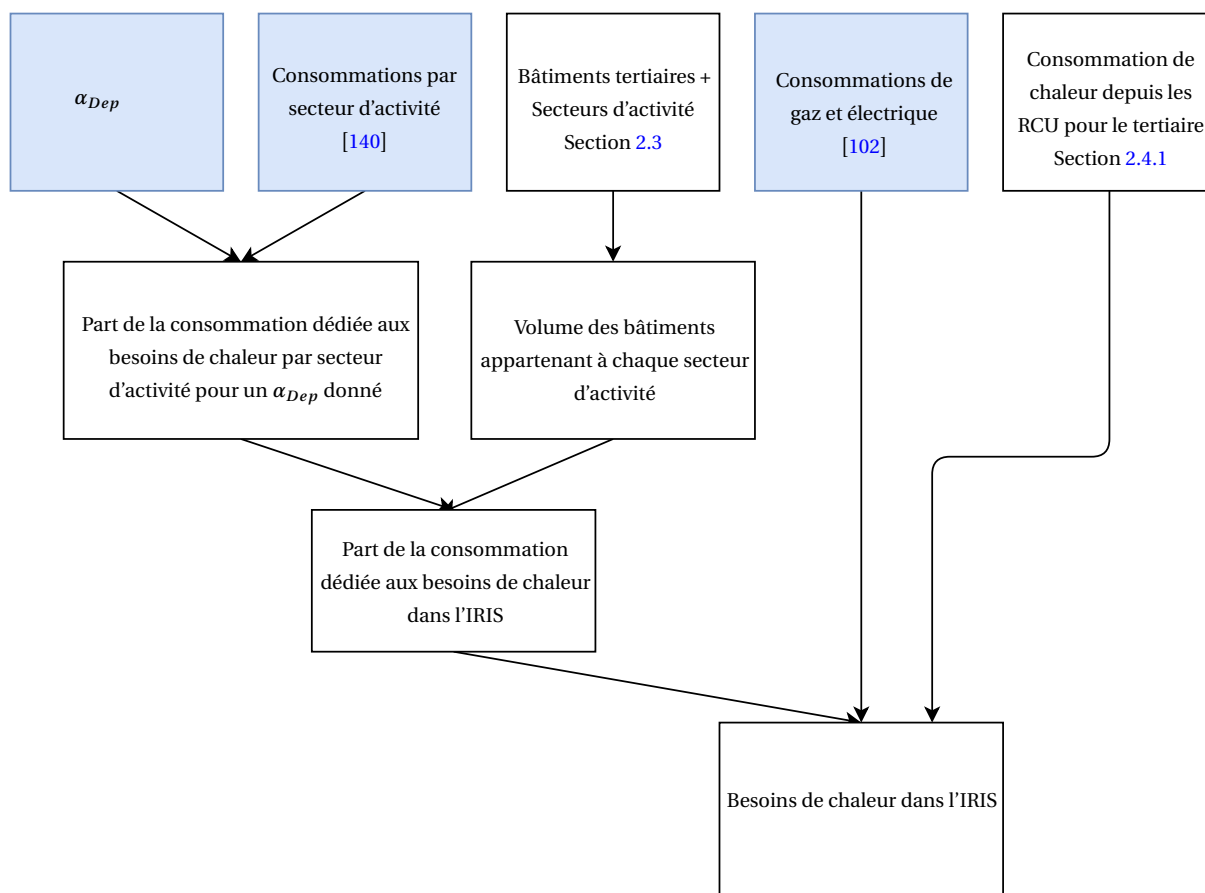


Fig. 2.11 : Résumé de la méthode pour obtenir, pour un IRIS donné, la consommation liée aux besoins de chaleur pour le secteur tertiaire

2.4.2.3 Demande de chaleur globale

La demande de chaleur globale par IRIS $B_c(I)$ est finalement calculée par l'Équation 2.9, comme la somme des besoins de chaleur du secteur résidentiel et du secteur tertiaire (Équation 2.9).

$$B_c(I) = B_c(R, I) + B_c(T, I) \quad (2.9)$$

Avec :

$B_c(I)$: Demande de chaleur globale par IRIS I

$B_c(R, I)$: Demande de chaleur du secteur résidentiel R par IRIS I (Équation 2.5)

$B_c(T, I)$: Demande de chaleur du secteur tertiaire T par IRIS I (Équation 2.8)

2.5 Demandes de froid par IRIS du secteur tertiaire

Werner [96] a calculé la demande comme étant l'intensité de la demande de froid par unité de surface \times la part de la surface tertiaire équipée d'un système de refroidissement \times la surface tertiaire totale. L'étude est réalisée à l'échelle de l'Europe. [96] estime la demande par unité de surface en la calculant à partir de la surface des bâtiments connectés à vingt réseaux de froids installés dans différentes zones climatiques puis en réalisant une corrélation entre cette demande de froid par unité de surface et un index de refroidissement européen (le *European Cooling Index, ou ECI*) créé par [146] à partir de mesures provenant de quatre-vingts lieux différents. La Fig. 2.12 est la carte des demandes de froid par unité de surface qui en résulte, sous forme de lignes de niveau.

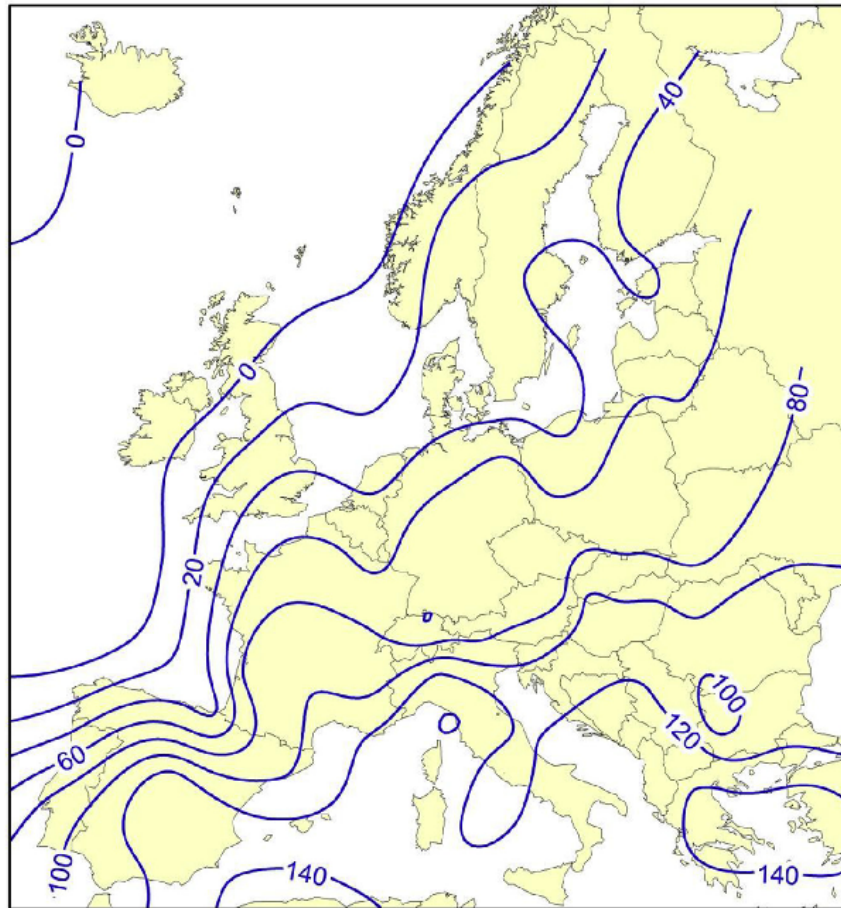


Fig. 2.12 : Demandes de froid moyennes en kWh/m² pour les bâtiments du secteur tertiaire pour différents lieux en Europe, image issue de [96]

La Fig. 2.13 a été créée à partir de l'interprétation des lignes de niveau visibles sur la Fig. 2.12 et est utilisée dans cette étude pour connaître, par département, et donc pour chaque IRIS d'un département, les demandes de froid par m² de bâtiment climatisé.

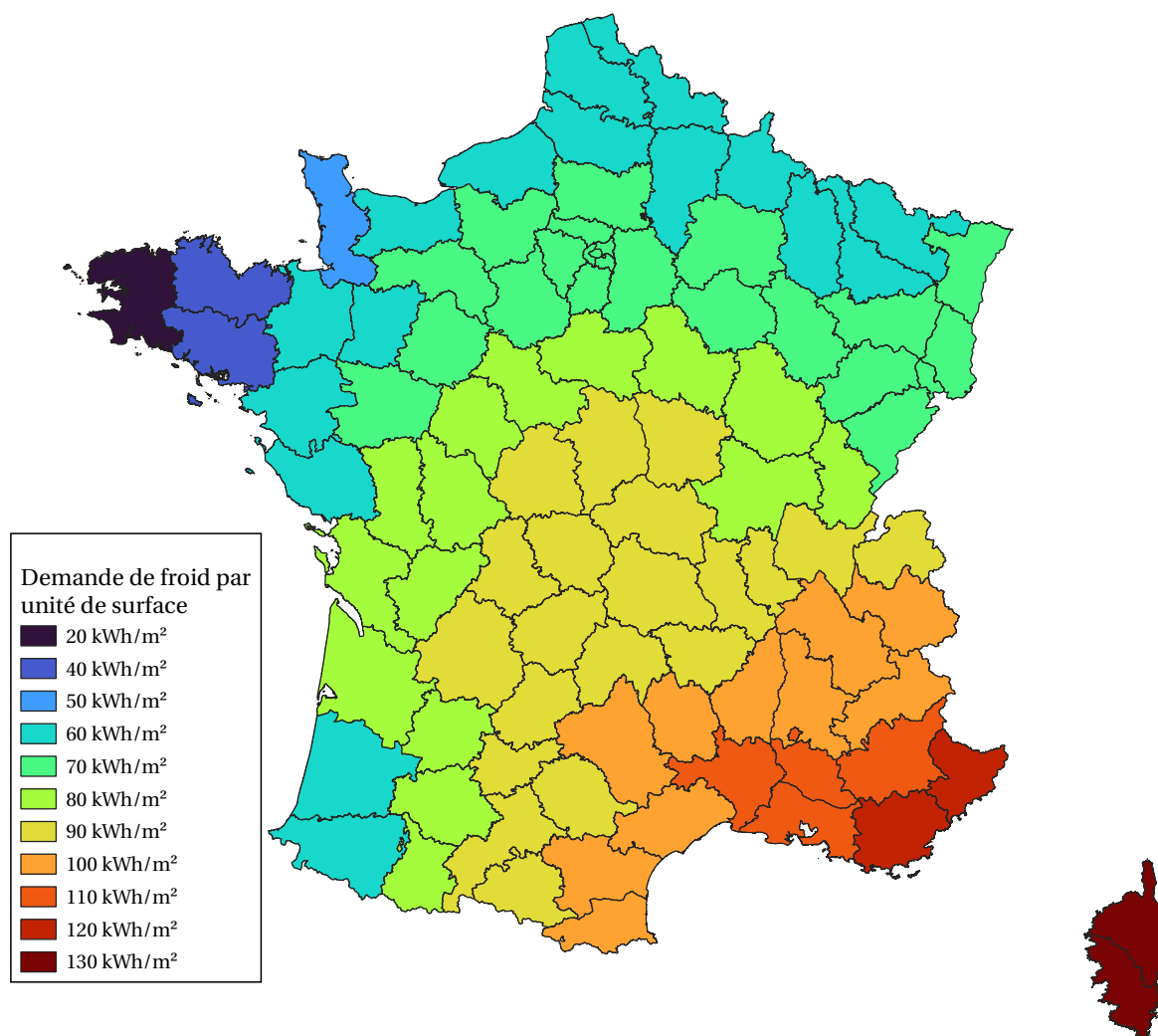


Fig. 2.13 : Demandes de froid moyenne en kWh/m² pour les bâtiments du secteur tertiaire pour différents lieux en Europe, à partir des données de [96].

Jakubcionis et Carlsson [97, 100] utilisent une méthode similaire à [96] afin d'établir les besoins de froid pour les secteurs résidentiel et tertiaire à l'horizon 2050 en Europe. Pour cela, ils utilisent les données de consommation liées aux besoins de refroidissement aux États-Unis, où des climatiseurs ont été installés massivement bien plus tôt qu'en Europe et où une saturation en termes d'installation de systèmes de refroidissement a été atteinte, afin de calculer la consommation en Europe en supposant que le taux de saturation en Europe, c'est-à-dire le taux maximal d'équipement, ainsi que l'intensité de la demande par unité de surface, seront similaires à ceux des États-Unis pour un climat similaire, ici un nombre de DJR similaire.

Le CEREMA a publié une cartographie de la demande de froid du secteur tertiaire en France métropolitaine [101]. La demande de froid a été obtenue en multipliant les consommations par unité de surface liées à la climatisation, qui dépendent du sous-secteur d'activité des bâtiments tertiaires, par la surface de ces bâtiments. Contrairement à [96, 100], la proportion des bâtiments équipés d'un système de climatisation n'est pas considérée, dit autrement

tous les bâtiments tertiaires sont ici supposés être équipés d'un système de climatisation.

[94] estime les consommations de froid pour l'année 2015 à partir du nombre d'unités de climatiseurs vendues, de leur puissance moyenne et de la durée de vie moyenne des équipements.

Les demandes de froid considérées dans cette étude sont uniquement celles du secteur tertiaire. Comme on a pu le voir dans le premier chapitre (Section 1.1.4.1), la consommation liée au refroidissement, bien qu'en forte augmentation, est encore très limitée dans le secteur résidentiel. Comme l'étude vise à étudier le potentiel des RCF pour répondre aux besoins actuels, le résidentiel n'est pas considéré.

La demande de froid pour le secteur tertiaire sera calculée de manière similaire à [96, 100], en considérant qu'elle dépend de deux facteurs liés au climat : la proportion de bâtiments qui nécessitent un refroidissement d'une part et l'intensité de la demande de froid pour les bâtiments climatisés d'autre part. En effet, la part des bâtiments climatisés sur un territoire, et donc la surface de bâtiments climatisés varie en fonction du climat et, pour les bâtiments climatisés, l'énergie à fournir pour répondre aux besoins de froid est également différente. Par rapport à [96, 100], cette étude est réalisée à partir de bâtiments tertiaires géolocalisés afin d'obtenir, en plus d'une approximation de la surface climatisée et des besoins en refroidissement, une estimation des bâtiments climatisés.

2.5.1 Surface des bâtiments climatisés par IRIS

L'objectif dans cette partie est de calculer la surface des bâtiments climatisés en France actuellement.

La part des bâtiments climatisés, et donc la surface de bâtiments climatisée, dépend elle aussi du climat. Jakubcionis et Carlsson [100] proposent une corrélation entre la proportion de surface climatisée aux États-Unis et les DJR. Cette corrélation est réalisée en calculant les DJR pour une température de base égale à 18 °C. Ils émettent également l'hypothèse que la proportion de surface climatisée future atteinte en Europe, appelée également taux de saturation futur, sera égal à la proportion de surface climatisée actuelle aux États-Unis pour un climat équivalent. C'est cette corrélation qui est décrite dans l'Équation 2.10, en considérant que le taux de saturation est calculé à l'échelle du département.

Les DJR directement fournis par [76] le sont pour une température de base de 21 °C, différente de celle utilisée pour l'interpolation (18 °C). Pour cette raison, les DJR moyens sont calculés sur la période 1998-2017, en utilisant une température de référence de 18 °C, à partir des données fournies par les stations météorologiques situées en France par le *European Climate Assessment and Dataset* [132] et en appliquant une interpolation par pondération inverse à la distance. Les points considérés pour cette interpolation sont les villes dont les données météorologiques sont connues ; les DJR pour l'ensemble du territoire sont calculés à partir de ces derniers (voir l'annexe A). La Fig. 2.14 est le résultat de cette

interpolation.

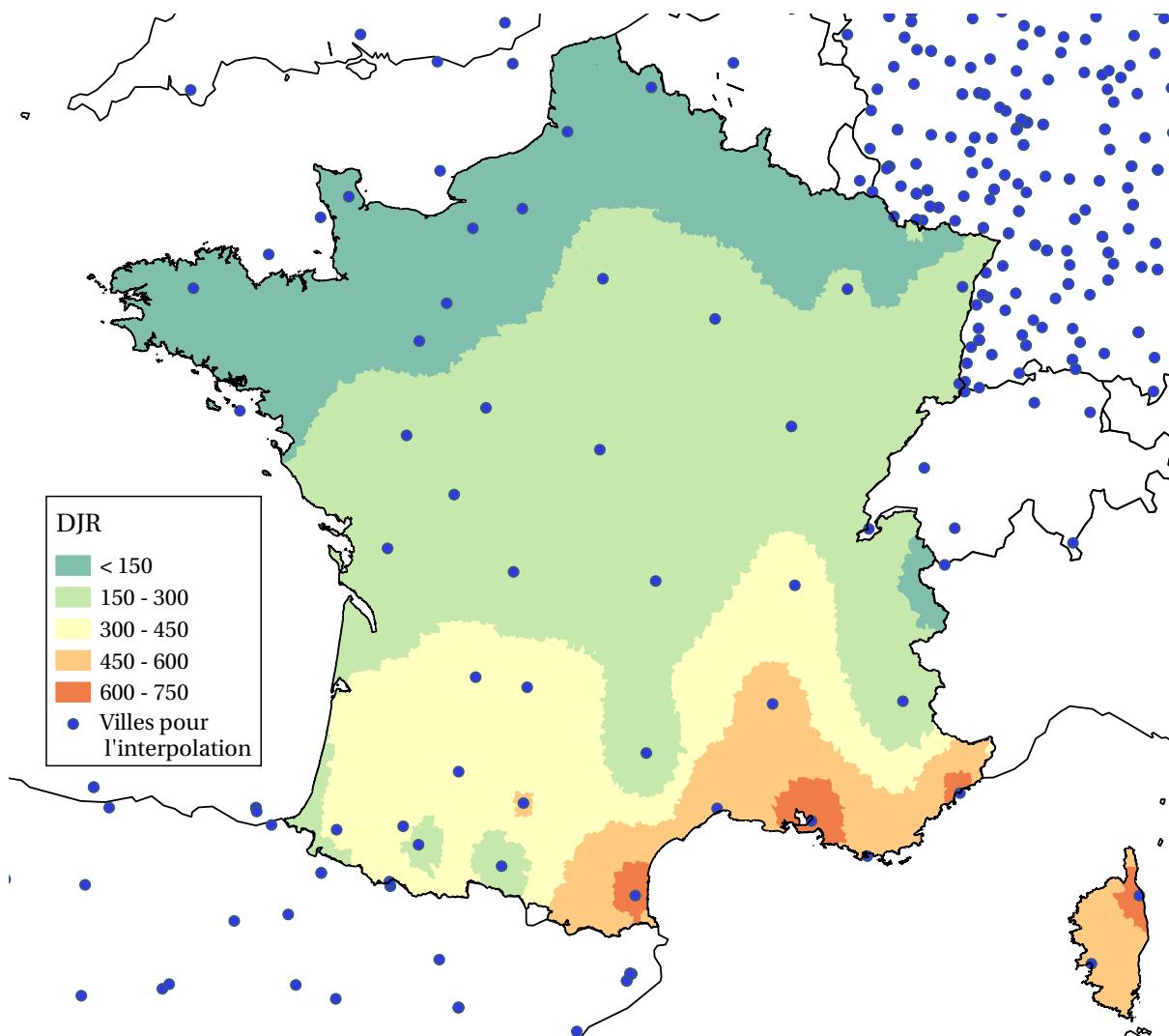


Fig. 2.14 : DJR utilisés pour le calcul de la surface de bâtiments climatisée

$$\text{Taux de saturation}_{\text{futur}}(\text{Dep}) = 0,0072 \times \text{DJR}(\text{Dep}) + 64,168 \quad (2.10)$$

Afin d'obtenir la surface climatisée actuellement, on émet l'hypothèse que le taux de saturation évoluera de manière égale pour tous les départements. La surface de bâtiments tertiaire climatisée ($\text{taux}_{\text{présent}}$) était de 37,27 % en 2018 [140]. Un coefficient correcteur, ω , est calculé afin d'obtenir le taux de saturation courant par département à partir du taux de saturation futur, comme le montre l'Équation 2.11 :

$$\text{Taux}_{\text{présent}}(\text{Dep}) = \omega \times \text{Taux de saturation}_{\text{futur}}(\text{Dep}) \quad (2.11)$$

où le facteur ω est déterminé par l'Équation 2.12 de sorte que la somme des surfaces climatisées dans le tertiaire de l'ensemble des départements soit égale à 37,27 % de la surface climatisée au niveau national. Comme cela a été écrit précédemment, l'hypothèse est faite

que ω est constant quels que soient les DJR.

$$\omega = \frac{37,27\% \times \sum_{Dep} S(T, Dep)}{\sum_{Dep} Taux\ de\ saturation_{futur}(Dep) \times S(T, Dep)} \quad (2.12)$$

La surface de bâtiments climatisée est ensuite calculée et les bâtiments possédant un système de refroidissement sont sélectionnés pour chaque département en suivant l'Équation 2.13. L'hypothèse est faite que ce sont les bâtiments avec la surface la plus importante qui sont les plus susceptibles d'avoir un système de refroidissement. Le terme de droite, connu grâce au calcul du $Taux_{présent}$ par les Équations 2.10 à 2.12 et au calcul de la surface totale de bâtiments tertiaires par département, permet d'avoir la surface globale de bâtiments climatisés pour un département. Le terme de gauche représente le fait que pour atteindre cette surface, on additionne successivement la surface des bâtiments tertiaires du département, en commençant par celui (b_1) dont la surface ($S(T, b_1)$) est la plus importante, jusqu'à atteindre la surface la plus proche de celle du terme de droite. L'ensemble des bâtiments tertiaires qui possèdent un système de refroidissement est noté B .

$$\sum_{\substack{b_i \in B \\ S(T, b_1) \geq \dots \geq S(T, b_n)}} S(T, b_i)_{climatisée} \approx Taux_{présent}(Dep) \times \sum_{Dep} S(T, Dep) \quad (2.13)$$

Pour un IRIS, la surface des bâtiments tertiaires climatisée est la somme des surfaces des bâtiments B sélectionnés à l'étape précédente qui se trouvent sur l'IRIS, comme le montre l'Équation 2.14

$$S_{climatisée}(T, I) = \sum_{b \in B \cap I} S_{climatisée}(T, b) \quad (2.14)$$

2.5.2 Demande de froid

La demande de froid par IRIS, calculée par l'Équation 2.15, est le produit de la demande par unité de surface (fournie à l'échelle du département) et de la surface des bâtiments tertiaires climatisés.

$$B_f(T, I) = Intensité(Dep) \times S_{climatisée}(T, I) \quad (2.15)$$

En plus d'une estimation de la demande de froid à l'échelle des IRIS, une connaissance des bâtiments avec la plus grande surface, qui sont donc plus susceptibles d'avoir un système de refroidissement, a été obtenue.

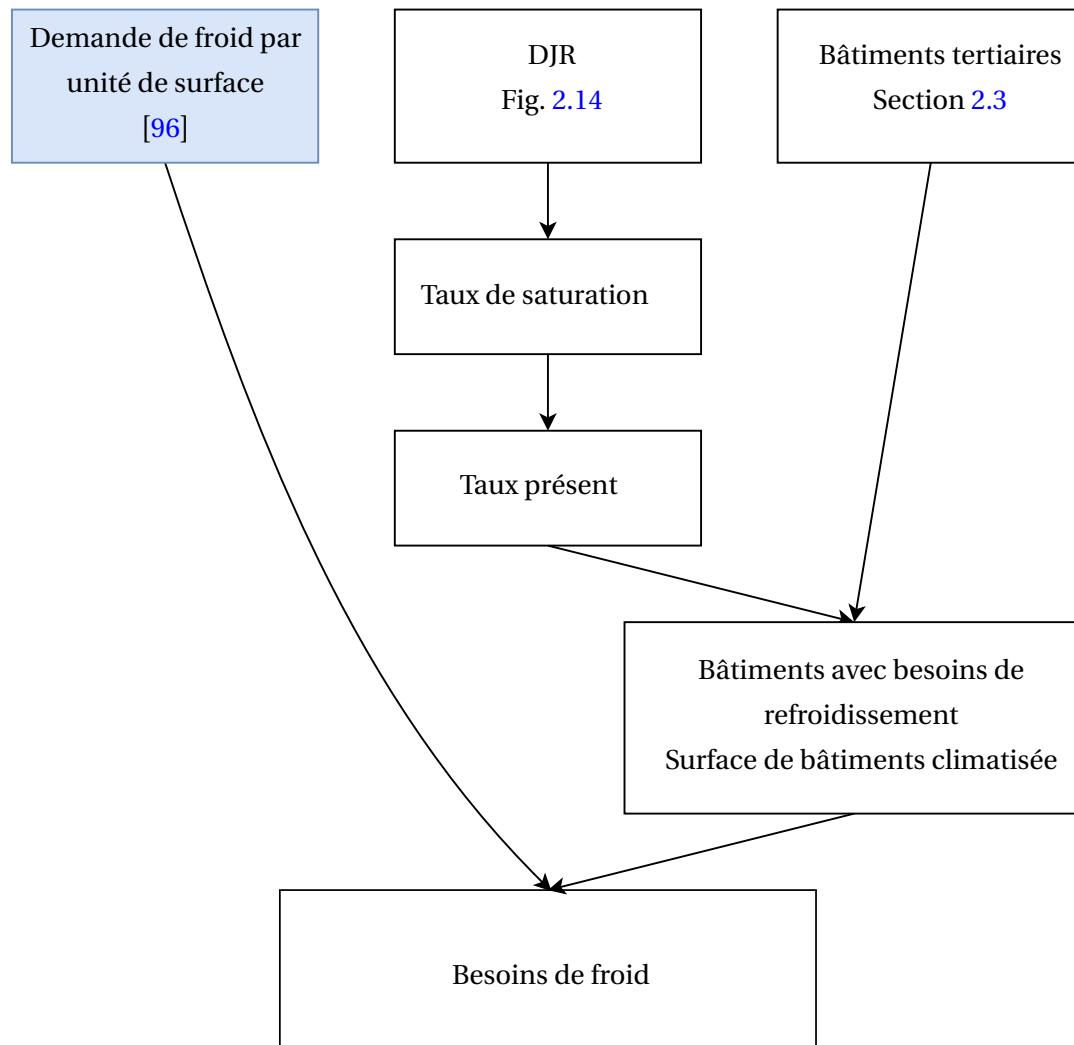


Fig. 2.15 : Résumé de la méthode pour obtenir les besoins de froid ainsi que les bâtiments avec des besoins de pour le secteur résidentiel

2.6 Calcul des variables de catégorisation

2.6.1 Densité thermique linéique

La densité thermique linéique est définie comme la demande de chaleur ou de froid par unité de longueur de réseau. La démarche pour la calculer consiste, dans un premier temps, à identifier les bâtiments potentiellement raccordables à un réseau en excluant ceux dont la demande énergétique est trop faible ainsi que ceux qui sont isolés. Des réseaux virtuels sont ensuite créés en utilisant d'abord une triangulation de Delaunay puis un algorithme d'arbre couvrant minimal pour connecter les bâtiments entre eux.

2.6.1.1 Distribution des demandes de chaleur et de froid dans l'IRIS

La première étape consiste à distribuer les demandes de chaud et de froid estimées dans la Section 2.4 sur les bâtiments de l'IRIS.

Pour les demandes de chaleur, l'hypothèse est faite que tous les bâtiments sont chauffés et que la demande de chaleur est proportionnelle au volume des bâtiments, comme le montre l'Équation 2.16 :

$$B_c(b) = \frac{V(b)}{\sum_{b \in I} V(b)} \times B_c(I) \quad (2.16)$$

Pour les demandes de froid, on a déjà fait une hypothèse sur les bâtiments qui accueillent un système de refroidissement à la Section 2.5 et on dispose d'une estimation de la demande de froid par unité de surface. L'Équation 2.17 permet d'estimer, pour chaque bâtiment qui appartient à l'ensemble des bâtiments équipés de climatisation B , la demande de froid :

$$B_f(b) = \text{Intensité}(Dep) \times S(T, b), \text{ avec } b \in B \cap I \quad (2.17)$$

2.6.1.2 Regroupement des bâtiments

L'intérêt d'un bâtiment pour un réseau dépend de deux facteurs : ses besoins de chaleur et/ou de froid et sa proximité avec d'autres bâtiments, afin d'avoir la longueur du réseau la plus faible possible.

La seconde partie de la méthode consiste à créer des « zones tampons » autour de chaque bâtiment retenu (Équation 2.19) et à regrouper ensemble tous les bâtiments dont les zones tampons se recoupent (Équation 2.20). Le choix est fait de ne retenir pour l'étude de la densité thermique en chaud que les bâtiments qui ont une surface totale de plus de 1000 m² car, lors du classement d'un réseau de chaleur, se sont ceux qui ont l'obligation d'être raccordés en cas de travaux de rénovation [147].

Le rayon de la zone tampon autour de chaque bâtiment (Équation 2.19) est créé en prenant en compte la contrainte la plus forte parmi les deux suivantes : avoir une densité linéique d'au moins 1 MWh/m ou être inférieur à 2000 m, ce qui est une valeur prudente, en limitant la distance maximale permise pour que deux bâtiments voisins puissent faire partie du même réseau.

En introduisant une variable de *seuil* tel que :

$$seuil = 1 \text{ MWh/m} \quad (2.18)$$

On obtient :

$$\begin{aligned} \text{Rayon de la zone tampon}_{\text{Chaud}}(b) &= \min\left(2000 \text{ m}, \frac{B_c(b)}{\text{seuil}}\right) \\ \text{Rayon de la zone tampon}_{\text{Froid}}(b) &= \min\left(2000 \text{ m}, \frac{B_f(b)}{\text{seuil}}\right) \end{aligned} \quad (2.19)$$

$$\begin{aligned} \text{Regroupement}(k) &= \bigcup_b \text{Zone tampon}(b), \text{ tel que} \\ &\forall (b_i, b_j), i \neq j, \text{Zone tampon}(b_i) \cap \text{Zone tampon}(b_j) \neq \emptyset \end{aligned} \quad (2.20)$$

Les différentes zones k de regroupement sont celles où seront créés les réseaux virtuels. L'intérêt de ces regroupements est de présélectionner les zones où un réseau peut être créé, ce qui diminue le temps de calcul en limitant la création des réseaux virtuels sur de petites zones.

Les regroupements contenant trop peu de bâtiments sont exclus de l'étude. Plus précisément, les regroupements considérés pour les besoins de chaleur sont ceux qui contiennent au moins 6 bâtiments, ce qui est faible étant donné que plus de 90 % des réseaux actuels ont au moins 6 points de livraison (calcul effectué à partir de [16]). En ce qui concerne les besoins de froid, on considère les regroupements d'au moins 4 bâtiments, car c'est à partir de ce nombre de bâtiments que les RFU sont éligibles aux subventions du fonds chaleur [116].

La Fig. 2.16 montre les différentes zones de regroupements qui peuvent potentiellement accueillir un réseau (de chaleur dans cet exemple). Comme on peut le voir, les regroupements sont des différentes tailles, en fonction de la concentration de bâtiments et de la demande de chaleur. Ici, le département du Maine-et-Loire (49) contient 88 regroupements susceptibles de posséder un RCU, les regroupements les plus importants étant ceux d'Angers, de Cholet et de Saumur. On peut aussi noter qu'un regroupement peut couvrir plusieurs IRIS.

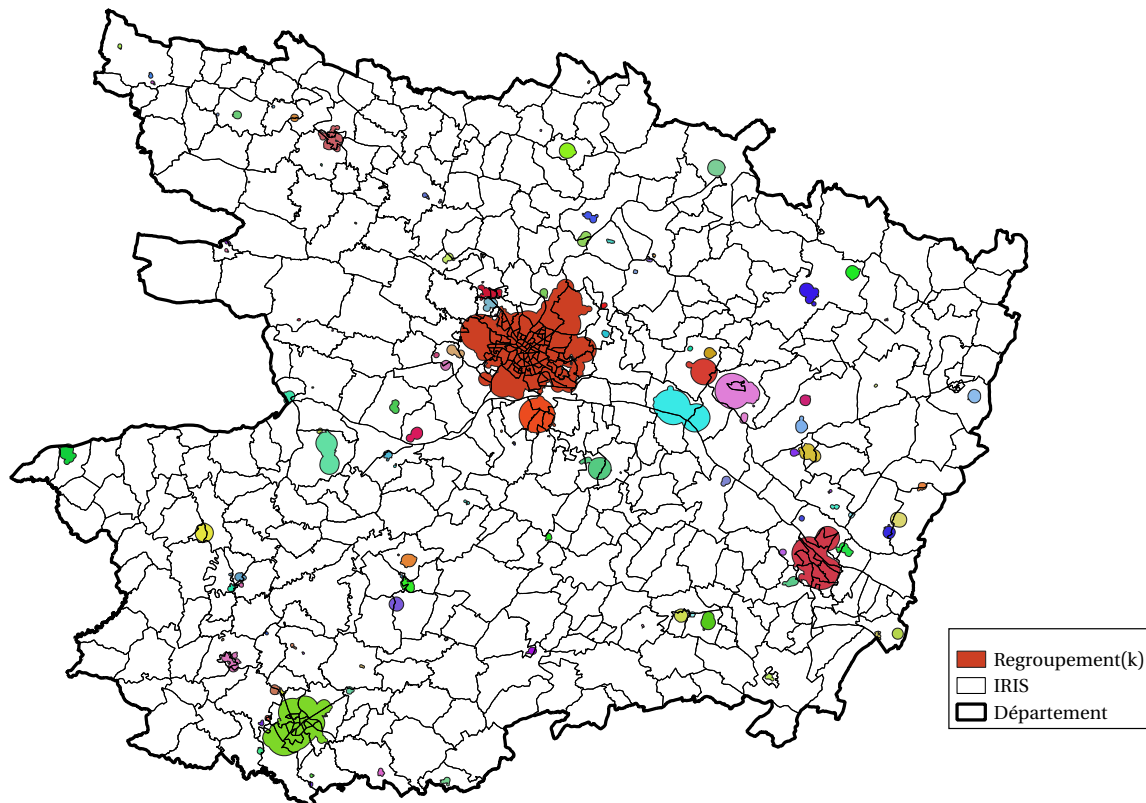


Fig. 2.16 : Regroupements considérés pour de potentiels RCU (département 49)

La Fig. 2.17 montre l'exemple d'un regroupement et permet d'observer la zone tampon qui se forme autour des bâtiments. Les bâtiments qui sont autour du regroupement avaient des demandes de chaleur trop faibles pour que leur zone tampon puisse s'unir avec la zone verte. De plus, trop peu de ces bâtiments sont regroupés, ce qui empêche la création d'un autre regroupement. On peut également voir que la taille de la zone tampon autour des bâtiments varie (en raison de volumes différents).

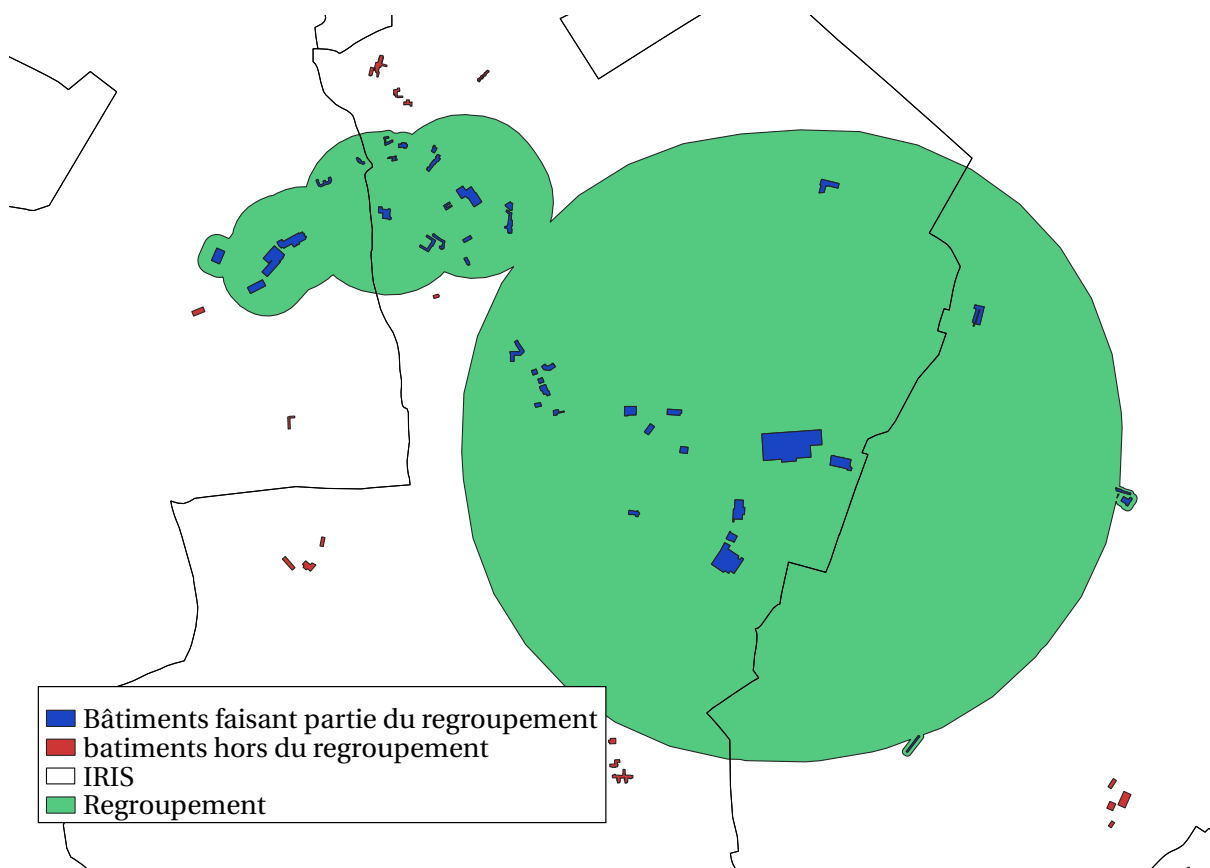


Fig. 2.17 : Exemple d'un regroupement (département 49)

2.6.1.3 Création des réseaux virtuels

Une fois que les regroupements sont créés, la dernière étape consiste à créer dans chaque regroupement un réseau « virtuel » qui se connecte à l'ensemble des bâtiments qui ont une demande énergétique suffisante.

Le but est donc d'identifier les tracés de ces réseaux. Il existe plusieurs solutions pour relier les bâtiments, celle qui permet de minimiser la longueur totale des différents réseaux est privilégiée. Pour cela, on applique la triangulation de Delaunay qui permet dans un premier temps de connecter les centroïdes de l'ensemble des bâtiments du regroupement à leurs plus proches voisins et dans un second temps d'accélérer la recherche d'un tracé de longueur minimale. Le tracé de longueur minimale est obtenu à l'aide d'un algorithme de recherche d'arbres couvrants de poids minimal (ACPM).

Parmi les propriétés des triangles de Delaunay, deux sont particulièrement intéressantes pour la recherche d'un tracé de réseau minimal : le fait d'une part que « un point et son plus proche voisin définissent toujours une arête de Delaunay » [148] et d'autre part que « l'arbre couvrant de longueur minimale est inclus dans la triangulation de Delaunay » [149]. Ainsi, les solutions possibles pour l'arbre couvrant de longueur minimale se trouvent parmi les arêtes de la triangulation de Delaunay, réduisant drastiquement le nombre de solutions possibles.

L'algorithme de recherche d'ACPM de Kruskal est ensuite utilisé, dans un graphe connexe non-orienté et pondéré créé grâce à la triangulation de Delaunay.

Un graphe non-orienté G est une paire (S, A) où S est un ensemble fini de sommets et A est un ensemble de couple(s) non ordonné(s) de sommets. Un graphe non-orienté est de plus connexe si l'ensemble des sommets sont connectés entre eux. La pondération est l'attribution d'un poids à chacune des arêtes du graphe. Ici, les sommets sont les centroïdes des différents bâtiments et les poids sont les distances entre les centroïdes. L'algorithme de Kruskal va déterminer l'arbre (le tracé du réseau) qui minimise le poids total, et donc la distance totale nécessaire pour relier l'ensemble des bâtiments du regroupement. Seules les branches du réseau qui permettent d'assurer d'avoir une densité énergétique supérieure à $1 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{ml}/\text{an}$ sont conservées, afin de respecter une densité minimale sur chaque branche du réseau (par exemple deux bâtiments voisins ne seront pas reliés si leur connexion ne permet pas d'atteindre $1 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{ml}/\text{an}$, en revanche ils peuvent être tous les deux connectés à un troisième bâtiment commun, sous réserve que la nouvelle connexion permette d'atteindre le seuil minimal). Ainsi, différents réseaux sont créés dans une même zone de regroupement.

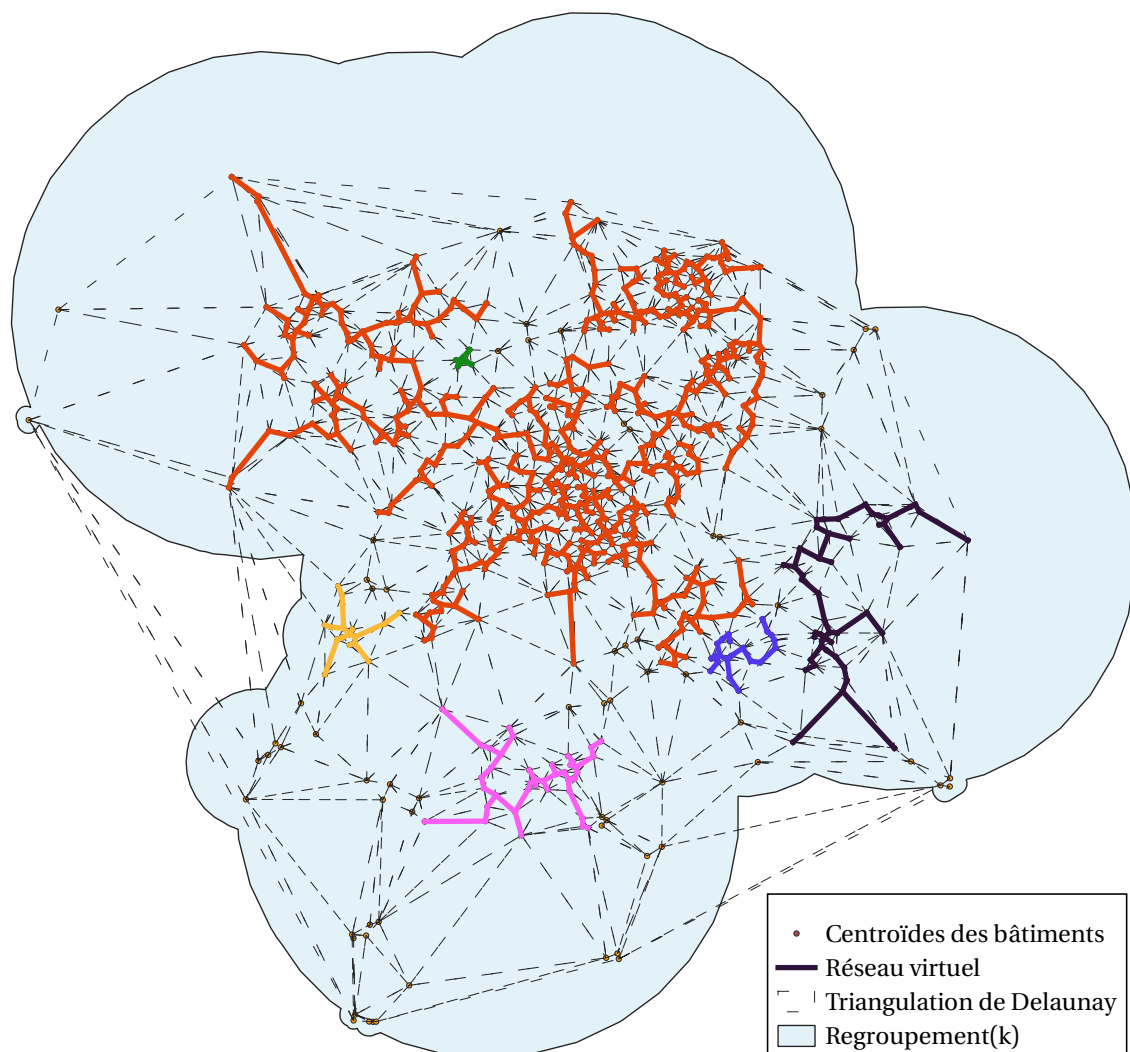


Fig. 2.18 : Création de réseaux "virtuels" dans la ville de Saint-Quentin (02)

La Fig. 2.18 résume la méthode développée. Les bâtiments sont réduits à leurs centroïdes mais conservent comme propriété la demande de chaleur/froid qui leur est associée. La triangulation de Delaunay réduit le nombre de chemins possibles. Sur cet exemple, 827 bâtiments sont recensés. Parmi eux, 760 sont connectés au réseau. Les bâtiments situés en périphérie sont moins connectés, car la distance entre eux est plus importante, ce qui diminue la densité linéique potentielle. Plusieurs réseaux sont créés car la (les) branche(s) supplémentaire(s) qui permettrait(ent) de les relier n'atteignent pas $1 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{ml}/\text{an}$; sur le terrain, un seul réseau serait construit. Cette limite peut être nuancée puisque dans cette étude le rôle de ces réseaux virtuels est uniquement d'estimer une densité et *in fine* un potentiel de raccordement de quartiers.

2.6.1.4 Calcul de la densité thermique linéique en chaud et en froid

Finalement, la densité thermique linéique est calculée pour les besoins de chaleur (DCL) et les besoins de froid (DFL) en suivant l'Équation 2.21. Le calcul de la DCL consiste, pour un IRIS, à diviser la demande de chaleur, qui est la somme des demandes de chaleur des bâtiments de l'IRIS raccordés au réseau, par la longueur du réseau n créé dans la partie précédente, en prenant en compte seulement la partie du réseau qui parcourt l'IRIS.

$$\begin{aligned} DCL(I) &= \frac{\sum_{b \in (n \cap I)} B_c(b)}{L(n, I)} \\ DFL(I) &= \frac{\sum_{b \in (n \cap I)} B_f(b)}{L(n, I)} \end{aligned} \quad (2.21)$$

2.6.2 Part du secteur résidentiel dans la consommation

La somme des consommations d'électricité, de gaz et de chaleur et refroidissement provenant des RCF est calculée par IRIS. Les consommations de gaz et d'électricité sont directement fournies [102] et les consommations depuis RCF sont calculées à la Section 2.4.1 La part du secteur résidentiel dans la consommation est calculée dans l'Équation 2.22 comme le ratio entre la consommation depuis le secteur résidentiel et la somme des consommations des secteurs tertiaires et résidentiels :

$$PR(I) = \frac{CE(R, I)}{CE(R, I) + CE(T, I)} \quad (2.22)$$

2.6.3 Part des bâtiments antérieurs à 1990

L'âge des bâtiments est connu grâce à la BD TOPO [135], et complété à l'aide de la base logements de 2015 [137] pour les IRIS où cette information n'est pas disponible. La différence entre les deux bases est que [137] fournit une période de construction uniquement pour les logements quand [135] concerne l'ensemble des bâtiments. Ces informations permettent de déterminer la part des bâtiments antérieurs à 1990 (PBA90).

2.6.4 Création des catégories pour chacune des variables de catégorisation

Les variables (DCL, DFL, PR, PBA90) sont calculées dans chacun des IRIS. Ces derniers sont ensuite répartis en différentes catégories pour chacune des variables.

2.6.4.1 Catégories pour la DCL/DFL

La densité thermique permet ainsi de séparer les IRIS en deux catégories : ceux dont la densité thermique linéique est suffisante et ceux où elle est insuffisante. Le fonds chaleur fixe un seuil de $1 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{ml}/\text{an}$ pour les RCU et de $1,5 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{ml}/\text{an}$ pour les RFU à partir duquel des aides pour le développement des réseaux peuvent être apportées [116]. Comme le souligne [113], il est néanmoins possible d'atteindre un seuil de rentabilité avec une densité plus faible que celle préconisée par le fonds chaleur. Aux États-Unis, une étude sur le potentiel d'installation de RCU a par exemple été effectuée avec un seuil de $5 \text{ GWh}/\text{km}^2$ [150], ce qui correspond à un seuil de $0,4 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{ml}/\text{an}$ selon [92].

Dans cette étude, le seuil de séparation entre densité suffisante et insuffisante est fixé à $1 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{ml}/\text{an}$ pour les demandes de chaleur, et à $1,5 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{ml}/\text{an}$ en ce qui concerne les demandes de froid. La catégorie $\text{DTL}_{\text{suffisante}}$ regroupe les IRIS dans lesquels la création d'un RCF peut être envisagée, contrairement à la catégorie $\text{DTL}_{\text{insuffisante}}$.

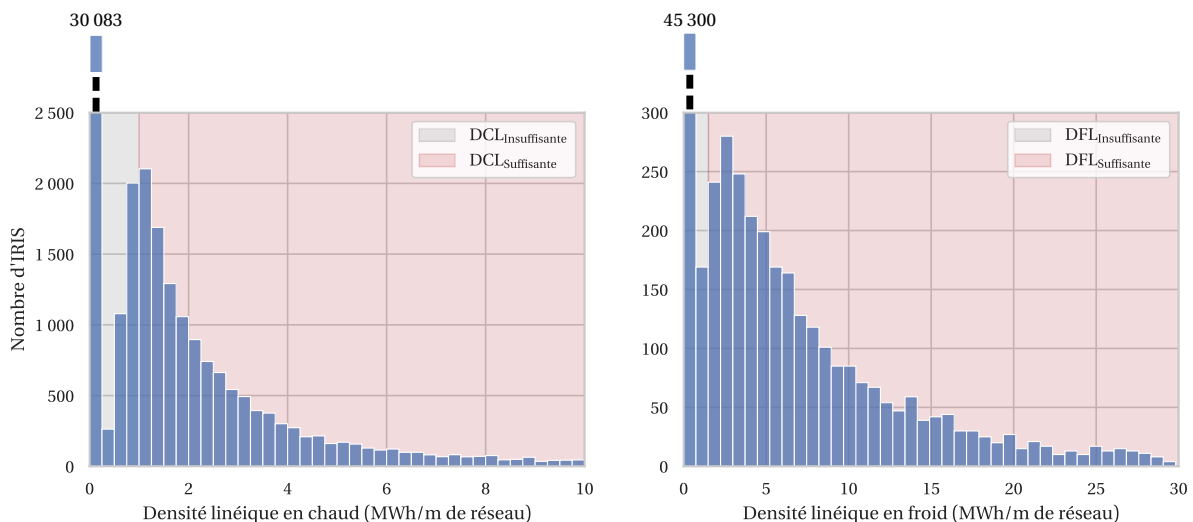


Fig. 2.19 : Répartition du nombre d'IRIS en fonction des variable DCL et DFL et catégories associées

La Fig. 2.19 montre la répartition des IRIS en fonction de la densité linéique pour les demandes de chaleur et les demandes de froid. Les IRIS avec une DTL nulle sont ceux sur lesquels aucun réseau virtuel n'a été créé, parce que la densité était insuffisante, ou parce que trop peu de bâtiments étaient connectés au réseau.

Le graphique montre également que de nombreux IRIS (3433) ont une densité inférieure à $1 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{ml}/\text{an}$, cela s'explique par le fait que dans certains cas la densité n'est pas suffisante. Par exemple, comme l'illustre la Fig. 2.20, les consommations de chaleur de A et B combinées sont supérieures à la distance qui les sépare (pareil pour A et C), ce qui justifie que les arêtes existent, mais la consommation totale $A + B + C$ est inférieure à la distance $A-B$ plus la distance $A-C$.

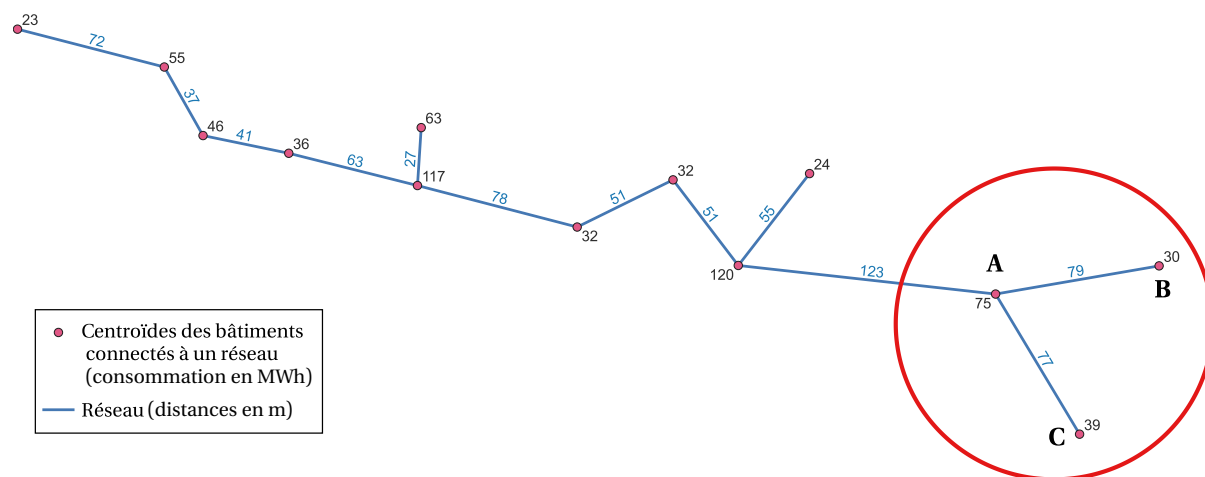


Fig. 2.20 : Exemple de réseau avec une DCL inférieure à $1 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{ml}/\text{an}$

Les IRIS avec une DCL suffisante se trouvent dans des zones urbaines. Comme le montre la Fig. 2.21, la part des IRIS avec une DCL suffisante augmente avec la taille des communes. Si presque tous les IRIS des communes de plus de 10 000 habitants sont susceptibles d'accueillir un RCU, seuls 60 % de ceux situés dans des villes avec une population comprise entre 5000 et 10 000 habitants ont une DCL suffisante. La DFL suit la même évolution mais dans des proportions beaucoup plus faibles : seuls 26 % des IRIS des villes de plus de 100 000 habitants ont une DFL suffisante.

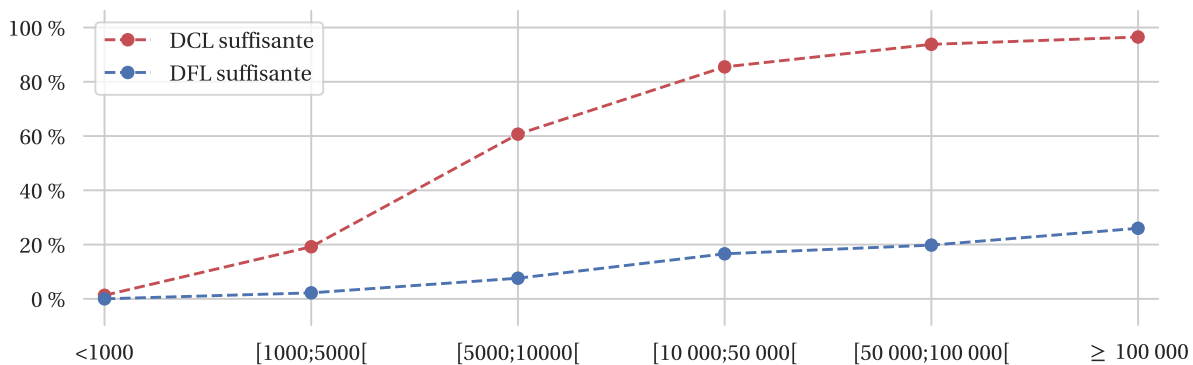


Fig. 2.21 : Évolution de la part d'IRIS avec une DCL et une DFL suffisantes en fonction de la taille des communes (nombre d'habitants)

Les RCU sont actuellement présents sur 2898 IRIS, dont 97,1 % appartiennent à la catégorie $DCL_{\text{Suffisante}}$, ce qui tend à justifier la méthode de calcul de la DCL. Les RFU dont le tracé est connu (7 réseaux seulement) sont eux présents sur 170 IRIS. Seulement 70 % sont catégorisés comme appartenant à la catégorie $DFL_{\text{Suffisante}}$, ce qui montre une adéquation moins forte entre le fait d'avoir une $DFL_{\text{Suffisante}}$ et la présence d'un RFU. Ainsi, les RFU peuvent être créés dans plus d'IRIS que ceux définis dans cette étude.

2.6.4.2 Catégories pour la part de résidentiel

La variable PR évolue de 0 à 1. Le choix a été fait de séparer les IRIS en trois catégories de tailles égales : ils peuvent appartenir aux ensembles $[0; 1/3[$ (PR_{Faible}), $[1/3; 2/3[$ ($PR_{\text{Intermédiaire}}$) ou $[2/3; 1]$ (PR_{Forte}). Les IRIS qui appartiennent aux catégories $[0; 1/3[$ et $[2/3; 1]$ ont une homogénéité de la demande, qu'il s'agisse d'IRIS dont la demande provient essentiellement du secteur tertiaire (catégorie $[0; 1/3[$) ou du secteur résidentiel (catégorie $[2/3; 1]$), tandis que les IRIS appartenant à la catégorie $[1/3; 2/3[$ ont des demandes équivalentes provenant des deux secteurs, ce qui permet à de potentiels réseaux de répondre à des besoins avec un foisonnement et une complémentarité plus importants.

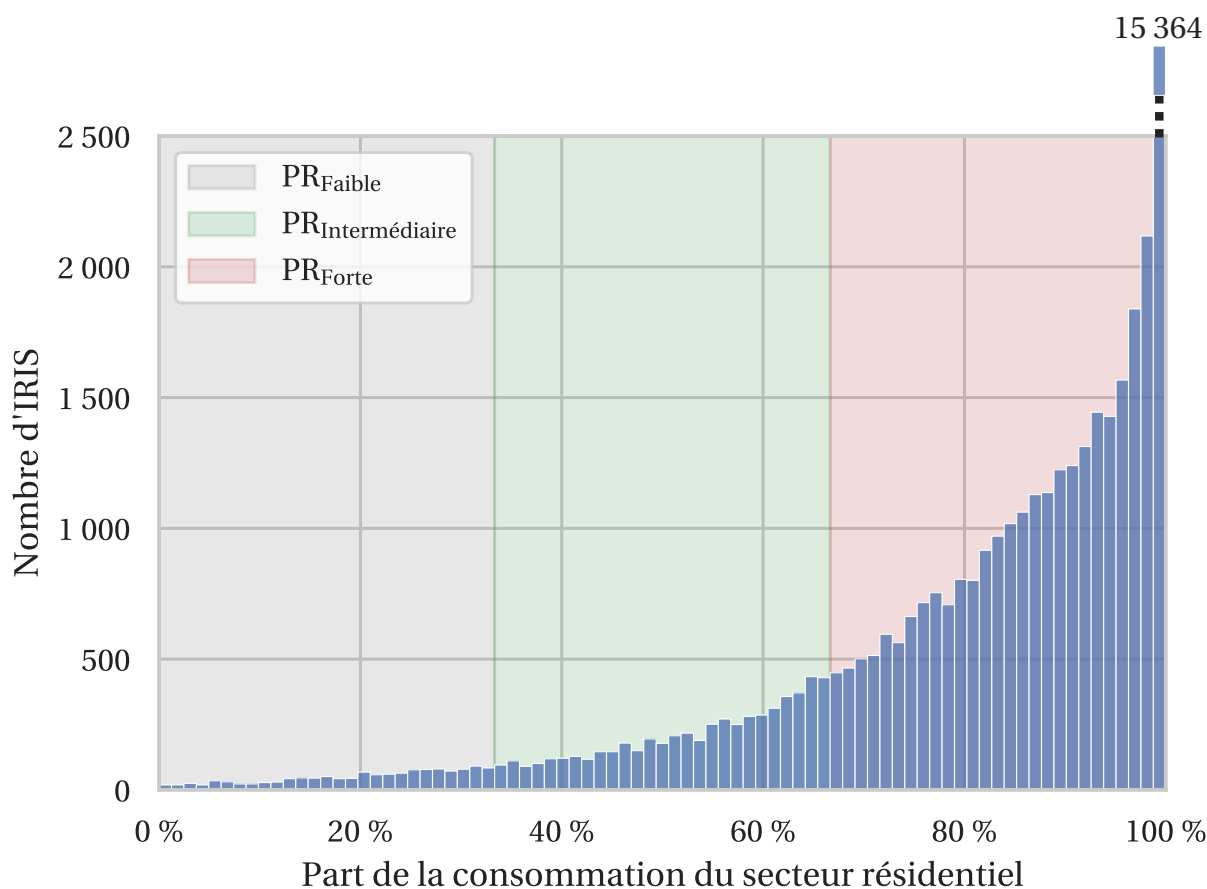


Fig. 2.22 : Répartition du nombre d'IRIS en fonction de la variable PR et catégories associées. Le dernier intervalle, en réalité constitué de 15 364 IRIS, est redimensionné pour plus de visibilité

Comme le montre la Fig. 2.22, la consommation d'énergie est presque entièrement due au secteur résidentiel dans l'immense majorité des IRIS. L'affichage du graphique a été redimensionné pour mieux rendre compte du nombre d'IRIS avec les différentes part de résidentiel. Ainsi, la catégorie PR_{Faible} comprend seulement 3 % des IRIS, la catégorie $PR_{\text{Intermédiaire}}$ en comprend 12 % tandis que la catégorie PR_{Forte} contient 85 % des IRIS (plus de la moitié des IRIS ont une PR supérieure à 92 %). La variable PR_{Forte} décroît de manière inversement proportionnelle à la taille des communes (voir la Fig. 2.23) : dans les communes

les plus faiblement peuplées, presque l'ensemble des IRIS appartiennent à la catégorie PR_{Forte} , alors qu'ils ne sont plus que 65 % dans les communes de plus de 100 000 habitants. La consommation dans les communes les moins peuplées provient presque exclusivement du secteur résidentiel, avec une présence très faible du secteur tertiaire. Le secteur tertiaire prend une place plus importante avec la densification des communes.

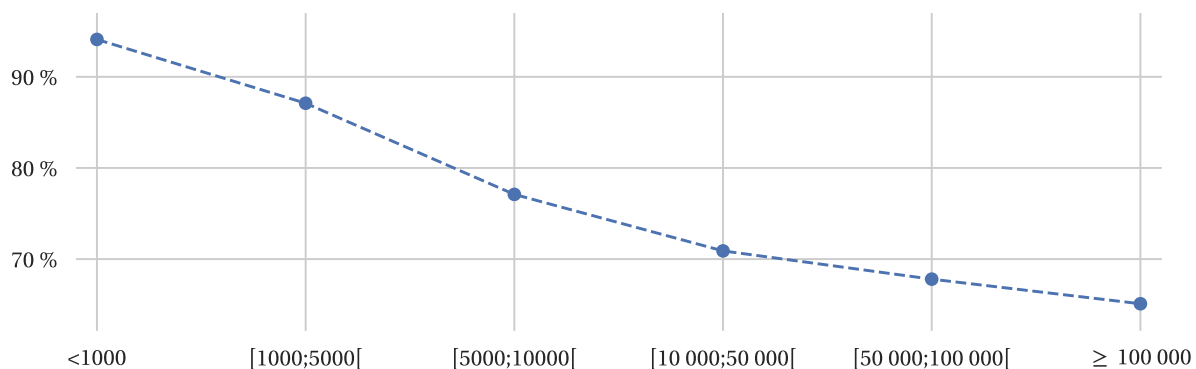


Fig. 2.23 : Évolution de la part d'IRIS avec une PR_{Forte} en fonction de la taille des communes

2.6.4.3 Catégories pour la PBA90

La variable PBA90 est semblable à la variable PR car elle évolue également de 0 à 1. Un choix similaire de séparer les IRIS en trois ensembles de taille égale $[0; 1/3[$ ($PBA90_{\text{Faible}}$), $[1/3; 2/3[$ ($PBA90_{\text{Intermédiaire}}$) ou $[2/3; 1]$ ($PBA90_{\text{Forte}}$) a été fait. Les IRIS de la catégorie $PBA90_{\text{Forte}}$ ont une homogénéité de bâtiments anciens, qui vont avoir les besoins de chauffage les plus importants, comme le montre la Fig. 2.3, et nécessiter les températures provenant des réseaux les plus hautes [151]. Les IRIS de la catégorie $PBA90_{\text{Intermédiaire}}$ ont un mélange de bâtiments anciens et récents, avec des besoins en quantité de chaleur fournie et en niveaux de température différents. Enfin, les IRIS appartenant à la dernière catégorie ($[0; 1/3[$) sont majoritairement constitués de bâtiments récents, avec les besoins de chauffage les plus faibles et les niveaux de température à fournir les plus bas.

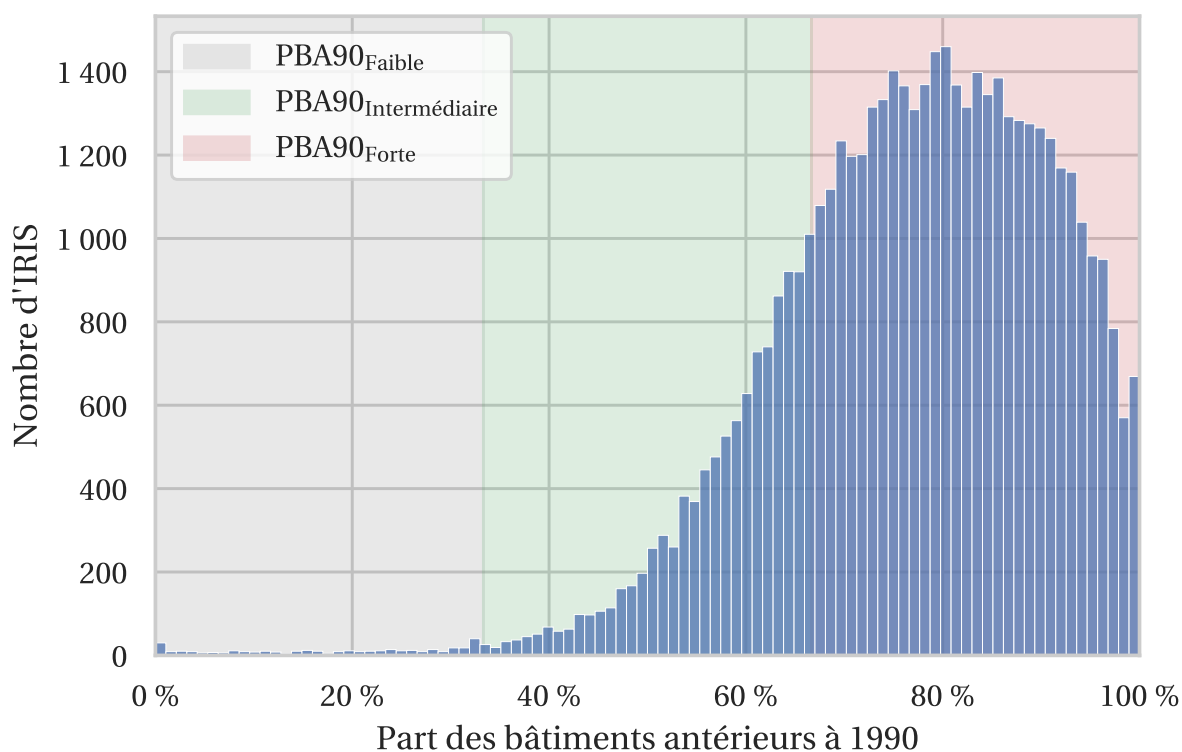


Fig. 2.24 : Répartition du nombre d'IRIS en fonction de la variable PBA90 et catégories associées

Comme pour la variable PR, les IRIS de la catégorie PBA90_{Forte} sont largement majoritaires, comme le montre la Fig. 2.24, représentant plus de 77,8 % des IRIS. Les IRIS appartenant à la catégorie PBA90_{Faible} sont eux très peu nombreux puisqu'ils représentent seulement 371 IRIS, c'est-à-dire moins de 1 % des IRIS. La Fig. 2.25 montre une homogénéité de la répartition des bâtiments anciens, puisque la catégorie PBA90_{Forte} représente entre 75 et 90 % des IRIS quelle que soit la taille des communes, à l'exception des communes comprenant entre 1000 et 5000 habitants qui ont une part de bâtiments récents plus importante.

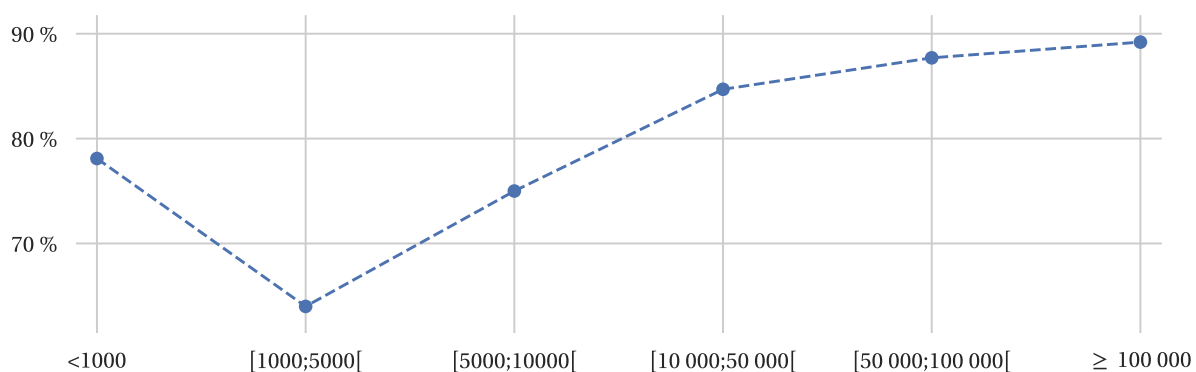


Fig. 2.25 : Évolution de la part d'IRIS avec une PBA90_{Forte} en fonction de la taille des communes

Le nombre d'IRIS évolue également selon la taille des communes. Les communes les

plus petites sont les plus nombreuses et représentent le nombre d'IRIS le plus important, comme le montre la Fig. 2.1.

Le tableau disponible dans l'annexe C synthétise les résultats des Fig. 2.21, 2.23 et 2.25.

2.7 Typologie

2.7.1 Typologie pour les besoins de chaleur

La typologie, composée de 18 classes de quartiers, est obtenue par la combinaison des différentes catégories ($2DCL \times 3PR \times 3PBA90$), dont 9 classes ($1DCL_{suffisante} \times 3PR \times 3PBA90$) sont susceptibles d'accueillir un RCU. Ces classes représentent les différents quartiers en France, en combinant les propriétés liées à leur densité énergétique, leurs périodes de construction et à la présence plus ou moins importante des bâtiments résidentiels ou tertiaires.

PBA90	PR	DCL insuffisante : Nombre d'IRIS	DCL suffisante : Nombre d'IRIS	DCL suffisante : % du nombre total d'IRIS
	Faible	20	98	83,1
Faible	Intermédiaire	20	97	82,9
	Forte	60	76	55,9
	Faible	82	223	73,1
Intermédiaire	Intermédiaire	518	678	56,7
	Forte	7770	1106	12,5
	Faible	262	650	71,3
Forte	Intermédiaire	1399	3019	68,3
	Forte	23 288	9002	27,9
	Total	33 419	14 949	30,9

Tab. 2.2 : Typologie pour les RCU : Répartition des IRIS dans les 18 différentes classes (en gris) en fonction des variables de classification (PBA90, PR, DCL)

La Tableau 2.2 montre la répartition des IRIS dans les 18 différentes classes. Deux classes, $DCL_{Suffisante} - PBA90_{Forte} - PR_{Forte}$ et $DCL_{Insuffisante} - PBA90_{Forte} - PR_{Forte}$ contiennent 67 % de l'ensemble des IRIS. Les IRIS les plus nombreux sont ceux de la classe $DCL_{Insuffisante} - PBA90_{Forte} - PR_{Forte}$, donc des quartiers dont plus des deux tiers des bâtiments ont été construits avant 1990, où le secteur résidentiel représente au moins les deux tiers des consommations d'énergie et qui ont une densité thermique linéique inférieure à $1 \text{ MWh}_{th} / \text{ml} / \text{an}$, ce qui est logique, car comme cela a été montré dans la Section 2.6.4, cette classe regroupe les catégories avec le plus d'IRIS. Comme le montre le Tableau 2.3, cette classe se retrouve

uniquement dans les communes les moins habitées (celles de moins de 5000 habitants et encore plus largement dans celles de moins de 1000 habitants) qui sont les communes les plus présentes en France. La deuxième plus grande classe est la classe $DCL_{\text{Suffisante}} - PBA_{90_{\text{Forte}}} - PR_{\text{Forte}}$, dont presque 80 % des IRIS se trouvent dans des communes de plus de 10 000 habitants, ce qui correspond à la réalité du terrain où l'essentiel des RCU se trouvent dans des villes. Les IRIS les plus susceptibles d'avoir un RCU sont ceux qui appartiennent aux classes avec les catégories PR_{Faible} et $PR_{\text{Intermédiaire}}$, car ce sont ceux où la part d'IRIS avec une $DCL_{\text{Suffisante}}$ est la plus élevée.

Plus de 30 % des IRIS sont susceptibles d'accueillir un RCU. Les quartiers avec une forte proportion de bâtiments antérieurs à 1990 et avec une forte part de consommation provenant du secteur résidentiel sont ceux avec la plus faible proportion de DCL suffisante. Les IRIS les plus susceptibles d'avoir d'avoir une DCL suffisante sont ceux qui n'ont pas une forte part de résidentiel. Cependant, en valeur absolue, c'est dans les quartiers avec une PBA_{Forte} que le nombre d'IRIS avec une $DCL_{\text{Suffisante}}$ est le plus important.

DCL _{Insuffisante}	PBA90 _{Faible}	PR _{Faible}	0,0	4,8	9,5	71,4	4,8	9,5
		PR _{Intermédiaire}	4,3	0,0	30,4	47,8	8,7	8,7
		PR _{Forte}	36,7	18,3	15,0	25,0	3,3	1,7
	PBA90 _{Intermédiaire}	PR _{Faible}	55,3	16,5	2,4	21,2	3,5	1,2
		PR _{Intermédiaire}	47,3	31,3	7,4	12,1	1,4	0,6
		PR _{Forte}	65,9	28,3	3,2	2,2	0,3	0,2
	PBA90 _{Forte}	PR _{Faible}	61,4	4,1	6,7	16,9	4,9	6,0
		PR _{Intermédiaire}	59,2	21,9	7,7	8,6	1,3	1,3
		PR _{Forte}	78,9	15,7	2,5	2,4	0,4	0,2
DCL _{Suffisante}	PBA90 _{Faible}	PR _{Faible}	0,0	1,0	4,1	39,2	17,5	38,1
		PR _{Intermédiaire}	0,0	1,1	7,4	40,4	21,3	29,8
		PR _{Forte}	0,0	3,9	5,3	42,1	14,5	34,2
	PBA90 _{Intermédiaire}	PR _{Faible}	12,7	18,6	7,7	26,4	14,1	20,5
		PR _{Intermédiaire}	6,3	21,4	10,7	34,6	12,9	14,1
		PR _{Forte}	3,1	22,9	20,9	34,3	10,2	8,6
	PBA90 _{Forte}	PR _{Faible}	9,6	7,4	5,7	36,7	18,4	22,0
		PR _{Intermédiaire}	2,4	9,6	9,0	38,2	16,7	24,1
		PR _{Forte}	1,3	8,3	10,2	42,4	16,6	21,2
			< 1000	[1000;5000[[5000;10000[[10 000;50 000[[50 000;100 000[≥ 100 000

Tab. 2.3 : Répartition de la part des IRIS (en %) pour chaque catégorie en fonction du nombre d'habitants des communes

La Tableau 2.3 montre la répartition des catégories en fonction de la taille des communes. Les classes avec une DCL_{Insuffisante} se retrouvent presque exclusivement dans les communes les plus faiblement peuplées (moins de 5000 habitants), à l'exception des classes avec une faible part de bâtiments anciens (PBA90_{Faible}) qui se trouvent sans des villes moyennes, avec une population comprise entre 5000 et 50 000 personnes, mais qui représentent peu d'IRIS (100). Deux raisons expliquent la DCL_{Insuffisante} : d'une part une densité de population dans ces communes plus faible, avec la présence largement majoritaire de maisons et l'absence de bâtiments tertiaires, et d'autre part le fait que le bois et le fioul ne sont pas pris en compte, alors que c'est dans ces communes qu'ils sont le plus présents (voir la Fig. 2.7).

Les classes avec une $DCL_{Suffisante}$ sont très largement dans les communes avec au moins 10 000 habitants. Seules les classes des catégories $DCL_{Suffisante} - PBA90_{Intermédiaire}$ sont présentes également dans les communes moins peuplées.

Les classes avec une PR_{Faible} ou une $PR_{Intermédiaire}$ sont presque absentes des plus petites communes. Les IRIS de ces classes sont surtout concentrés dans les communes qui possèdent de 10 000 à 50 000 habitants quand la DCL est insuffisante (inférieure à 1 $MWh_{th}/ml/an$), ou dans toutes les communes de plus de 10 000 habitant lorsque la DCL est suffisante. En effet, le secteur tertiaire est peu développé dans les plus petites communes.

Les quartiers les plus propices pour de potentiels RCU se trouvent dans les villes de plus de 10 000 habitants, et également dans des villes plus petites mais dans des proportions beaucoup plus faibles.

2.7.2 Typologie pour les besoins de froid

La typologie pour les besoins de froid est également composée de 18 classes de quartiers, et est obtenue par la combinaison des différentes catégories ($2DFL \times 3PR \times 3PBA90$), dont 9 classes ($1DFL_{suffisante} \times 3PR \times 3PBA90$) sont susceptibles d'accueillir un RFU. La différence avec la typologie pour les besoins de chaleur est l'utilisation de la variable de catégorisation DFL au lieu de DCL. Le nombre d'IRIS présent dans chaque IRIS est affiché dans le Tableau 2.4.

PBA90	PR	DFL insuffisante : Nombre d'IRIS	DFL suffisante : Nombre d'IRIS	DFL suffisante : % du nombre total d'IRIS
Faible	Faible	51	67	56,8
	Intermédiaire	71	46	39,3
	Forte	113	23	16,9
Intermédiaire	Faible	213	92	30,2
	Intermédiaire	955	241	20,2
	Forte	8623	253	2,9
Forte	Faible	631	281	30,8
	Intermédiaire	3151	1267	28,7
	Forte	29784	2506	7,8
Total		43592	4776	9,9

Tab. 2.4 : Typologie pour les RFU : Répartition des IRIS dans les 18 différentes classes (en gris) en fonction des variables de classification (PBA90, PR, DFL)

Les IRIS avec une $DFL_{Suffisante}$ sont beaucoup moins nombreux que ceux avec une $DCL_{Suffisante}$ puisque moins de 10 % des IRIS sont dans ce cas. Ces IRIS se trouvent majoritairement dans des villes Les classes les plus susceptibles d'avoir une $DFL_{Suffisante}$ sont logiquement celles avec une PR_{Faible} (puisque la densité énergétique est calculée à partir de la quantité d'énergie de froid consommée par le secteur tertiaire), synonyme d'une part de

consommation du secteur tertiaire plus importante. Comme le montre le Tableau 2.5, les IRIS avec une $DFL_{Suffisante}$ se concentrent dans les villes de plus de 10 000 habitants où une concentration suffisante de bâtiments tertiaires peut être atteinte.

DFL _{Insuffisante}	PBA90 _{Faible}	PR _{Faible}	0,0	2,0	8,2	46,9	12,2	30,6
		PR _{Intermédiaire}	1,4	1,4	14,9	44,6	13,5	24,3
		PR _{Forte}	17,6	11,2	10,4	35,2	9,6	16,0
	PBA90 _{Intermédiaire}	PR _{Faible}	37,4	21,0	4,6	22,6	5,1	9,2
		PR _{Intermédiaire}	30,1	28,8	9,3	21,4	5,9	4,6
		PR _{Forte}	59,0	28,0	5,2	5,6	1,3	0,9
	PBA90 _{Forte}	PR _{Faible}	35,2	8,0	6,3	27,4	10,5	12,6
		PR _{Intermédiaire}	25,9	15,6	9,0	26,0	10,6	12,9
		PR _{Forte}	59,3	13,9	4,6	12,5	4,5	5,3
DFL _{Suffisante}	PBA90 _{Faible}	PR _{Faible}	0,0	1,4	2,9	43,5	17,4	34,8
		PR _{Intermédiaire}	0,0	0,0	7,0	37,2	27,9	27,9
		PR _{Forte}	0,0	0,0	0,0	27,3	9,1	63,6
	PBA90 _{Intermédiaire}	PR _{Faible}	1,8	12,7	9,1	29,1	21,8	25,5
		PR _{Intermédiaire}	1,9	14,6	9,2	37,5	15,3	21,5
		PR _{Forte}	3,8	9,2	13,1	38,5	16,9	18,5
	PBA90 _{Forte}	PR _{Faible}	0,7	2,9	5,4	39,1	23,6	28,3
		PR _{Intermédiaire}	0,9	6,1	7,2	38,7	16,1	31,0
		PR _{Forte}	0,2	3,8	5,3	43,5	17,1	30,1
			< 1000	[1000;5000[[5000;10000[[10 000;50 000[[50 000;100 000[≥ 100 000

Tab. 2.5 : Répartition de la part des IRIS (en %) pour chaque catégorie en fonction du nombre d'habitants des communes

2.8 Demandes de chaleur et de froid : comparaison avec d'autres études

Les consommations liées aux besoins de chaleur ont été calculées pour les secteurs résidentiel et tertiaire, à partir des consommations d'électricité, de gaz et depuis les RCU existants. Pour le secteur résidentiel, les consommations liées aux besoins de chaleur fournies par le gaz, l'électricité et les RCU atteignent 277,5 TWh (calcul effectué pour l'ensemble des IRIS à l'aide de l'Équation 2.4); celles du secteur tertiaire sont égales à 103,5 TWh (Équation 2.7). Si l'on ajoute les consommations liées au bois, qui représentent 65,4 TWh en 2017 selon [152] et celles issues de la consommation de pétrole, qui sont de 97 TWh [98], on obtient une consommation totale pour le secteur résidentiel-tertiaire liée aux besoins de chaleur à partir de l'électricité, du gaz, du pétrole et du bois de 543 TWh. D'après [140, 145], les besoins de chaleur des secteurs résidentiel et tertiaire sont couverts à 96 % par l'électricité, le gaz, les réseaux de chaleur, le bois (le bois couvre surtout les besoins du secteur résidentiel) et le pétrole. La consommation totale liée aux besoins de chaleur est donc de 566 TWh pour les secteurs résidentiel et tertiaire, alors qu'elle est estimée être de 482 TWh selon la PPE [153], soit une surestimation des consommations de 17 %.

Les demandes de froid du secteur tertiaire sont égales à 27,6 TWh (d'après l'Équation 2.15 utilisée sur l'ensemble du territoire), ce qui est similaire aux besoins de froid calculés par [101] (28,1 TWh, résultat obtenu en faisant la somme des demandes de froid pour l'ensemble des mailles), mais supérieur aux estimations de demande de froid provenant d'autres études, comme le montre la Fig. 1.21. Ainsi, [96] estime le besoin à 18 TWh, [94] l'estime à 20,9 TWh et [99] à 23,6 TWh pour le secteur tertiaire.

Les estimations obtenues dans cette thèse sont considérées comme étant du même ordre de grandeur que celles issues d'autres études.

2.9 Potentiel de développement des RCF pour répondre aux besoins de chaleur et de froid

2.9.1 Potentiel pour le développement des RCU

En considérant que les IRIS qui appartiennent à la catégorie $DCL_{\text{Suffisante}}$, c'est-à-dire avec une DCL supérieure à $1 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{ml}/\text{an}$, sont susceptibles d'accueillir un RCU, il apparaît qu'une consommation additionnelle de 106 TWh/an pourrait être couverte grâce à la présence de nouveaux réseaux, ou à l'extension de réseaux déjà existants vers de nouveaux IRIS. En comptant la consommation déjà couverte par la présence d'un RCU [3], la consommation totale de chaleur potentiellement couverte par les RCU est de 132 TWh/an.

Leurent [92] estime que la consommation de chaleur couverte par les RCU pourrait

atteindre 330 TWh/an, en considérant en plus une hypothèse de DTL minimale pour avoir un RCU de $1,5 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{ml}/\text{an}$, donc plus conservatrice. Deux raisons expliquent cette différence. D'une part, l'estimation de la chaleur consommée est plus importante que dans notre étude (524 TWh/an alors que dans notre étude, seule la chaleur produite à l'aide de l'électricité, du gaz et des RCU, soit 481,1 TWh/an, est comptabilisée). Surtout, la méthode pour calculer la DTL est différente. Leurent [92] considère une densité énergétique par carreau d'une résolution de $200 \text{ m} \times 200 \text{ m}$ à laquelle un coefficient permettant d'obtenir une DTL est appliqué, ce qui signifie que seule la partie énergétique est considérée pour chaque carreau, indépendamment des autres carreaux et indépendamment du nombre de bâtiments. Un carreau isolé avec un unique bâtiment peut, selon cette méthode, accueillir un RCU; au contraire dans la méthode développée dans ce chapitre, au moins 6 bâtiments doivent pouvoir être connectés pour créer un RCU.

Le rapport de la SNCU [154] estimait le potentiel supplémentaire des livraisons de chaleur à 99,3 TWh par rapport aux livraisons des réseaux en 2012 qui étaient de 23,3 TWh (Fig. 1.29), soit un potentiel total de 122,6 TWh, assez proche du potentiel déterminé dans cette thèse.

La Fig. 2.26 montre que de nouveaux réseaux peuvent être installés dans de nombreux types de quartiers. Parmi les 48 368 IRIS étudiés, 12 134, soit 25 %, ont un potentiel suffisant pour accueillir un RCU, en plus des 2898 qui en possèdent déjà un. Les IRIS avec une forte proportion de consommation issue du résidentiel (PR_{Forte}) sont les moins susceptibles d'avoir de nouveaux réseaux, en particulier ceux avec une majorité de vieux bâtiments. Ces classes d'IRIS se retrouvent surtout dans les petites communes (Tableau 2.3), donc dans des communes avec de nombreux logements individuels, étalés, et donc avec une densité insuffisante pour installer des réseaux. À l'inverse, un fort potentiel pour de nouveaux réseaux se trouve dans des IRIS où les bâtiments sont récents ou avec une part importante de tertiaire.

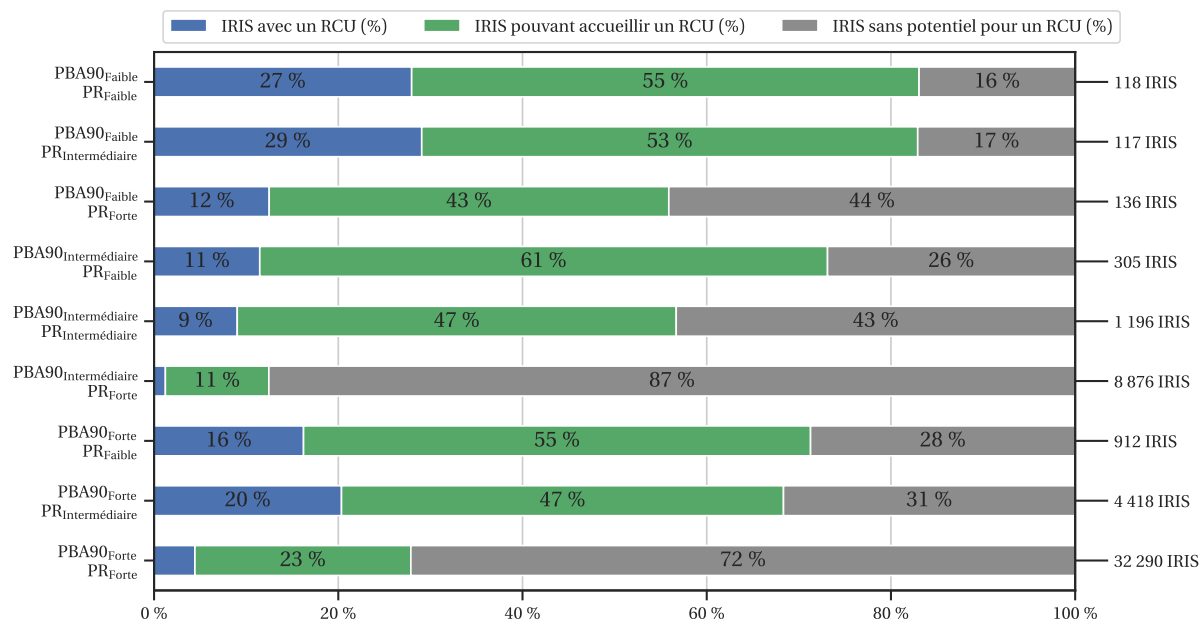
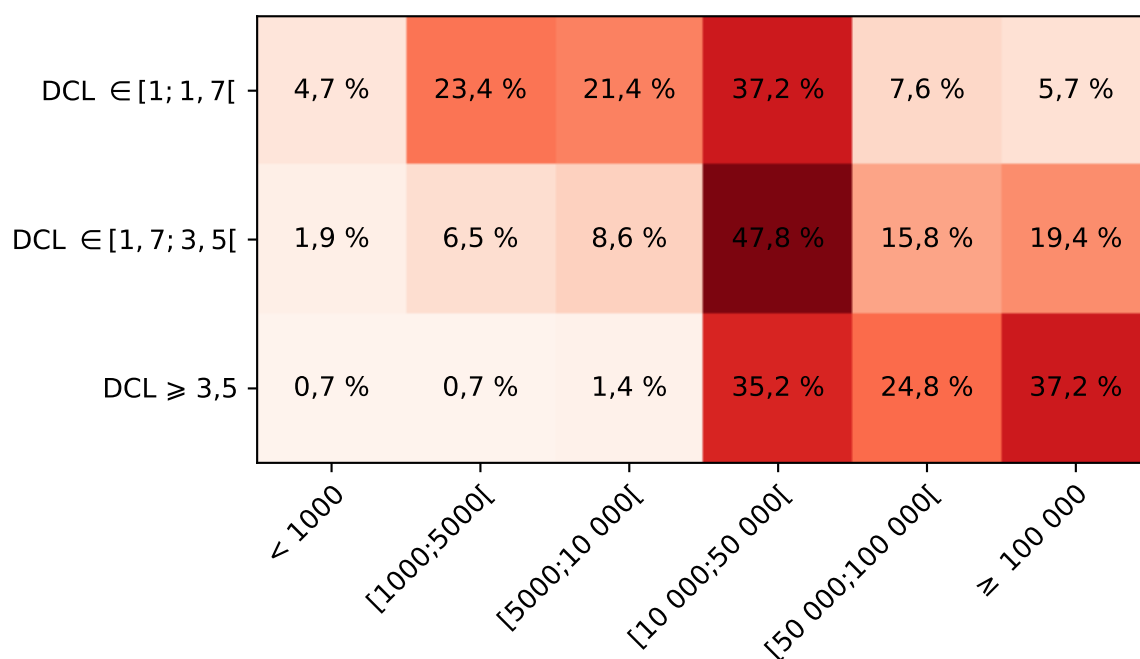


Fig. 2.26 : Pour les combinaisons PR et PBA90, part des IRIS qui possèdent déjà un RCU, de ceux dans lesquels un RCU peut potentiellement être installé, et de ceux qui ont une densité trop faible pour un RCU

Séparer les IRIS avec une $DCL_{Suffisante}$ en trois terciles, un tercile étant chacune des deux valeurs permettant de séparer la distribution des valeurs en trois groupes de même effectif, permet d'obtenir un groupe avec une DCL faible, $[1 \text{ MWh}_{th}/\text{ml}/\text{an}; 1,7 \text{ MWh}_{th}/\text{ml}/\text{an}[$, un second groupe avec une DCL moyenne $[1,7 \text{ MWh}_{th}/\text{ml}/\text{an}; 3,5 \text{ MWh}_{th}/\text{ml}/\text{an}]$ et un dernier groupe avec une DCL forte, supérieure ou égale à $3,5 \text{ MWh}_{th}/\text{ml}/\text{an}$. Comme on peut le voir dans le Tableau 2.6, les IRIS appartenant au groupe $[1; 1,7[$ se retrouvent surtout dans les plus petites communes, comprises entre 1000 et 50 000 habitants, une très grosse proportion des IRIS appartenant au groupe $[1,7; 3,5[$ se retrouvent dans les communes moyennes, avec entre 10 000 et 50 000 habitants, quant au dernier groupe ($\geq 3,5 \text{ MWh}_{th}/\text{ml}/\text{an}$), les IRIS se retrouvent dans les villes avec au moins 10 000 habitants.



Tab. 2.6 : Répartition des IRIS pour chaque groupe de DCL en fonction des tailles (nombre d'habitants) des différentes communes

La Fig. 2.27 montre à travers l'exemple de la ville de Nantes que le groupe des IRIS avec la plus forte DCL se retrouve proche du centre-ville, quand les catégories avec une DCL faible et moyenne sont elles plus à l'extérieur.

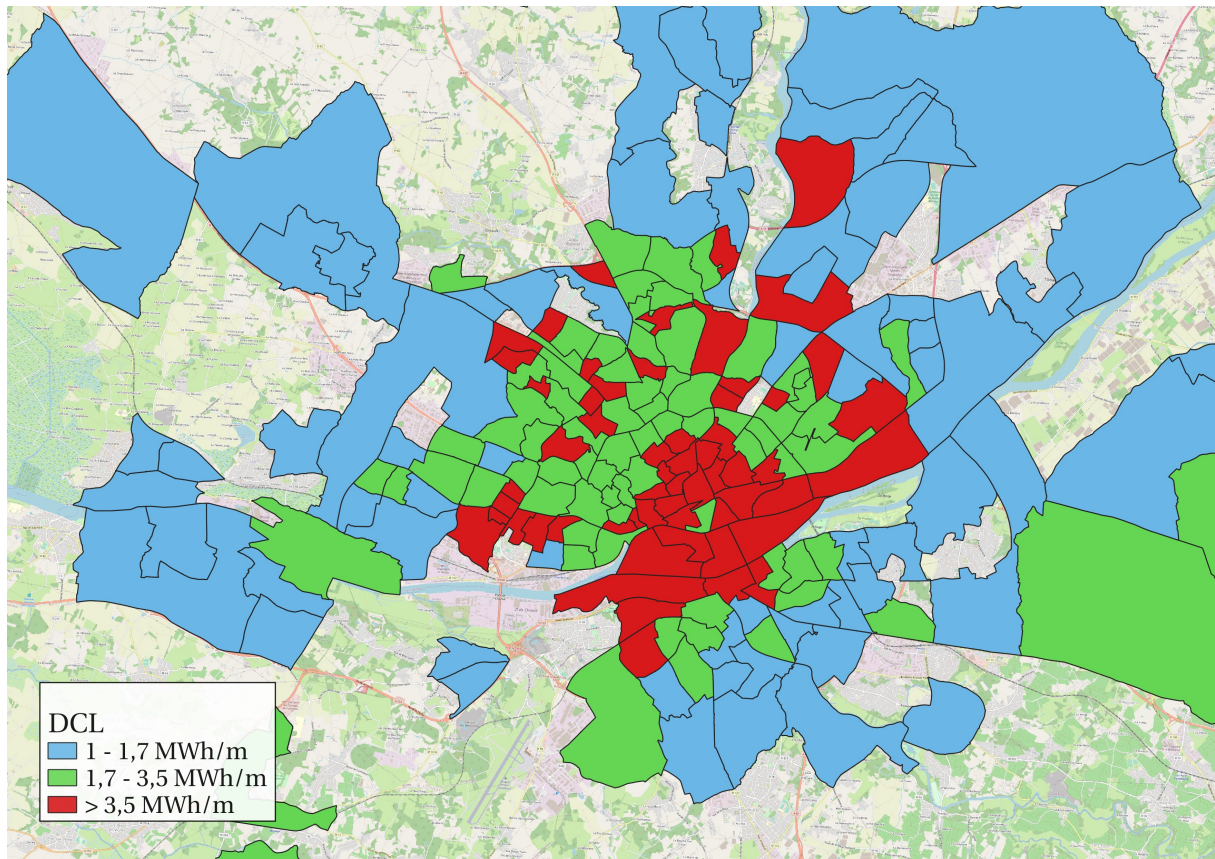


Fig. 2.27 : Localisation des différents groupes d'IRIS qui ont une DCL suffisante pour la ville de Nantes (44)

Cette impression se confirme lorsque l'on s'intéresse à la distance des IRIS par rapport au centre-ville pour les communes d'au moins 10 000 habitants (le centre-ville est ici défini comme le centroïde de l'IRIS central de la commune, cet IRIS étant défini comme tel par l'INSEE). Ainsi, plus la DCL est importante, plus les IRIS sont proches du centre-ville (voir la Fig. 2.28). D'ailleurs, pour les villes les plus peuplées, les IRIS avec une DCL faible sont en moyenne presque deux fois plus loin que ceux avec une DCL élevée.

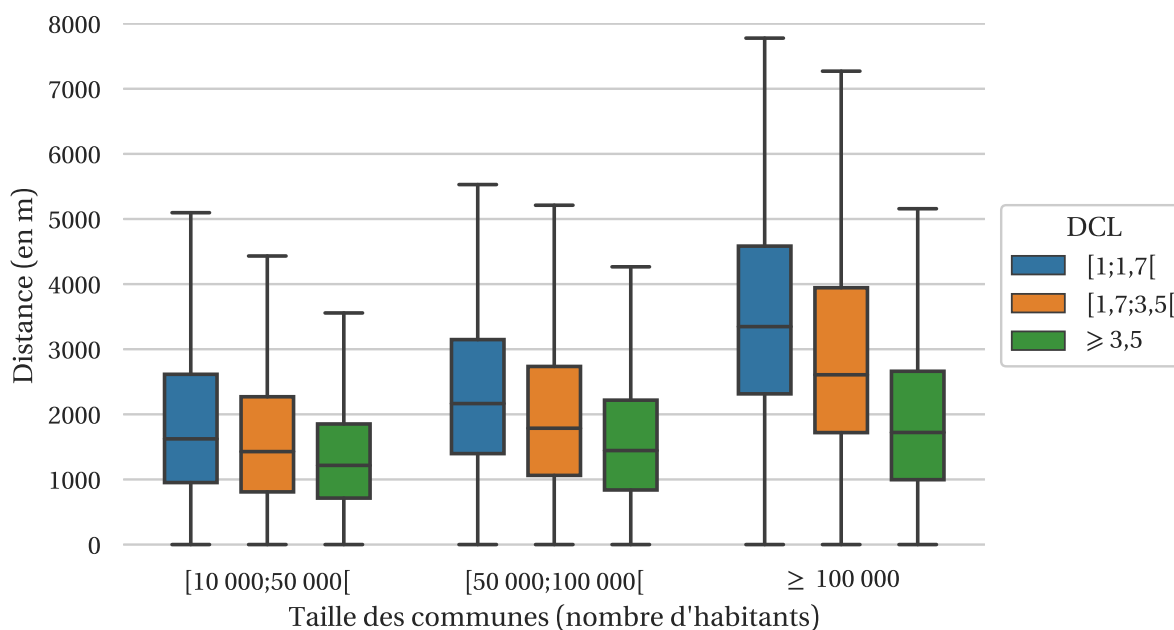


Fig. 2.28 : Boîte de Tukey représentant les distances entre le centre de la commune et les IRIS appartenant aux différents groupes de DCL, pour les communes d'au moins 10 000 habitants (les valeurs représentées sont la valeur minimale et la valeur maximale de la série à l'extérieur du rectangle, les extrémités du rectangle correspondent au premier et au dernier quartile, et le trait dans le rectangle à la valeur médiane)

Les IRIS avec une densité suffisante sont situés dans des zones urbaines et suburbaines, dans des zones avec de fortes densités de population, le long des fleuves, des côtes et des frontières (voir la Fig. 2.29), en suivant la même démarche que celle décrite pour la Fig. 2.27 et à l'aide de la Fig. 2.28, à savoir une DCL qui augmente avec la proximité du centre-ville.

Les IRIS avec une DCL suffisante se situent en majorité dans la partie nord de la France. En se référant aux zones climatiques de la Fig. 2.9, 67,9 % des IRIS de la catégorie DCL_{Suffisante} se trouvent dans la zone climatique H1, 20,5 % dans la zone H2 et 11,6 % dans la zone H3.

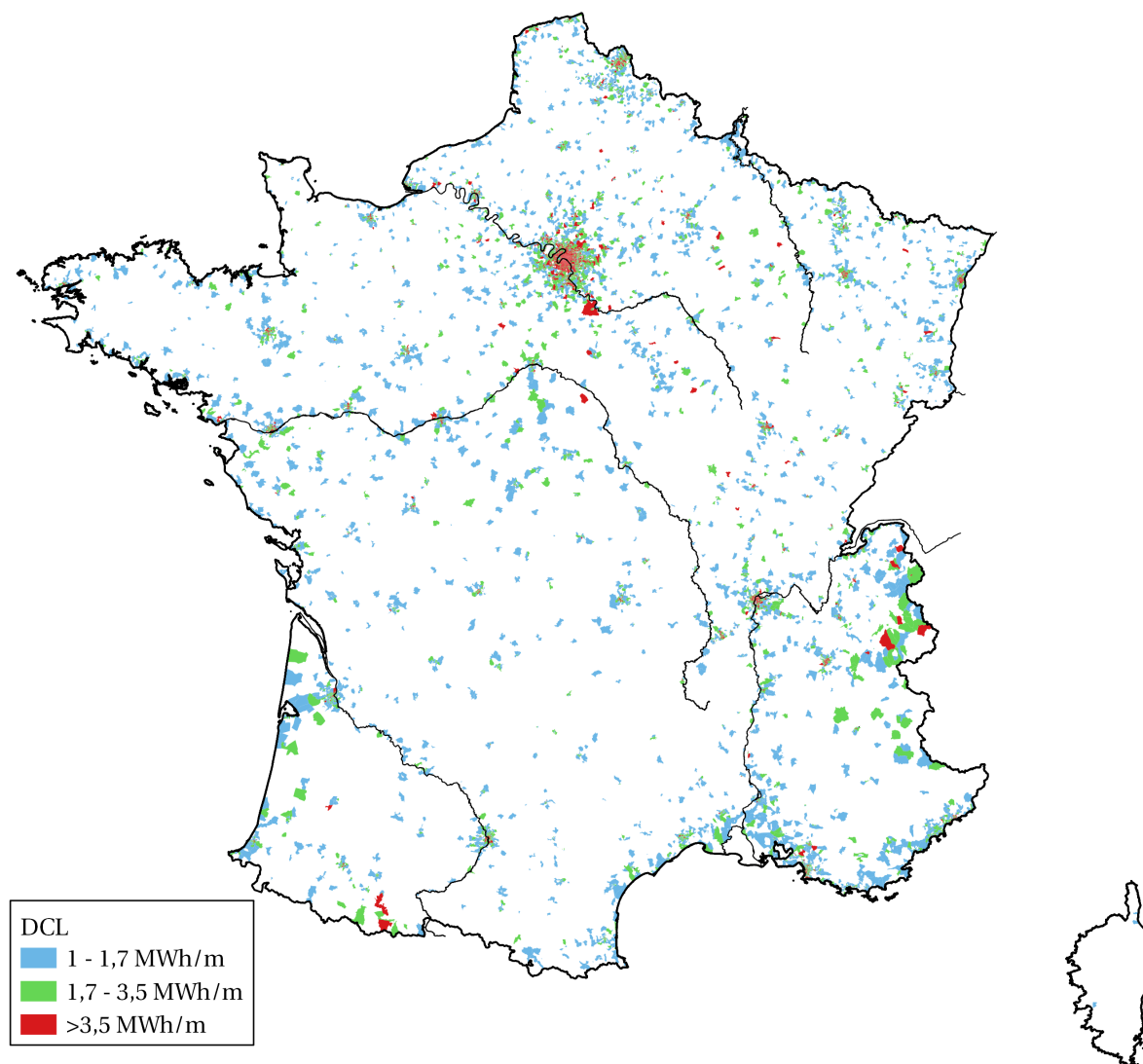


Fig. 2.29 : IRIS avec une DCL suffisante regroupés en fonction du niveau de cette densité

2.9.2 Potentiel pour le développement des réseaux pour répondre à la demande de froid du secteur tertiaire

Le potentiel de développement des RFU est bien inférieur à celui des RCU. Seuls 4776 IRIS ont une DFL suffisante (au moins égale à $1,5 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{ml}/\text{an}$), ce qui représente un potentiel total de $7,8 \text{ TWh}/\text{an}$, soit un potentiel de développement de $6,9 \text{ TWh}/\text{an}$ qui s'ajoute aux $0,9 \text{ TWh}/\text{an}$ déjà couverts par des RFU existants, soit entre 28 % et 49 % des besoins de froid actuels du secteur tertiaire (Fig. 1.21). Ces IRIS se retrouvent dans les aires suburbaines avec une forte part de tertiaire ou dans les centres-villes.

En séparant une nouvelle fois les IRIS avec une DFL suffisante en trois terciles ($[1,5;4,4[$, $[4,4;9,5[$, $\geq 9,5$), les différences de distance au centre-ville sont cette fois plus faibles entre les différents groupes pour les différentes tailles de communes, comme le révèle la Fig. 2.30, et comme l'illustre l'exemple de la ville de Nantes (Fig. 2.31).

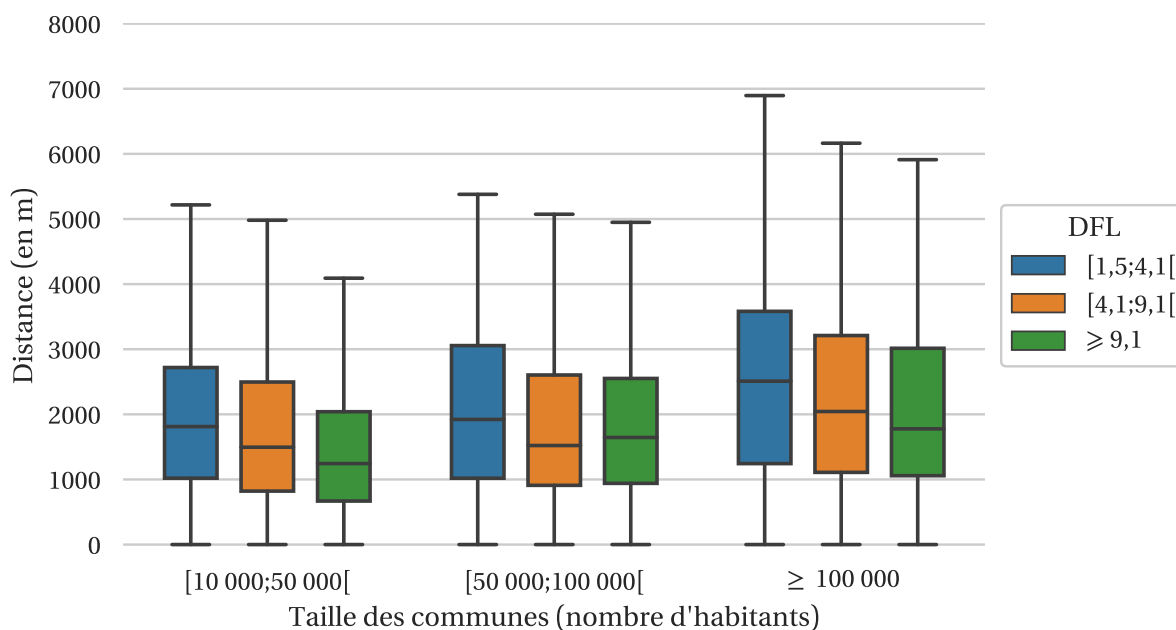


Fig. 2.30 : Boîte de Tukey représentant les distances entre le centre de la commune et les IRIS appartenant aux différents groupes de DFL, pour les communes d'au moins 10 000 habitants

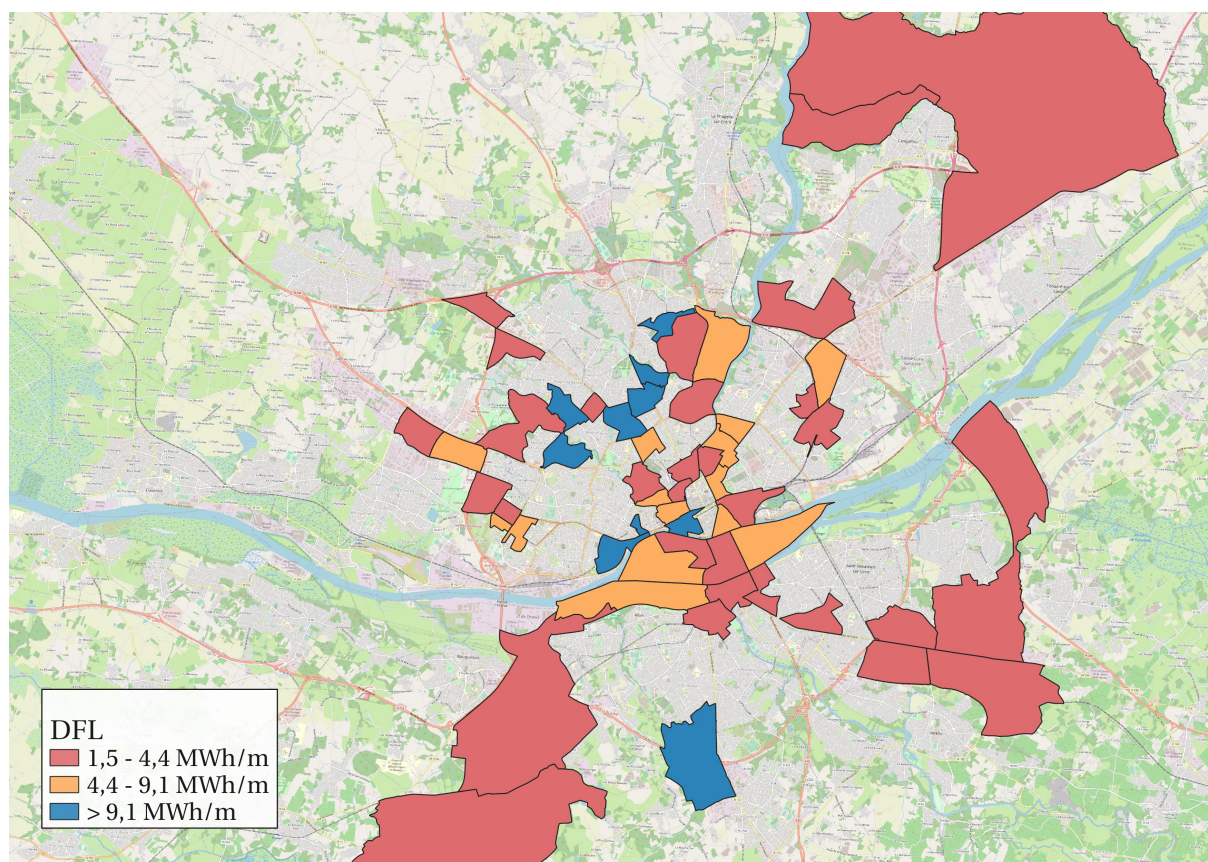


Fig. 2.31 : Localisation des différents groupes d'IRIS qui ont une DFL suffisante pour la ville de Nantes (44)

Les IRIS avec une DFL suffisante se concentrent autour des villes les plus peuplées Fig. 2.32. Ce sont dans ces IRIS que les zones tertiaires se trouvent. Actuellement, les RFU sont très peu développés, ils sont présents uniquement sur une quarantaine d'IRIS.

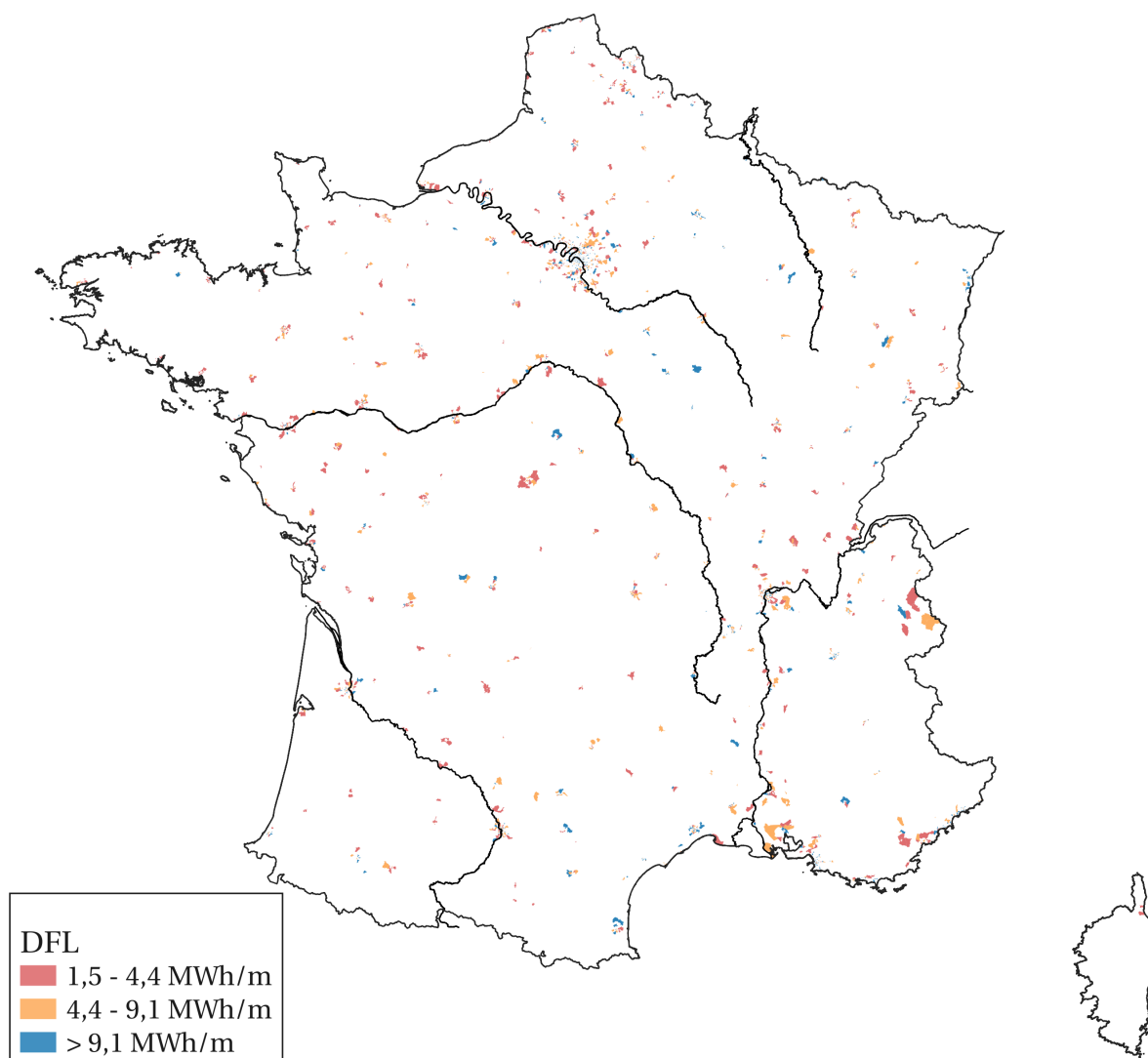


Fig. 2.32 : DFL_{Suffisante} sur l'ensemble du territoire

2.9.3 Complémentarité entre les réseaux de chaud et les réseaux de froid

Comme cela a été mentionné dans le Tableau 2.4, 4776 IRIS sont susceptibles d'accueillir un RFU. Parmi ces IRIS, 4602, soit 96,4 % ont une DCL suffisante pour accueillir un RCU. 61 % de ces réseaux ont une DCL forte ($\geq 3,5 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{ml}/\text{an}$) et 28 % ont une DCL moyenne (groupe [1,7;3,5]).

2.10 Présélection d'architectures de RCF en fonction des types de quartiers et des niveaux de température des sources EnR&R

L'intérêt principal des RCF est de pouvoir valoriser des EnR&R disponibles à différents niveaux de température.

La Fig. 2.33 montre les niveaux de température des principales sources EnR&R. Les sources à très basse température («T très basse», comprises entre 5 et 30 °C) et à basse température («T basse», jusqu'à 60 °C) n'ont pas une température suffisante pour répondre directement aux besoins de chaleur des consommateurs, leur température doit donc être rehaussée, notamment à l'aide de PAC. La production peut être centralisée (la température dans la boucle de distribution est alors à basse température) ou décentralisée avec des PAC qui permettent de remonter les températures dans les SST. Si certaines PAC à haute température fournissent de l'eau au maximum à 80 °C [4] au prix de très mauvaises performances énergétiques, la plupart des PAC fournissent de l'eau chaude jusqu'à une température d'environ 65 °C. Pour répondre aux besoins de froid, seules les sources à très basse température peuvent être valorisées directement. Comme précisé dans [155], les températures de distribution sur les réseaux de froid sont généralement comprises entre 4 et 8 °C, mais des températures de départ de l'ordre de 12 à 14 °C sont tout à fait réalisables moyennant une conception adaptée des bâtiments. Quand la température de la source dépasse ces niveaux permettant le rafraîchissement passif, il est nécessaire d'utiliser des GF pour abaisser la température de départ du réseau. Avec des sources EnR&R très basse température, la production simultanée de chaleur et de froid à l'aide de TFP peut aussi être envisagée, qu'il s'agisse d'une production centralisée ou décentralisée au niveau d'îlots (Section 1.1.1.6). Les sources d'énergie avec des températures moyennes (supérieures à 60 °C) ou hautes (au-delà de 100 °C) peuvent en revanche être valorisées directement dans les RCU pour la distribution de chaleur à «température moyenne (T moyenne)», où produire du froid permettant de valoriser un surplus de chaleur à travers l'utilisation de GF à adsorption/absorption.

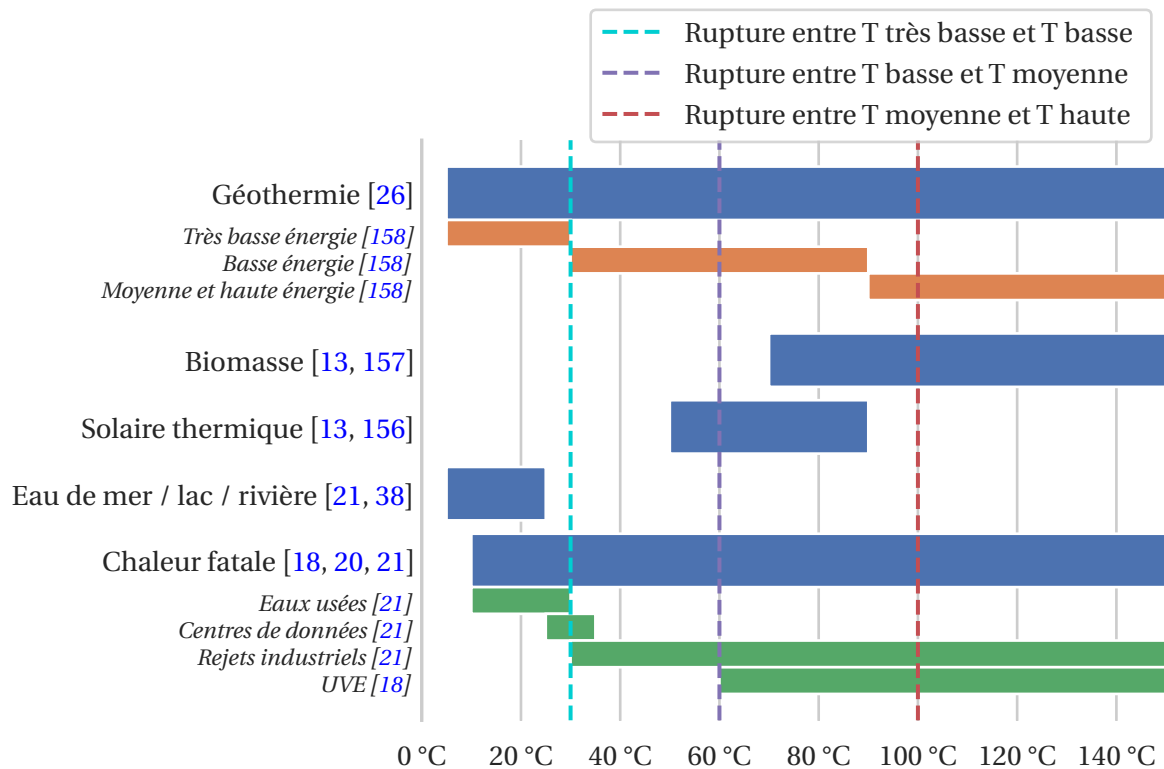


Fig. 2.33 : Température des sources EnR&R les plus communément utilisées par les RCU, en distinguant pour la géothermie (en orange) et la chaleur fatale (vert) différentes catégories correspondant à des niveaux de température différents (les rejets industriels correspondent à une large gamme comprenant des blanchisseries, des verreries...)

Dans la typologie développée dans ce chapitre, les quartiers ont été différenciés en fonction des secteurs d'activité des bâtiments. Actuellement, les RFU alimentent essentiellement les bâtiments tertiaires, même si à l'avenir on peut s'attendre à un raccordement important de logements collectifs aux RFU pour répondre aux problèmes d'inconfort d'été en milieu urbain dense. Dans les quartiers avec une demande de froid importante, lorsque des sources d'énergie à très basse température sont présentes, une production simultanée de chaleur et de froid est possible et même recommandée. En revanche, lorsque la source d'énergie est à moyenne ou haute température, un réseau de froid distinct doit être développé, qui pourra potentiellement utiliser le surplus de chaleur via des GF à ad/absorption.

Les réseaux doivent fournir des températures à des niveaux suffisants pour répondre aux besoins des consommateurs. Comme on l'a vu dans la Section 2.2.3.2, la température au départ des émetteurs dépend de la consommation par unité de surface ; plus un bâtiment est ancien, plus la température au départ de l'émetteur a tendance à être élevée ; inversement, les bâtiments récents sont ceux qui ont besoin des températures au départ des émetteurs les plus faibles.

Pour les bâtiments récents, la contrainte en température est liée à la présence d'ECS qui impose de fournir une température supérieure à 50 °C en tout point de la boucle d'ECS [45]. Pour ces bâtiments, un niveau de température bas est à privilégier. Ce niveau de température

bas sera privilégié pour les quartiers récents, avec une homogénéité de bâtiments récents (PBA90_{Faible}). En effet, diminuer la température à laquelle la chaleur est distribuée permet de réduire les pertes thermiques. La diminution de la température à fournir aux bâtiments peut également passer par la fourniture des besoins ECS, soit via une production de chaleur dans les SST (*boosters*) pour rehausser la température du réseau, soit par des « trains de chaleur à moyenne température » dans les réseaux sur quelques heures pour recharger des stockages ECS au niveau des SST, ou décentraliser la production ECS au niveau des SST, le RCU ne répondant plus qu'aux besoins de chauffage des bâtiments.

Les bâtiments anciens ont des besoins en température plus élevés que les bâtiments récents, le niveau de température nécessaire pour répondre aux besoins de chauffage devenant la contrainte à assurer. Pour ces bâtiments, traditionnellement, un niveau de température moyen est à privilégier. Cependant, même pour ces bâtiments, il peut être judicieux de considérer la fourniture d'eau à basse température. M.Brand et S. Svendsen [131] montrent ainsi que des maisons individuelles construites dans les années 1970, sans aucune rénovation, peuvent maintenir une température de confort de 22 °C avec une température au départ des émetteurs de chaleur de 50 °C pendant presque les 3/5^{ème} de l'année, et qu'une température supérieure à 60 °C n'est nécessaire que 8 % du temps, et même seulement 2 % dès l'instant où les fenêtres ont été changées. De même, Østergaard [159] montre qu'il est possible de diminuer les niveaux de température des émetteurs en améliorant la régulation, en remplaçant les émetteurs par des émetteurs à plus basse température et/ou en procédant à des rénovations énergétiques. Deux niveaux de température peuvent donc être envisagés pour des quartiers avec des bâtiments anciens : des températures moyennes lorsque la source est à température moyenne ou élevée et des températures basses avec présence de *boosters* permettant de remonter le niveau de température. De plus, le raccordement de ces bâtiments anciens peut être une opportunité pour inciter à la rénovation des bâtiments, passant par une amélioration de l'isolation de ces derniers ou le remplacement des émetteurs de chaleur par exemple.

Pour les quartiers composés d'un mix entre des bâtiments récents et des bâtiments anciens (PBA90_{Intermédiaire}), des solutions permettant de fournir de la chaleur à des températures différentes peuvent être envisagées. Lorsque la source est à température moyenne ou élevée, il peut s'agir de configurations où l'eau est produite puis distribuée à des niveaux de température différents (réseaux 3 tubes) ou de configurations où un seul niveau de production existe, cependant les bâtiments récents reçoivent de l'eau à la fois depuis la production et depuis la sortie de SST connectés à des bâtiments anciens, ce qui permet d'abaisser le niveau de température retour (réseaux en cascade Section 1.1.1.5). Lorsque la source est à basse température, il peut être envisagé de fournir de l'eau à basse température pour tous les bâtiments, avec présence de *boosters* pour les bâtiments qui ont besoin de températures plus élevées. Dans les quartiers largement composés de bâtiments récents (PBA90_{Faible}), il est possible qu'il y ait quelques bâtiments anciens. Si ces bâtiments anciens sont connectés

au réseau, les quartiers seront alors traités de la même manière que ceux appartenant à la catégorie PBA90_{Intermédiaire}.

Finalement, on aboutit au Tableau 2.7 de présélection suivant des architectures qui montre les niveaux de température à fournir par les réseaux en fonction des sources EnR&R disponibles afin de répondre aux besoins des différents types de quartiers définis dans ce chapitre. Les sources à température moyenne et haute ont été regroupées, car lorsque les sources EnR&R sont à haute température, il est possible de passer par des échangeurs qui diminuent la température entrant dans le réseau, limitant ainsi les pertes thermiques de ce dernier. La température maximale requise ($T_{\text{max. requise}}$) correspond au niveau de température dans la boucle de distribution qui permet de répondre aux besoins des bâtiments avec les contraintes les plus fortes. À l'inverse, la température minimale requise ($T_{\text{min. requise}}$) est le niveau de température dans la boucle de distribution satisfaisant aux besoins des bâtiments avec les besoins les plus faibles. À l'exception des cas où le réseau 3 tubes (3T), la TFP ou la boucle tempérée (BT) sont mentionnés, il est sous-entendu qu'il s'agit d'un réseau 2 tubes. Dans le cas où une TFP centrale est présente, il s'agit d'un réseau 4 tubes (2 pour la chaleur et 2 pour le froid).

PBA90	Sources EnR&R à haute et moyenne température ($T > 60\text{ °C}$)	Sources EnR&R à basse température ($30\text{ °C} < T < 60\text{ °C}$)	Sources EnR&R à très basse température ($T < 30\text{ °C}$)
Faible	T max. requise	T max. requise par PAC centralisée	T. max requise par PAC (ou TFP) centralisée / BT + Production décentralisée
Intermédiaire	T max. requise / T max. requise + 3T ou cascade (pour les bâtiments récents)	T min. requise par PAC centralisée + <i>booster</i> (pour les bâtiments anciens)	T min. requise par PAC (ou TFP) centralisée + <i>booster</i> (pour les bâtiments anciens) / BT + Production décentralisée
Forte	T max. requise	T max. requise par PAC centralisée	T max. requise par PAC (ou TFP) centralisée / BT + Production décentralisée

Tab. 2.7 : Températures dans la boucle de distribution à favoriser en fonction de la combinaison températures des sources EnR&R / type de quartier

En phase de présélection, les architectures à favoriser dépendent des niveaux de température des sources d'énergie et des périodes de construction des bâtiments; la part de bâtiments résidentiels et de bâtiments tertiaires n'est pas prise en compte lors de cette étape.

2.11 Conclusion et perspectives

L'étude présentée ici avait pour objectif de définir une typologie orientée réseaux de chaleur et de froid. Il s'agissait de classer des quartiers en fonction de caractéristiques propres aux RCF.

Les caractéristiques retenues sont la densité thermique linéique qui permet de définir si un quartier a une concentration de demande énergétique suffisante pour accueillir un réseau, la part de résidentiel par rapport à celle de tertiaire dans le quartier, qui permet d'estimer le foisonnement de la demande et la complémentarité entre les besoins de chaud et de froid, et enfin l'âge des bâtiments qui permet de définir l'homogénéité des périodes de

construction des bâtiments ainsi que les niveaux de température à fournir.

L'approche dans cette typologie a été de partir de connaissances sur les liens entre les quartiers et les RCU afin de choisir des variables qui ont un sens du point de vue de l'installation de RCF afin d'établir les différentes classes de quartiers. Ces quartiers ont des propriétés qui leur sont propres en termes de densité thermique, d'âge des bâtiments et de part de résidentiel.

La construction de cette typologie a nécessité notamment la quantification de la demande de chaleur et de froid pour le territoire français et le calcul d'une densité thermique linéique, pour le chaud et le froid. Cette quantification est basée, pour la demande de chaleur, sur des données fournies localement, contrairement aux autres études qui utilisent généralement des données fournies à une échelle beaucoup plus étendue. En plus des données de consommations d'électricité et de gaz disponibles à l'échelle de l'IRIS, une méthode a été développée pour estimer les consommations liées aux RCF. Le calcul de la densité thermique linéique a été effectué à l'aide d'une méthode originale basée sur la recherche d'arbres couvrants minimaux. Au total, 14949 quartiers avec une densité thermique suffisante pour des RCU, 4776 avec une densité thermique suffisante pour des RFU, et 4602 pouvant accueillir à la fois des RCU et des RFU ont été recensés.

L'une des préconisations de [5] est de ne pas uniquement chercher à développer les RCU dans les communes de plus de 10000 habitants, mais de créer des RCU également dans des communes plus petites. D'après notre étude, plus de 85 % des IRIS situés dans des communes de plus de 10000 habitants ont une DCL suffisante pour accueillir un RCU, soit 11 424 IRIS, ce qui fait de ces communes un espace privilégié pour le développement de réseaux (voir la Fig. 2.21). Mais il existe également 3428 IRIS situés dans des communes de moins de 10000 habitants avec une DCL suffisante pour un RCU. Notre étude permet de plus de situer ces IRIS afin de cibler les quartiers valorisables pour y installer des RCU.

En comparaison d'autres études, focalisées uniquement sur la densité thermique, notre étude permet également de classer les quartiers selon 18 classes différentes, 9 d'entre elles permettant d'accueillir des réseaux. Ces classes sont définies en fonction de leurs caractéristiques (densité thermique linéique, part de résidentiel, proportion de bâtiments anciens). Une autre originalité de cette étude est qu'elle est basée sur des données disponibles localement. Les données de consommations sont disponibles à l'échelle de l'IRIS pour le gaz et l'électricité qui représentent une large part des consommations dues aux besoins de chaleur, de même que celles liées à l'âge des bâtiments, disponibles à l'échelle de l'IRIS ([137]) ou même à celle du bâtiment ([135]).

En plus de la typologie de quartiers orientée réseaux de chaleur et de froid, cette étude a permis d'estimer un potentiel de développement des réseaux de chaleur qui pourraient couvrir une consommation supplémentaire de 106 TWh, soit une augmentation de plus de 80 TWh par rapport à la quantité de chaleur livrée actuellement. De même, la quantité de froid livrée pourrait augmenter de 6,9 TWh pour passer de 0,9 TWh à 7,8 TWh.

Cette étude s'intéresse uniquement aux quartiers résidentiels et tertiaires, excluant de fait les secteurs agricole et industriel. Comme on a pu le voir, les bâtiments appartenant au secteur agricole sont surtout présents dans les communes rurales, peu peuplées, où le potentiel de développement d'un RCF est faible. En ce qui concerne le secteur industriel, il existe une disparité des besoins. Ainsi, selon [126], en 2012, si la consommation pour les besoins de chaleur du secteur industriel atteint 240 TWh, la consommation qui répond à des besoins de chaleur inférieurs à 100 °C pour l'ECS, le chauffage et la chaleur industrielle n'est que de 63 TWh, bien inférieure aux besoins de chaleur des secteurs résidentiel et tertiaire. La consommation liée aux besoins de froid pour l'industrie est elle estimée à 11,3 TWh par [160]. Enfin la part des secteurs agricole et industriel dans la livraison de chaleur par les réseaux est très faible, représentant respectivement 0,7 % et 4,4 % de la chaleur livrée en 2021 d'après [3].

De plus, en ce qui concerne les demandes de froid, cette étude est réalisée pour les besoins de froid actuels, en prenant uniquement en compte les besoins du secteur tertiaire. Or les besoins du secteur résidentiel sont amenés à se développer fortement, comme le montre la Fig. 1.21, et atteindre selon les estimations entre 25 TWh [94] et 49 TWh [97], et devront donc être pris en compte dans de futures études. De la même manière, une étude pourrait être effectuée en considérant que les besoins de chaleur sont amenés à baisser dans le futur.

La mise à disposition de nouvelles bases de données, avec notamment une description plus précise des bâtiments, la consommation à l'échelle IRIS pour l'électricité et le gaz et la consommation de chaleur pour les RCU a rendu cette étude possible, qui pourra être enrichie et améliorée dans le futur à l'aide de données toujours plus précises.

L'objectif de ce second chapitre était de créer une typologie pour définir les types de quartiers susceptibles d'accueillir un RCF. Dans le prochain chapitre, une étude comparative entre deux réseaux de nouvelle génération est menée dans un des types de quartiers définis ici en comparant les architectures définies dans la présélection.

3

Besoin de la simulation dynamique pour la conception de réseaux

Table des matières

3.1	Méthodologie développée dans ce chapitre	118
3.2	Cas d'études	119
3.2.1	Bâtiments du réseau	120
3.2.2	Période étudiée et demandes de puissances	121
3.2.3	Décomposition des besoins de chauffage et d'ECS pour chaque SST	124
3.2.4	Températures extérieures	127
3.3	La modélisation, outil nécessaire pour la comparaison des réseaux	127
3.4	Description des architectures de réseaux	128
3.5	Les SST	129
3.5.1	La partie ECS	129
3.5.2	Un seul échangeur	130
3.5.3	Deux échangeurs en parallèle	131
3.5.4	Trois échangeurs	132
3.5.5	Températures de départ côté client	136
3.5.6	Schémas et régulation des différents équipements de chauffage	138
3.5.7	Vannes de by-pass	140
3.6	Réseaux modélisés	140
3.6.1	Réseau avec production centralisée	141
3.6.2	Réseau avec production décentralisée	145
3.6.3	Variante avec la présence d'un GF	147
3.6.4	Variante avec la présence d'un désurchauffeur	147
3.7	Indicateurs de performance	150
3.8	Résumé des cas simulés	150
3.9	Résultats issus des simulations	151
3.9.1	Réseau avec production centralisée	152
3.9.2	Réseau avec production décentralisée	163

3.9.3	Comparaison entre le réseau à production centralisée et celui à production décentralisée	169
3.9.4	Comparaison entre les architectures pour un quartier résidentiel	173
3.9.5	Comparaison entre les architectures pour un quartier tertiaire	176
3.10	Conclusion	178
	Conclusion	181
	Perspectives	183
D.1	Secteur Résidentiel, consommations totales liées aux besoins de chaleur en fonction de l'âge des logements et du type de logement (collectif ou individuel)	223
D.2	Secteur tertiaire, consommations totales et liées aux besoins de chaleur en fonction du secteur d'activité	224
F1	Coefficients pour la puissance en ECS	233
F2	Température d'eau froide	234
G.1	Puissance en fonction du débit et des températures d'entrée et de sortie	235
G.2	Pertes de charge	236
G.3	Échangeurs	237
G.3.1	Échangeurs à efficacité constante	237
G.3.2	Échangeurs à contre-courant à efficacité variable (méthode NUT)	238
G.4	Pompes	240
G.5	TFP / GF	241
G.5.1	Modèle de base	241
G.5.2	Modèle de TFP avec désurchauffeur	242
G.6	Tuyaux	243
G.6.1	Évaluation de la température du sol	244
G.6.2	Pertes de charge	245
G.6.3	Températures	246
G.6.4	Choix des valeurs	246
G.7	Émetteurs de chaleur dans les bâtiments	247
G.7.1	Radiateurs	247
G.7.2	Plancher chauffant	248
G.8	Stockage ECS	250

3.1 Méthodologie développée dans ce chapitre

Dans le Chapitre 2, des types quartiers avec des caractéristiques différentes ont été définis, avec des besoins différents (température de fourniture de chaleur, besoins en chaud et/ou en froid) auxquels des réseaux avec des architectures différentes peuvent répondre.

L'objectif de cette partie est de répondre à la question suivante : quelle architecture choisir parmi plusieurs disponibles et comment effectuer ce choix ?

Le choix d'une architecture passe nécessairement par une comparaison entre les différentes architectures existantes. Cette comparaison doit nécessairement se faire avec des conditions équivalentes. Pour cette raison, il est nécessaire de passer par une modélisation des différentes architectures à comparer, afin de s'assurer que les conditions appliquées aux architectures sont les mêmes, ces conditions étant les besoins auxquels le réseau doit répondre, les températures de l'environnement et de la (des) source(s) d'énergie et un dimensionnement équivalent des architectures.

Les étapes suivies en vue d'effectuer cette comparaison sont les suivantes :

- Modélisation des différentes architectures
- Choix de critères de comparaison
- Application des critères de comparaison aux différentes architectures modélisées

3.2 Cas d'études

Marseille a vu la création récente de deux RCFNG, distants de quelques centaines de mètres, utilisant l'eau de mer comme source d'énergie, afin de fournir de la chaleur et du froid à des quartiers similaires, récents, qui ont un mix entre résidentiel et tertiaire. L'un des réseaux, Thassalia, opéré par le groupe ENGIE, est un réseau que l'on peut considérer comme étant 4G, avec des productions de chaud et de froid centralisées à l'aide de TFP et de groupes froids, tandis que le second réseau, Massileo, filiale du groupe Dalkia, a une production décentralisée, également à l'aide de TFP, et est considéré comme 5G.

Thassalia est un réseau de chaleur et de froid avec une production centralisée, utilisant l'eau de mer comme source froide et chaude, dont la construction a débuté en 2014 et dont la mise en service remonte à 2016. Le réseau est constitué de deux boucles de distribution, une pour le chaud et une pour le froid, qui alimentent des sous-stations. La chaleur est produite par des thermofrigopompes ainsi que par des chaudières en appoint. Le froid est produit par deux groupes frigorifiques ainsi que par les TFP. La consigne de température au départ de la boucle d'eau chaude est de 61 °C, et de 4 °C pour la production d'eau froide. Le réseau est toujours en cours de développement. Ainsi, si à la date de l'étude, la production était assurée par une TFP, une chaudière et deux GF, la centrale sera composée à terme de trois TFP, deux chaudières et trois GF. Certains bâtiments peuvent avoir plusieurs échangeurs car la puissance délivrée par chaque échangeur est limitée à 400 kW. Le réseau complet permettra de délivrer une puissance totale de 19 MW en chaud et 19 MW en froid à des bâtiments d'une surface totale de 500 000 m² et sera d'une longueur totale de 3 km.

Le réseau Massileo est également en cours de construction. Sa capacité de production de chaleur et de froid sera à terme de 21 MW. Seul le quartier *Smartseille*, démonstrateur de

l'EcoCité Euroméditerranée, d'une surface de 58 000 m² composé d'un mélange de bureaux et de logements [161] y est raccordé pour l'instant. Une première boucle fait circuler l'eau tempérée via des échangeurs thermiques connectés à l'eau de mer. Cette première boucle est connectée à différents îlots, qui contiennent des pompes à chaleur qui augmentent ou diminuent la température de l'eau, pour répondre aux besoins des bâtiments. Ces derniers reçoivent de l'eau à température suffisante pour l'ECS, le chauffage et le refroidissement.

La méthode précédemment introduite est appliquée pour comparer deux architectures de réseaux, 4G et 5G, qui utilisent l'eau de mer comme source EnR&R, inspirées par celles de Thassalia et de Massileo, ainsi que trois architectures de sous-stations. Comme on a pu le voir dans la Section 2.10, ces deux architectures sont considérées comme étant les plus intéressantes pour ce type de quartier.

Cette étude est conduite à l'aide des données fournies par Thassalia pour la consommation au niveau des sous-stations ainsi que pour la température extérieure et celle de l'eau de mer.

3.2.1 Bâtiments du réseau

Le réseau étudié ici est constitué de 8 bâtiments. D'autres bâtiments sont présents sur le réseau mais ne sont pas pris en compte à cause d'un manque de données disponibles à leur sujet. Certains de ces bâtiments ont leurs besoins en chaud, chauffage et/ou ECS, et en froid couverts par le réseau, d'autres uniquement les besoins en froid, et un dernier bâtiment uniquement ses besoins en chaud. Le Tableau 3.1 détaille, pour chaque bâtiment, à quels besoins le réseau répond. L'ensemble des bâtiments tertiaires ont leurs besoins de refroidissement couverts par le réseau, par contre seule la moitié des bâtiments voit ses besoins en ECS et/ou en chauffage couverts à l'aide d'une SST. Seul un bâtiment résidentiel est connecté au réseau.

Bâtiment	Type	Chauffage	ECS	Refroidissement
A	Logements	✓	✓	-
B	Cinéma	✓	-	✓
C	Bureaux	-	-	✓
D	Bureaux	-	-	✓
E	Bureaux	-	-	✓
F	Hôtel	-	✓	✓
G	Commerces	✓	-	✓
H	Bureaux / hôtel	✓	✓	✓

Tab. 3.1 : Les différents bâtiments du réseau et les besoins auxquels ce dernier répond

La Fig. 3.1 montre l'emplacement des différents bâtiments. Chaque SST répond aux besoins d'un bâtiment, en chaud et en froid. Les SST qui fournissent l'eau chaude répondent

à la fois aux besoins de chauffage et d'ECS. Le réseau considéré est constitué de 5 SST chaudes et de 7 SST froides.

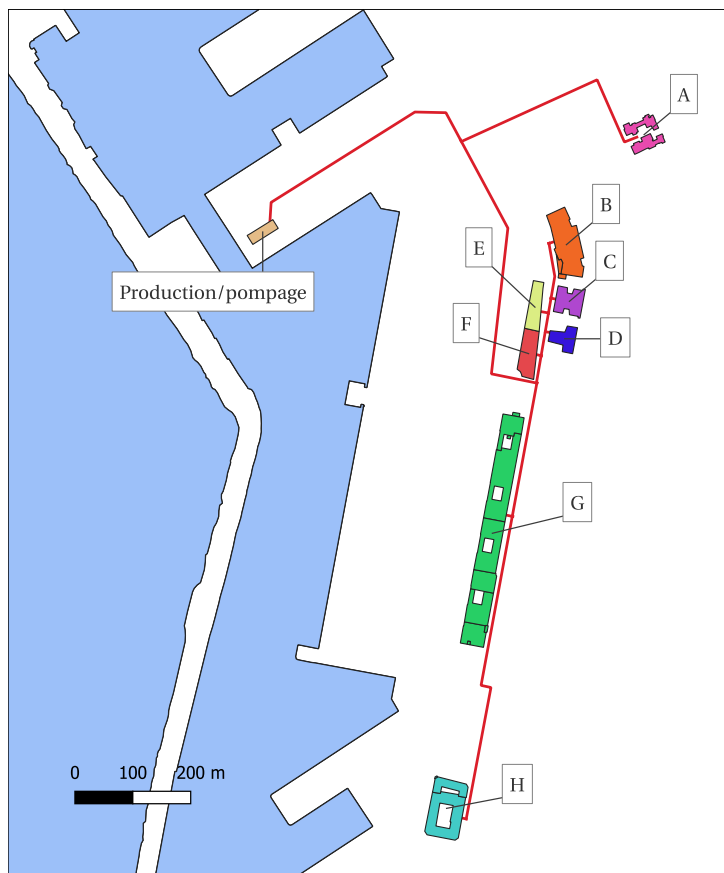


Fig. 3.1 : Emplacement des différents bâtiments

3.2.2 Période étudiée et demandes de puissances

L'étude a été menée sur l'année 2020. Trois périodes distinctes sont mises en exergue, dans le but de représenter la variété des besoins auxquels doit répondre le réseau :

- La *période hivernale*, qui s'étend du 16 janvier 2020 au 6 février 2020, correspond à l'intervalle pendant lequel les besoins en chaleur sont les plus élevés et sont bien supérieurs aux besoins en froid (comme le montre la Fig. 3.2). Cette période a été choisie car il s'agit du moment à partir duquel les données de suivi ont été disponibles pour l'ensemble des bâtiments étudiés
- Pendant la *période printanière*, qui se déroule du 2 au 23 mai 2020, les besoins en chaud et en froid sont du même ordre de grandeur (voir la Fig. 3.3). La période choisie précède la période pendant laquelle il n'y a plus la présence de chauffage. Elle a été choisie car il s'agit de la période pendant laquelle les besoins en chaud et en froid sont les plus proches
- Durant la *période estivale*, qui a lieu du 2 au 23 juillet 2020, les besoins en chaud

(supposés être uniquement liés aux besoins en ECS, comme on le verra dans la sous-section suivante) sont largement inférieurs à ceux en froid (voir la Fig. 3.4)

La durée de ces périodes d'intérêt a été fixée à trois semaines, qui est une période assez longue pour observer les tendances au niveau des performances des équipements. Une période plus courte ne permet pas d'observer ces tendances assez nettement, les différences étant trop faibles; une période plus longue ne fait que confirmer les observations faites pendant ces périodes de trois semaines. Les simulations sont en réalité réalisées sur des périodes de trois semaines plus une journée, le premier jour n'étant pas inclus dans les résultats analysés. Ce premier jour permet l'initialisation de la simulation et la régularisation du fonctionnement des modèles à partir des conditions d'entrée.

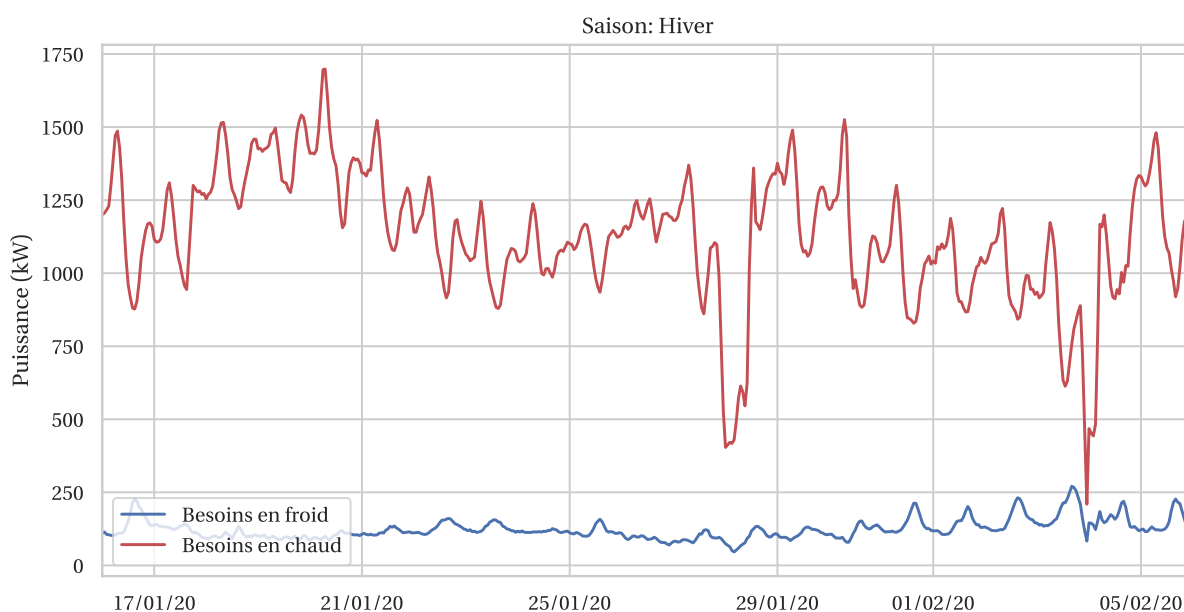


Fig. 3.2 : Puissances appelées par l'ensemble des sous-stations, période hivernale

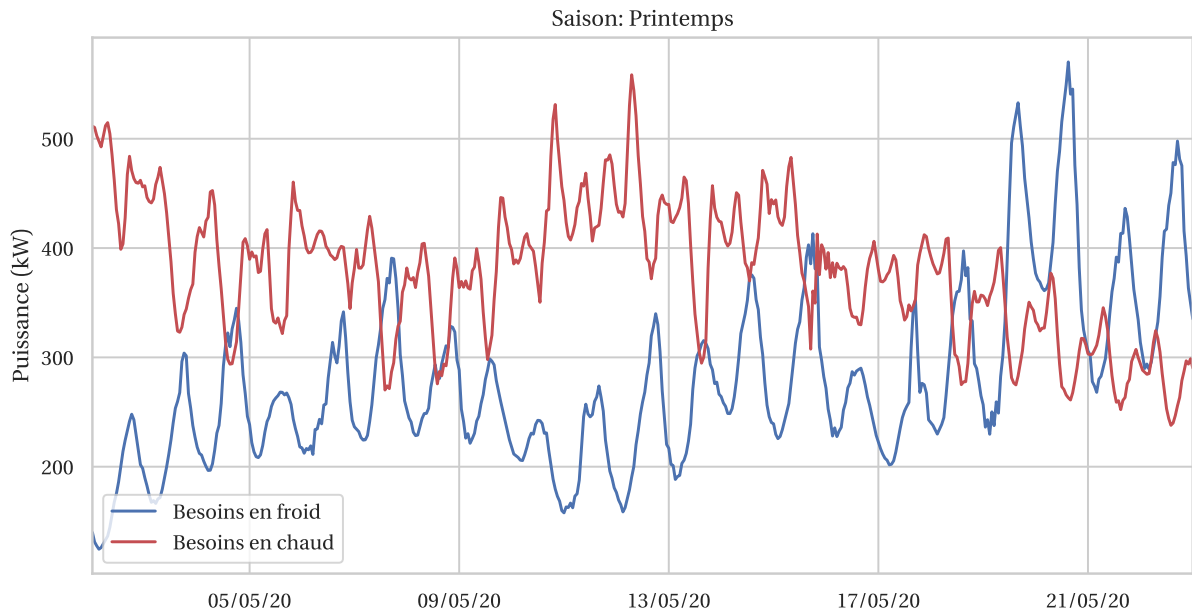


Fig. 3.3 : Puissances appelées par l'ensemble des sous-stations, période printanière

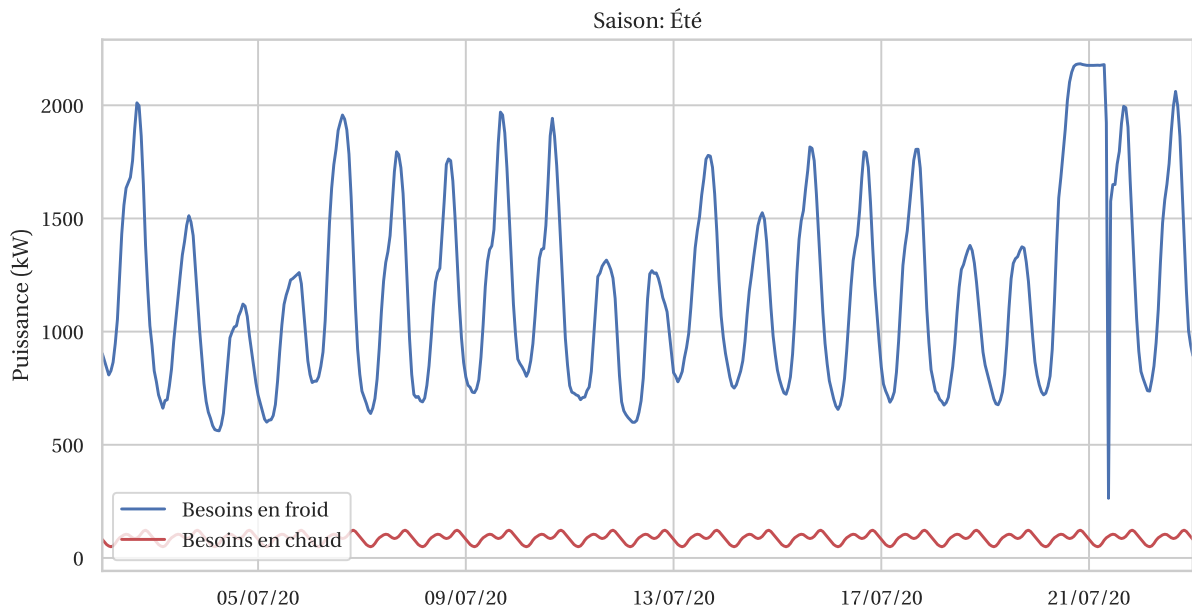


Fig. 3.4 : Puissances appelées par l'ensemble des sous-stations, période estivale

Les figures précédentes représentent la somme des puissances appelées pour chacune des périodes. La consommation de chacun des bâtiments en chaud et en froid est disponible dans l'annexe E.

3.2.3 Décomposition des besoins de chauffage et d'ECS pour chaque SST

Les besoins en chauffage et en ECS sont fournis par une même SST. Les besoins spécifiquement liés à l'un ou à l'autre ne sont donc pas connus et doivent être estimés lorsque la sous-station assure les deux, comme c'est le cas pour les bâtiments A et H. Pour les bâtiments B et G, les besoins en chauffage sont les seuls couverts par la SST, et pour le bâtiment F, seuls les besoins en ECS sont assurés (voir le Tableau 3.1); leurs besoins en chauffage et en ECS sont donc connus directement à partir des données de la SST.

3.2.3.1 Estimation des besoins en ECS

Trois hypothèses sont introduites pour estimer les besoins en ECS :

- Il n'y a pas de besoins de chauffage en été, les consommations en chaud depuis les SST durant cette saison répondent donc exclusivement aux besoins en ECS.
- Les consommations en ECS varient faiblement entre les jours de la semaine, un profil de consommation moyen peut être calculé sur 24 heures et sera valable pour toute la semaine, même si, d'après le COSTIC [162], le profil de demande pour les jours de week-end est légèrement différent du reste de la semaine avec une augmentation des besoins en ECS plus tardive dans la journée et une consommation légèrement plus importante.
- Il existe une courbe moyenne de la demande journalière en ECS sur l'année. Les besoins en ECS sur une journée peuvent être estimés à partir de cette courbe moyenne en prenant en compte un coefficient correcteur pour le mois désiré. Inversement, la courbe moyenne sur l'année peut être obtenue à partir de la courbe d'une période choisie.

Les demandes en ECS ont été estimées sur la période allant du 20 mai au 13 septembre 2020 pour les bâtiments A et H, quand les besoins de chauffage sont considérés comme étant nuls. Pour ces deux bâtiments, la puissance moyenne en ECS appelée pour une heure i , $\overline{P_{ECS,i}}$, a été estimée à l'aide de l'Équation 3.1 :

$$\forall i \in [1;24], \overline{P_{ECS,i}} = \sum_m \frac{1}{\sigma_m} \times \overline{P_{ECS,i,m}} \times \frac{\text{nombre de jours}_{i,m}}{\text{nombre de jours}_{i,total}} \quad (3.1)$$

Avec :

- i : Heure de la journée
- $\overline{P_{ECS,i}}$: La puissance moyenne fournie par la SST pour les besoins en ECS sur l'année à l'heure i (en kWh)
- m : Les mois considérés pour le calcul de la puissance moyenne (le calcul étant fait du 20 mai au 13 septembre, $m \in$ [mai, juin, juillet, août])
- σ_m : Coefficient mensuel utilisé pour avoir la consommation pour un mois donné à partir de la consommation moyenne, voir l'annexe F
- $\overline{P_{ECS,i,m}}$: La puissance moyenne pour une heure donnée et un mois donné (en kWh)
- $nombre\ de\ jours_{i,m}$: Nombre de jours pour le mois considéré où une valeur de la puissance ECS est disponible pour l'heure i
- $nombre\ de\ jours_{i,total}$: Nombre de jours considérés sur la période (117 jours moins certains jours où les données ne sont pas exploitables)

où la puissance moyenne pour chaque heure du mois considéré $\overline{P_{ECS,i,m}}$ est calculée grâce à l'Équation 3.2 :

$$\forall i \in [1;24], \overline{P_{ECS,i,m}} = \sum_{j \in m} \frac{P_{ECS,i,j}}{nombre\ de\ jours_{i,m}} \quad (3.2)$$

$P_{ECS,i,j}$ étant la puissance pour une heure i à une journée j connue grâce aux données d'entrée. Et donc, pour un mois m donné, la demande en ECS journalière pour une heure i est exprimée à l'aide de l'Équation 3.3 :

$$P_{ECS,i,m} = \overline{P_{ECS,i}} \times \sigma_m \quad (3.3)$$

La Fig. 3.5 montre, pour le bâtiment A, les puissances moyennes en ECS sur une journée calculées pour les mois de juin, juillet et août ($\overline{P_{ECS,i,m}}$) ainsi que les puissances estimées à partir de la courbe annuelle calculée à l'aide de l'Équation 3.1 pour ces mêmes mois ($P_{ECS,i,m}$). On remarque une différence entre les profils de consommation $\overline{P_{ECS,i,m}}$ et $P_{ECS,i,m}$. En effet, la différence de puissance moyenne entre les mois considérés est beaucoup plus importante que celle estimée à partir de la puissance moyenne annuelle corrigée par les coefficients σ_m .

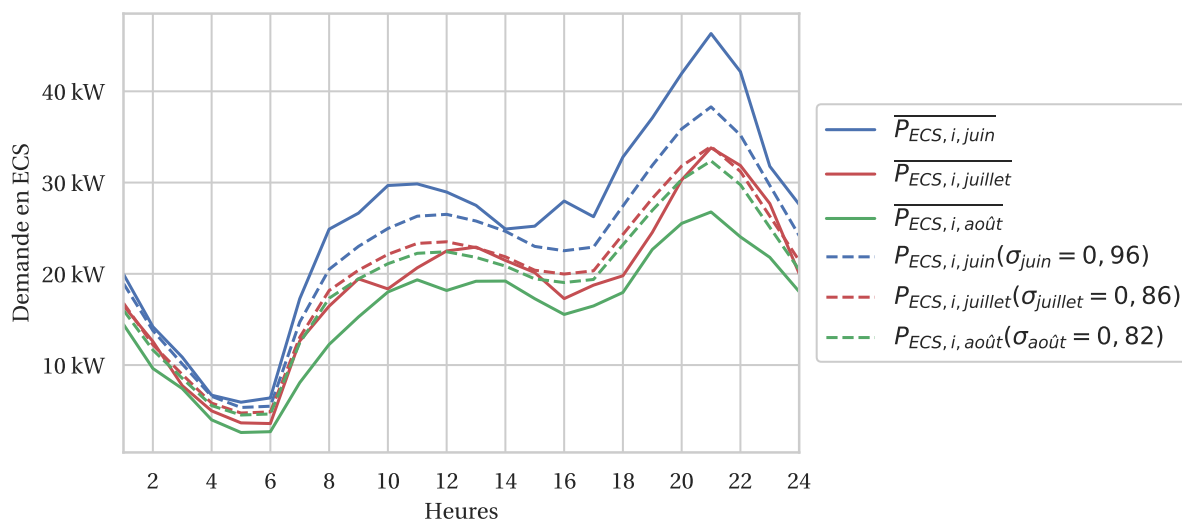


Fig. 3.5 : Puissance moyenne consommée par le bâtiment A et puissance estimée à l'aide de l'équation 3.3 pour les mois de juin, juillet et août

La différence s'explique par le fait que les coefficients σ_m sont des coefficients moyens pour l'ensemble du territoire. Ainsi, l'écart quadratique moyen le plus faible entre les valeurs $\overline{P_{ECS,i,m}}$ et $P_{ECS,i,m}$ est obtenu avec $\sigma'_{juin} = 1,11$, $\sigma'_{juillet} = 0,81$ et $\sigma'_{août} = 0,68$ (voir sur la Fig. 3.6).

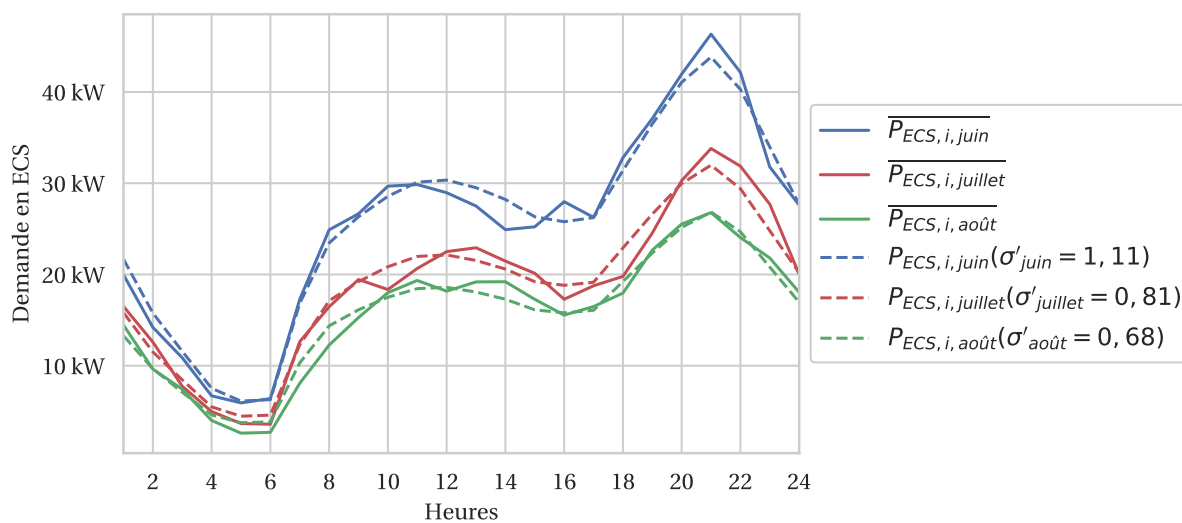


Fig. 3.6 : Puissance estimée corrigée en modifiant σ'_m pour s'approcher de la puissance moyenne consommée

Les coefficients σ'_m calculés précédemment montrent que les valeurs des coefficients σ_m conduisent à une surestimation de la demande ECS au mois d'août (la demande en ECS moyenne obtenue ($\overline{P_{ECS,i}} \times \sigma_{août}$) est supérieure de 16 % à celle de $\overline{P_{ECS,i,m}}$) et a une sous-estimation au mois de mai (12 %). Les coefficients σ_m pris en compte pour l'estimation de la demande en ECS sur l'année demeurent néanmoins ceux fournis dans l'annexe F, car

ces derniers permettent d'obtenir une estimation de la variation des besoins en ECS tout au long de l'année.

3.2.3.2 Estimation des besoins de chauffage

Pour les bâtiments A et H, une fois la demande en ECS estimée, les besoins en chauffage des bâtiments se déduisent en retranchant à la consommation totale de ces bâtiments (connue grâce aux données de la SST) la consommation liée à l'ECS, calculée comme expliqué précédemment.

3.2.4 Températures extérieures

Les températures extérieures (température de l'air et température de l'eau) sont fournies comme paramètres d'entrée.

La température du sol, autre paramètre d'entrée, est estimée à l'aide de la formule de Kusuda et Achenbach (voir l'annexe [G.6.1](#))

3.3 La modélisation, outil nécessaire pour la comparaison des réseaux

La modélisation est la méthode qui s'impose si l'on souhaite comparer des systèmes entre eux. Elle permet de définir des conditions de départ, de suivre l'évolution des systèmes par rapport à des besoins et à des contraintes extérieures et d'observer finement l'impact d'une variation des paramètres sur le fonctionnement des systèmes.

Plusieurs solutions peuvent être envisagées, notamment l'utilisation des logiciels TRNSYS [163], Matlab/SIMULINK [164], City Energy Analyst [165], dimosim (développé par le CSTB) et l'interface PowerDis (développée par Efficacity qui utilise dimosim comme cœur de calcul [166]) et enfin Dymola, utilisant le langage Modelica. Dymola est le logiciel qui a été choisi. Les logiciels dimosim, Powerdis et City Energy Analyst, bien que possédant un grand potentiel pour la modélisation de quartier, sont pour le moment toujours en phase de développement. Une comparaison entre TRNSYS et Dymola [167] tend à conclure que les développements sous Dymola sont beaucoup plus rapides.

Modelica est un langage open-source orienté objet basé sur la résolution d'équations différentielles, algébriques et discrètes [168] qui permet la modélisation de systèmes. Sa popularité est croissante pour la modélisation de systèmes dynamiques, et il est en particulier très utilisé pour la modélisation de réseaux de chaleur de nouvelle génération [169].

L'un des intérêts de Modelica est d'être orienté objet, ce qui permet la création de modèles qui peuvent être imbriqués les uns dans les autres et hiérarchisés. Ainsi, les modèles de base sont des modèles mathématiques qui créent des relations entre les variables. Ces

relations sont acausales, ce qui signifie que pour trois variables a, b, c , l'équation $a = b + c$ aura une solution quelles que soient les 2 variables connues et l'inconnue. Cela permet de se concentrer sur le sens physique qui lie les variables les unes aux autres. Les modèles peuvent ensuite être inclus les uns dans les autres, de manière graphique si on le souhaite (chaque modèle peut être représenté graphiquement), ce qui permet une complexification progressive des modèles et de pouvoir vérifier le comportement de chaque partie d'un modèle. Cet environnement permet de créer rapidement des modèles évolutifs et réutilisables facilement.

Cette facilité de création de modèles a conduit au développement de bibliothèques, dont de nombreuses sont disponibles avec un code source ouvert. Pour le développement de réseaux de chaleur, les plus reconnues sont *Buildings* du Lawrence Berkeley National Laboratory [170], *AixLib* de RWTH Aachen [171], *BuildingSystems* de UdK Berlin [172], et *IDEAS* de KU Leuven [173]. EDF a également développé sa propre bibliothèque, *BuildSysPro*, dont une partie est disponible en open-source [169]. Ces bibliothèques permettent d'enrichir les possibilités offertes par les fonctions de base. Ces bibliothèques ont en commun d'avoir intégré un « noyau » de modèles communs, développé dans le cadre de l'*International Building Performance Simulation Association (IBPSA) Project 1* [174].

L'essentiel des modèles développés au cours de cette thèse l'a été à partir de la bibliothèque *Buildings*. Les principaux modèles de base utilisés, qui ont ensuite été combinés pour modéliser les sous-stations, la partie distribution et la partie production, sont présentés dans l'annexe G.

3.4 Description des architectures de réseaux

Deux types de réseaux sont modélisés : un réseau avec production centralisée (RPC), qui peut être assimilé à un réseau 4G et un réseau avec production décentralisée que l'on assimilera à un réseau 5G (tels que définis dans la Section 1.1.1.2). La présence d'une (4G) ou de plusieurs TFP (5G) assure la production de base pour la chaleur et le froid. Ces deux réseaux utilisent l'eau de mer comme source.

Pour chacune des deux architectures, plusieurs variations sont étudiées :

- Une variation sur les équipements de production, avec la présence, en plus de la TFP, d'un groupe frigorifique pour couvrir les surplus de demandes en froid par rapport à celles en chaud
- Une variation des températures de production de chaleur
- Une variation des températures de l'eau chaude vers les bâtiments
- Pour l'architecture décentralisée, la présence possible d'un désurchauffeur pour les TFP

3.5 Les SST

Comme cela a été mentionné dans le Chapitre 1, de multiples configurations de SST sont possibles. Une SST est constituée d'un ou de plusieurs échangeurs, interface(s) entre les clients et le réseau. Dans cette étude, trois configurations sont étudiées pour la distribution d'eau chaude :

- Un seul échangeur (variante V1)
- Deux échangeurs, en parallèle, l'un pour le chauffage, l'autre pour l'ECS (V2)
- Trois échangeurs, un pour l'ECS, un pour le préchauffage de l'ECS et un pour le chauffage, avec la présence d'un stockage d'eau chaude du côté de la boucle de production (V3), rechargé durant une période définie de la journée par le réseau

Les configurations V1, V2 et V3 peuvent être mises en place lorsque le réseau doit répondre à la fois à des besoins de chauffage et d'ECS. Dans le cas où l'un des deux besoins est absent, pour les variantes V2 et V3, un seul échangeur est nécessaire pour connecter le client au réseau. Le choix des SST s'est porté sur ces architectures car elles offrent un panorama des possibilités qui s'offrent aux développeurs dans la conception des architectures. L'architecture V1, avec un unique échangeur, est inspirée de celle de Thassalia, l'architecture V3 est elle inspirée par Massileo, quant à l'architecture V2, elle constitue une alternative aux architectures précédemment mentionnées, permettant, selon [4], «une grande fiabilité de fonctionnement des systèmes de chauffage».

3.5.1 La partie ECS

Les besoins en ECS sont couverts à l'aide d'un échangeur qui permet de réchauffer l'eau froide afin de fournir les besoins en ECS du bâtiment, comme le montre la Fig. 3.7. La température au départ vers les clients doit être maintenue à 55 °C, afin que la température en tout point de la boucle boucle ECS soit constamment supérieure à 50 °C, et ainsi éviter les risques de légionellose [45]. La température d'eau froide en entrée est calculée en suivant la méthode décrite dans la Section 3.2.3.1.

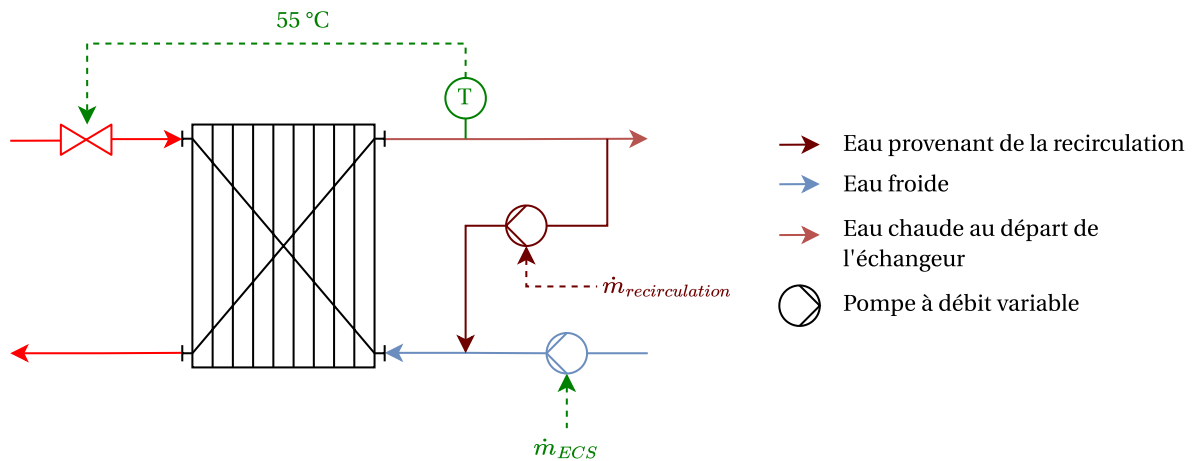


Fig. 3.7 : Schéma de fonctionnement de l'échangeur ECS

La recirculation vise un double objectif : améliorer le confort des usagers en réduisant le temps nécessaire pour avoir de l'eau chaude en sortie de robinet d'une part, et prévenir les risques de légionellose d'autre part.

Les déperditions dans les canalisations côté client sont estimées être généralement comprises entre 20 et 50% des besoins en ECS (règle d'expert). L'hypothèse faite est qu'elles correspondent à 10 % de la puissance maximale consommée pour les besoins en ECS $\dot{Q}_{ECS,max}$. Avec cette hypothèse, on obtient des déperditions de l'ordre de 19,6 % dans le bâtiment A, 25,3 % dans le bâtiment F et 17,6 % dans le bâtiment H

On obtient ainsi, en considérant que la température de départ de la boucle ECS $T_{ECS,chaud}$ est de 55 °C et que celle de retour $T_{recirculation,retour}$ est de 50 °C :

$$\dot{m}_{recirculation} = \frac{10\% \times \dot{Q}_{ECS,max}}{Cp \times (T_{ECS,chaud} - T_{recirculation,retour})} \quad (3.4)$$

Le débit d'entrée de l'eau froide est :

$$\dot{m}_{ECS} = \frac{\dot{Q} - 10\% \times \dot{Q}_{ECS,max}}{Cp \times (T_{ECS,départ} - T_{ECS,froid})} \quad (3.5)$$

Avec la température de l'eau froide $T_{ECS,froid}$ qui évolue en fonction du mois de l'année (voir l'annexe F).

3.5.2 Un seul échangeur

Il s'agit de la configuration V1. Dans cette configuration, un unique échangeur relie le client au réseau. Les besoins en chauffage et en ECS sont assurés du côté client, comme le montre la Fig. 3.8. La température à fournir au départ de l'échangeur côté client est contrainte par la température de l'équipement avec les besoins en température les plus forts. Dans le cas étudié, où les bâtiments sont récents, la température de contrainte est la

température d'ECS qui doit être maintenue à 55 °C, afin que la température en tout point de la boucle boucle ECS soit constamment supérieure à 50 °C, et ainsi éviter les risques de légionellose [45]. Pour assurer une température de départ de 55 °C de l'ECS, la température au départ de l'échangeur côté client doit être maintenue à 58 °C.

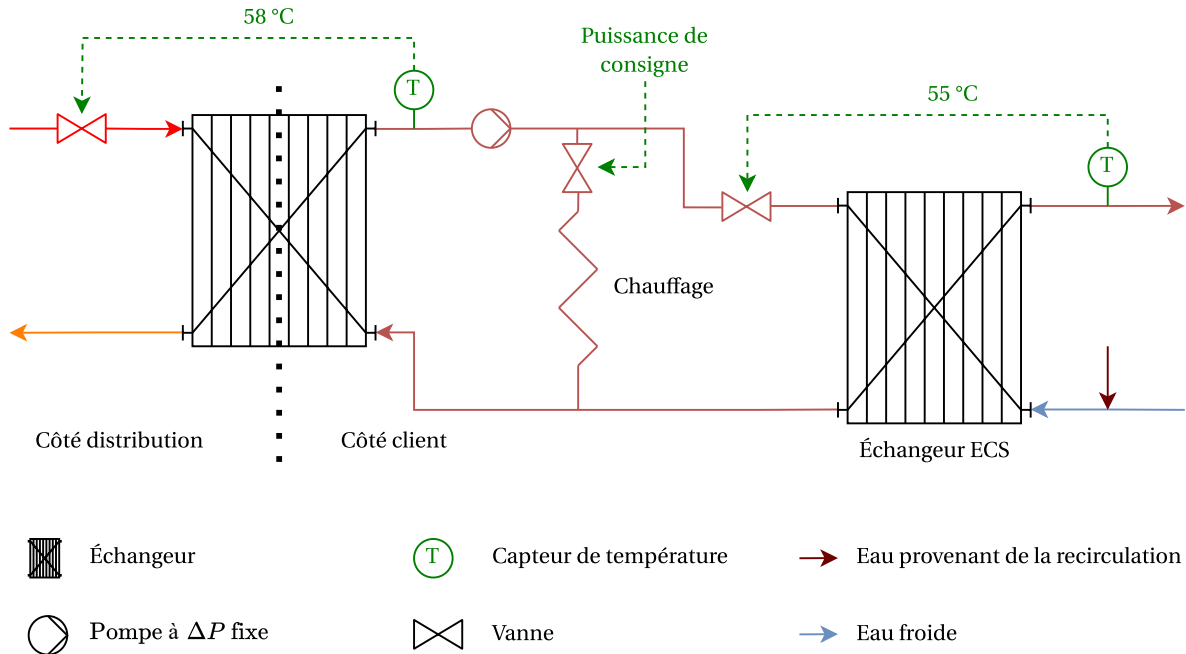


Fig. 3.8 : Schéma de fonctionnement pour une SST avec un échangeur commun pour le chauffage et l'ECS - Configuration V1

3.5.3 Deux échangeurs en parallèle

Dans le cas où les deux échangeurs sont montés en parallèle, un premier échangeur fournit l'eau chaude pour les besoins de chauffage tandis que le second échangeur fournit l'eau chaude pour l'ECS. Par rapport à la configuration avec un seul échangeur, cette configuration permet d'avoir des températures pour le départ au secondaire du chauffage qui varient (en suivant une loi d'eau qui dépend de la température extérieure) et sont inférieures à celles nécessaires pour l'ECS afin de s'adapter au mieux aux besoins des clients. Comme pour la V1, la température au départ de la production doit constamment être maintenue à un niveau suffisant pour fournir les besoins en ECS.

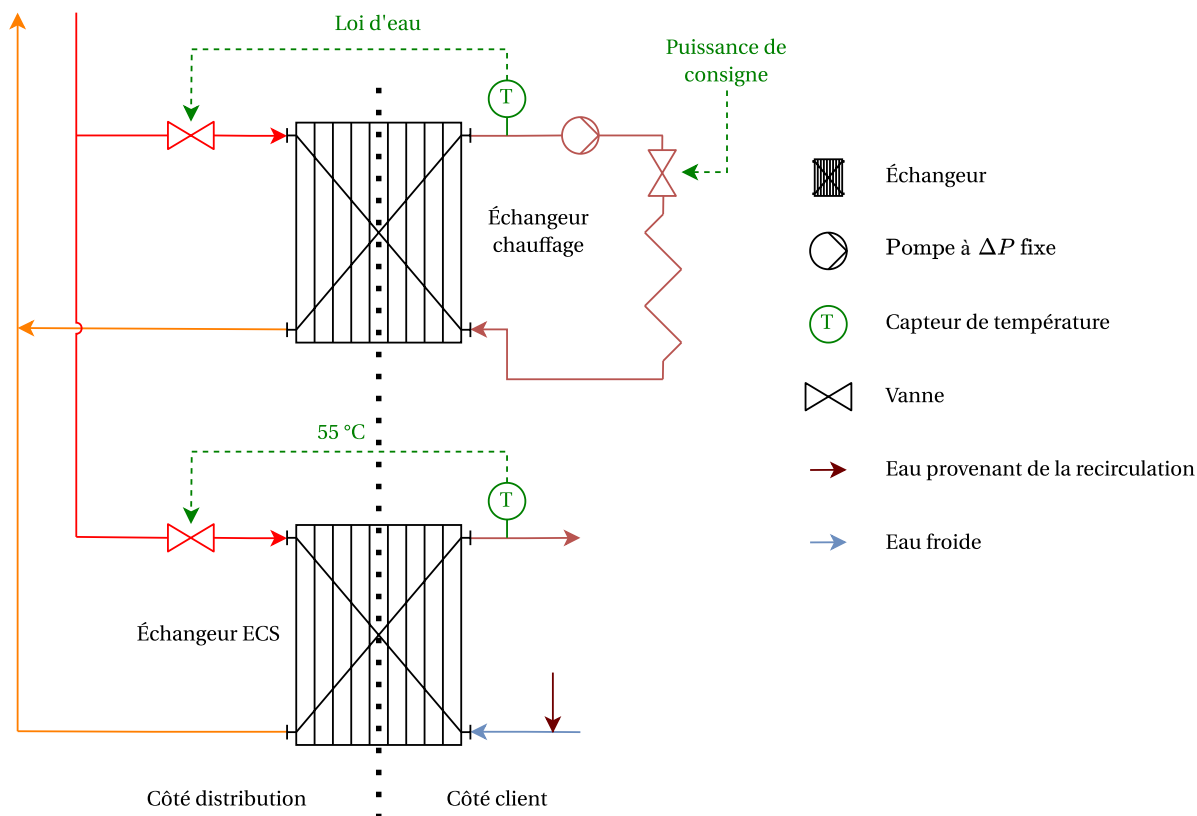


Fig. 3.9 : Schéma de fonctionnement pour une SST avec deux échangeurs en parallèle pour le chauffage et l'ECS - Configuration V2

3.5.4 Trois échangeurs

Une dernière configuration est modélisée, consistant à utiliser trois échangeurs, dont l'un, dédié aux besoins ECS, est connecté à un stockage ECS (Fig. 3.10). Un premier échangeur est utilisé pour le chauffage, un second échangeur pour l'ECS et un troisième pour le préchauffage de l'ECS. Un stockage ECS est présent entre la boucle de production et l'échangeur ECS. L'échangeur de préchauffage ECS fonctionne lorsque le stockage ECS n'est pas en charge et la vanne de cet échangeur se ferme lorsque le stockage se met en charge (afin de réduire la durée de chargement du stockage ECS). Par rapport aux deux autres configurations présentées précédemment, l'originalité de cette configuration est qu'elle permet de diminuer la température à fournir par la production lorsque le stockage ECS est en décharge (les besoins étant couverts par le stockage). En effet, lorsque ce dernier est en décharge, il fonctionne en circuit fermé avec l'échangeur ECS et est donc « séparé » du reste du réseau.

Le stockage est dimensionné pour chaque SST afin de permettre de fournir les besoins d'ECS aux clients sur une période de 24H sans avoir besoin d'être rechargé.

L'échangeur de préchauffage permet d'épuiser un peu plus les températures de retour de la boucle de distribution et d'augmenter la température en entrée de l'échangeur connecté

au stockage ECS, diminuant ainsi les dimensions du stockage ECS pour fournir les besoins journaliers des clients.

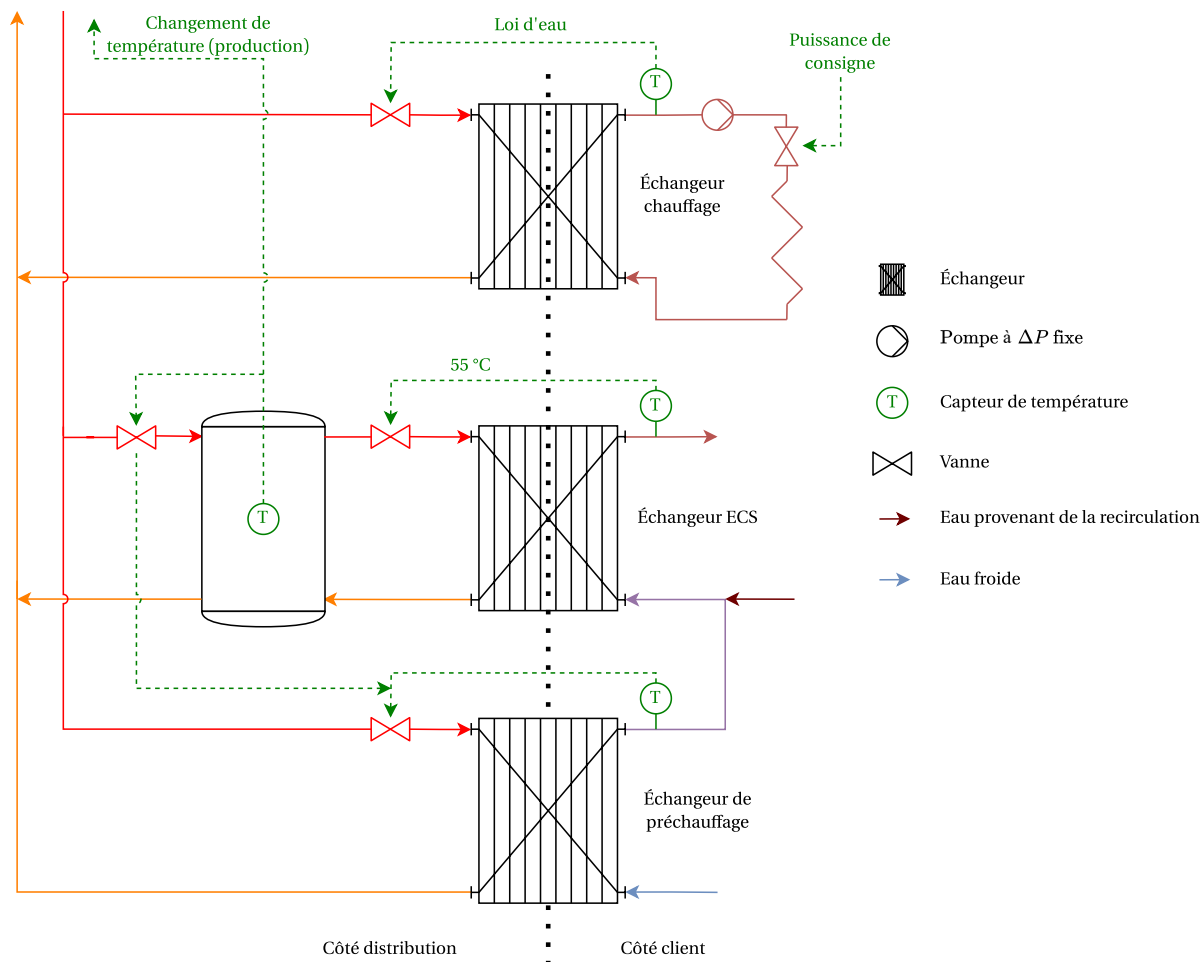


Fig. 3.10 : Schéma de fonctionnement pour une SST avec trois échangeurs en parallèle (pour le chauffage, l'ECS et le préchauffage de l'ECS) - Configuration V3

La régulation est résumée grâce au logigramme de la Fig. 3.11. Une double régulation est à l'oeuvre : d'un côté la régulation normale qui consiste à ce que le stockage se remplisse à une heure donnée, de l'autre le déclenchement du remplissage si la température dans le stockage ne permet plus de fournir les besoins en ECS.

Les températures baissent d'abord dans les couches inférieures du stockage. Lorsque le besoin de recharger le stockage apparaît (horaire de début de stockage atteint ou température dans les strates supérieures du stockage T_h inférieure à 59 °C), un signal est envoyé à la partie production pour que la température en sortie de condenseur augmente. Lorsque cette dernière passe au-dessus d'un certain seuil (59 °C), la phase de remplissage du stockage commence. Cette dernière consiste à imposer un débit afin que le remplissage s'effectue en moins de quatre heures et à fermer la vanne de l'échangeur de préchauffage pour qu'un débit maximal passe par le stockage et accélérer sa charge. Une fois le remplissage terminé, lorsque la température dans le bas du stockage ECS T_b est supérieure à 60 °C, la vanne qui

relie le stockage au reste de la distribution se ferme tandis que celle de préchauffage s'ouvre.

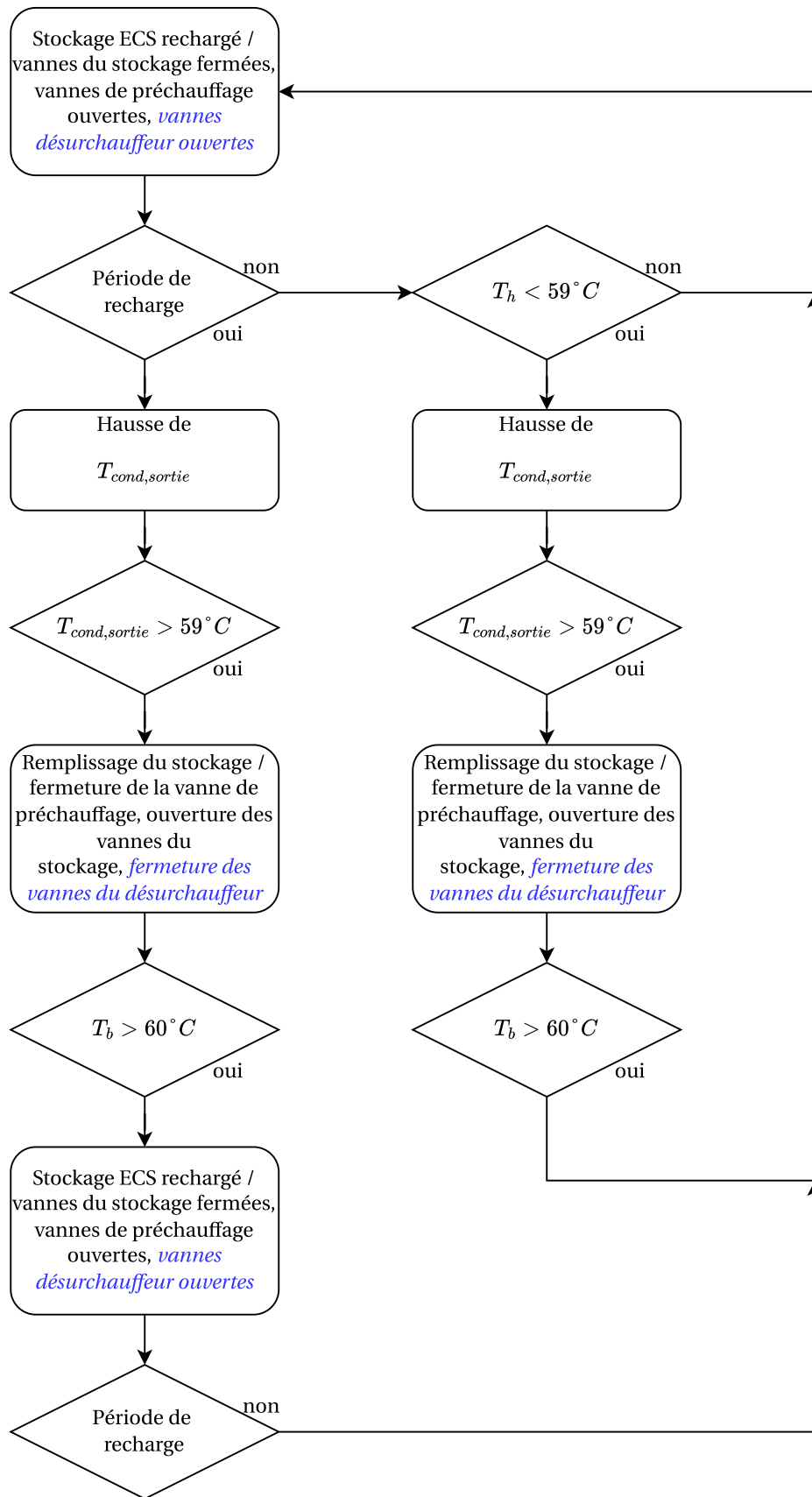


Fig. 3.11 : Logigramme du fonctionnement du stockage ECS, (le texte en bleu s'applique dans le cas où un désurchauffeur est présent)

En cas de présence d'un désurchauffeur, ce dernier est en action lorsque le stockage ECS est en décharge, permettant de diminuer les besoins en stockage ECS tout en maintenant la température au départ de la TFP basse pendant plus longtemps. La Fig. 3.12 est un schéma du fonctionnement d'une SST avec la présence d'un désurchauffeur. Le logigramme de la régulation de la SST est présenté dans la Fig. 3.11

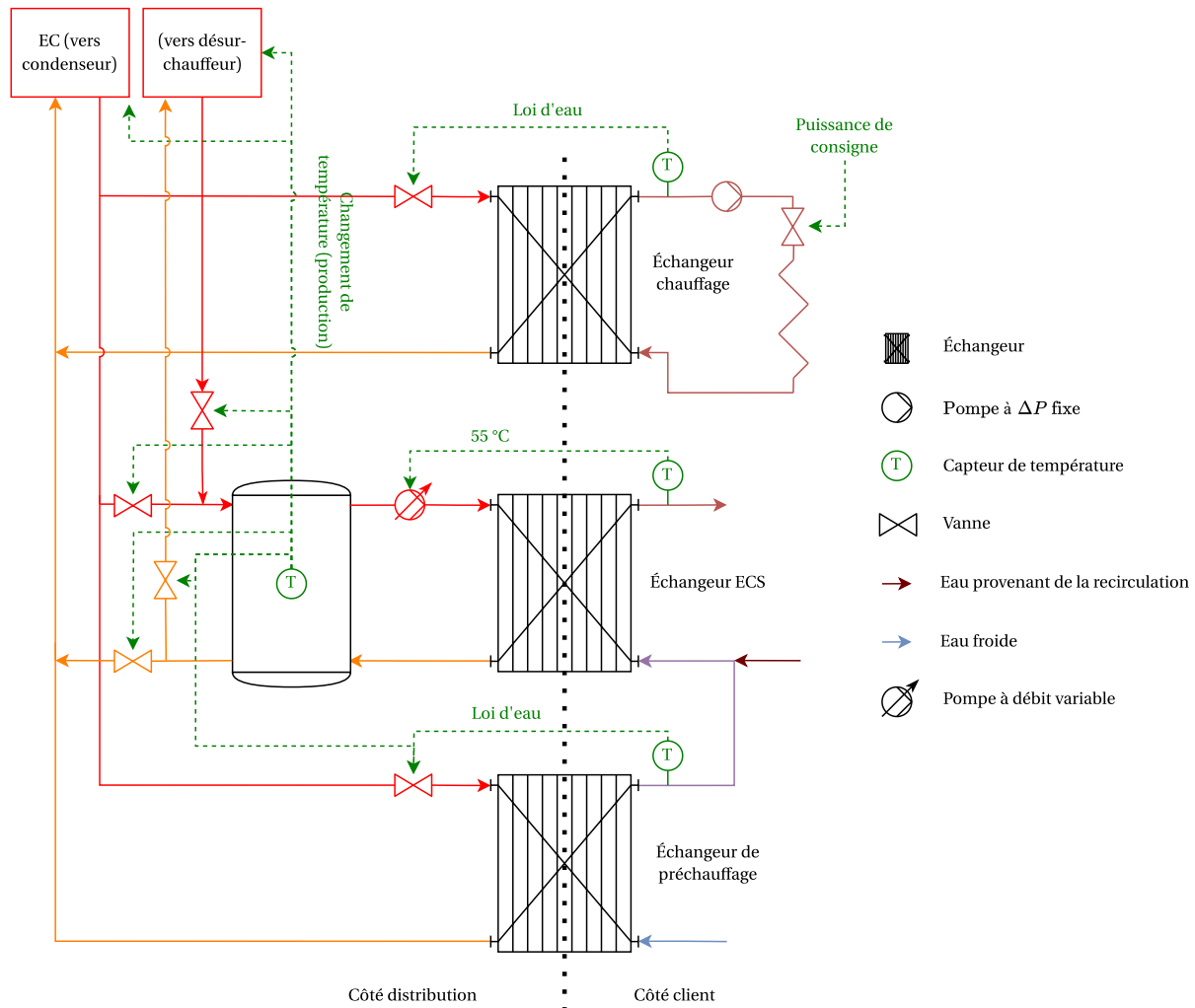


Fig. 3.12 : Schéma de fonctionnement pour une SST avec trois échangeurs en parallèle (pour le chauffage, l'ECS et le préchauffage de l'ECS) et la présence d'un désurchauffeur - Configuration V3

3.5.5 Températures de départ côté client

Les températures de départ côté client dépendent à la fois de la configuration de la SST et des équipements de chauffage présents. Quelle que soit la configuration choisie, la température de départ pour l'ECS côté client doit être maintenue à 55 °C [45].

Pour la configuration V1, la température au départ côté client est maintenue à 58 °C, car il est nécessaire d'assurer la température au départ de l'ECS, même si le chauffage a besoin d'une température de départ inférieure, la régulation consiste à faire varier le débit sur le

circuit de chauffage pour assurer les besoins de chauffage des clients.

Pour la V2, la température de départ côté client de l'échangeur ECS est maintenue à 55 °C. En revanche, la température en sortie d'échangeur peut varier en fonction des équipements de chauffage (radiateur, plancher chauffant, ventilo-convecteur) et de la température extérieure (en suivant une loi d'eau)

Pour la V3, la température de consigne au départ côté client de l'échangeur ECS est maintenue à 55 °C, celle de l'échangeur pour le chauffage suit une loi d'eau qui dépend des équipements de chauffage et de la température extérieure, celle de l'échangeur de préchauffage suit la même loi d'eau que celle suivie pour les équipements de chauffage.

Les températures de départ varient en fonction des équipements. Les ventilo-convecteurs utilisés pour les bâtiments tertiaires peuvent être à différents niveaux de température. Pour le bâtiment résidentiel, en fonction des niveaux de température, deux équipements différents sont utilisés : des radiateurs basse température ou des planchers chauffants pour les niveaux de température les plus bas. Les différents niveaux de température au départ des échangeurs côté client pour chacune des variantes sont explicités dans le Tableau 3.2 suivant.

Équipement (Résidentiel) Équipement (Tertiaire)	Radiateur VCV	Radiateur VCV	Plancher chauffant VCV
V1	58	-	-
V2	58	50/40	35/30
V3	-	50/40	35/30

Tab. 3.2 : Loi d'eau au départ du secondaire pour le chauffage en fonction des configurations

Les différentes lois d'eau sont représentées sur la Fig. 3.13.

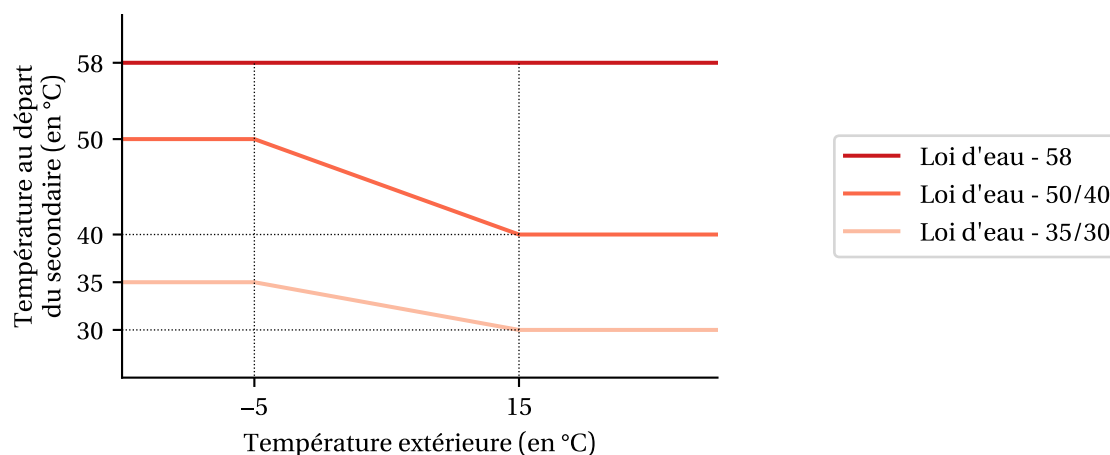


Fig. 3.13 : Les différentes lois d'eau en fonction de la configuration de SST

Pour la V1, un seul niveau de départ est présent car un seul échangeur connecte les

clients au réseau. Le niveau de température côté client doit être suffisant pour assurer les besoins en ECS.

Pour la V3, l'intérêt du stockage est de permettre d'avoir des températures de production plus basses, car les températures permettant de recharger le stockage ne doivent être atteintes que durant une période relativement courte de la journée (4 heures). Par conséquent l'intérêt d'assurer 58 °C pour le chauffage est faible et n'est donc pas étudié. Ce cas de figure reviendrait à utiliser le stockage pour limiter les appels de puissance sur le réseau en cas de forte demande de chauffage, donc en hiver lorsque les besoins en ECS sont faibles par rapport aux besoins de chauffage.

3.5.6 Schémas et régulation des différents équipements de chauffage

Le radiateur (et les équipements de chauffage en général) doivent fournir la puissance nécessaire pour maintenir la température du bâtiment à 20 °C.

Le « bâtiment » est un modèle constitué par un volume d'air à une température initiale de 20 °C. Lorsqu'un besoin apparaît, une puissance est perdue par ce volume d'air, ce qui a pour conséquence de diminuer sa température. L'émetteur de chaleur va alors se mettre en fonctionnement afin de maintenir la température à 20 °C. La puissance est apportée par l'émetteur de chaleur afin de remonter la température du volume d'air.

3.5.6.1 Radiateur et plancher chauffant

La régulation du radiateur est visible sur la Fig. 3.14 : la vanne côté distribution s'ouvre plus ou moins afin d'assurer le respect de la température de départ de l'échangeur côté client. Côté client, une deuxième vanne, dont le rôle est semblable à celui d'une vanne thermostatique, permet de réguler le débit afin que la température de 20 °C chez le client soit respectée.

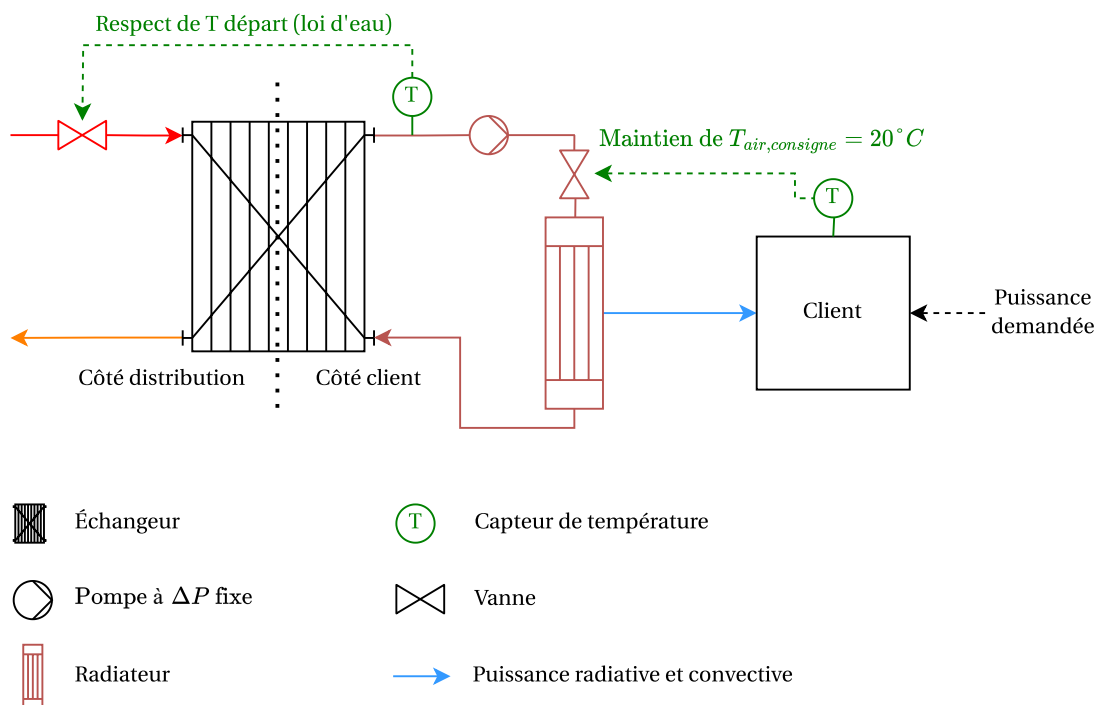


Fig. 3.14 : Régulation du radiateur pour répondre aux besoins en chaud

3.5.6.2 Ventilo-convecteur

Un ventilo-convecteur (VCV) fournit de l'air chauffé (ou refroidi) afin d'assurer le respect d'une température de consigne. Le schéma de fonctionnement est résumé sur la Fig. 3.15 : une première boucle transporte l'eau réchauffée jusqu'aux postes de consommation et cette eau passe ensuite dans un échangeur air/eau. La vanne sur la partie distribution permet de fournir plus ou moins de débit afin de maintenir la température de départ côté client égale à celle de la consigne. Dans cette boucle d'eau, le débit dépend d'une pompe à débit variable, asservie au respect de la température de consigne au départ de l'échangeur pour l'air réchauffé. La dernière boucle est aussi à débit variable, la pompe modulant le débit afin de maintenir une température de $20^\circ C$ dans le bâtiment. La température de consigne dans la boucle d'eau est celle exprimée dans la Section 3.5.5, tandis que dans la boucle d'air, la température de consigne suit la même loi en température que la boucle d'eau moins $2^\circ C$.

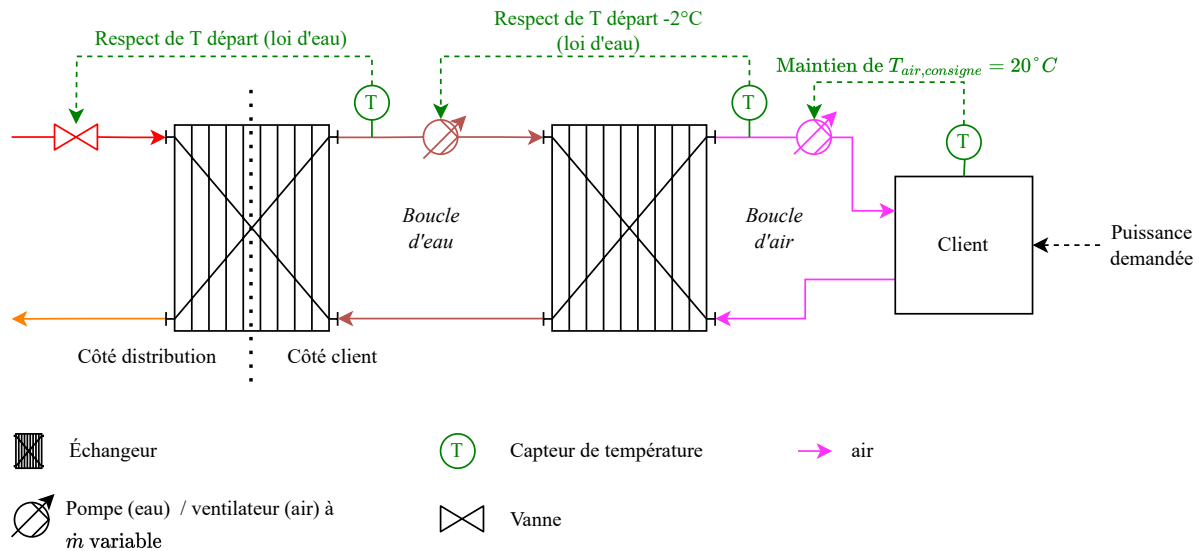


Fig. 3.15 : Régulation d'un VCV pour répondre aux besoins en chaud de la SST

3.5.7 Vannes de by-pass

Un débit minimal doit être maintenu dans le circuit afin d'assurer que la température en tout point du circuit est suffisante, même aux localisations les plus éloignées. Pour assurer ce débit minimal, des vannes de by-pass sont installées dans les SST en parallèle des échangeurs.

3.6 Réseaux modélisés

L'utilisation de l'eau de mer pour les deux architectures étudiées implique le respect de certaines contraintes environnementales, notamment le rejet de l'eau de mer ne peut excéder 30°C et la différence entre la température d'entrée et de sortie de l'eau de mer ne peut dépasser 5°C , afin de limiter l'impact pour la faune marine [175].

La production de chaleur est assurée par une TFP qui produit à la fois de l'eau chaude et de l'eau froide, la puissance produite en trop étant rejetée dans l'EDM. Le modèle utilisé pour la TFP est explicité dans l'annexe G (G.5). Dans ce modèle, la température de sortie de l'évaporateur $T_{\text{evap,sortie}}$ (qui correspond à la température de consigne) est imposée au modèle de la TFP et est égale à 4°C . À partir de cette température de consigne, des températures d'entrée de l'eau froide et de l'eau chaude ainsi que de leur débit, et des performances de la TFP, la puissance à fournir à l'évaporateur et la puissance au condenseur résultante ainsi que la température en sortie du condenseur sont calculées.

La régulation de la partie distribution de ces réseaux vise un triple objectif :

- Maintenir la température de sortie du condenseur à sa valeur de consigne (cette température souhaitée évolue en fonction de la configuration des SST et des équipements des clients)

- Maintenir une différence de température entre l'entrée et la sortie de l'eau de mer inférieure à 5 °C
- Maintenir un débit suffisant dans les boucles de distribution d'eau chaude et d'eau glacée pour assurer les besoins des clients, c'est-à-dire assurer que la température de consigne au départ des échangeurs des différentes SST côté client est respectée

3.6.1 Réseau avec production centralisée

Le RPC est constitué de trois parties :

- Une boucle eau de mer (EDM) constituée d'une pompe qui transporte l'eau salée provenant de la mer jusqu'à deux échangeurs, l'un connecté à la boucle d'eau chaude (EC) appelé «échangeur eau chaude» (ECC), l'autre à la boucle d'eau glacée (EG) appelé «échangeur eau glacée» (ECG)
- Une centrale de production et de distribution constituée par une TFP, un GF et des pompes qui permettent de distribuer la chaleur et/ou le froid produits vers les SST
- Les SST des différents clients

3.6.1.1 Régulation du réseau (seulement une TFP)

La Fig. 3.16 montre la régulation des débits d'eau afin de respecter les trois objectifs cités précédemment.

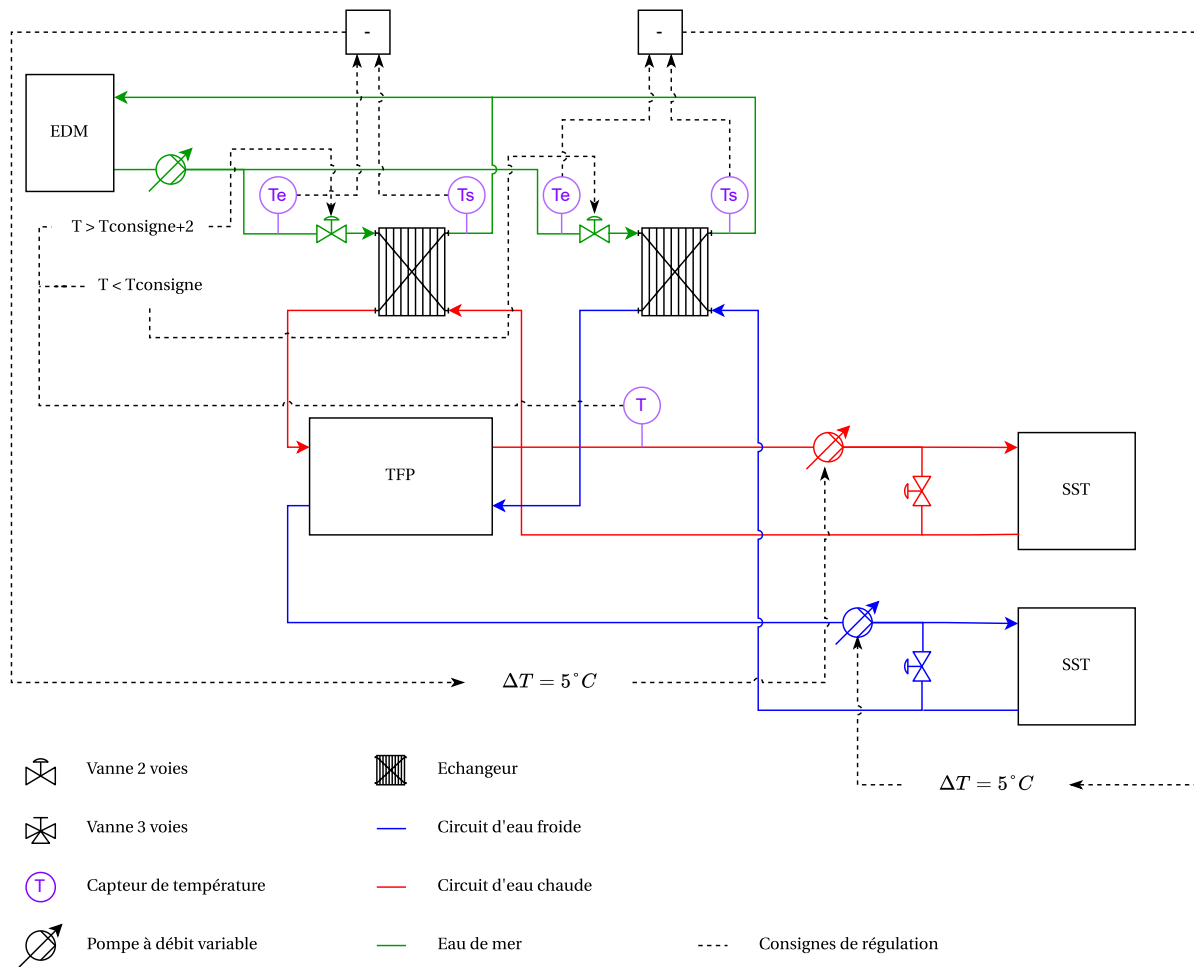


Fig. 3.16 : Régulation du fonctionnement de la production centralisée, avec une seule TFP

La régulation consiste à modifier les débits et les températures qui entrent dans la TFP afin de respecter la température de consigne au départ du condenseur $T_{consigne}$. Les débits sont en plus contraints par le respect de normes environnementales.

Lorsque la température en sortie de condenseur est trop haute ($T_{cond,sortie} > T_{consigne} + 2$), la température en entrée de condenseur est abaissée en faisant varier la vanne qui contrôle le débit de la boucle EDM pour augmenter le débit de l'ECC, ce qui baisse la température de retour de la boucle d'EC. Puisque seule la température d'entrée varie, le débit et la puissance restent presque constants (l'efficacité de la TFP varie très faiblement en fonction des températures), la température en sortie varie également (Équation G.1) pour atteindre la température de consigne.

Lorsque la puissance fournie est trop faible, la température en sortie du condenseur diminue et devient inférieure à la température de consigne ($T_{cond,sortie} < T_{consigne}$). Pour assurer le respect de la consigne, la solution est d'augmenter la différence de température d'entrée du côté évaporateur, ce qui permet, pour un débit constant, et en conservant la température de sortie de l'évaporateur, d'augmenter la puissance fournie à l'évaporateur, et donc celle fournie au condenseur, permettant ainsi de revenir à la température de consigne

côté condenseur. La température en entrée d'évaporateur est augmentée en faisant varier la vanne qui contrôle le débit de la boucle EDM afin d'augmenter le débit de l'ECG, ce qui entraîne une augmentation de la température de retour de la boucle d'EG jusqu'à obtenir la $T_{consigne}$.

Les échanges de chaleur et/ou de froid avec la boucle EDM ont pour conséquence d'augmenter/diminuer la température de l'eau salée de cette dernière. La réglementation impose le maintien d'une température de rejet toujours inférieure à 30 °C et d'une différence entre la température d'entrée et celle de rejet inférieure à 5 °C. L'ECC réchauffe l'eau salée dans la boucle EDM, l'ECG la refroidit. Pour maintenir une différence d'au plus 5 °C, les pompes de distribution situées sur les boucles d'EC et d'EG permettent de faire varier leurs débits. Un débit minimal est nécessaire afin d'assurer le respect des températures de consigne au départ des SST côté client. En plus de ce débit, lorsque la vanne côté EDM de l'ECC est activée, le débit de la pompe du circuit EC varie afin de toujours avoir $T_{EDM,sortie} \leq T_{EDM,entrée} + 5\text{ °C}$, de même lorsque la vanne côté EDM de l'ECG est activée, le débit de la pompe du circuit EG varie afin de toujours avoir $T_{EDM,sortie} \geq T_{EDM,entrée} - 5\text{ °C}$. Le surplus de débit passe par les vannes de by-pass.

La régulation est résumée par le schéma de la Fig. 3.17 suivante :

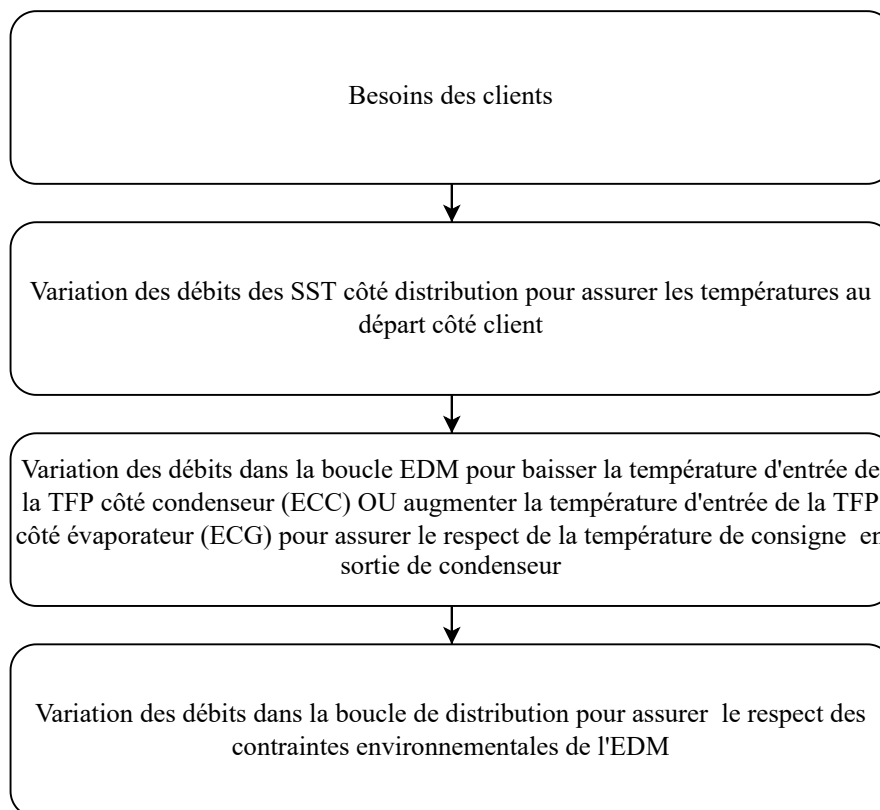


Fig. 3.17 : Résumé de la régulation du fonctionnement de la production centralisée, avec une seule TFP

Ce schéma permet de voir les éléments qui vont influencer les performances du réseau.

3.6.1.2 Régulation du réseau (avec TFP et GF)

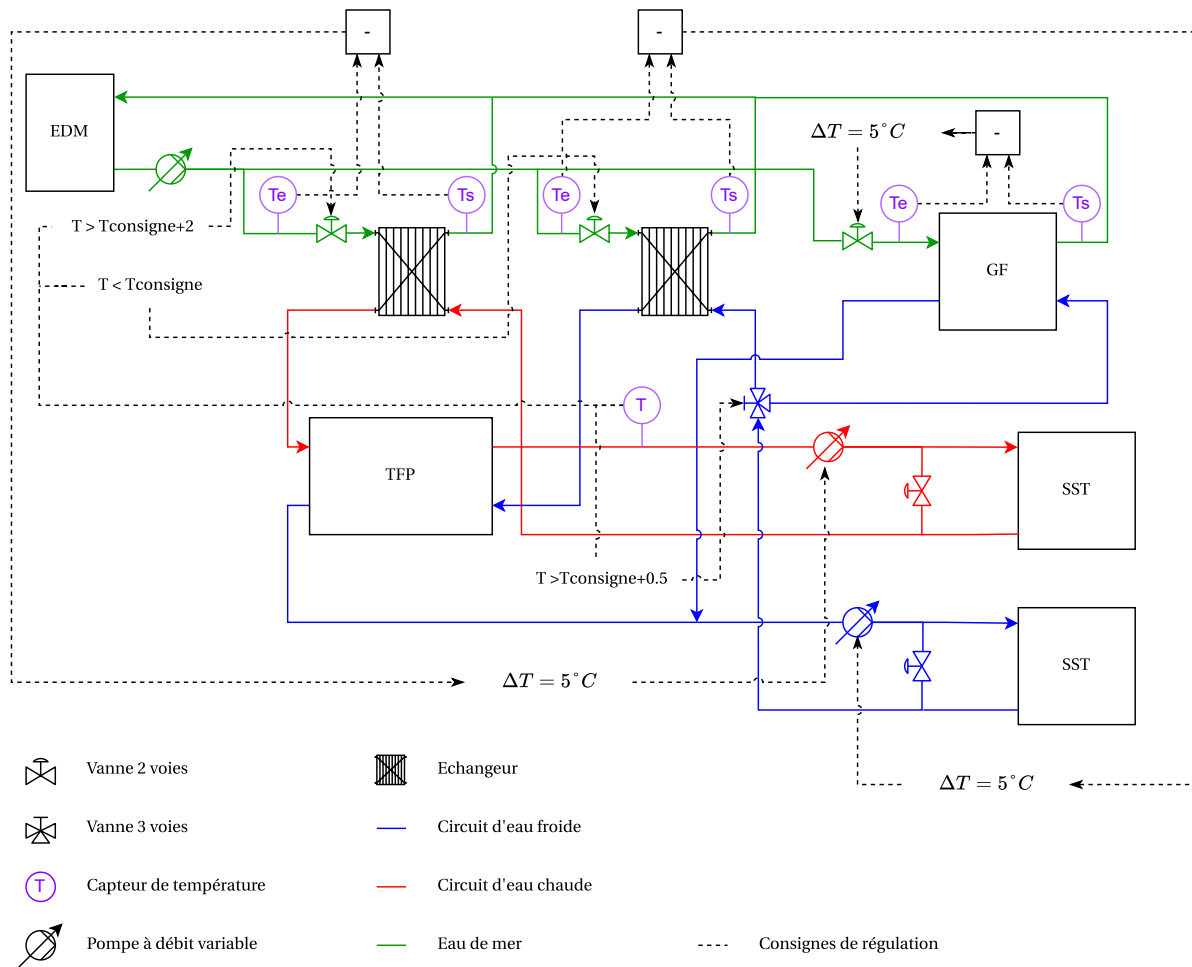


Fig. 3.18 : Régulation du fonctionnement de la production centralisée, avec une TFP et un GF

Dans le cas où un GF est ajouté, permettant d'améliorer la performance des machines de production, comme on peut le voir sur la Fig. 3.18, la TFP est utilisée uniquement pour produire de l'eau chaude, et produit de l'eau glacée uniquement pour compenser la production d'eau chaude. Le reste de la production d'eau glacée est assurée par le GF. Le GF est connecté directement à la boucle d'EDM, sans passer par un échangeur supplémentaire.

Lorsque les besoins en chaud sont équivalents à ceux en froid, la température en sortie de condenseur demeure égale à la température de consigne grâce à l'action unique de la TFP. Ainsi, lorsque $T_{cond,sortie}$ est maintenue dans la fourchette $T_{consigne} < T_{cond,sortie} < T_{consigne} + 2^{\circ}\text{C}$, aucun échangeur (ni ECC, ni ECG) n'est en action. Lorsque les besoins de puissance en froid deviennent supérieurs à ceux en chaud, $T_{cond,sortie}$ augmente, car la puissance fournie \dot{Q}_{cond} est supérieure à la puissance nécessaire pour répondre aux besoins en chaud des SST. Il devient alors intéressant de compenser cette demande de puissance en froid supplémentaire avec un GF qui possède un meilleur COP.

La vanne trois voies (V3V) présente sur le retour du circuit de distribution d'EG permet de réguler la répartition du débit entre la TFP et le GF afin de maintenir $T_{cond,sortie} \leq T_{consigne} + 0,5^{\circ}\text{C}$. La vanne du côté de la boucle d'EDM est régulée afin de maintenir une différence de température d'au plus 5°C .

3.6.1.3 Les SST

Les SST, constituées en fonction des besoins des clients d'un ou de plusieurs échangeurs pour répondre aux besoins en chaud (pour le chauffage et/ou l'ECS) (Section 3.5) et en froid sont présents au pied de chacun des bâtiments.

3.6.2 Réseau avec production décentralisée

À la différence du réseau centralisé, la production d'eau chaude et d'eau froide se fait dans des îlots de production décentralisés, proche des lieux de consommation (Section 1.1.1.6). Une nouvelle boucle fait son apparition, la boucle d'eau tempérée (BT), dont la température est proche de celle de la température de l'eau de mer.

3.6.2.1 Régulation du réseau

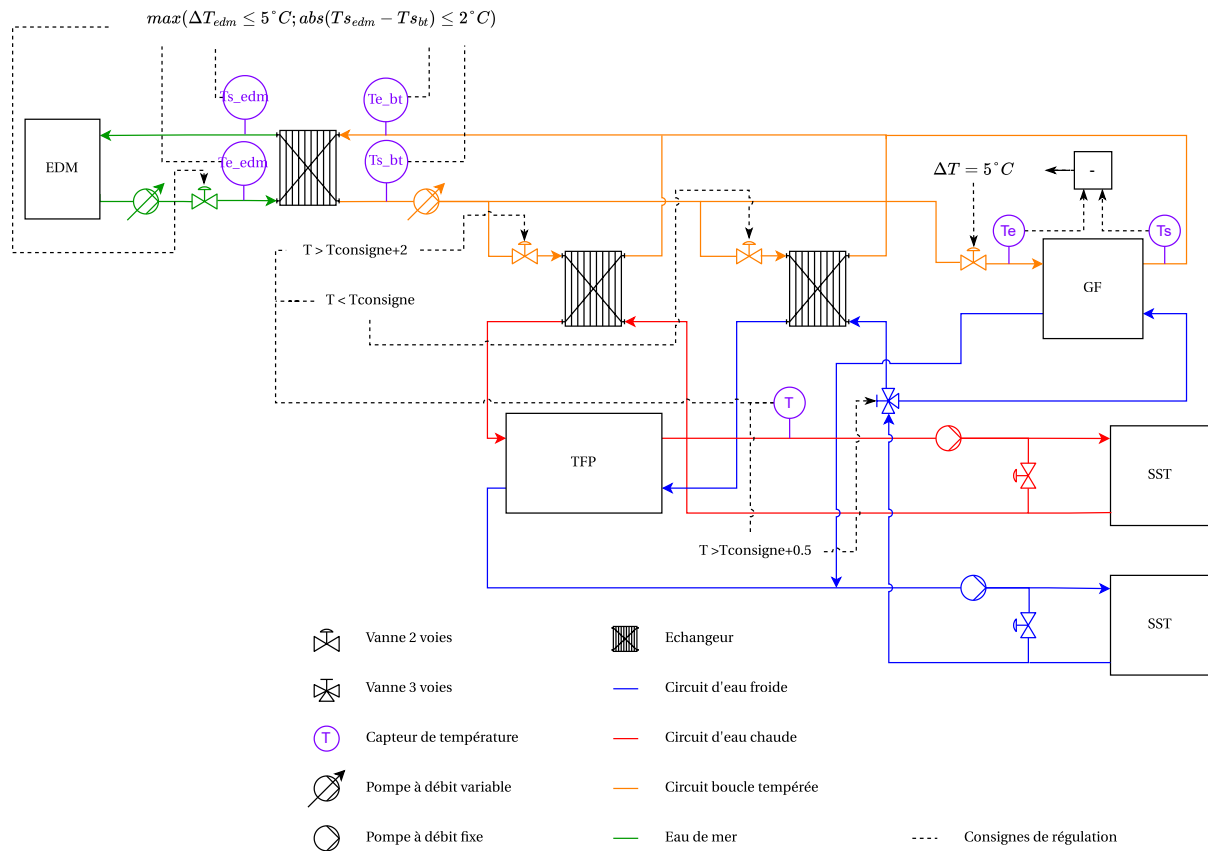


Fig. 3.19 : Régulation du fonctionnement de la production décentralisée, avec une TFP et un GF (un seul îlot est représenté)

Le RPD a une régulation différente de celle du RPC. Les pompes des circuits d'EC et d'EG dans les îlots sont à débit constant (le débit est cependant différent en fonction de la saison). Comme pour le réseau avec PC, la température de sortie de l'eau glacée suit la consigne et la régulation intervient pour maintenir la température $T_{cond,sortie}$ de la TFP. La régulation de cette température se fait à l'aide des deux échangeurs connectés à la BT et aux circuits d'eau chaude (ECG) et d'eau glacée (EGC) de l'îlot. Comme pour le RPC, la vanne côté BT de l'ECC s'ouvre pour maintenir $T_{cond,sortie} < T_{consigne} + 2^\circ C$, tandis que la vanne côté BT de l'ECG permet de maintenir $T_{cond,sortie} \geq T_{consigne}$.

Afin de respecter la contrainte réglementaire $\Delta T_{EDM} \leq 5^\circ C$ entre les températures d'entrée et de sortie, la vanne côté EDM s'ouvre lorsque $\Delta T_{EDM} > 5^\circ C$.

Une autre régulation qui s'applique à la vanne d'entrée de l'EDM permet de maintenir $|\Delta T_{BT,sortie} - T_{EDM,entre}| \leq 2^\circ C$ afin d'assurer que la BT demeure à une température proche de la température ambiante.

La distribution est en parallèle, c'est-à-dire que l'eau arrivant dans chacun des îlots via la boucle tempérée est à la même température, aux pertes/gains thermiques près, pour tous les îlots.

Un résumé de la régulation est présenté sur la Fig. 3.20

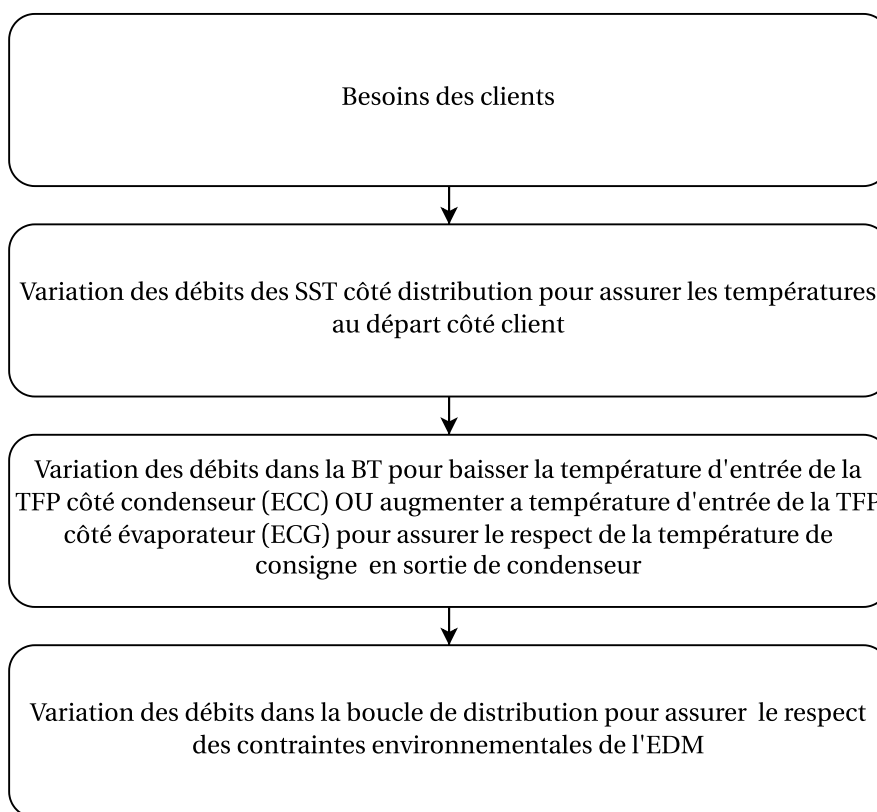


Fig. 3.20 : Résumé de la régulation du fonctionnement de la production décentralisée

3.6.3 Variante avec la présence d'un GF

Une variante avec l'utilisation d'un GF est modélisée. La régulation est la même que pour le RPC, à savoir l'utilisation d'une vanne trois voies sur le circuit d'EG de l'îlot qui assure que $T_{cond,sortie} \leq T_{consigne} + 0,5^{\circ}\text{C}$. Du côté de la BT, une régulation est mise en place afin d'assurer que la différence de température entre l'entrée et la sortie du GF au condenseur est égale à 10°C . Cette différence de température est choisie, car c'est celle qui, parmi les différentes variantes testées, à savoir 5, 10 et 15°C , permet d'obtenir les meilleures performances. Ainsi, une différence de température de 5°C permet d'avoir une température en sortie de condenseur plus faible, ce qui améliore les performances de la machine frigorifique, mais dégrade les performances globales en augmentant l'énergie fournie par la pompe pour faire circuler un débit plus important et vaincre des pertes de charge accrues.

3.6.4 Variante avec la présence d'un désurchauffeur

La présence d'un désurchauffeur, dans le cas où un stockage ECS est présent, permet de maintenir l'eau de ce dernier à une température suffisante pendant plus longtemps pour

assurer les besoins en ECS et donc de limiter le temps pendant lequel la TFP doit produire de l'eau à plus haute température pour remplir le stockage.

Le désurchauffeur de la TFP entre en action dès que le stockage ECS est rechargé, donc dès que la température en sortie de condenseur de la TFP diminue, ce désurchauffeur fournissant une puissance à une température suffisante pour répondre aux besoins d'ECS. Il permet ainsi de ralentir la décharge du stockage ECS.

La puissance produite par le désurchauffeur est cependant assez faible et ne peut produire d'eau chaude en quantité suffisante pour la production ECS en instantané. Pour cette raison, la variante avec désurchauffeur n'est utilisée que lorsque les SST qui fournissent de l'ECS possèdent un stockage.

Pour un réseau centralisé, l'utilisation d'un troisième tube de distribution d'eau chaude pour l'ECS alimenté par un désurchauffeur entraînerait des surcoûts importants qui ne pourraient être rentabilisés.

Ainsi, l'utilisation d'un désurchauffeur est réservée dans cette étude au RPD avec la variante de SST V3. La régulation assure que la température de départ du désurchauffeur est maintenue à 61°C, température suffisante pour charger le stockage ECS.

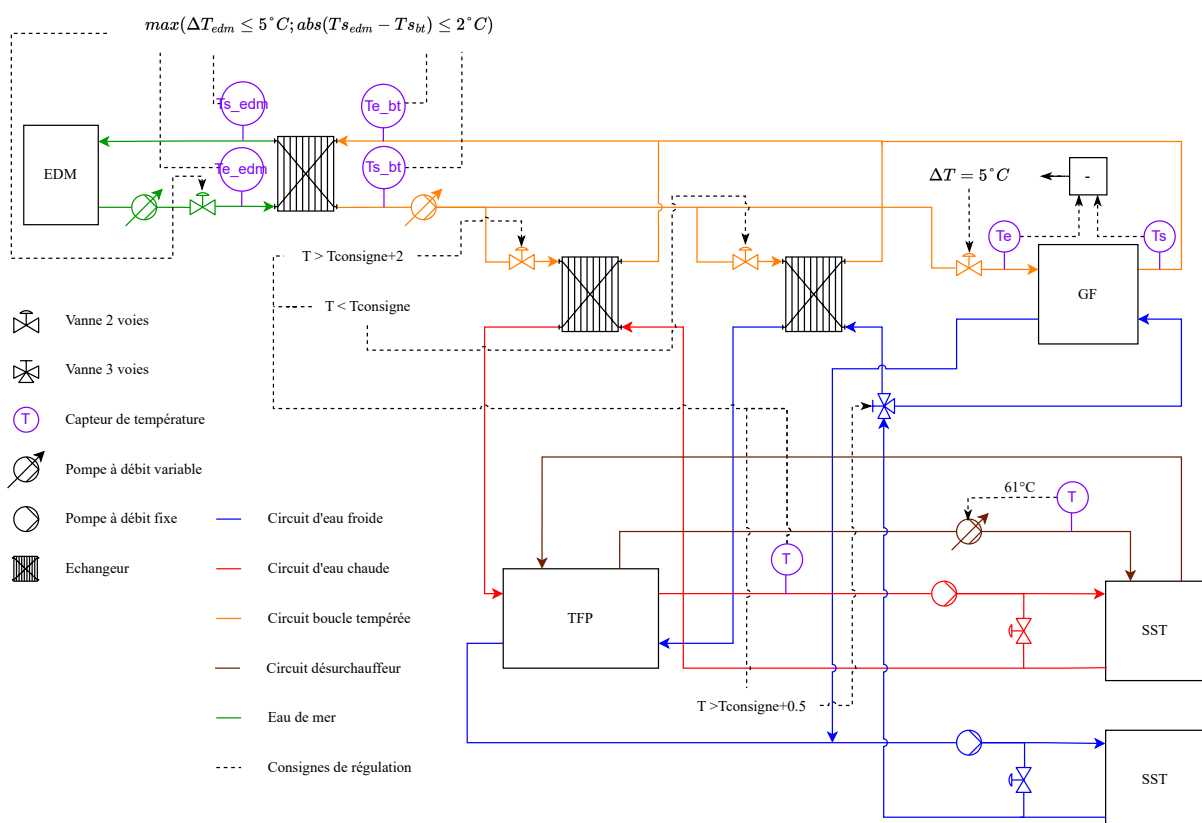


Fig. 3.21 : Résumé de la régulation du fonctionnement de la production décentralisée avec présence d'un désurchauffeur

La Fig. 3.21 montre le fonctionnement d'un îlot avec présence d'un désurchauffeur. Le modèle de SST pour la boucle d'EC est représenté dans la Fig. 3.12.

3.6.4.1 Les îlots de production

Les îlots de production, dont la position est indiquée sur la Fig. 3.22, ont été créés au pied des bâtiments afin de limiter les pertes thermiques. Il a été choisi de raccorder les bâtiments B, C, D, E, F à un même îlot (l'îlot 2), car ces bâtiments sont proches les uns des autres, chaque bâtiment étant situé à moins de 100 m de son voisin le plus proche. L'îlot 2 fournit les besoins en chaud et/ou en froid des bâtiments. L'îlot 1 fournit les besoins en chaud du bâtiment A, l'îlot 3 les besoins en chaud et en froid du bâtiment G et le 4 ceux du bâtiment H. Pour rappel, la position des différents bâtiments est visible sur la Fig. 3.1 et leur fonction dans le Tableau 3.1. Les besoins des clients pour l'îlot 2 sont disponibles dans l'annexe E (E.2), pour les autres îlots, les besoins des îlots sont les mêmes que ceux des bâtiments.

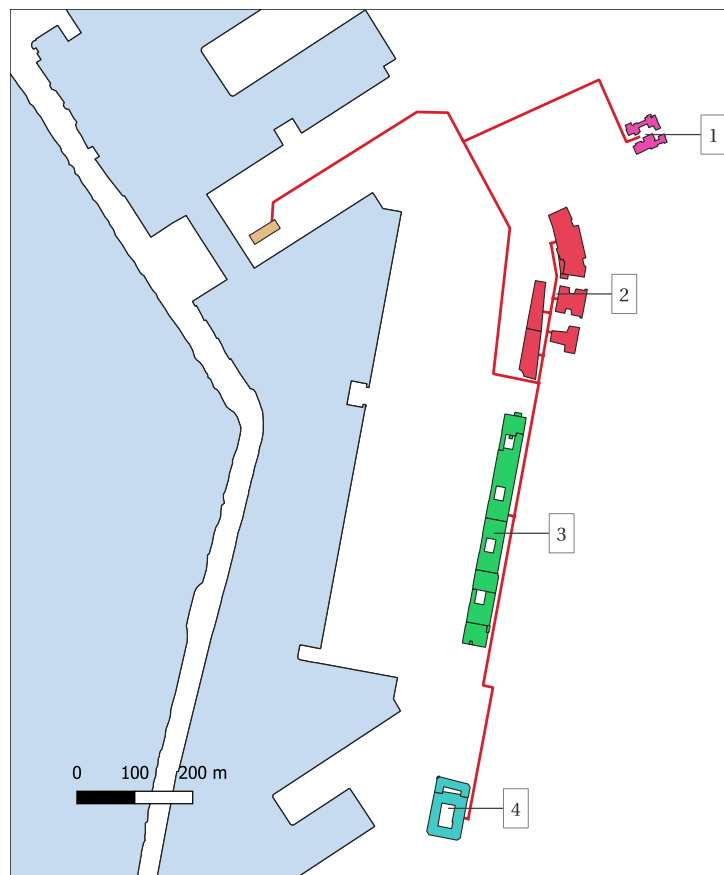


Fig. 3.22 : Îlots pour la production décentralisée de chaud et de froid

La séparation entre les différents îlots s'est faite en fonction de la proximité des clients les uns par rapport aux autres.

3.7 Indicateurs de performance

Le premier indicateur énergétique retenu pour comparer les différentes solutions lors des saisons étudiées est le coefficient de performance des machines de production.

Le COP des machines de production est :

$$COP_{Prod} = \frac{Q_{SST(EC)} + Q_{SST(EG)}}{E_{TFP} + E_{GF}} \quad (3.6)$$

Avec $Q_{SST(EC)}$ les besoins en chaud des consommateurs (pour l'ECS et le chauffage) et $Q_{SST(EG)}$ les besoins en froid. E_{TFP} est l'énergie électrique fournie aux TFP, E_{GF} l'énergie électrique fournie aux GF. Pour l'architecture décentralisée, au moins une TFP est présente pour chaque îlot.

Les besoins des consommateurs en froid et en chaud restent constants, quelles que soient l'architecture du réseau et la variante de SST choisie. Les variations de COP_{Prod} sont liées à deux paramètres :

- La température en sortie de condenseur, puisque la température en sortie de l'évaporateur demeure constante
- La quantité d'énergie produite afin de compenser les pertes thermiques

Le second indicateur énergétique est le coefficient de performance global du système, COP_{global} , qui prend également en compte les consommations électriques liées à l'utilisation des différentes pompes :

$$COP_{global} = \frac{Q_{SST(EC)} + Q_{SST(EG)}}{E_{TFP} + E_{GF} + E_{pompes}} \quad (3.7)$$

Ce second indicateur représente la quantité d'énergie électrique consommée par le système pour répondre aux besoins des consommateurs.

3.8 Résumé des cas simulés

Comme on a déjà pu le voir au début de ce chapitre, deux architectures principales sont analysées. Pour chacune des architectures, différentes configurations de SST sont étudiées, avec différents niveaux de température. Un récapitulatif des cas simulés est présenté dans le Tableau 3.3 suivant :

Configuration SST	Émetteur ¹ (Résidentiel)	GF	Désur- chauffeur ²	T départ TFP ³	T départ secondaire (chauffage)	Nom
V1 1 échangeur	R	-	-	61 °C	58 °C	V1_58
	R	✓	-	61 °C	58 °C	V1_gf_58
V2 2 échangeurs : - Chauffage - ECS	R	-	-	61 °C	58 °C	V2_58
	R	-	-	61 °C	50/40 °C	V2_50
	PC	-	-	61 °C	35/30 °C	V2_35
	R	✓	-	61 °C	58 °C	V2_gf_58
	R	✓	-	61 °C	50/40 °C	V2_gf_50
V3 Stockage ECS et 3 échangeurs : - Chauffage - ECS - Préchauffage	PC	✓	-	61 °C	35/30 °C	V2_gf_35
	R	-	-	61 °C - 53/43 °C	50/40 °C	V3_50
	PC	-	-	61 °C - 38/33 °C	35/30 °C	V3_35
	R	✓	-	61 °C - 53/43 °C	50/40 °C	V3_gf_50
	PC	✓	-	61 °C - 38/33 °C	35/30 °C	V3_gf_35
	R	-	✓	61 °C - 53/43 °C	50/40 °C	V3_des_50
	PC	-	✓	61 °C - 38/33 °C	35/30 °C	V3_des_35
	R	✓	✓	61 °C - 53/43 °C	50/40 °C	V3_des_gf_50
PC	✓	✓	61 °C - 38/33 °C	35/30 °C	V3_des_gf_35	

Tab. 3.3 : Récapitulatif des différentes configurations

Dans la suite de ce chapitre, «V3_des_gf_50» correspond à la configuration V3, avec présence d'un désurchauffeur, d'un GF, avec la plage 50/40 comme consigne de température au départ du secondaire pour le chauffage.

La température au départ du condenseur de la TFP est fixée à 61 °C. Cette température permet d'assurer dans le RPC le respect de la consigne au départ des échangeurs côté client, en particulier pour l'ECS.

3.9 Résultats issus des simulations

La production issue du condenseur Q_{cond} , à laquelle s'ajoute l'énergie produite par la pompe du circuit d'eau chaude $E_{pompe,EC}$ (qui augmente la température de l'eau), permet d'assurer les besoins en chaud des SST $Q_{SST(EC)}$ et de compenser les pertes thermiques de distribution du circuit d'eau chaude ($Pertes_{th.}(EC)$). Lorsque la production de chaleur est supérieure aux besoins de chaleur, le surplus Q_{EC} est évacué directement dans la boucle EDM dans le cas de la production centralisée, ou dans la BT pour la production décentralisée, à travers l'échangeur de chaleur ECC pour les surplus de la TFP et directement par le condenseur pour le GF.

On a donc :

¹R : Radiateur, PC : Plancher chauffant

²Uniquement dans le cas du RPD

³Pour la V3, les niveaux de température correspondent au moment où le stockage est en charge/chargé

$$Q_{cond} + E_{pompe,EC} = Q_{SST(EC)} + Pertes\ th.\ (EC) + Q_{EC} \quad (3.8)$$

De manière similaire, La production issue des évaporateurs Q_{evap} ($Q_{evap} = Q_{evap,GF} + Q_{evap,TFP}$), à laquelle se soustrait cette fois-ci l'énergie produite par la pompe du circuit d'eau glacée, permet d'assurer les besoins en froid des SST $Q_{SST(EG)}$ et de compenser les pertes thermiques de distribution du circuit d'eau glacée ($Pertes\ th.\ (EG)$), le surplus Q_{EG} , issu de l'échangeur ECG, étant évacué dans la boucle EDM ou dans la BT, ce qui permet d'obtenir :

$$Q_f - E_{pompe,EG} = Q_{SST(EG)} + Pertes\ th.\ (EG) + Q_{EG} \quad (3.9)$$

Pour les variantes V1 et V2, les pertes thermiques sont les pertes thermiques des canalisations entre la production et les consommateurs. Pour la variante V3, les pertes thermiques incluent également les pertes liées au stockage de l'ECS.

$$Pertes\ th.\ (EC) = Pertes\ th.\ (tuyaux) + Pertes\ th.\ (stockage\ ECS) \quad (3.10)$$

Pour les variantes V1 et V2, pour chaque SST, l'énergie consommée côté client est égale à l'énergie fournie côté distribution. Pour la V3 en revanche, un décalage dans la consommation est induit par la présence du stockage ECS : au moment où il est chargé, l'énergie fournie du côté distribution est supérieure à l'énergie consommée, le stockage permettant de répondre à des besoins futurs. Pour comparer les différentes variantes, l'énergie prise en compte est l'énergie fournie par la production aux échangeurs pour assurer les besoins présents (et futurs pour la V3) des consommateurs. Ainsi, pour la V3, on considère que l'énergie produite pour charger le stockage ECS sera utilisée par les consommateurs, à l'exception d'une partie de cette énergie qui sera dissipée à cause des pertes du stockage ECS. On obtient donc :

$$Q_{SST(EC)} = \text{Énergie fournie par la production à la SST} - Pertes\ th.\ (stockage\ ECS) \quad (3.11)$$

3.9.1 Réseau avec production centralisée

Dans cette partie, les performances du système avec production centralisée sont analysées pour chacune des saisons évoquées précédemment (hiver, printemps, été).

3.9.1.1 Hiver

Pour la période hivernale, la présence d'un GF sur la performance globale du système est négligeable. En effet, ce dernier est actif lorsque la puissance nécessaire sur le réseau

d'EG est supérieure à celle nécessaire sur le réseau d'EC. Or, en hiver, les besoins en chaud sont bien supérieurs à ceux en froid (Fig. 3.2).

	V1	V2			V3	
	V1_58	V2_35	V2_50	V2_58	V3_35	V3_50
$E_{pompe,EDM}$	8565	8517	8516	8568	9299	9110
$E_{pompe,EC}$	6931	5527	5771	6994	4186	4924
$E_{pompe,EG}$	719	489	466	472	889	675
E_{TFP}	172316	171488	171329	172258	149846	154569
E_{GF}	0	0	0	0	0	0
$E_{électrique}$	188534	186022	186083	188294	164221	169279
Q_{cond}	576639	573649	573405	576448	580004	578926
Q_{evap}	404323	402160	402076	404189	430158	424357
$Q_{SST(EC)}$	562913	563067	562911	562925	563236	562621
$Q_{SST(EG)}$	62429	62423	62429	62430	62437	62436
Pertes th. (EC)	20658	16109	16264	20517	20220	21070
Pertes th. (EG)	-1198	-1197	-1196	-1196	-1197	-1197
Q_{EC}	0	0	0	0	733	159
Q_{EG}	342372	340446	340378	342484	368091	362462
$COP_{production}$	3,629	3,647	3,65	3,63	4,175	4,044
COP_{global}	3,317	3,362	3,361	3,321	3,81	3,692
Classement COP	6	3	4	5	1	2

Tab. 3.4 : Tableau de synthèse avec, pour chaque configuration de SST, les énergies consommées E , les besoins thermiques des SST Q_{SST} et les déperditions thermiques $Pertes\ th.$ (kWh) ainsi que les COP sur la période hivernale

Comme on peut le voir à partir du Tableau 3.4, les COP sont très proches entre les configurations V1 et V2, quelle que soit la température au départ pour V2.

On peut aussi remarquer que les besoins $Q_{SST(EC)}$ varient entre les configurations V1 et V2 et la configuration V3. Pour la configuration V3, les vannes de by-pass peuvent être évitées.

Description du comportement du système à travers la V1

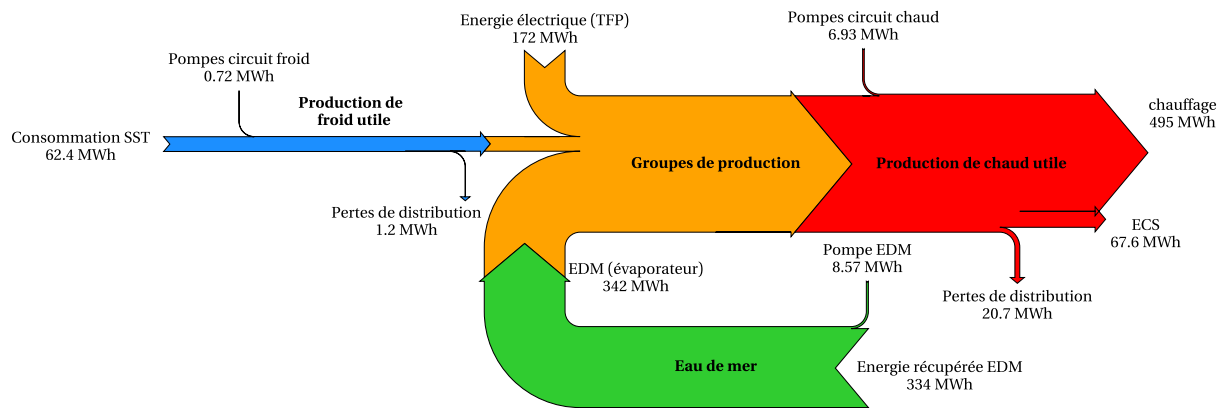


Fig. 3.23 : Diagramme de Sankey pour la configuration V1_58 en hiver représentant les différents postes de de production et de consommation de chaud et de froid

Comme le montre la Fig. 3.23, les besoins en froid sont très faibles par rapport à ceux en chaud. Un apport d'eau à une température plus chaude que celle du circuit d'EG grâce au circuit d'EDM permet d'augmenter la température de l'eau qui entre dans l'évaporateur de la TFP et donc la différence de température entre l'entrée et la sortie de ce dernier, afin de produire l'eau chaude au condenseur pour le circuit d'EC et répondre aux besoins en chaud des SST.

Les consommations électriques sont liées au fonctionnement des différentes pompes et des machines de production d'EC et d'EG. La TFP représente le plus important poste de consommation d'électricité. En hiver, lorsque les besoins en EC sont bien supérieurs à ceux en EG, l'EG produite par la TFP (produite dans les mêmes ordres de grandeur que l'EC) doit être évacuée, ce qui explique l'importance de la consommation électrique de la pompe EDM. Les pertes thermiques dans le réseau de distribution reflètent la consommation de chaleur et de froid au niveau des SST : les consommations en froid sont très faibles, donc le débit d'eau glacée dans le circuit de distribution est également faible, les pertes thermiques dans le circuit d'eau glacée sont donc très faibles par rapport à celles de la boucle d'EC.

Comparaison entre V1 et V2_58

La température de consigne côté client au départ de l'échangeur est la même, fixée à 58 °C (pour la V2, cette consigne est présente pour le chauffage et l'ECS). Cependant, pour une SST donnée, les températures d'entrée et de sortie côté réseau sont différentes, comme le montre la Fig. 3.24.

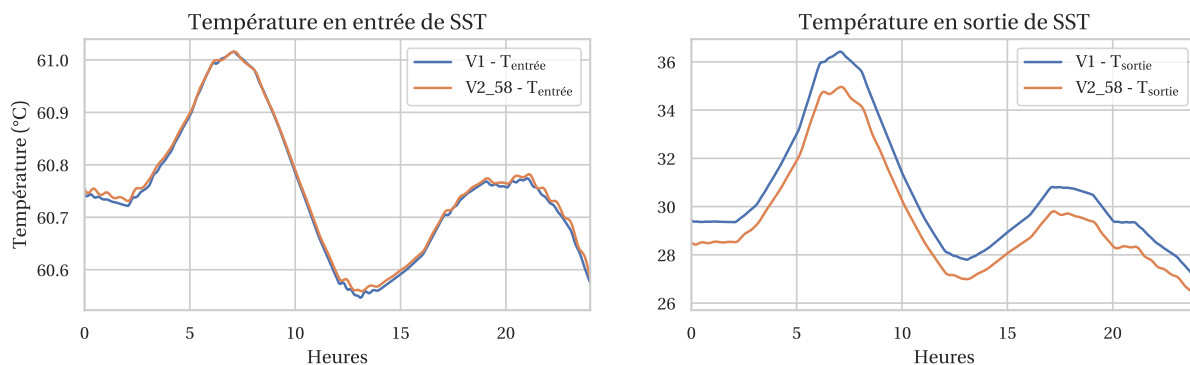


Fig. 3.24 : Comparaison des niveaux de température côté réseau en entrée et en sortie pour les variantes V1 et V2_58, pour une SST fournissant à la fois les besoins en chauffage et pour l’ECS, sur une journée

Les observations issues de la Fig. 3.24 sont confirmées par les températures moyennes en entrée et en sortie de la SST, fournies par le Tableau 3.5 :

	$T_{\text{entrée}} \text{ (}^\circ\text{C)}$	$T_{\text{sortie}} \text{ (}^\circ\text{C)}$
V1	60,62	30,92
V2_58	60,62	29,86
ΔT	0,0	1,06

Tab. 3.5 : Températures moyennes en entrée et en sortie sur une période de trois semaines

La température d’entrée dans la SST est légèrement différente pour deux raisons liées au débit qui est différent entre les deux configurations. D’une part, la différence de débit a une incidence sur les pertes thermiques dans les canalisations. D’autre part, les pertes de charge ne sont pas les mêmes, ce qui modifie la puissance à fournir par la pompe et donc la température à l’entrée du circuit de distribution.

La température de sortie de la V1 sera toujours supérieure ou égale à celle de la V2, à température d’entrée égale, à cause de la présence d’un échangeur supplémentaire pour l’ECS, comme illustré par l’exemple ci-dessous (Fig. 3.25) avec les mêmes températures de consigne pour le chauffage et l’ECS.

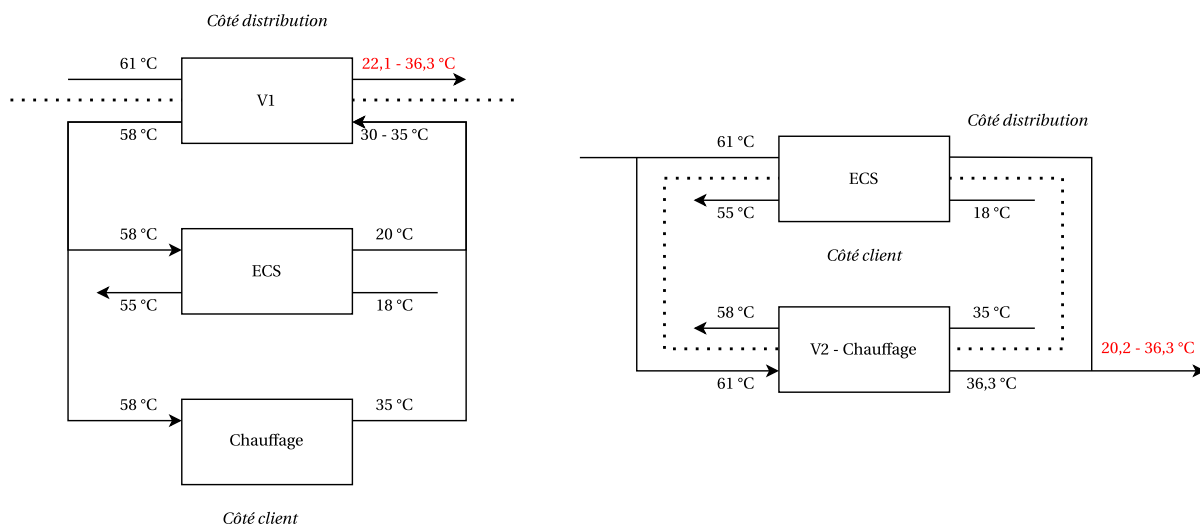


Fig. 3.25 : Différence de température en sortie pour V1 et V2_58 avec les mêmes conditions pour l'ECS et le chauffage, pour une efficacité d'échangeur de 0.95

Comme le montre le Tableau 3.5, la différence de température entre l'entrée et la sortie de la SST est plus importante pour la V2_58 que pour la V1, le débit nécessaire est donc inférieur. La différence de température entraîne une différence des pertes thermiques en aval de la SST, la différence de débit entraîne une différence de pertes de charge et la différence de débit combinée à la différence de pertes de charge entraînent une différence de puissance consommée sur la pompe et une différence de température de l'eau du circuit de distribution (puissance injectée par la pompe).

Cependant, en hiver, les configurations V1 et V2_58 sont équivalents, les différences entre ces deux variantes étant très faibles.

Comparaison entre les différentes variantes de la V2

Plus la température de consigne au départ de l'échangeur pour le chauffage diminue, moins le volume d'eau nécessaire est important. En effet, la température au départ de la TFP demeure à 61 °C, mais la température de départ secondaire de l'échangeur pour le chauffage est plus basse, la température de retour de l'échangeur varie elle faiblement (par rapport à la température de départ) donc la température de sortie au primaire de la SST baisse, le ΔT de l'échangeur côté distribution augmente et donc le débit nécessaire diminue.

Les différences les plus importantes sont liées aux pertes thermiques et à la pompe de distribution du circuit chaud.

En conclusion, pour la V2, les COP globaux varient très peu quelle que soit la variante et restent très proches de celui de la V1.

Variantes de la configuration V3

La TFP a des niveaux de température pour l'EC qui varient : lorsque le stockage ECS est en charge, la TFP fournit de l'eau à 61 °C, ce qui permet de recharger le stockage, alors que lorsque le stockage est en décharge, le réseau n'a plus à fournir d'EC pour les besoins en ECS et la température en sortie du condenseur de la TFP est abaissée pour répondre uniquement aux besoins en chauffage des clients.

Les pertes thermiques sont plus faibles que pour la V1 et la V2 lorsque le stockage est chargé car la température de départ de la TFP est plus faible. En revanche, le débit est plus important. En effet, lorsque le stockage est en décharge, la température en sortie de condenseur est plus faible, la différence de température entre l'entrée et la sortie de l'échangeur du chauffage est donc plus faible, ce qui entraîne des débits plus importants pour fournir une même puissance. Lorsque le stockage est en charge, le débit est maximal afin de le recharger plus rapidement.

Par rapport aux configurations V1 et V2, la TFP fonctionne dans la configuration V3 avec une température en sortie du condenseur plus faible (lorsque le stockage est chargé), ce qui améliore son COP. Comme dans les cas précédents, la perte thermique est plus faible mais la puissance de la pompe est plus importante. La différence majeure est la consommation de la TFP. En effet, la plupart du temps (au minimum 19H par jour), la TFP fonctionne à basse température, ce qui améliore son COP (Équation G.30).

Conclusion

Les COP sont similaires entre les configurations V1 et V2 et sont meilleurs pour la V3. Pour la V1 et la V2, les températures au départ de la production sont les mêmes ; les différences entre ces configurations proviennent des températures de retour et des débits.

Pour la V3, la température en sortie de condenseur de la TFP change en fonction des besoins du stockage ECS, à 61 °C lorsqu'il est en charge, suivant une loi d'eau qui dépend de la température extérieure en fonction des équipements sinon. Ce système permet d'améliorer les performances des machines pendant une grande partie du temps.

3.9.1.2 Printemps

Au printemps, les puissances en chaud et en froid sont équivalentes, voire légèrement supérieures en froid parfois (Fig. 3.3), ce qui laisse la possibilité d'utiliser le GF pour couvrir les besoins supplémentaires en froid. En effet, lorsqu'un GF est présent, la TFP fournit la puissance en chaud nécessaire pour répondre aux besoins des SST et la puissance en froid produite pour compenser cette puissance en chaud (voir l'annexe G - G.5.1). Lorsque la puissance en froid nécessaire pour répondre aux besoins des SST est supérieure à celle produite par la TFP, elle est produite grâce au GF dont les performances sont meilleures que celles de la TFP (l'eau en sortie de condenseur est à plus faible température que celle de la

TFP), moins d'énergie issue des condenseurs est donc rejetée dans la boucle EDM. De plus, c'est durant cette saison que les échanges avec l'EDM sont les plus faibles, comme l'illustre la Fig. 3.26, car les besoins en froid et en chaud sont similaires.

Le Tableau 3.6 montre les performances pour les différentes configurations

	V1		V2					V3				
	V1_58	V1_gf_58	V2_35	V2_50	V2_58	V2_gf_35	V2_gf_50	V2_gf_58	V3_35	V3_50	V3_gf_35	V3_gf_50
$E_{pompe,EDM}$	737	1307	1070	1020	737	1407	1315	1308	3057	2652	2908	2515
$E_{pompe,EC}$	7049	7096	3781	3504	7138	3797	3519	7187	824	1339	827	1336
$E_{pompe,EG}$	123	138	96	97	96	97	97	97	140	132	150	133
E_{TFP}	70319	59005	70911	70266	70297	58468	58734	58947	64363	65981	52103	51788
E_{GF}	0	3623	0	0	0	3969	3679	3630	0	0	7285	6413
$E_{électrique}$	78229	71173	75860	74888	78271	67740	67346	71170	68386	70105	63275	62186
Q_{cond}	236051	199770	237771	235862	235975	197827	198862	199573	265143	258584	202818	199968
Q_{evap}	165732	166055	166859	165596	165677	167137	165807	165961	200780	192603	201901	193148
$Q_{SST(EG)}$	186546	186551	185896	186547	186542	185899	186550	186551	185426	186055	185580	186053
$Q_{SST(EG)}$	140767	140778	140786	140786	140791	140782	140783	140779	140782	140775	140784	140778
Pertes th. (EC)	20562	20313	15919	16019	20456	15723	15828	20207	13514	14151	13388	13963
Pertes th. (EG)	2349	2348	2349	2349	2349	2349	2349	2349	2349	2349	2349	2349
Q_{EC}	35986	28914	39730	36795	36111	31747	29358	28965	67027	59718	63149	52669
Q_{EG}	22546	22842	23678	22416	22494	23959	22630	22786	57536	49404	58644	49955
$COP_{production}$	4,655	5,226	4,607	4,658	4,656	5,232	5,245	5,231	5,068	4,953	5,495	5,616
COP_{global}	4,184	4,599	4,306	4,371	4,182	4,823	4,86	4,599	4,77	4,662	5,158	5,256
Classement COP	11	8	10	9	12	4	3	7	5	6	2	1

Tab. 3.6 : Tableau de synthèse sur la période printanière

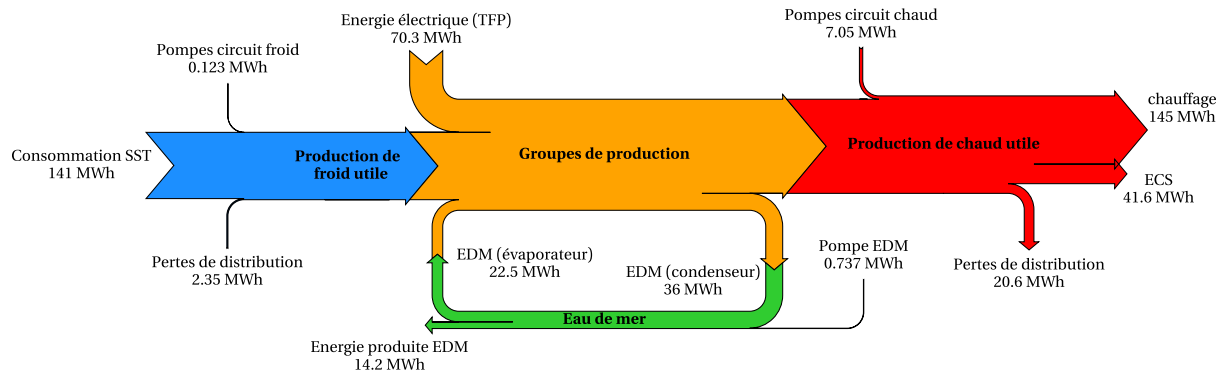


Fig. 3.26 : Diagramme de Sankey pour la configuration V1_58 au printemps

On peut observer que les échanges entre l'EDM et la boucle d'EG sont presque égaux à ceux entre l'EDM et la boucle d'EC. Cette complémentarité des besoins entraîne de meilleures performances globales des différents systèmes (Tableau 3.6).

Configurations V3

De nouveau, la configuration V3 est celle qui permet d'avoir les meilleures performances.

Le COP est même fortement amélioré avec l'utilisation d'un GF. La puissance en chaud nécessaire tout au long de la journée est fortement diminuée puisque la TFP couvre uniquement les besoins en chauffage, les besoins en ECS étant couverts par le stockage pendant

une grande partie de la journée. Les besoins en froid sont donc couverts par le GF, dès l'instant où ils dépassent la production en EG de la TFP nécessaire pour couvrir les besoins en chaud des clients (chauffage et préchauffage de l'ECS). De plus, la température de départ de la TFP est plus faible, ce qui améliore le COP de la machine. L'utilisation d'un GF permet encore d'améliorer la performance globale du système. La performance dépend en partie de la température de sortie du condenseur. Or la température en sortie du condenseur du GF est forcément inférieure à celle de la TFP : la TFP respecte une consigne pour répondre aux besoins de chauffage, la température n'est donc, dans aucun scénario, inférieure à 35 °C. A contrario, la température en sortie de condenseur pour le GF ne peut excéder 30 °C (contrainte environnementale), le COP sera donc toujours meilleur (pour une même température de départ à l'évaporateur) pour le GF que pour la TFP.

La puissance échangée avec l'EDM est plus importante pour les configurations V3 que pour les autres configurations du fait d'une différence de puissance nécessaire entre le chaud et le froid : lorsque le stockage est en charge, les besoins en chaud augmentent fortement et sont bien supérieurs à ceux en froid ; à l'inverse, lorsque le stockage est chargé, les besoins en froid deviennent supérieurs à ceux en chaud.

Contrairement à la période hivernale, la consommation des pompes est très faible : les besoins en chauffage étant beaucoup plus faibles, le débit qui circule dans les tuyaux est fortement réduit, ce qui entraîne une chute des pertes de charge.

Configurations V2

Pour la V2, les rendements sont équivalents pour les températures 35 et 50°C. Des pertes thermiques plus faibles sont compensées par une plus grande consommation au niveau de la pompe du circuit d'eau chaude. La configuration V2_58 a le plus mauvais COP, dû aux pertes thermiques plus importantes ainsi qu'à une énergie consommée par la pompe plus importante.

Configurations V1

Sans surprise, la V1 a les COP parmi les plus mauvais, à cause de la température de sortie de la SST plus haute (Fig. 3.25). Le COP est amélioré, comme pour les autres variantes, grâce à la présence d'un GF, qui permet d'améliorer les performances de production de froid.

Conclusion

La configuration V3 est la plus intéressante lorsque les besoins en chaud et en froid se compensent, encore plus lorsqu'un GF est utilisé. En effet, les besoins en chaud sont moins importants pendant une grande partie de la journée grâce au stockage, ce qui permet d'une part une température au départ du condenseur de la TFP plus faible, et d'autre part d'avoir une production d'eau glacée plus importante à partir du GF, lequel a une meilleure

performance. D'ailleurs, quelle que soit la configuration, l'ajout d'un GF améliore nettement les performances.

3.9.1.3 Été

En été, l'ECS représente le seul besoin en chaud. Les besoins en froid sont très supérieurs à ceux en chaud (voir la Fig. 3.4). Cette inégalité des besoins se retrouve sur la Fig. 3.27, miroir inversé de la situation en hiver, où les besoins en froid sont dominants, et l'EDM permet de diminuer la température en entrée du condenseur, afin que la puissance nécessaire puisse être fournie au niveau de l'évaporateur de la TFP.

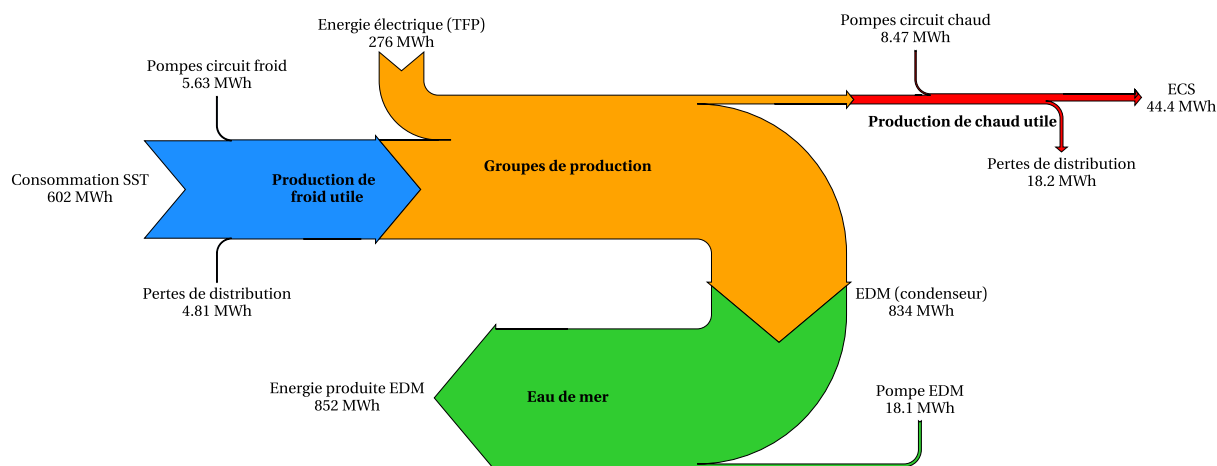


Fig. 3.27 : Diagramme de Sankey pour la configuration V1_58 en été

	V1		V2						V3			
	V1_58	V1_gf_58	V2_35	V2_50	V2_58	V2_gf_35	V2_gf_50	V2_gf_58	V3_35	V3_50	V3_gf_35	V3_gf_50
$E_{pompe,EDM}$	18097	15466	20909	20901	18093	15447	15445	15459	17402	18630	15293	15324
$E_{pompe,EC}$	8468	5562	7761	7327	8531	2095	1977	5605	1579	1012	733	749
$E_{pompe,EG}$	5629	6044	5456	5457	5460	5534	5533	5534	5462	5463	5561	5558
E_{TFP}	276108	16730	275889	275920	276022	16890	16919	16679	169224	206112	18965	18298
E_{GF}	0	101214	0	0	0	101031	101013	101125	0	0	101452	101639
$E_{électrique}$	308305	145019	310016	309607	308107	140999	140889	144404	193668	231219	142006	141570
Q_{cond}	888224	56564	887537	887637	887957	57105	57200	56393	781533	818309	63375	61119
Q_{evap}	612116	612237	611648	611716	611934	611724	611701	611715	612309	612197	612484	612189
$Q_{SST(EC)}$	44455	44460	44373	44381	44425	44423	44426	44432	43112	43296	43034	43325
$Q_{SST(EG)}$	601673	601383	601377	601445	601660	601377	601354	601367	601402	601571	601493	601511
Pertes th. (EC)	18154	17666	15186	15161	18051	14776	14752	17566	19823	17402	19531	17217
Pertes th. (EG)	4812	4810	4813	4813	4813	4813	4813	4813	4813	4813	4813	4813
Q_{EC}	834083	673618	835738	835421	834010	672541	672433	673127	720176	758624	671070	672334
Q_{EG}	0	0	0	0	0	0	0	0	634	351	620	310
$COP_{production}$	2,34	5,476	2,341	2,341	2,341	5,476	5,476	5,482	3,809	3,129	5,352	5,376
COP_{global}	2,096	4,454	2,083	2,086	2,097	4,58	4,584	4,472	3,328	2,789	4,539	4,555
Classement COP	10	6	12	11	9	2	1	5	7	8	4	3

Tab. 3.7 : Tableau de synthèse sur la période estivale

Les mêmes remarques que pour les périodes précédemment étudiées peuvent être faites en ce qui concerne l'aspect positif de la présence d'un GF sur la performance du

système. En effet, comme le montre le Tableau 3.7, tous les systèmes les plus performants sont ceux disposant d'un GF. En effet, lorsque seule la TFP est présente, sa production assure essentiellement les besoins en froid (Fig. 3.27), avec des performances inférieures à celles d'un GF.

Les variantes de la configuration V2 (58/50/35) sont presque identiques car seuls les échangeurs ECS fonctionnent avec les mêmes températures au départ de l'échangeur ECS. Les différences entre ces configurations sont liées à des conditions nominales différentes, en particulier pour les canalisations, ce qui entraîne une différence pour les pertes de charge et les pertes thermiques. Cette remarque s'applique également aux configurations de la V3.

Le débit des échangeurs du côté distribution des différentes variantes de la V2 est plus faible que celui de la V1 (voir la Fig. 3.25). De plus, le débit minimum qui doit passer par les canalisations (le débit de by-pass) est plus important pour la V1 car la température doit être maintenue à 58 °C au départ côté client.

Contrairement aux autres saisons, la différence entre les différentes variantes est extrêmement faible. Toutes les versions avec un GF sont les plus avantageuses, et leurs COP sont extrêmement proches. La V1 est toujours la variante parmi les moins intéressantes, à cause notamment de la haute température qui doit être maintenue au départ côté client.

Pour la V2 et la V1, les besoins en froid sont toujours supérieurs aux besoins en chaud. La TFP fournit les besoins en chaud et une petite partie des besoins en froid.

Deux raisons expliquent les moins bonnes performances des configurations V3 en comparaison de la V2 par rapport aux autres saisons. D'une part la demande moins importante en chaud entraîne des pertes thermiques plus faibles sur le circuit EC pour l'ensemble des configurations. Or les pertes liées au stockage d'ECS restent constantes, ce qui augmente la perte globale pour la V3 par rapport aux autres configurations. D'autre part, lorsque le stockage est en charge, l'appel de puissance en chaud soudain pour passer de 35/50 °C à 61 °C fait que la TFP fournit plus de puissance en froid que dans les autres variantes, et qu'une partie du froid produit est perdue dans l'EDM.

Dans le bas du classement, si l'on compare V1_58 avec V2_58, la différence est que les pertes thermiques supérieures de V1 sont compensées par une moindre énergie consommée par les pompes. La variation entre les V2 a deux origines : des débits de bypass différents (les débits de bypass sont les mêmes pour V1_58 et V2_58, ils sont différents pour V2_50 et V2_35) et des dimensions de canalisations différentes qui ont un impact sur les pertes thermiques et les pertes de charge.

3.9.1.4 Conclusions pour le RPC

Les meilleures performances du système sont obtenues au printemps, lorsque les besoins en chaud sont équivalents à ceux en froid, ce qui permet à la TFP de valoriser l'énergie produite en chaud et en froid et de minimiser les rejets dans l'EDM.

La V1 force à maintenir une température de départ côté secondaire de la SST de 58 °C pour répondre aux besoins de chaleur tout au long de l'année. Pour la V2, les températures au départ des échangeurs côté client pour le chauffage et l'ECS sont différentes, ce qui permet d'avoir des températures de retour plus faibles et donc diminuer les pertes de charge et les pertes thermiques en aval de la SST. Cependant un débit plus faible augmente les pertes thermiques en amont de la SST. La V3 permet d'améliorer significativement le COP car la température de départ en chaud n'est plus maintenue à 61°C pendant une grande partie de la journée.

Quelle que soit la saison, la V1 est toujours l'une des moins bonnes solutions. La V3 est la configuration qui permet globalement d'obtenir les meilleures performances (meilleure performance en hiver et au printemps parmi les meilleures performances en été). Lorsque les besoins en froid sont supérieurs aux besoins en chaud, la V2 semble être l'option qui convient le mieux.

Sur l'année, les observations précédentes se confirment. Les meilleures configurations sont les variantes V3 avec l'utilisation d'un GF, comme le montre le Tableau 3.8. Les performances des variantes V1 et V2 sont proches des variantes V3 sans GF. Les variantes V1 et V2 sans GF sont celles avec le COP le plus mauvais. Le gain de consommation électrique entre la meilleure configuration (V3_gf_35) et la plus mauvaise (V1_58) est de 30 %, ce qui souligne l'importance, pour l'architecture étudiée ici, à savoir une production simultanée d'eau chaude et d'eau glacée de manière centralisée (réseau 4G), de prêter une attention particulière à l'architecture des sous-stations.

	V1		V2						V3			
	V1_58	V1_gf_58	V2_35	V2_50	V2_58	V2_gf_35	V2_gf_50	V2_gf_58	V3_35	V3_50	V3_gf_35	V3_gf_50
$E_{pompe,EDM}$	158	146	169	169	158	145	145	146	167	169	156	153
$E_{pompe,EC}$	103	90	77	77	104	56	57	91	43	45	38	44
$E_{pompe,EG}$	34	36	31	31	31	31	31	31	34	33	35	33
E_{TFP}	2931	1735	2922	2920	2930	1723	1722	1734	2267	2473	1518	1562
E_{GF}	0	486	0	0	0	487	486	485	0	0	499	499
$E_{électrique}$	3228	2494	3200	3198	3225	2444	2444	2489	2513	2721	2248	2293
Q_c	9660	5829	9626	9624	9657	5784	5786	5827	9286	9423	5852	5818
Q_e	6728	6729	6704	6704	6726	6705	6704	6726	7018	6949	7048	6961
$Q_{SST(EC)}$	5594	5594	5592	5594	5594	5593	5595	5595	5561	5549	5560	5546
$Q_{SST(EG)}$	3660	3659	3659	3659	3660	3659	3659	3659	3659	3659	3659	3659
Pertes th. (EC)	328	325	250	251	326	248	249	323	306	304	304	304
Pertes th. (EG)	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33
Q_{EC}	3840	3122	3861	3856	3840	3130	3126	3119	3462	3602	3239	3206
Q_{EG}	3001	3001	2980	2980	3001	2981	2980	3002	3314	3243	3344	3256
$COP_{production}$	3,157	4,165	3,166	3,168	3,158	4,186	4,188	4,167	4,066	3,723	4,568	4,465
COP_{global}	2,867	3,709	2,891	2,893	2,87	3,785	3,786	3,717	3,669	3,384	4,101	4,014
Classement COP	12	6	10	9	11	4	3	5	7	8	1	2

Tab. 3.8 : Tableau de synthèse sur l'année, les différentes énergies, thermiques comme électriques, sont cette fois en MWh

Plus généralement, pour une architecture de production et de distribution donnée, le

concepteur d'un réseau a tout intérêt à également considérer la partie secondaire du réseau.

3.9.2 Réseau avec production décentralisée

Les mêmes configurations de SST (V1 – V2 – V3) sont étudiées avec le RPD. Par rapport au RPC, une variante supplémentaire, consistant à utiliser un désurchauffeur, est utilisée.

À partir de ce qui a été écrit à propos du RPC, on peut penser que les différences entre les variantes V1 et V2 seront faibles : la différence majeure apparue dans Thassalia entre les variantes V1 et V2 est liée à des températures de sortie différentes et à des conditions nominales différentes, ce qui entraîne des pertes thermiques différentes et des débits différents. En revanche, l'architecture du RPD a été pensée pour limiter les pertes thermiques avec des TFP qui se trouvent à proximité des SST, les pertes thermiques sont donc plus faibles et seuls les débits sont modifiés, ce qui a un impact sur la consommation des pompes.

Rappelons que l'îlot 1 ne comporte que des demandes en chaud. Pour ce dernier, la présence d'un GF sera inutile.

3.9.2.1 Hiver

Différentes configurations sont présentes dans les îlots : le consommateur de l'îlot 1 a seulement des besoins en chaud, ceux de l'îlot 2 ont des besoins équivalents en chaud et en froid, quant aux consommateurs des îlots 3 et 4, des besoins en chaud et en froid sont présents, avec des besoins en chaud largement dominants.

Les îlots 1, 3 et 4 se rapprochent du fonctionnement décrit en hiver pour le RPC, tandis que les demandes pour l'îlot 2 se rapprochent du fonctionnement du RPC au printemps.

Dans le Tableau 3.9, les COP sont affichés par îlot et pour le système complet. Les COP par îlot sont équivalents au COP global défini par l'Équation 3.7, au niveau de chaque îlot, c'est-à-dire que la quantité de chaleur et de froid consommée par l'ensemble des clients connectés à l'îlot est comparée à la consommation électrique des équipements électriques de cet îlot. Le $COP_{production}$ et le COP_{global} sont les mêmes que ceux définis dans la Section 3.7.

	COP_{global} par îlot				Réseau complet	
	1	2	3	4	$COP_{production}$	COP_{global}
V1_58	3,406	4,277	3,713	3,548	3,746	3,539
V1_gf_58	3,406	4,35	3,713	3,548	3,756	3,56
V2_35	3,394	4,277	3,713	3,55	3,744	3,54
V2_50	3,407	4,277	3,713	3,55	3,746	3,465
V2_58	3,406	4,277	3,713	3,55	3,746	3,458
V2_gf_35	3,394	4,35	3,713	3,55	3,754	3,567
V2_gf_50	3,411	4,35	3,713	3,55	3,757	3,559
V2_gf_58	3,41	4,35	3,713	3,55	3,758	3,556
V3_35	4,285	3,772	5,679	4,562	5,643	4,479
V3_50	4,068	4,506	4,681	4,13	4,571	4,183
V3_des_35	4,613	3,774	5,671	4,65	5,75	4,539
V3_des_50	4,188	4,556	4,681	4,207	4,604	4,21
V3_des_gf_35	4,616	3,811	5,671	4,655	5,776	4,546
V3_des_gf_50	4,192	4,679	4,681	4,212	4,628	4,234
V3_gf_35	4,286	3,787	5,678	4,57	5,678	4,48
V3_gf_50	4,068	4,612	4,681	4,134	4,592	4,199

Tab. 3.9 : COP pour l'ensemble du système et par îlot du RPD pour la saison hivernale

Comme le montre le Tableau 3.9, les COP globaux évoluent très faiblement pour les V1 et les V2. Cela est dû à des pertes thermiques très faibles entre l'îlot de production et les différentes SST. De plus, comme les besoins en chaleur sont supérieurs aux besoins en froid, les GF n'entrent pas en action, à part pour l'îlot 2 où les besoins en froid sont légèrement supérieurs à ceux en chaud sur la période et où une amélioration de la performance est visible. Le COP de l'îlot 1 est plus mauvais que celui des autres îlots car seule la chaleur produite est consommée, le froid n'est donc pas valorisé.

Les configurations V3 sont celles qui permettent d'obtenir les meilleures performances. Lorsqu'il est présent sur la V3, le désurchauffeur permet d'améliorer les COP locaux et le COP global : la température de départ est maintenue plus longtemps à 35 ou 50 °C, ce qui permet d'améliorer la performance de la TFP.

3.9.2.2 Printemps

Au printemps, les besoins en froid augmentent, ce qui se traduit par une amélioration des performances des îlots et des performances globales, comme on peut le voir sur le Tableau 3.10. En effet, plus d'eau glacée est valorisée par les clients, ce qui réduit la quantité rejetée dans la BT à l'exception de l'îlot 1. Les performances sont encore améliorées grâce à l'utilisation d'un GF et de la désurchauffe.

Encore une fois, les déclinaisons de la V3 obtiennent les meilleures performances. Une température au départ de la PAC plus basse que dans les autres variantes pour assurer uniquement les besoins en chauffage lorsque le stockage ECS est chargé permet d'améliorer sa performance, le désurchauffeur permet de maintenir cette température basse plus longtemps, et la présence d'un GF permet de répondre aux besoins en eau glacée supplémentaires avec une meilleure performance.

L'îlot 3 a d'excellentes performances, car les besoins en chaud du bâtiment sont uniquement des besoins en chauffage (pas de présence d'ECS), ce qui permet de maintenir une température d'eau basse sans avoir jamais besoin de produire d'eau à 61 °C pour l'ECS tout au long de la période. Au contraire, les performances de l'îlot 1 sont semblables à celles rencontrées en hiver, car le froid produit n'est valorisé par aucune SST, étant donné qu'il n'y a pas de besoins de froid dans cet îlot.

On peut remarquer une dégradation des performances pour l'îlot 2 au printemps par rapport à l'hiver lorsqu'il n'y a pas de GF. En hiver les besoins en chaud de cet îlot sont supérieurs à ceux en froid ; ce rapport s'inverse au printemps. Or pour une même puissance à fournir à l'évaporateur ou au condenseur, la puissance équivalente à produire au condenseur ou à l'évaporateur est différente (voir l'Équation 3.12) et l'énergie rejetée dans la BT varie. Si par exemple les besoins en chaud sont de 1000 kW, les besoins en froid sont nuls et le COP vaut 3, alors $\dot{Q}_{cond} = 1000 \text{ kW}$ et $\dot{Q}_{evap} = \frac{1000}{1 + 1/COP} = 750 \text{ kW}$ qui seront rejetés dans la BT. À l'inverse, pour un COP identique, si maintenant les besoins en chaud sont nuls, ceux en froid de 1000 kW, alors $\dot{Q}_{evap} = 1000 \text{ kW}$ et $\dot{Q}_{cond} = 1000 \times (1 + 1/COP) = 1333 \text{ kW}$ qui seront rejetés dans la BT, plus d'énergie a été consommée, ce qui détériore la performance du système. En reprenant l'équation de l'annexe G.5, on a en effet :

$$\dot{Q}_{cond} = -\dot{Q}_{evap} \times \left(1 + \frac{1}{COP}\right) \quad (3.12)$$

	COP_{global} par îlot				Réseau complet	
	1	2	3	4	$COP_{production}$	COP_{global}
V1_58	3,398	3,31	4,883	4,132	4,226	4,151
V1_gf_58	3,398	5,585	5,294	4,826	5,082	5,002
V2_35	3,387	3,31	4,883	4,145	4,228	3,96
V2_50	3,401	3,31	4,883	4,145	4,227	4,146
V2_58	3,401	3,31	4,883	4,145	4,227	4,144
V2_gf_35	3,486	5,613	5,297	4,837	5,113	4,965
V2_gf_50	3,401	5,6	5,296	4,839	5,087	5,008
V2_gf_58	3,401	5,599	5,295	4,839	5,087	5,007
V3_35	3,508	4,461	8,694	3,822	6,18	5,811
V3_50	3,772	3,755	6,766	3,997	5,222	5,04
V3_des_35	3,386	4,789	8,695	3,869	6,269	5,896
V3_des_50	3,814	3,978	6,766	4,118	5,333	5,137
V3_des_gf_35	3,391	5,262	8,876	4,066	6,55	6,136
V3_des_gf_50	3,802	5,223	7,058	4,539	5,936	5,687
V3_gf_35	3,362	5,238	8,877	4,068	6,547	6,134
V3_gf_50	3,773	5,178	7,057	4,506	5,911	5,686

Tab. 3.10 : COP pour l'ensemble du système et par îlot du RPD pour la saison printanière

3.9.2.3 Été

	COP_{global} par îlot				Réseau complet	
	1	2	3	4	$COP_{production}$	COP_{global}
V1_58	3,355	2,433	2,299	2,58	2,434	2,251
V1_gf_58	3,355	4,897	5,0	5,147	4,979	4,339
V2_35	3,363	2,435	2,301	2,58	2,435	2,252
V2_50	3,368	2,435	2,301	2,581	2,435	2,246
V2_58	3,368	2,435	2,301	2,58	2,435	2,246
V2_gf_35	3,363	4,904	5,006	5,15	4,981	4,345
V2_gf_50	3,368	4,904	5,006	5,15	4,981	4,345
V2_gf_58	3,368	4,904	5,006	5,15	4,981	4,345
V3_35	2,657	2,265	4,446	3,537	2,961	2,694
V3_50	3,224	2,265	3,371	3,245	2,735	2,511
V3_des_35	2,676	2,265	4,447	3,837	3,001	2,728
V3_des_50	3,225	2,265	3,371	3,349	2,749	2,522
V3_des_gf_35	2,691	4,816	4,973	4,972	4,869	4,247
V3_des_gf_50	3,219	4,808	4,971	5,039	4,891	4,255
V3_gf_35	2,691	4,816	4,973	4,973	4,869	4,247
V3_gf_50	3,217	4,808	4,968	5,037	4,89	4,257

Tab. 3.11 : COP pour l'ensemble du système et par îlot du RPD pour la saison estivale

L'été est la saison où les performances sans GF sont les plus mauvaises, comme le montre le Tableau 3.11. Les besoins en froid sont bien supérieurs à ceux en chaud, à l'exception de l'îlot 1 où les performances demeurent stables, ce qui entraîne une forte sollicitation des pompes de la BT et de la boucle EDM. Les performances sans GF dans chaque îlot sont les plus mauvaises, l'eau en sortie du condenseur de la TFP étant à plus haute température que celle en sortie d'un GF.

3.9.2.4 Conclusion pour le RPD

Les besoins en chaud et en froid influencent le système localement et de manière globale.

Localement, la température au départ du condenseur de la TFP influe sur la performance de la TFP, ce qui explique les meilleures performances des configurations V3. De plus, la présence d'une désurchauffe permet d'augmenter la durée pendant laquelle la TFP fournit de la chaleur à basse température, augmentant ainsi sa performance. La performance du système est encore améliorée en cas de présence d'un GF, lorsque les besoins en froid sont supérieurs aux besoins en chaud.

Globalement, lorsque les besoins en froid sont équivalents à ceux en chaud au niveau des îlots, le rejet du surplus de production (en chaud ou en froid) est beaucoup plus faible, réduisant d'autant la consommation des pompes de circulation dans la BT et dans la boucle d'EDM, améliorant la performance globale du système. Au contraire, un fort déséquilibre entraîne une baisse des performances du réseau à cause du fonctionnement de ces pompes.

Sur l'année (Tableau 3.12), les meilleurs résultats sont obtenus, comme pour le RPD, pour la configuration V3 avec la présence d'un GF. La présence d'un désurchauffeur permet encore d'améliorer légèrement la performance globale du système.

	COP_{global} par îlot				Réseau complet	
	1	2	3	4	$COP_{production}$	COP_{global}
V1_58	3,394	2,925	3,383	3,027	3,207	2,929
V1_gf_58	3,395	4,698	3,971	4,218	4,135	3,771
V2_35	3,49	2,927	3,384	3,032	3,216	2,633
V2_50	3,402	2,926	3,384	3,029	3,208	2,794
V2_58	3,4	2,926	3,383	3,029	3,208	2,786
V2_gf_35	3,619	4,708	3,975	4,227	4,182	3,658
V2_gf_50	3,503	4,706	3,973	4,221	4,165	3,648
V2_gf_58	3,478	4,705	3,973	4,221	4,163	3,635
V3_35	4,112	2,915	5,209	3,725	4,234	3,578
V3_50	4,033	2,885	4,404	3,548	3,798	3,352
V3_des_35	4,257	2,944	5,213	3,875	4,289	3,621
V3_des_50	4,153	2,905	4,406	3,654	3,83	3,357
V3_des_gf_35	4,258	4,542	5,68	4,583	5,339	4,449
V3_des_gf_50	4,153	4,617	4,828	4,477	4,767	4,124
V3_gf_35	4,121	4,529	5,675	4,55	5,307	4,423
V3_gf_50	4,032	4,604	4,825	4,42	4,745	4,118

Tab. 3.12 : COP pour l'ensemble du système et par îlot du RPD sur l'année entière, pour les différentes configurations

3.9.3 Comparaison entre le réseau à production centralisée et celui à production décentralisée

	V2_GF_50		Différence
	RPC	RPD	
$Q_{SST(EC)}$	186551	186555	4
Pertes th. (EC)	15829	1519	-14310
$E_{pompe,EC}$	3520	72	-3447
Énergie à fournir (EC)	198860	188001	-10859
$Q_{SST(EG)}$	140783	140771	-13
Pertes th. (EG)	2350	142	-2208
$E_{pompe,EG}$	98	16	-82
Énergie à fournir (EG)	143231	140928	-2302
$Q_{cond,TFP}$	198863	188001	-10862
$Q_{evap,TFP}$	140128	132752	-7376
$Q_{evap,GF}$	25679	50898	25218
Q_{EC}	29358	59990	30632
Q_{EG}	22630	42721	20091
E_{TFP}	58735	55249	-3486
E_{GF}	3679	9092	5413
E_{EDM+BT}	1316	936	-380
COP global	4,86	5,008	0,147

Tab. 3.13 : Différence de performances par poste entre deux configurations de SST équivalentes avec les deux réseaux, au printemps, en kWh

Le Tableau 3.13 permet de voir les différences de performance au niveau de chaque poste, pour un même besoin en chaud et en froid au niveau des SST. Deux différences se dégagent : au niveau des pertes thermiques et de la production de froid.

La production totale en froid est plus importante pour le RPD (somme de la production issue de l'évaporateur GF et de l'évaporateur TFP). En effet, si une production centrale permet de répondre globalement aux besoins du réseau, une production décentralisée répond aux besoins locaux, où un équilibre entre besoins de chaud et de froid n'est pas forcément présent. Ainsi, le bâtiment A, connecté à l'îlot 1 du RPD, a uniquement des besoins en chaud. Par conséquent, l'intégralité de la production en froid issue de la TFP de l'îlot 1 se retrouve dans la BT car le froid ne peut être valorisé dans cet îlot. Ainsi, durant la période printanière, 42,7 MWh sont rejetés dans la BT pour le RPD, l'îlot 1 représentant 45,5 % de ces rejets, soit presque deux fois plus que pour le RPC (22,6 MWh).

Ce surplus de production de froid est cependant compensé par des pertes thermiques

plus faibles, la production étant à proximité de la consommation, ainsi que par une moindre énergie consommée par les pompes. Finalement, la performance du RPD est meilleure au printemps.

En revanche, toujours pour la V2_GF_50, en période estivale, la performance du RPC est meilleure que celle du RPD, comme le montre le Tableau 3.14. Cette moins bonne performance du RPD s'explique par la moins bonne performance du GF, due à des températures en entrée et en sortie du côté condenseur plus élevées. En effet, d'une part la température d'entrée dans le condenseur est plus élevée (la température en été est plus élevée dans la BT que dans la boucle EDM) et d'autre part la température de sortie est également plus élevée (comme indiqué dans la Section 3.6.3, la différence de température fixée est de 10 °C entre l'entrée et la sortie du GF côté BT, alors qu'il est fixé à 5 °C pour le RPC).

	V2_GF_50		Différence
	RPC	RPD	
$Q_{SST(EC)}$	44 426	44 430	4
Pertes th. (EC)	14 752	1 121	-13 631
$E_{pompe,EC}$	1 978	458	-1 519
Énergie à fournir (EC)	57 201	45 093	-12 108
$Q_{SST(EG)}$	601 354	601 432	78
Pertes th. (EG)	4 813	370	-4 444
$E_{pompe,EG}$	5 534	479	-5 055
Énergie à fournir (EG)	611 701	602 281	-9 421
$Q_{cond,TFP}$	57 201	45 093	-12 108
$Q_{evap,TFP}$	40 282	31 815	-8 467
$Q_{evap,GF}$	571 420	577 644	6 224
Q_{EC}	672 433	694 034	21 601
Q_{EG}	0	7 178	7 178
E_{TFP}	16 919	13 278	-3 641
E_{GF}	101 014	116 391	15 378
E_{EDM+BT}	15 445	18 048	2 603
COP global	4,584	4,345	-0,239

Tab. 3.14 : Différence de performances par poste entre deux configurations de SST équivalentes avec les deux réseaux, en été, en kWh

	GF	Dés	RPC			RPD			Gain de performance RPD / RPC		
			H	P	É	H	P	É	H	P	É
V1_58	-	-	3,32	4,18	2,1	3,54	4,15	2,25	0,22	-0,03	0,15
V1_58	✓	-	3,32	4,6	4,45	3,56	5,0	4,34	0,24	0,4	-0,11
V2_35	-	-	3,36	4,31	2,08	3,54	3,96	2,25	0,18	-0,35	0,17
V2_50	-	-	3,36	4,37	2,09	3,46	4,15	2,25	0,1	-0,22	0,16
V2_58	-	-	3,32	4,18	2,1	3,46	4,14	2,25	0,14	-0,04	0,15
V2_35	✓	-	3,36	4,82	4,58	3,57	4,96	4,34	0,21	0,14	-0,24
V2_50	✓	-	3,36	4,86	4,58	3,56	5,01	4,34	0,2	0,15	-0,24
V2_58	✓	-	3,32	4,6	4,47	3,56	5,01	4,34	0,24	0,41	-0,13
V3_35	-	-	3,81	4,77	3,33	4,5	5,86	3,77	0,69	1,09	0,44
V3_50	-	-	3,69	4,66	2,79	4,19	5,08	3,09	0,5	0,42	0,3
V3_35	✓	-	3,8	5,16	4,54	4,51	6,21	4,23	0,71	1,05	-0,31
V3_50	✓	-	3,69	5,26	4,55	4,21	5,72	4,27	0,52	0,46	-0,28
V3_35	-	✓	-	-	-	4,55	6,01	3,96	-	-	-
V3_50	-	✓	-	-	-	4,22	5,18	3,18	-	-	-
V3_35	✓	✓	-	-	-	4,55	6,23	4,23	-	-	-
V3_50	✓	✓	-	-	-	4,24	5,72	4,27	-	-	-

Tab. 3.15 : Performances globales des réseaux par variante pour chaque saison et gain de performances du RPD par rapport au RPC, avec *H* l’hiver, *P* le printemps et *É* l’été. Pour chaque architecture de réseau et chaque saison, la configuration avec le meilleur COP est en vert, celle avec le plus mauvais est en rouge

Le Tableau 3.15 montre une amélioration des performances des réseaux avec la présence d’un GF et de celle d’un désurchauffeur. Les différences de performance entre la V1 et la V2 sont assez faibles car les températures au départ de la TFP sont les mêmes, ce qui entraîne des pertes thermiques et des pertes de charge similaires. En revanche, les performances des configurations V3 sont meilleures que celles des autres configurations (V1-V2).

Les performances varient entre les deux architectures en fonction des saisons. Lorsque seule la TFP est présente, les performances des machines sont les mêmes (mêmes températures de départ à l’évaporateur et au condenseur); la différence est liée à la quantité de chaleur et de froid nécessaires pour répondre aux besoins des SST. Cette quantité dépend d’abord des pertes thermiques : le RPC a plus de pertes thermiques, les tuyaux parcourant plusieurs centaines de mètres pour desservir les clients avec de l’eau chaude/glacée. Elle dépend également des besoins auxquels la/les TFP répond(ent) : le bâtiment A n’a que des besoins en chaleur, toute la production d’eau glacée de l’îlot 1 (cas de RPD) se retrouve par conséquent rejetée dans la BT, dégradant les performances générales. Ainsi, même si un

équilibre global entre les besoins de chaud et de froid existe, un surplus de production a lieu dans chaque îlot où les besoins ne se compensent pas, ce qui dégrade les performances globales et explique pourquoi la différence entre le RPC et le RPD est faible dans la plupart des cas (on peut même noter de meilleures performances du RPC dans certains cas). Ainsi, la Tableau 3.16 montre qu’une part non négligeable de l’énergie produite par la TFP n’est pas valorisée, ce qui dégrade les performances du système.

	Îlots RPD					Total	RPC
	1	2	3	4			
Part de la production d’eau glacée non valorisée dans l’îlot	100	0	19	33	23	14	
Part de la production d’eau chaude non valorisée dans l’îlot	0	69	12	24	28	16	

Tab. 3.16 : Part de l’énergie produite par la TFP non valorisée dans les îlots (variante V2_50) et comparaison avec le RPC (V2_50) (en %) au printemps

Une triple conclusion se dessine lorsque l’on compare le RPC avec le RPD sur l’année (Tableau 3.17). Premièrement, les performances globales des systèmes avec production décentralisée sont souvent très proches de celles avec production centralisée, ce qui tend à valider l’intérêt de la modélisation pour le choix d’un système.

Deuxièmement, plus que la différence d’architecture de réseau (centralisée/décentralisée), la différence majeure de performance intervient entre les différentes architectures de SST. Si une architecture de réseau peut être privilégiée par rapport à une autre, une attention particulière devra être accordée à l’architecture des SST du réseau, où les différences de performances les plus importantes sont observées.

Troisièmement, la mixité des besoins dans les îlots a un rôle important dans les performances du RPD. On a pu voir le handicap que représente un îlot dont les besoins de chaud sont bien supérieurs à ceux de froid (dans l’îlot 1 où seuls des besoins en chaud sont présents). Ainsi, les performances du RPD dépendent beaucoup plus de la complémentarité des besoins entre bâtiments voisins que celles du RPC.

	GF	Dés	RPC	RPD	Différence
V1_58	-	-	2,87	2,93	0,06
V1_58	✓	-	3,71	3,77	0,06
V2_35	-	-	2,89	2,63	-0,26
V2_50	-	-	2,89	2,79	-0,1
V2_58	-	-	2,87	2,79	-0,08
V2_35	✓	-	3,79	3,66	-0,13
V2_50	✓	-	3,79	3,65	-0,14
V2_58	✓	-	3,72	3,64	-0,08
V3_35	-	-	3,67	3,58	-0,09
V3_50	-	-	3,38	3,35	-0,03
V3_35	✓	-	4,1	4,42	0,32
V3_50	✓	-	4,01	4,12	0,11
V3_35	-	✓	-	3,62	-
V3_50	-	✓	-	3,36	-
V3_35	✓	✓	-	4,45	-
V3_50	✓	✓	-	4,12	-

Tab. 3.17 : Performances globales des réseaux par variante et gain de performances du RPD par rapport au RPC sur une année entière

3.9.4 Comparaison entre les architectures pour un quartier résidentiel

Les systèmes modélisés précédemment peuvent être appliqués sur d'autres types de quartiers. Dans cette partie, une comparaison est réalisée entre le réseau 4G et le réseau 5G pour différentes configurations de SST (les configurations V1, V2 et V3) pour un quartier résidentiel. Les besoins en froid étant nuls, les réseaux peuvent être assimilés à des réseaux deux tubes fonctionnant avec une PAC.

3.9.4.1 Description du quartier résidentiel

Le quartier étudié précédemment possède à la fois des bâtiments tertiaires et un bâtiment résidentiel. Ce dernier n'a que des besoins en chaud pour le chauffage et l'ECS. Afin de simuler un quartier résidentiel, tous les bâtiments tertiaires du réseau sont remplacés par des bâtiments résidentiels, qui ont les mêmes besoins que le bâtiment A. Le nouveau quartier est ainsi :

Bâtiment	Type	Chauffage	ECS	Refroidissement
A	Logements	✓	✓	-
C	Logements	✓	✓	-
G	Logements	✓	✓	-
H	Logements	✓	✓	-

Tab. 3.18 : Les différents bâtiments du réseau et les besoins auxquels ce dernier répond

Le profil des besoins pour chaque saison est présenté sur la Fig. 3.28.

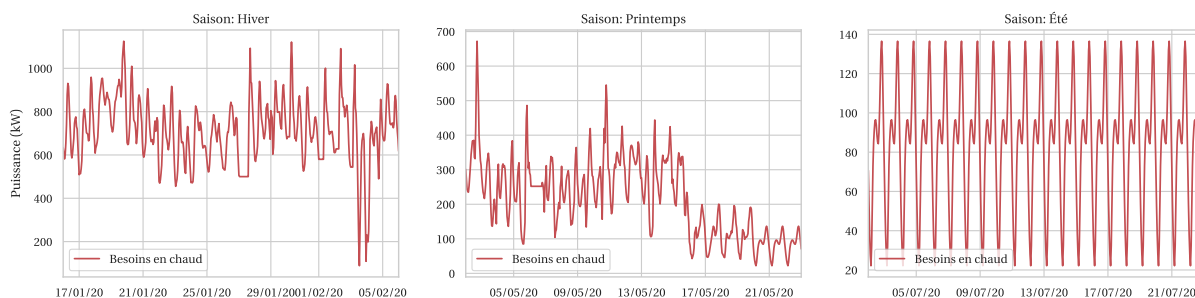


Fig. 3.28 : Besoins des clients sur les différentes saisons

3.9.4.2 Comparaison entre les réseaux

Le Tableau 3.19 permet de comparer les différentes architectures de réseaux pour le quartier résidentiel. Contrairement à l'étude effectuée précédemment, la possibilité d'utiliser un GF n'est pas étudiée car il n'y a pas de besoins de froid.

	GF	Dés	RPC			RPD			Gain de performance RPD / RPC		
			H	P	É	H	P	É	H	P	É
V1_58	-	-	2,97	2,55	1,81	3,19	3,22	3,21	0,22	0,67	1,4
V2_35	-	-	2,96	2,67	2,24	3,14	3,19	3,21	0,18	0,52	0,97
V2_50	-	-	2,99	2,73	2,25	3,1	3,21	3,21	0,11	0,48	0,96
V2_58	-	-	2,98	2,55	1,79	3,1	3,17	3,21	0,12	0,62	1,42
V3_35	-	-	3,47	2,61	2,01	3,68	2,77	1,9	0,21	0,16	-0,11
V3_50	-	-	3,25	2,52	1,94	3,65	2,75	1,9	0,4	0,23	-0,04
V3_35	-	✓	-	-	-	3,77	2,79	1,9	-	-	-
V3_50	-	✓	-	-	-	3,77	2,76	1,9	-	-	-

Tab. 3.19 : Performances globales des réseaux par variante pour chaque saison et gain de performances du RPD par rapport au RPC, pour un quartier résidentiel

Les performances sont bien plus faibles car seuls des besoins de chaud sont présents, le froid produit se retrouvant entièrement rejeté dans l'EDM. La comparaison entre le RPC et le RPD est à l'avantage du second, ce qui est logique car aucun besoin en froid n'est présent, les TFP ne produisent donc de l'énergie que pour répondre aux besoins en chaud, or les pertes thermiques sont beaucoup plus faibles (voir le Tableau 3.13), les TFP du réseau décentralisé doivent donc produire moins d'énergie.

De nouveau, l'écart entre la configuration V1 et les différentes configurations V2 est faible. Les performances des RPD sont meilleures que celles des RPC pour des configurations de SST identiques. Si l'on compare les différentes variantes de production décentralisée, les configurations V3 obtiennent les meilleures performances en hiver, les performances sont semblables au printemps, et les configurations V1 et V2 obtiennent les meilleures performances en été. Ce dernier résultat s'explique à l'aide du Tableau 3.20 : pour des besoins clients similaires, l'énergie à fournir pour la configuration V3 est plus importante à cause de l'énergie nécessaire au fonctionnement des pompes, due à une forte augmentation des débits durant les phases de charge de l'ECS.

	V2_50	V3_50
$Q_{SST(EC)}$	109018	107944
Pertes th. (EC)	792	201
Pertes de stockage ECS	-	1278
Énergie à fournir (EC)	109810	109425
Énergie à fournir (EG)	0	0
E_{TFP}	32050	28104
$E_{pompes(EDM+BT)}$	1885	11110
COP global	3,21	2,75

Tab. 3.20 : Différences de performance par poste entre deux variantes (V2 et V3) au printemps du RPD, en kWh

Les performances du réseau décentralisé sont légèrement supérieures à celles du réseau centralisé sur l'année entière (Tableau 3.21).

	GF	Dés	RPC	RPD	Différence
V1_58	-	-	2,84	3,15	0,31
V2_35	-	-	2,88	3,11	0,23
V2_50	-	-	2,93	3,14	0,21
V2_58	-	-	2,84	3,13	0,29
V3_35	-	-	3,15	3,27	0,12
V3_50	-	-	3,01	3,19	0,18
V3_35	-	✓	-	3,31	-
V3_50	-	✓	-	3,28	-

Tab. 3.21 : Performances globales des réseaux par variante sur l'année et gain de performance du RPD par rapport au RPC, pour un quartier résidentiel. Pour chaque architecture de réseau et chaque saison, la configuration avec le meilleur COP est en vert, celle avec le plus mauvais est en rouge

3.9.5 Comparaison entre les architectures pour un quartier tertiaire

3.9.5.1 Description du quartier composé de bâtiments tertiaires

Ce quartier est constitué uniquement de bâtiments tertiaires. Cette fois, ce sont les besoins des bâtiments de l'îlot 2 qui sont utilisés en remplacement du bâtiment résidentiel de l'îlot 1. Ces bâtiments ont été choisis car ils assurent le plus grand équilibre entre besoins de chaud et de froid. Les bâtiments du nouveau quartier sont représentés sur le Tableau 3.22. Dans ce tableau, la désignation des bâtiments «A-B, A-C, ...» fait référence aux bâtiments «B, C, ...» du Tableau 3.1.

Bâtiment	Type	Chauffage	ECS	Refroidissement
A-B	Cinéma	✓	-	✓
A-C	Bureaux	-	-	✓
A-D	Bureaux	-	-	✓
A-E	Bureaux	-	-	✓
A-F	Hôtel	-	✓	✓
B	Cinéma	✓	-	✓
C	Bureaux	-	-	✓
D	Bureaux	-	-	✓
E	Bureaux	-	-	✓
F	Hôtel	-	✓	✓
G	Commerces	✓	-	✓
H	Bureaux / hôtel	✓	✓	✓

Tab. 3.22 : Les différents bâtiments du réseau et les besoins auxquels ce dernier répond

Une fois encore, les profils des besoins pour chaque saison sont présentés sur la Fig. 3.29. Par rapport au quartier de référence, dans celui-ci, chaque îlot répond à des besoins en chaud et en froid.

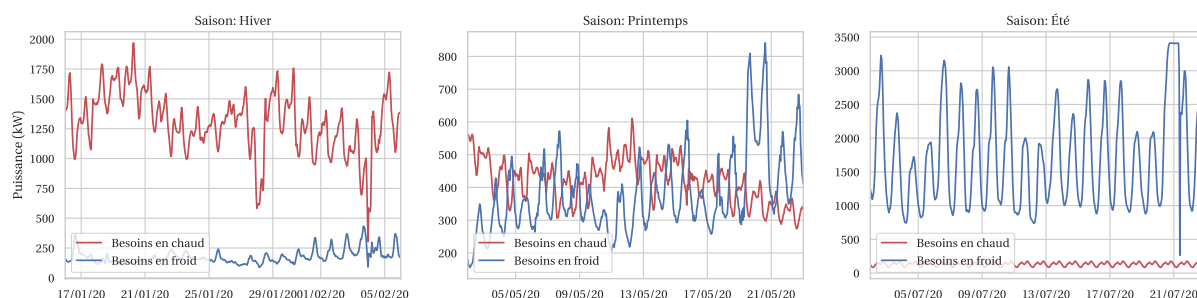


Fig. 3.29 : Besoins des clients sur les différentes saisons

3.9.5.2 Comparaison entre les réseaux

	GF	Dés	RPC			RPD			Gain de performance RPD / RPC		
			H	P	É	H	P	É	H	P	É
V1_58	-	-	3,47	3,94	2,0	3,69	3,96	2,23	0,22	0,02	0,23
V1_58	✓	-	3,47	4,87	4,16	3,72	5,2	3,54	0,25	0,33	-0,62
V2_35	-	-	3,52	4,06	2,0	3,69	3,96	2,24	0,17	-0,1	0,24
V2_50	-	-	3,52	4,06	2,01	3,66	3,96	2,23	0,14	-0,1	0,22
V2_58	-	-	3,48	3,94	2,0	3,66	3,96	2,23	0,18	0,02	0,23
V2_35	✓	-	3,52	5,13	4,25	3,72	5,21	4,3	0,2	0,08	0,05
V2_50	✓	-	3,52	5,14	4,25	3,72	5,21	4,3	0,2	0,07	0,05
V2_58	✓	-	3,48	4,88	4,18	3,72	5,21	4,3	0,24	0,33	0,12
V3_35	-	-	3,78	4,36	2,53	4,34	5,73	3,78	0,56	1,37	1,25
V3_50	-	-	3,64	4,2	2,31	4,29	4,82	3,05	0,65	0,62	0,74
V3_35	✓	-	3,77	4,98	3,93	4,36	6,16	4,22	0,59	1,18	0,29
V3_50	✓	-	3,64	5,09	3,95	4,33	5,68	4,24	0,69	0,59	0,29
V3_35	-	✓	-	-	-	4,38	5,97	4,04	-	-	-
V3_50	-	✓	-	-	-	4,31	4,99	3,18	-	-	-
V3_35	✓	✓	-	-	-	4,38	6,17	4,22	-	-	-
V3_50	✓	✓	-	-	-	4,35	5,7	4,24	-	-	-

Tab. 3.23 : Performances globales des réseaux par variante pour chaque saison et gain de performance du RPD par rapport au RPC, pour un quartier tertiaire. Pour chaque architecture de réseau et chaque saison, la configuration avec le meilleur COP est en vert, celle avec le plus mauvais est en rouge

Les performances du réseau décentralisé sont meilleures globalement, à part pour les configurations V1 et V2 sans présence d'un GF au printemps. Cependant, les différences entre le RPC et le RPD restent faibles au regard des différences entre configurations.

	GF	Dés	RPC	RPD	Différence
V1_58	-	-	2,6	2,92	0,32
V1_58	✓	-	3,62	3,68	0,06
V2_35	-	-	2,62	2,93	0,31
V2_50	-	-	2,62	2,91	0,29
V2_58	-	-	2,6	2,91	0,31
V2_35	✓	-	3,69	3,99	0,3
V2_50	✓	-	3,69	3,99	0,3
V2_58	✓	-	3,63	3,99	0,36
V3_35	-	-	3,18	3,49	0,31
V3_50	-	-	3,0	3,27	0,27
V3_35	✓	-	3,88	4,53	0,65
V3_50	✓	-	3,83	4,31	0,48
V3_35	-	✓	-	3,53	-
V3_50	-	✓	-	3,29	-
V3_35	✓	✓	-	4,54	-
V3_50	✓	✓	-	4,33	-

Tab. 3.24 : Performances globales des réseaux par variante sur l'année et gain de performances du RPD par rapport au RPC pour le quartier tertiaire

3.10 Conclusion

Dans ce chapitre, une approche de modélisation a été adoptée pour étudier le fonctionnement de deux réseaux : un réseau avec une production centralisée et un autre avec une production décentralisée. La modélisation a permis d'étudier une multitude de cas de figure différents, qu'il s'agisse des types de quartiers, des architectures de réseaux, ou encore des différentes configurations de SST, avec la présence ou non d'un stockage pour l'ECS.

Si l'on se réfère à ce qui a été fait dans le Chapitre 2, les quartiers étudiés correspondent à des quartiers avec une densité énergétique suffisante, en chaud comme en froid, dont les bâtiments sont récents et qui sont soit un mix entre résidentiel et tertiaire (Section 3.9), soit entièrement résidentiels (Section 3.9.4) ou totalement tertiaires (Section 3.9.5).

La différence de performance entre les deux architectures étudiées, bien que souvent à l'avantage de l'architecture décentralisée, est assez faible, ce qui fait de ces deux architectures d'excellents candidats pour être installés dans des quartiers similaires. En revanche, la

différence entre les architectures de SST est beaucoup plus marquée. Lors de la conception d'un réseau dans un nouveau quartier, des prescriptions sur la conception des sous-stations sont un point clé de la performance future du réseau. En prenant en compte uniquement le coefficient de performance, un indicateur énergétique, la meilleure configuration est l'architecture de réseau décentralisée, combinée à l'utilisation de SST incluant du stockage de chaleur qui permet de baisser la température en sortie du condenseur des TFP et donc de limiter les pertes thermiques. Au-delà des architectures de réseau et de SST, la présence d'un GF permet d'améliorer grandement les performances du système, de même que la présence d'un désurchauffeur.

L'approche de comparaison adoptée, passant par la modélisation des architectures et l'application de critères de comparaison aux modèles, qui a permis de comparer deux architectures de base (sur lesquelles des variantes sur les systèmes de production et les architectures de SST ont été appliquées) pour des types de quartiers (récent, avec une densité énergétique suffisante et résidentiel/mix résidentiel-tertiaire/tertiaire) et une source donnée (eau de mer, source à basse température) peut être reproduite pour d'autres types de quartiers et d'autres sources d'énergie.

Dans un travail futur, il serait intéressant de prendre en compte l'extension des réseaux. La comparaison dans ce chapitre est effectuée à partir d'un dimensionnement permettant de répondre aux besoins actuels, et ne prend pas en compte les possibles extensions. Ainsi, l'évolution des performances au cours du temps en fonction des bâtiments reliés au réseau n'a pas été considérée. On peut penser que l'extension du réseau a plus d'impact sur le réseau 4G que sur le réseau 5G. En effet, le réseau 5G est constitué d'îlots «indépendants les uns des autres», dimensionnés afin de répondre aux besoins des bâtiments qui y sont raccordés. Ajouter de nouveaux îlots aura un effet sur la puissance à fournir par les pompes de la BT et de la boucle EDM. À l'inverse, lorsque la production est centralisée, un débit différent de la distribution entraîne des pertes thermiques différentes.

Conclusion générale et perspectives

Conclusion

Cette thèse visait à proposer une approche méthodologique basée sur la modélisation à destination des concepteurs de réseaux afin de sélectionner les architectures de réseaux de chaleur et de froid les plus appropriées en fonction des quartiers dans lesquels les réseaux sont installés. L'approche repose sur deux étapes. Une typologie a été développée afin de distinguer les quartiers avec des usages thermiques différents. Une présélection des architectures de réseaux les plus adaptées est réalisée pour un type de quartier et en fonction des sources d'EnR&R disponibles afin de réduire le nombre d'architectures à étudier, à l'aide de l'état de l'art. Ensuite, il est proposé de réaliser une comparaison entre ces dernières à travers une modélisation, seule solution permettant la comparaison entre architectures avec les mêmes conditions, à savoir les mêmes sources d'énergie et les mêmes besoins thermiques.

Le premier chapitre présente le contexte des réseaux de chaleur et de froid en France. Un état de l'art est d'abord réalisé montrant l'évolution entre les différentes générations de réseaux qui s'accompagne d'une baisse des températures de distribution, permettant d'améliorer la performance globale des réseaux en réduisant les pertes thermiques et en augmentant le nombre de sources d'EnR&R mobilisables. Actuellement, deux générations se développent en parallèle, une quatrième génération, qui possède une architecture dans la continuité des générations précédentes avec une production de chaud et/ou de froid centralisée, et une cinquième génération où la production est décentralisée. De grandes disparités existent entre les pays tant dans la part des RCU dans la production de chaleur que dans le taux d'EnR&R utilisé. Dans nombre de pays européens, un fort développement des RCU et des RFU est possible et encouragé. En France, le bouquet énergétique des RCU est assez vertueux et s'améliore régulièrement, avec la transition progressive des sources fossiles vers des sources renouvelables, atteignant en 2020 60,5% d'EnR&R. Cependant, les réseaux fournissent moins de 6 % des besoins de chaleur du territoire, un potentiel de développement important existe donc, tant pour les besoins de chaud que pour ceux de froid. Les politiques mises en place incitent à une forte augmentation des quantités de chaleur verte et de froid livrées, à travers la création de nouveaux réseaux et l'extension de réseaux déjà existants.

Le chapitre 2 présente la construction d'une typologie de quartiers orientée réseaux de chaleur et de froid. Trois paramètres ont été sélectionnés pour définir les différents types de quartiers pour les RCU : la densité thermique linéique en chaud, critère de viabilité financière d'un projet de réseau, la part des bâtiments dont la construction est antérieure à 1990, critère qui permet de définir les niveaux de température à fournir, et enfin la répartition entre besoins résidentiels et tertiaires, critère utilisé afin d'estimer l'homogénéité des besoins. 18 types de quartiers ont été définis, dont 9 ont une densité thermique linéique en chaud suffisante pour accueillir un RCU (9 également ont une densité thermique linéique en froid suffisante pour un RFU). Les calculs effectués afin de définir les différents types de quartiers ont également permis de réaliser une estimation des besoins en chaud et en froid à l'échelle du territoire français ainsi qu'une estimation du potentiel de développement des réseaux pour l'ensemble du territoire et localisée à l'échelle des IRIS.

Le chapitre 3 présente une approche de modélisation dynamique de réseau sur un cas d'étude. Il s'agit d'un quartier que l'on peut décrire suivant la typologie définie précédemment comme récent avec des besoins résidentiels et tertiaires dont la densité linéique est suffisante à la fois en froid et en chaud. Ce quartier se situe à proximité de la mer, orientant les options technologiques vers des machines à compression de vapeur sur eau de mer. Une modélisation en dynamique est réalisée à l'aide du logiciel Dymola afin de comparer deux architectures qui semblent les plus adaptées pour ce type de quartier et les sources EnR&R disponibles localement, à savoir une architecture 4G et une architecture 5G, où la production est issue d'une TFP et un complément de production est assuré par un GF. De plus, ces deux architectures sont comparées avec trois architectures de SST différentes pour répondre aux besoins en chauffage et en ECS : une première architecture avec un seul échangeur entre le réseau de distribution et le client, une seconde avec deux échangeurs en parallèle, l'un pour répondre aux besoins de chauffage, l'autre pour ceux en ECS, et une dernière composée d'un stockage d'ECS et de trois échangeurs en parallèle, un premier pour les besoins en chauffage, les deux autres étant des échangeurs ECS, l'un en préchauffage de l'eau et l'autre connecté au stockage ECS. Les modèles simulés montrent d'une part de meilleures performances de l'architecture 5G par rapport à l'architecture 4G, notamment grâce à des pertes thermiques plus faibles, mais surtout une différence de performance importante permise par la présence d'un stockage ECS. Au-delà des architectures de réseaux, cette comparaison a permis de mettre en avant l'importance de la partie secondaire des réseaux dans la performance énergétique globale du réseau. Pour optimiser le fonctionnement des réseaux, il est indispensable que les concepteurs des réseaux primaires orientent la conception des sous-stations. Cela peut se faire par des cahiers des charges formulés par les aménageurs ou promoteurs pour imposer des choix techniques aux entreprises de construction ou en charge de la rénovation des bâtiments.

La modélisation est un outil précieux, qui permet, une fois les modèles développés :

- De réaliser en l'espace de quelques heures des simulations permettant de comparer

différentes configurations

- De soumettre les diverses configurations à des conditions identiques
- De connaître les valeurs de l'ensemble des variables à chaque pas de temps

Cependant, certaines limites sont inhérentes à la modélisation :

- La prise en main des outils de modélisation est difficile
- Le paramétrage des modèles est long
- La modélisation demeure une simplification de la réalité qui la représente donc plus ou moins fidèlement.

Perspectives

Dans une démarche de choix d'architecture, il est indispensable de réaliser une étude économique et d'y intégrer la performance énergétique sur la durée de vie du projet. Ces deux aspects n'ont pu être traités dans le cadre de cette thèse.

La prise en compte de critères économiques dans la comparaison des réseaux est un élément clé dans les prises de décision d'investissement. Les coûts de construction, d'exploitation et de maintenance ont un impact sur la rentabilité du projet, et influencent donc le choix d'une architecture par rapport à une autre. Dans notre méthode, seuls des critères énergétiques ont été utilisés pour comparer les différentes architectures. L'utilisation de critères économiques aurait nécessité de disposer d'informations détaillées sur les coûts des différents équipements, lesquels sont difficiles à obtenir.

Le deuxième aspect de la démarche de choix d'architecture qui n'a pu être traité dans le cadre de la thèse porte sur les extensions au cours de l'exploitation des réseaux. En effet, de nouveaux bâtiments sont raccordés à ce dernier et de nouveaux tracés, prolongeant ceux déjà existants, sont construits après la mise en opération du réseau. Les réseaux sont donc dimensionnés, dès leur création, en prenant en compte les besoins futurs et les extensions possibles, ce qui signifie qu'à la création d'un réseau, ce dernier est généralement surdimensionné par rapport aux besoins auxquels il répond. Dans cette thèse, la comparaison a été effectuée pour des réseaux qui répondent à un besoin présent, avec un dimensionnement optimal pour répondre à ce besoin. Il serait utile de faire aussi des simulations avec des scénarios évolutifs probables de raccordement de nouveaux bâtiments au réseau.

La méthode décrite précédemment pour les quartiers récents peut être généralisée. Il s'agit d'une première démarche pour répondre au problème de la technicité et du temps de calcul long de la modélisation dynamique. Il faudrait, pour chacun des types de quartiers définis dans la typologie et chacun des niveaux de température des sources EnR&R, réaliser des simulations pour les différentes architectures de réseaux présélectionnées (voir la figure

suivante) et pour différentes architectures de SST et effectuer des études de sensibilité afin de construire un outil simplifié de sélection d'architectures de réseaux.

PBA90	PR	Sources EnR&R à haute et moyenne température ($T > 60\text{ °C}$)	Sources EnR&R à basse température ($30\text{ °C} < T < 60\text{ °C}$)	Sources EnR&R à très basse température ($T < 30\text{ °C}$)
	Faible	T max. requise	T max. requise par PAC centralisée	T. max requise par PAC (ou TFP) centralisée / BT + Production décentralisée
Faible	Intermédiaire			T. max requise par PAC (ou TFP) centralisée / BT + Production décentralisée
	Forte			T. max requise par PAC (ou TFP) centralisée / BT + Production décentralisée
Inter-médiaire	-	T max. requise / T max. requise + 3T ou cascade (pour les bâtiments récents)	T min. requise par PAC centralisée + <i>booster</i> (pour les bâtiments anciens)	T min. requise par PAC (ou TFP) centralisée + <i>booster</i> (pour les bâtiments anciens) / BT + Production décentralisée
Forte	-	T max. requise	T max. requise par PAC centralisée	T max. requise par PAC (ou TFP) centralisée / BT + Production décentralisée

Niveaux de température à favoriser dans la boucle de distribution en fonction de la combinaison Niveau de température des sources EnR&R / type de quartier. Par rapport au Tableau 2.7 du Chapitre 2, la part de résidentiel (PR) a été prise en compte pour les quartiers qui suivent la combinaison Sources EnR&R à très basse température / PBA90_{Faible}. Les cases non grisées correspondent aux combinaisons étudiées dans le Chapitre 3, la solution optimale est mise en valeur en bleu.

Bibliographie

- [1] CEREMA. *Tout ce que vous avez toujours voulu savoir sur les réseaux de chaleur et de froid*. Jan. 2019. URL : <https://www.cerema.fr/fr/actualites/ce-que-vous-avez-toujours-voulu-savoir-reseaux-chaleur-froid> (visité le 05/08/2022).
- [2] ADEME et ENGIE. *THASSALIA : réseau de chaud et de froid à Marseille (13)*. Mars 2021. URL : <https://librairie.ademe.fr/energies-renouvelables-reseaux-et-stockage/4514-thassalia-reseau-de-chaud-et-de-froid-a-marseille-13.html> (visité le 21/04/2022).
- [3] SNCU et Auriane ATHENES. *Enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid – Edition 2021*. SNCU et Fedene, 2021. URL : <https://www.fedene.fr/wp-content/uploads/sites/2/2021/11/2021-Rapport-Global-2021-Restitution-enquete-reseaux-version-definitive.pdf> (visité le 27/04/2022).
- [4] Svend FREDERIKSEN et Sven WERNER. *District Heating and Cooling*. Lund Studentlitteratur, 2013. ISBN : 9789144085302.
- [5] COUR DES COMPTES. *Le chauffage urbain : une contribution efficace à la transition énergétique insuffisamment exploitée*. Sept. 2021. URL : <https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/2021-09/20210907-rapport-chauffage-urbain.pdf> (visité le 02/05/2022).
- [6] Sven WERNER. «International review of district heating and cooling». In : *Energy* 137 (2017), p. 617-631. ISSN : 03605442. URL : <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.04.045>.
- [7] Henrik LUND, Poul Alberg ØSTERGAARD, Tore Bach NIELSEN, Sven WERNER, Jan Eric THORSEN, Oddgeir GUDMUNDSSON, Ahmad ARABKOOHSAR et Brian Vad MATHIESEN. «Perspectives on fourth and fifth generation district heating». In : *Energy* 227 (2021), p. 120520. ISSN : 03605442. URL : <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120520>.
- [8] Matthias SULZER, Sven WERNER, Stefan MENNEL et Michael WETTER. «Vocabulary for the fourth generation of district heating and cooling». In : *Smart Energy* 1 (2021), p. 100003. ISSN : 26669552. URL : <https://doi.org/10.1016/j.segy.2021.100003>.

- [9] Henrik LUND, Sven WERNER, Robin WILTSHIRE, Svend SVENDSEN, Jan Eric THORSEN, Frede HVELPLUND et Brian Vad MATHIESEN. «4th Generation District Heating (4GDH). Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems.» In : *Energy* 68 (2014), p. 1-11. ISSN : 03605442. URL : <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.089>.
- [10] Paul BYRNE. «Etude expérimentale et numérique d'une thermofrigopompe de petite à moyenne puissance à équilibrage sur air». Theses. INSA de Rennes, nov. 2009. URL : <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00702941>.
- [11] Simone BUFFA, Marco COZZINI, Matteo D'ANTONI, Marco BARATIERI et Roberto FEDRIZZI. «5th generation district heating and cooling systems : A review of existing cases in Europe». In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 104. February (2019), p. 504-522. ISSN : 18790690. URL : <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.12.059>.
- [12] Jean-Marc PERCEBOIS, Hervé LAUTRETTE, Jean-Loup LACROIX, Hélène GALIA, Christophe LUTTMANN, Christophe RODRIGUEZ, Marie GUEHL, Astrid CARDONA-MAESTRO, Virginie SCHMIDLE-BLOCH, Armand POMART et Xavier MOCH. *La boucle tempérée à énergie géothermique*. AFPG, mars 2020. URL : http://www.afpg.asso.fr/wp-content/uploads/2020/05/APFG_GUIDE_BoucleEau_BAT3.pdf.
- [13] Kristina LYGNERUD, Sven WERNER, Helge AVERFALK, Theofanis BENAKOPOULOS, Isabelle BEST, Frank DAMMEL, Christian ENGEL, Roman GEYER, Oddgeir GUDMUNDSSON, Natasa NORD, Johannes OLTMANNS, Karl PONWEISER, Dietrich SCHMIDT, Harald SCHRAMMEL, Dorte ØSTERGAARD, Svend SVENDSEN et Michele TUNZI. *Low-Temperature District Heating Implementation Guidebook : Final Report of IEA DHC Annex TS2 Implementation of Low-Temperature District Heating Systems*. 2021. URL : <https://www.iea-dhc.org/the-research/annexes/2017-2021-annex-ts2>.
- [14] Dorte ØSTERGAARD et Svend SVENDSEN. «Space heating with ultra-low-temperature district heating - A case study of four single-family houses from the 1980s». In : *Energy Procedia* 116 (2017), p. 226-235. ISSN : 18766102. URL : <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2017.05.070>.
- [15] Poul Alberg ØSTERGAARD, Sven WERNER, Anders DYRELUND, Henrik LUND, Ahmad ARABKOOHSAR, Peter SORKNÆS, Oddgeir GUDMUNDSSON, Jan Eric THORSEN et Brian Vad MATHIESEN. «The four generations of district cooling - A categorization of the development in district cooling from origin to future prospect». In : *Energy* 253 (2022), p. 124098. ISSN : 03605442. URL : <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124098>.
- [16] VIASÈVA. *Existe-t-il un réseau de chaleur ou de froid près de chez moi?* URL : <https://carto.viaseva.org/> (visité le 07/05/2022).

- [17] CIBE, FEDENE, SER, UNICLIMA et ADEME. *Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération - édition 2021*. 2021. URL : https://www.fedene.fr/wp-content/uploads/sites/2/2021/10/PANORAMA_CHALEUR_2021__Web.pdf.
- [18] ADEME. *La chaleur fatale*. Sept. 2017. URL : <https://librairie.ademe.fr/energies-renouvelables-reseaux-et-stockage/2312-chaleur-fatale-9791029708954.html> (visité le 11/05/2022).
- [19] Sarah BRUECKNER, Laia MIRÓ, Luisa F. CABEZA, Martin PEHNT et Eberhard LAEVEMANN. «Methods to estimate the industrial waste heat potential of regions - A categorization and literature review». In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 38 (2014), p. 164-171. ISSN : 13640321. URL : <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.04.078>.
- [20] Axel VAUMORON et Elsa CHONY. *Récupération de chaleur fatale - Enjeux et potentiels*. Rapp. tech. Ademe, juill. 2020. URL : https://atee.fr/system/files/2021-03/04.%20ADEME_chaleur%20fatale_enjeux%20et%20modalit%C3%A9s%202020.pdf.
- [21] Samuel CHICHE. «Intégration de sources urbaines de chaleur fatale au sein d'un réseau de chaleur». Thèse de doct. 2020. URL : <http://www.theses.fr/2020PESC2007/document>.
- [22] RATP. *A Paris, un immeuble chauffé grâce à la chaleur de la ligne 11 du métro*. URL : <https://www.ratp.fr/geothermie-ligne11> (visité le 18/05/2022).
- [23] SDES. *Chiffres clés des énergies renouvelables - édition 2021*. Oct. 2021. URL : <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/chiffres-cles-du-climat-2022/> (visité le 30/05/2022).
- [24] Silviya Yordanova JEAN CLAUDE MIGETTE. *Enquête sur les prix des combustibles bois pour le chauffage domestique en 2021*. Rapp. tech. CODA Stratégies et Ademe, sept. 2022. URL : <https://librairie.ademe.fr/energies-renouvelables-reseaux-et-stockage/5712-enquete-sur-les-prix-des-combustibles-bois-en-2021-pour-le-chauffage-domestique.html> (visité le 25/07/2022).
- [25] IGN. *La surface forestière*. URL : <https://inventaire-forestier.ign.fr/spip.php?rubrique11> (visité le 27/07/2022).
- [26] AFPG. *La géothermie en France - Étude de filière AFPG 2021*. Sept. 2021. URL : <http://www.afpg.asso.fr/wp-content/uploads/2021/10/Etude-fili%C3%A8re-v11-web.pdf> (visité le 11/05/2022).
- [27] AFPG. *La géothermie en France - Étude du marché en 2011*. Rapp. tech. 2012. URL : http://www.afpg.asso.fr/wp-content/uploads/2015/04/AFPG_ETUDE2011_Vjuillet2013.pdf.

- [28] Frédéric BUGAREL, Eric LASNE et Dominique TOURNAYE. *De nouvelles perspectives pour l'exploitation des ressources géothermales*. Rapp. tech. BRGM, 2012. URL : <https://hal-brgm.archives-ouvertes.fr/hal-00662480>.
- [29] *L'écoquartier Vidailhan de Balma-Gramont (31) innove dans les énergies renouvelables*. 2013. URL : <http://www.eco-quartiers.fr/#!/fr/blog/2013/05/1-ecoquartier-vidailhan-de-balma-gramont-31-innove-dans-les-energies-renouvelables-108/> (visité le 13/05/2013).
- [30] Claire GUÉDON. *Data center géant à La Courneuve : tout savoir sur la «soucoupe volante»*. 19 juill. 2020. URL : <https://www.leparisien.fr/seine-saint-denis-93/data-center-geant-a-la-courneuve-tout-ce-que-vous-avez-toujours-voulu-savoir-sur-la-soucoupe-volante-19-07-2020-8355231.php> (visité le 11/05/2022).
- [31] ÉTABLISSEMENT PUBLIC D'AMÉNAGEMENT PARIS-SACLAY. *Le campus urbain Paris-Saclay - Le réseau de chaleur et de froid*. 2017. URL : https://epa-paris-saclay.fr/wp-content/uploads/2021/12/180103_Brochure_reseau_chaleur_WEB.pdf (visité le 11/05/2022).
- [32] ADEME et DALKIA. *Récupération de chaleur d'un data center à Bailly-Romainvilliers (77)*. Juill. 2014. URL : <https://ile-de-france.ademe.fr/sites/default/files/opex-recuperation-chaleur-data-center-bailly-romainvilliers.pdf> (visité le 11/05/2022).
- [33] *Une première en France : un éco-quartier chauffé grâce à la récupération de la chaleur des eaux usées*. 18 mars 2011. URL : https://reseaux-chaleur.cerema.fr/sites/reseaux-chaleur-v2/files/fichiers/2022/03/DP_ecoquartier_Nanterre_vF.pdf (visité le 11/05/2022).
- [34] IEA. *Combined Heat and Power - Evaluating the benefits of greater global investment*. 2008. URL : https://iea.blob.core.windows.net/assets/d459f7d5-1ba7-49d9-ad56-915fba22f267/chp_report.pdf.
- [35] Michel WAKIM. « Etude des machines à absorption pour la valorisation de la chaleur fatale basse température ». Thèse de doct. 2018. URL : <https://pastel.archives-ouvertes.fr/tel-01778402>.
- [36] FORTUM. *Seawater used for district cooling in Stockholm*. URL : <https://www.gns.cri.nz/gns/content/download/12050/64222/file/District%20Heating%20using%20seawater.pdf>.
- [37] FORTUM. *La technologie free cooling*. URL : https://www.engie.fr/wp-content/uploads/2015/12/climespace_4p-free-cooling-fr.pdf.

- [38] David CROCHET, Julien DUCREST et Michel MONNARD. *Genève-Lac-Nations (GLN) - étude de cas*. URL : https://thermdis.eawag.ch/static/templates/files/ThermischeNetze_EtudeDeCas_ReseauThermiqueGeneveLacNations.pdf.
- [39] AFPG. *La boucle d'eau tempérée à énergie géothermique - Guide technique*. Mars 2020. URL : <http://www.afpg.asso.fr/wp-content/uploads/2021/10/Etude-fili%C3%A8re-v11-web.pdf> (visité le 19/05/2022).
- [40] KSB. *Information Presse*. URL : <https://www.ksb.com/blob/1446738/dee05dfdc98788eb37caadp-thassalia-data.pdf>.
- [41] Emmanuel PETUEIL et Jean-Christophe LEONARD. *Etat des lieux des réseaux de chaleur Français*. 2017. URL : https://efficacity.com/wp-content/uploads/2017/12/171129_Etat-des-lieux-des-r%C3%A9seaux-de-chaleur-francaisaccesmembres.pdf.
- [42] Tomasz Janusz TELESZEWSKI, Dorota Anna KRAWCZYK et Antonio RODERO. «Reduction of Heat Losses Using Quadruple Heating Pre-Insulated Networks : A Case Study». In : *Energies* 12.24 (2019). ISSN : 1996-1073. URL : <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/24/4699>.
- [43] Justus von RHEIN, Gregor P. HENZE, Nicholas LONG et Yangyang FU. «Development of a topology analysis tool for fifth-generation district heating and cooling networks». In : *Energy Conversion and Management* 196.June (2019), p. 705-716. ISSN : 01968904. URL : <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.05.066>.
- [44] Antoine FABRE. «Développement d'indicateurs de performance et de détection de défauts sur les réseaux de chaleur dans une démarche d'optimisation de leur pilotage». Thèse de doct. 2020. URL : <http://www.theses.fr/2020UPSLM077>.
- [45] COSTIC. *La conception des réseaux bouclés d'eau chaude sanitaire - Guide technique*. Fév. 2021. URL : <https://librairie.ademe.fr/energies-renouvelables-reseaux-et-stockage/4583-conception-des-reseaux-boucles-d-eau-chaude-sanitaire.html> (visité le 19/05/2022).
- [46] IEA - ENERGY STORAGE TECHNOLOGY COLLABORATION PROGRAMME. *Large Thermal Energy Storages for District Heating*. URL : <https://iea-es.org/annex-39/> (visité le 18/05/2022).
- [47] IEA - SHC. *Task 45 Large Systems - Seasonal thermal energy storage, Report on state of the art and necessary further R+D*. Juin 2015. URL : http://task45.iea-shc.org/data/sites/1/publications/IEA_SHC_Task45_B_Report.pdf (visité le 18/05/2022).

- [48] Jan Erik NIELSEN et Per Alex SØRENSEN. *Renewable District Heating and Cooling Technologies with and without Seasonal Storage*. Elsevier Ltd, 2016, p. 197-220. ISBN : 9781782422181. URL : <http://dx.doi.org/10.1016/B978-1-78242-213-6.00009-6>.
- [49] BEIS. *Evidence Gathering: Thermal Energy Storage (TES) Technologies*. URL : https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/545249/DELTA_EE_DECC_TES_Final__1_.pdf (visité le 18/05/2022).
- [50] Bo NORDELL et Kjell SKOGSBERG. *The Sundsvall snow storage - six years of operation*. 2007, p. 349-366. URL : <https://link.springer.com/content/pdf/10.1007/2F978-1-4020-5290-3.pdf>.
- [51] fernanda BATISTA et Laure SAMAN. *EDF inaugure MASSILEO, le nouveau réseau d'énergies renouvelables intelligent de Marseille*. EDF Optimal Solutions. URL : https://www.massileo.fr/sites/massileo/files/2018-12/55ca409-8926-49a815e-4903-CP_-Inauguration-Massileo-Reseau-d-energies-renouvelables-intelligent.pdf.
- [52] *District heating pipeline with water from Lake Geneva in La Tour-de-Peilz*. 2017. URL : <https://www.unitracc.com/aktuelles/artikel/district-heating-pipeline-with-water-from-lake-geneva-in-la-tour-de-peilz-ch> (visité le 25/02/2018).
- [53] Sylvain BAUMANN. *District heating La Tour-de-Peilz*. Rapp. tech. 2020. URL : <http://etkhpcorderapi.extweb.sp.se/api/file/2024>.
- [54] Real Estate MANAGEMENT. *The energy of tomorrow : Energy concept Anergy Grid ETH Hönggerberg*. Rapp. tech. 2018. URL : https://ethz.ch/content/dam/ethz/main/eth-zurich/nachhaltigkeit/Dokumente/Anergienetz/200129%7B%5C_%7DAnergienetz%7B%5C_%7DA4%7B%5C_%7D6s%7B%5C_%7DEinzel%7B%5C_%7DEN%7B%5C_%7DRZ.pdf.
- [55] David CROCHET, Julien DUCREST et Michel MONNARD. *Réseau thermique Genève-Lac-Nations (GLN) Etude de cas*. Rapp. tech. 2017.
- [56] Patrick SUDAN. *Thermal network of the Jardins de la Pâla, Bulle - Switzerland*. Rapp. tech. Bulle. URL : https://www.arpea.ch/wp-content/uploads/2019/10/9%7B%5C_%7DSudan.pdf.
- [57] Urban SCALE, A PINA, P FERRÃO, J FOURNIER et O Le CORRE. «Energy monitoring of a low temperature heating and cooling district network Energy monitoring of a low temperature heating and cooling district Assessing the feasibility network of using the heat demand-outdoor a a long-term temperature Nadège function fo». In :

- Energy Procedia* 122 (2017), p. 62-67. ISSN : 1876-6102. URL : <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.07.289>.
- [58] N VETTERLI et M SULZER. «Dynamic analysis of the low-temperature district network "Suursrtoffi" through monitoring». In : *CISBAT* (2015), p. 517-522.
- [59] *Fiche presse Rocquebrune*. 2013. URL : https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/collectivite/transition-energetique/pages-references/fiche_presse_roquebrune.pdf (visité le 18/02/2018).
- [60] *Tout un quartier chauffé grâce au CERN*. 2018. URL : <https://www.tdg.ch/geneve/actu-genevoise/quartier-chauffe-grce-cern/story/28974479> (visité le 07/02/2018).
- [61] M. RÄMÄ et S. MOHAMMADI. «Comparison of distributed and centralised integration of solar heat in a district heating system». In : *Energy* 137 (2017), p. 649-660. ISSN : 03605442.
- [62] *L'écoquartier Vidailhan de Balma-Gramont (31) innove dans les énergies renouvelables*. 2013. URL : <http://www.eco-quartiers.fr/#!/fr/blog/2013/05/1-ecoquartier-vidailhan-de-balma-gramont-31-innove-dans-les-energies-renouvelables-108/> (visité le 13/05/2013).
- [63] Natasa NORD, Dietrich SCHMIDT et Anna Marie Dagmar KALLERT. «Necessary Measures to Include more Distributed Renewable Energy Sources into District Heating System». In : *Energy Procedia* 116 (2017), p. 48-57. ISSN : 18766102. URL : <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2017.05.054>.
- [64] Bruce SIBBITT, Doug McCLENAHAN, Reda DJEBBAR, Jeff THORNTON et Bill WONG. «The performance of a high solar fraction seasonal storage district heating system – five years of operation». In : 30 (2012), p. 856-865. ISSN : 1876-6102. URL : <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2012.11.097>.
- [65] Simon CHAPUIS et Michel BERNIER. «Seasonal storage of solar energy in borehole heat exchangers». In : *IBPSA 2009 - International Building Performance Simulation Association 2009*. 2009, p. 599-606. URL : http://www.ibpsa.org/proceedings/BS2009/BS09%7B%5C_%7D0599%7B%5C_%7D606.pdf.
- [66] Ciarán FLYNN et Kai SIRÉN. «Influence of location and design on the performance of a solar district heating system equipped with borehole seasonal storage». In : *Renewable Energy* 81 (2015), p. 377-388. ISSN : 18790682.
- [67] Raimonda SOLOHA, Ieva PAKERE et Dagnija BLUMBERGA. «Solar energy use in district heating systems. A case study in Latvia». In : *Energy* 137 (2017), p. 586-594. ISSN : 03605442. URL : <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.04.151>.

- [68] Hassam Ur REHMAN, Janne HIRVONEN et Kai SIRÉN. «Design of a Simple Control Strategy for a Community-size Solar Heating System with a Seasonal Storage». In : *Energy Procedia* 91 (2016), p. 486-495. ISSN : 18766102. URL : <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2016.06.183>.
- [69] Farzin M. RAD et Alan S. FUNG. «Solar community heating and cooling system with borehole thermal energy storage - Review of systems». In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 60 (2016), p. 1550-1561. ISSN : 18790690. URL : <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.03.025>.
- [70] Carlo WINTERSCHIED, Jan Olof DALENBÄCK et Stefan HOLLER. «Integration of solar thermal systems in existing district heating systems». In : *Energy* 137 (2017), p. 579-585. ISSN : 03605442.
- [71] Xiaochen YANG et Svend SVENDSEN. «Ultra-low temperature district heating system with central heat pump and local boosters for low-heat-density area : Analyses on a real case in Denmark». In : *Energy* 159 (sept. 2018), p. 243-251. ISSN : 0360-5442. URL : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544218311332>.
- [72] Libing YANG, Evgueniy ENTCHEV, Antonio ROSATO et Sergio SIBILIO. «Smart thermal grid with integration of distributed and centralized solar energy systems». In : *Energy* 122 (2017), p. 471-481. ISSN : 03605442. URL : <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2017.01.114>.
- [73] IEA. *District Heating*. URL : <https://www.iea.org/reports/district-heating> (visité le 18/05/2022).
- [74] AIE. *Net Zero Emissions by 2050 Scenario (NZE)*. URL : <https://www.iea.org/reports/world-energy-model/net-zero-emissions-by-2050-scenario-nze> (visité le 08/08/2022).
- [75] IEA. *Cooling*. Nov. 2021. URL : <https://www.iea.org/reports/cooling> (visité le 30/05/2022).
- [76] EUROSTAT. *Energy statistics - cooling and heating degree days*. URL : https://ec.europa.eu/eurostat/cache/metadata/fr/nrg_chdd_esms.htm (visité le 01/06/2022).
- [77] IEA. *The Future of Cooling : Opportunities for energy-efficient air conditioning*. 2018. URL : <https://doi.org/10.1787/9789264301993-en> (visité le 30/05/2022).
- [78] Simon PEZZUTTO, Philippe RIVIERE, Lukas KRANZL, Andrea ZAMBITO, Giulio QUAGLINI, Antonio NOVELLI, Marcus HUMMEL, Luigi BOTTECCHIA et Eric WILCZYNSKI. «Recent Advances in District Cooling Diffusion in the EU27 + UK : An Assessment of the Market». In : (2022). URL : <https://doi.org/10.3390/su14074128>.

- [79] Mathias BERRY, Cindy MELFORT et Valérie POTIER. *Cartographie des besoins en chaleur - Méthodologie de calcul*. Rapp. tech. CEREMA, 2020. URL : <https://reseaux-chaleur.cerema.fr/donnees-et-cartographies/cartographie-des-besoins-chaleur-et-froid-secteur-france> (visité le 15/07/2022).
- [80] EUROSTAT. *EU overachieves 2020 renewable energy target*. URL : <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/-/ddn-20220119-1> (visité le 30/05/2022).
- [81] EUROSTAT. *Greenhouse gas emission statistics - emission inventories*. URL : https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Greenhouse_gas_emission_statistics_-_emission_inventories (visité le 09/06/2022).
- [82] EUROSTAT. *Energy efficiency statistics*. URL : https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_efficiency_statistics (visité le 09/06/2022).
- [83] SDES. *Chiffres clés du climat - France, Europe et Monde - édition 2022*. Oct. 2021. URL : <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/chiffres-cles-du-climat-2022/> (visité le 30/05/2022).
- [84] Tobias FLEITER, Rainer ELSLAND, Matthias REHFELDT, Jan STEINBACH, Ulrich REITER, Giacomo CATENAZZI, Martin JAKOB, Cathelijne RUTTEN, Robert HARMSSEN, Florian DITTMANN, Philippe RIVIÈRE et Pascal STABAT. *Profile of heating and cooling demand in 2015*. Heat Roadmap Europe, 2017. URL : <https://heatroadmap.eu/wp-content/uploads/2018/09/3.1-Profile-of-the-heating-and-cooling-demand-in-the-base-year-in-the-14-MSs-in-the-EU28-2.pdf>.
- [85] EUROSTAT. *Degrés-jours de chauffage et de refroidissement par région NUTS 3 - données annuelles*. URL : https://ec.europa.eu/eurostat/fr/web/products-datasets/-/NRG_CHDDR2_A (visité le 07/06/2022).
- [86] Bernd MÖLLER, Eva WIECHERS, Urban PERSSON, Lars GRUNDAHL et David CONNOLLY. «Heat Roadmap Europe : Identifying local heat demand and supply areas with a European thermal atlas». In : *Energy* 158 (2018), p. 281-292. ISSN : 03605442.
- [87] sEENERGIES. *D5.1 - Excess heat potentials of industrial sites in Europe*. 2020. URL : <https://zenodo.org/record/4785411#.YnTziuhBxaQ> (visité le 30/05/2022).
- [88] sEnergies OPEN DATA. *District Heating Areas*. 2020. URL : https://s-eenergies-open-data-euf.hub.arcgis.com/datasets/b62b8ad79f0e4ae38f032ad6aadb91a0_0/about (visité le 03/06/2022).
- [89] Johannes PELDA, Stefan HOLLER et Urban PERSSON. «District heating atlas - Analysis of the German district heating sector». In : *Energy* 233 (2021), p. 121018. ISSN : 03605442. URL : <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121018>.

- [90] Hanaé CHAUVAUD DE ROCHEFORT. *Market Report : Heat Networks in the UK*. Rapp. tech. Ade, jan. 2018. URL : https://www.theade.co.uk/assets/docs/resources/Heat%20Networks%20in%20the%20UK_v5%20web%20single%20pages.pdf.
- [91] Rémi PATUREAU, Cong Toan TRAN, Valentin GAVAN et Pascal STABAT. «The new generation of District heating & cooling networks and their potential development in France». In : *Energy* 236.2021 (2021). ISSN : 03605442.
- [92] Martin LEURENT. «Analysis of the district heating potential in French regions using a geographic information system». In : *Applied Energy* 252.June (2019), p. 113460. ISSN : 03062619. URL : <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113460>.
- [93] Bernd MÖLLER et Sven WERNER. *Quantifying the Potential for District Heating and Cooling in EU Member States*. 2020. URL : <https://heatroadmap.eu/wp-content/uploads/2018/09/STRATEG0-WP2-Background-Report-6-Mapping-Potenital-for-DHC.pdf> (visité le 30/05/2022).
- [94] Florian DITTMANN, Philippe RIVIÈRE et Pascal STABAT. *Space Cooling Technology in Europe*. Heat Roadmap Europe, 2017. URL : https://heatroadmap.eu/wp-content/uploads/2018/11/HRE4_D3.2.pdf.
- [95] René KEMNA. *Average EU building heat load for HVAC equipment*. 2014. URL : https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2014_final_report_eu_building_heat_demand.pdf (visité le 06/06/2022).
- [96] Sven WERNER. «European space cooling demands». In : *Energy* 110 (2016), p. 148-156. ISSN : 03605442. URL : <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2015.11.028>.
- [97] Mindaugas JAKUBCIONIS et Johan CARLSSON. «Estimation of European Union residential sector space cooling potential». In : *Energy Policy* 101.December 2016 (2017), p. 225-235. ISSN : 03014215. URL : <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2016.11.047>.
- [98] SDES. *Bilan énergétique de la France pour 2020*. Jan. 2022. URL : <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/bilan-energetique-2020/> (visité le 30/05/2022).
- [99] SDES. *Bilan énergétique de la France pour 2019*. Jan. 2021. URL : <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/bilan-energetique-2019/> (visité le 30/05/2022).
- [100] Mindaugas JAKUBCIONIS et Johan CARLSSON. «Estimation of European Union service sector space cooling potential». In : *Energy Policy* 113.May 2017 (2018), p. 223-231. ISSN : 03014215. URL : <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.11.012>.

- [101] CEREMA. *Besoin en chaleur et en froid du secteur tertiaire*. 2020. URL : https://carto.cdata.cerema.fr/1/besoin_chaleur_froid_tertiaire.map (visité le 12/07/2022).
- [102] Ministère de la transition ÉCOLOGIQUE. *Données locales de consommation d'énergie*. 2021. URL : <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/donnees-locales-de-consommation-denergie>.
- [103] SNCU. *Enquête nationale de branche sur les réseaux de chaleur et de froid - 2005. 2008*. URL : https://reseaux-chaleur.cerema.fr/sites/reseaux-chaleur-v2/files/fichiers/2022/01/2005-RAPPORT_DEFINITIF_SUR_LES_RESEAUX_DE_CHALEUR_ET_DE_FROID.pdf.
- [104] SNCU. *Les réseaux de chauffage urbain de 1987 à 1997*. 2001. URL : <https://reseaux-chaleur.cerema.fr/sites/reseaux-chaleur-v2/files/fichiers/2022/07/Les-reseaux-de-chauffage-urbain-de-1987-a-1997.pdf>.
- [105] LÉGIFRANCE. *Arrêté du 4 août 2021 relatif aux exigences de performance énergétique et environnementale des constructions de bâtiments en France métropolitaine et portant approbation de la méthode de calcul prévue à l'article R. 172-6 du code de la construction et de l'habitation*. 2021. URL : https://www.legifrance.gouv.fr/eli/arrete/2021/8/4/LOGL2107359A/jo/article_10.
- [106] Journal OFFICIEL. *Arrêté du 4 mai 2009 - Évaluation du contenu en CO2 des réseaux de chaleur et de froid*. 2009. URL : https://reseaux-chaleur.cerema.fr/sites/reseaux-chaleur-v2/files/fichiers/2022/02/2009-05-04_joe_20090520_0116_0003.pdf.
- [107] Journal OFFICIEL. *Arrêté du 12 octobre 2020 - Évaluation du contenu en CO2 des réseaux de chaleur et de froid*. 2020. URL : https://reseaux-chaleur.cerema.fr/sites/reseaux-chaleur-v2/files/fichiers/2022/02/2020-10-12_joe_20201016_0252_0001.pdf.
- [108] Samel PETIT et Laura ROSSI. *Indicateurs de l'enquête nationale des réseaux de chaleur et de froid urbains - Méthodologie de calcul*. Rapp. tech. Fedene, mars 2021. URL : https://www.fedene.fr/wp-content/uploads/sites/2/2021/04/Guide_m%C3%A9thodologique_EARCF2021.pdf.
- [109] LÉGIFRANCE. *Consultation relative aux seuils EGES des bâtiments neufs de bureaux et de l'enseignement primaire et secondaire*. 2021. URL : http://www.batiment-energiecarbone.fr/IMG/pdf/20210528_contribution_fedene_re2020_exigences_bu_ens.pdf.

- [110] Laurence HAEUSLER, Alexandre FERNANDES, Martin GUYOT et Fédérico MARANGONI. *Réseaux de chaleur et de froid, état des lieux de la filière : marchés, emplois, coûts*. Rapp. tech. Ademe, mai 2019. URL : <https://librairie.ademe.fr/energies-renouvelables-reseaux-et-stockage/818-reseaux-de-chaleur-et-de-froid-etat-des-lieux-de-la-filiere-marches-emplois-couts.html>.
- [111] Urban PERSSON, Eva WIECHERS, Bernd MÖLLER et Sven WERNER. «Heat Roadmap Europe : Heat distribution costs». In : *Energy* 176 (2019), p. 604-622. ISSN : 03605442.
- [112] Laurène DAGALLIER, Julie PURDUE et Norbert BOMMENSATT. *Comparaison économique des modes de chauffage en 2018*. Rapp. tech. Amorce, mars 2020. URL : <https://amorce.asso.fr/publications/comparaison-economique-des-modes-de-chauffage-en-2018-rce35>.
- [113] Laurène DAGALLIER, Norbert SERBON Marie Bommensatt, David CANAL, Julie PURDUE et Marie DESCAT. *Enquête sur le prix de vente de la chaleur et du froid en 2018*. Rapp. tech. Amorce, mars 2020. URL : <https://amorce.asso.fr/publications/enquete-sur-le-prix-de-vente-de-la-chaleur-et-de-froid-en-2018-rce34>.
- [114] LÉGIFRANCE. *Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie*. URL : <https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/JORFTEXT000041814432/> (visité le 01/06/2022).
- [115] IEA. *Cooling degree days in France, 2000-2020*. URL : <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/cooling-degree-days-in-france-2000-2020> (visité le 01/06/2022).
- [116] ADEME. *Conditions d'éligibilité et de financement : Réseaux de chaleur et de froid*. 2022. URL : <https://agirpoulatransition.ademe.fr/entreprises/sites/default/files/Conditions%20d%27%C3%A9ligibilit%C3%A9%20et%20de%20financement%20-%20R%C3%A9seaux%20de%20chaleur%20et%20de%20froid.pdf>.
- [117] MINISTÈRE DE LA TRANSITION ÉCOLOGIQUE ET SOLIDAIRE. *Réseaux de chaleur & de froid : une filière d'avenir*. 2019. URL : https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/2019.10.07_eb_ew_dp_reseauxchaleurfroid.pdf.
- [118] *Arrêté du 26 avril 2022 relatif au classement des réseaux de chaleur et de froid*. URL : <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000045667492> (visité le 20/11/2022).
- [119] CNRTL. *Typologie*. URL : <https://www.cnrtl.fr/definition/typologie>.

- [120] Nathalie LONG. «Analyses morphologiques et aérodynamiques du tissu urbain : application à la micro-climatologie de Marseille pendant la campagne ESCOMPTE». Thèse de doctorat dirigée par Kergomard, Claude et Mestayer, Patrice Géographie Lille 1 2003. Thèse de doct. 2003, 1 vol. (297 p.) URL : <http://www.theses.fr/2003LIL10111>.
- [121] Marion BONHOMME. «Contribution à la génération de bases de données multi-scalaires et évolutives pour une approche pluridisciplinaire de l'énergétique urbaine». Thèse de doct. 2013. URL : https://lra.toulouse.archi.fr/lra/productions/theses-et-hdr-soutenues/theses-soutenues/Marion_Bonhomme/memoire_v10.
- [122] Victor MARTY-JOURJON. *Typologie des territoires : identification d'un panel d'îlots types, adapté aux études de stratégies énergétiques, par classification statistique sur la région d'Ile-de-France (rapport interne)*. 2017.
- [123] Mohamed SAÏD et Patricia BONNEAU. *Méthodologie utilisée pour définir une typologie de quartiers (rapport interne)*. 2016.
- [124] INSEE. IRIS. 2016. URL : <https://www.insee.fr/fr/metadonnees/definition/c1523>.
- [125] INSEE. *Population en 2019 - Recensement de la population*. URL : <https://www.insee.fr/fr/statistiques/6456157?sommaire=6456166>.
- [126] Tobias NAEGLER, Sonja SIMON, Martin KLEIN et Hans CHRISTIAN GILS. «Quantification of the European industrial heat demand by branch and temperature level». In : *International journal of energy research* (2019). URL : <http://dx.doi.org/10.1002/er.3436>.
- [127] Steffen NIELSEN et Bernd MÖLLER. «GIS based analysis of future district heating potential in Denmark». In : *Energy* 57 (2013), p. 458-468. ISSN : 03605442. URL : <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2013.05.041>.
- [128] Jonathan CHAMBERS, Kapil NARULA, Matthias SULZER et Martin K. PATEL. «Mapping district heating potential under evolving thermal demand scenarios and technologies : A case study for Switzerland». In : *Energy* 176 (2019), p. 682-692. ISSN : 03605442. URL : <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.04.044>.
- [129] EDF. *Il était une fois les réglementations thermiques...* Nov. 2021. URL : <https://particulier.edf.fr/fr/accueil/economies-d-energie/construction-et-renovation/la-reglementation-thermique-2012/il-etait-une-fois-les-reglementations-thermiques> (visité le 12/09/2022).
- [130] Enora GARREAU. «Développement d'une méthodologie d'analyse de la parcimonie pour la simulation énergétique urbaine». Theses. Université Paris sciences et lettres, mars 2021. URL : <https://pastel.archives-ouvertes.fr/tel-03403586>.

- [131] Marek BRAND et Svend SVENDSEN. «Renewable-based low-temperature district heating for existing buildings in various stages of refurbishment». In : *Energy* 62 (2013), p. 311-319. ISSN : 03605442. URL : <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2013.09.027>.
- [132] A. M.G. KLEIN TANK, J. B. WIJNGAARD, G. P. KÖNNEN, R. BÖHM, G. DEMARÉE, A. GOCHEVA, M. MILETA, S. PASHIARDIS, L. HEJKRLIK, C. KERN-HANSEN, R. HEINO, P. BESSEMOULIN, G. MÜLLER-WESTERMEIER, M. TZANAKOU, S. SZALAI, T. PÁLSDÓTTIR, D. FITZGERALD, S. RUBIN, M. CAPALDO, M. MAUGERI, A. LEITASS, A. BUKANTIS, R. ABERFELD, A. F.V. VAN ENGELEN, E. FORLAND, M. MIETUS, F. COELHO, C. MARES, V. RAZUVAEV, E. NIEPLOVA, T. CEGNAR, J. ANTONIO LÓPEZ, B. DAHLSTRÖM, A. MOBERG, W. KIRCHHOFER, A. CEYLAN, O. PACHALIUK, L. V. ALEXANDER et P. PETROVIC. «Daily dataset of 20th-century surface air temperature and precipitation series for the European Climate Assessment». In : *International Journal of Climatology* 22.12 (2002), p. 1441-1453. ISSN : 08998418.
- [133] SIRENE. *Présentation de la base Sirene*. URL : <https://www.sirene.fr/sirene/public/static/contenu-base-sirene>.
- [134] Christian QUEST. *Géocodage de la base SIRENE*. URL : http://data.cquest.org/geo_sirene/.
- [135] IGN. *BD TOPO® - La modélisation 2D et 3D du territoire et de ses infrastructures sur l'ensemble du territoire français*. URL : <https://geoservices.ign.fr/bdtopo>.
- [136] IGN. *IRIS...GE*. URL : <https://geoservices.ign.fr/documentation/donnees/vecteur/irisge>.
- [137] INSEE. *Logement en 2015 : Recensement de la population - Base infracommunale (IRIS)*. URL : <https://www.insee.fr/fr/statistiques/3627374>.
- [138] DRIEE ÎLE-DE-FRANCE. *Carte : Réseaux de chaleur en Île-de-France*. URL : <http://www.driee.ile-de-france.developpement-durable.gouv.fr/carte-reseaux-de-chaleur-en-ile-de-france-a1980.html>.
- [139] LÉGIFRANCE. *Article Annexe VIII - Arrêté du 28 décembre 2012 relatif aux caractéristiques thermiques et aux exigences de performance énergétique des bâtiments nouveaux et des parties nouvelles de bâtiments autres que ceux concernés par l'article 2 du décret du 26 octobre 2010 relatif aux caractéristiques thermiques et à la performance énergétique des constructions*. 2012. URL : https://www.legifrance.gouv.fr/loda/article_lc/LEGIARTI000030072653/.
- [140] SDES. *Consommation d'énergie par usage du tertiaire*. Déc. 2021. URL : <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/consommation-denergie-par-usage-du-tertiaire>.

- [141] *Climat, Air et Energie, Chiffres clés - édition 2018*. ADEME, p. 143. URL : <https://librairie.ademe.fr/changement-climatique-et-energie/1725-climat-air-et-energie-9791029712005.html>.
- [142] Camille FREPPEL. *37,2 millions de logements en France au 1er janvier 2021*. Nov. 2021. URL : <https://www.insee.fr/fr/statistiques/5761272> (visité le 15/07/2022).
- [143] INSEE. *Établissement / Siret*. URL : <https://www.insee.fr/fr/metadonnees/definition/c1377> (visité le 08/07/2022).
- [144] SEAI. *Heating and cooling in Ireland today*. Rapp. tech. Fév. 2022. URL : <https://www.seai.ie/publications/Heating-and-Cooling-in-Ireland-Today.pdf> (visité le 15/07/2022).
- [145] SDES. *Consommation d'énergie par usage du résidentiel*. Déc. 2021. URL : <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/consommation-denergie-par-usage-du-residentiel>.
- [146] Paer DALIN, Joakim NILSSON et Anders RUBENHAG. *ECOHEATCOOL Work Package 2. The European cold market. Final Report*. 2006. URL : <https://www.osti.gov/etdeweb/biblio/20758196>.
- [147] Romain ROY. *Guide de création d'un réseau de chaleur - Eléments clés pour le maître d'ouvrage*. Amorce, mars 2017. URL : <https://amorce.asso.fr/publications/guide-de-creation-d-un-reseau-de-chaleur-elements-cles-pour-le-maitre-d-ouvrage-rct46>.
- [148] Christophe LEMAIRE. «Triangulation de Delaunay et arbres multidimensionnels». Theses. Ecole Nationale Supérieure des Mines de Saint-Etienne; Université Jean Monnet - Saint-Etienne, déc. 1997. URL : <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00850521>.
- [149] Olivier DEVILLERS. *Arbre de longueur minnimale (sic)*. URL : <https://www.enseignement.polytechnique.fr/informatique/INF431/X05-2006-2007/PI/devillers.pdf>.
- [150] Hans Christian GILS, Janusz COFALA, Fabian WAGNER et Wolfgang SCHÖPP. «GIS-based assessment of the district heating potential in the USA». In : *Energy* 58 (2013), p. 318-329. ISSN : 0360-5442. URL : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544213005264>.
- [151] P. LAUENBURG. «11 - Temperature optimization in district heating systems». In : *Advanced District Heating and Cooling (DHC) Systems*. Sous la dir. de Robin WILTSHIRE. Woodhead Publishing Series in Energy. Oxford : Woodhead Publishing, 2016, p. 223-240. ISBN : 978-1-78242-374-4. URL : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9781782423744000112>.

- [152] SOLAGRO, BIOMASSE NORMANDIE et BVA. *Etude sur le chauffage domestique au bois : Marchés et approvisionnement, Synthèse, 24 pages*. accessed : 2021-05-05. ADEME, 2018. URL : <https://www.ademe.fr/etude-chauffage-domestique-bois>.
- [153] Le ministère de L'ÉCOLOGIE. *Programmation pluriannuelle de l'énergie - Stratégie française pour l'énergie et le climat (2019-2023, 2024-2028)*. URL : <https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/20200422%20Programmation%20pluriannuelle%20de%20l%27e%CC%81nergie.pdf>.
- [154] SNCU, FEDENE et SETEC. *Les réseaux de chaleur en France : Connaissez-vous le potentiel de votre territoire?* Rapp. tech. URL : https://www.observatoire-des-reseaux.fr/wp-content/uploads/2017/02/HD-FEDENE-SNCU_PLAQUETTE_RESEaux-CHALEUR-FRANCE.pdf (visité le 15/07/2022).
- [155] Maria JANGSTEN, Peter FILIPSSON, Torbjörn LINDHOLM et Jan-Olof DALENBÄCK. «High Temperature District Cooling : Challenges and Possibilities Based on an Existing District Cooling System and its Connected Buildings». In : *Energy* 199 (2020), p. 117407. ISSN : 0360-5442. URL : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544220305144>.
- [156] ADEME. *Le chauffage et l'eau chaude solaires*. URL : <https://librairie.ademe.fr/cadic/1760/guide-pratique-chauffage-et-eau-chaude-solaires.pdf>.
- [157] ADEME. *Production de chaleur biomasse : 54 exemples d'installation biomasse en entreprise*. URL : <https://librairie.ademe.fr/cadic/1374/chaleur-biomasse-entreprises-ils-lont-fait-010606.pdf>.
- [158] ADEME. *La géothermie en Île-de-france*. URL : <https://ile-de-france.ademe.fr/sites/default/files/geothermie-ile-de-france.pdf>.
- [159] Dorte ØSTERGAARD. «Heating of existing buildings by low-temperature district heating». Thèse de doct. 2018. URL : <https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/161127842/Untitled.pdf>.
- [160] Matthias REHFELDT, Clemens ROHDE, Tobias FLEITER, Felipe TORO et Felix REITZE. «A bottom-up estimation of heating and cooling demand in the European industry». In : *Eceee Industrial Summer Study Proceedings 2016* (2016), p. 59-69. ISSN : 20017987. URL : https://www.eceee.org/library/conference_proceedings/eceee_Industrial_Summer_Study/2016/1-policies-and-programmes/a-bottom-up-estimation-of-heating-and-cooling-demand-in-the-european-industry/2016/1-031-16_Rehfeldt.pdf/.
- [161] *Smartseille, l'écoquartier du futur à vivre au présent*. EcoCité Euroméditerranée. URL : <http://www.smartseille.fr/pdf/plaquette-smartseille-2015.pdf> (visité le 01/09/2022).

- [162] COSTIC. *Les besoins d'eau chaude sanitaire en habitat individuel et collectif - Guide technique*. Fév. 2021. URL : https://www.costic.com/sites/default/files/upload/telechargements/ECS_MJL_ADEME/besoin-eau-chaude-sanitaire-habitat-individuel-et-collectif.pdf (visité le 05/11/2022).
- [163] TRNSYS, *Transient System Simulation Tool*. University of Wisconsin. URL : <http://www.trnsys.com/>.
- [164] *Model-Based Design : du concept au code*. Matworks. URL : <https://fr.mathworks.com/products/matlab.html>.
- [165] *City Energy Analyst : Urban Energy Performance at Your Fingertips*. The A/S group - ETH Zurich. URL : <https://cityenergyanalyst.com/>.
- [166] *La nouvelle version de PowerDIS en phase de mise en situation*. Efficacity. URL : <https://www.efficacity.com/la-nouvelle-version-de-powerdis-en-phase-de-mise-en-situation/>.
- [167] Michael WETTER et Christoph HAUGSTETTER. «MODELICAVERSUS TRNSYS – A COMPARISON BETWEEN AN EQUATION-BASED AND A PROCEDURAL MODELING LANGUAGE FOR BUILDING ENERGY SIMULATION». In : (2006). ISSN : 19416741. URL : <http://simulationresearch.lbl.gov/WETTER/download/WetterHaugstetter-2006.pdf>.
- [168] Michael WETTER. «Modelica-based modelling and simulation to support research and development in building energy and control systems». In : *Journal of Building Performance Simulation* 2.2 (2009), p. 143-161. ISSN : 19401493.
- [169] Marwan ABUGABBARA, Saqib JAVED, Hans BAGGE et Dennis JOHANSSON. «Bibliographic analysis of the recent advancements in modeling and co-simulating the fifth-generation district heating and cooling systems». In : *Energy and Buildings* 224 (2020), p. 110260. ISSN : 03787788. URL : <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2020.110260>.
- [170] Michael WETTER, Wangda ZUO, Thierry S. NOUIDUI et Xiufeng PANG. «Modelica Buildings library». In : *Journal of Building Performance Simulation* 7.4 (2014), p. 253-270. URL : <https://doi.org/10.1080/19401493.2013.765506>.
- [171] D MÜLLER, M LAUSTER, A CONSTANTIN, M FUCHS et P REMMEN. «AixLib - An Open-Source Modelica Library within the IEA-EBC Annex 60 Framework». In : ().
- [172] *BuildingSystems*. URL : <https://github.com/UdK-VPT/BuildingSystems> (visité le 20/11/2022).

- [173] Filip JORISSEN, Glenn REYNDERS, Ruben BAETENS, Damien PICARD, Dirk SAELENS et Lieve HELSEN. «Implementation and Verification of the IDEAS Building Energy Simulation Library». In : *Journal of Building Performance Simulation* 11 (6 2018), p. 669-688.
- [174] *Modelica IBPSA library*. URL : <https://github.com/ibpsa/modelica-ibpsa> (visité le 08/11/2022).
- [175] OPTIMAL SOLUTIONS. *Raccordements Massileo et Galerie de la Mer - Demande d'autorisation Environnementale*. 2017. URL : <https://www.bouches-du-rhone.gouv.fr/content/download/28729/170171/file/Dossier%20demande%20d%27autorisation%20environnementale-27%20d%C3%A9cembre%202017.pdf>.
- [176] CIAT. *Water-cooled chillers - HYDROCIAT LW*. URL : <https://www.ciat.uk.com/wp-content/uploads/2017/02/Hydrociat-LW-information-manual.pdf>.
- [177] Tamami KUSUDA et Paul R. ACHENBACH. «Earth Temperature and Thermal Diffusivity at Selected Stations in the United States». In : (1965). URL : <https://nvlpubs.nist.gov/nistpubs/Legacy/RPT/nbsreport8972.pdf>.
- [178] Shaban GOUDA, A H BAHNASAWY et Samir Ahmad ALI. «Developing and Validating Soil Temperature Model under Egyptian Conditions». In : 2015.
- [179] Georgios FLORIDES et Soteris KALOGIROU. «Annual ground temperature measurements at various depths». In : January 2014 (2005), p. 1-6. URL : <http://ktisis.cut.ac.cy/handle/10488/844>.
- [180] ASHRAE. *DISTRICT HEATING GUIDE*. 2013. ISBN : 9781936504435.
- [181] *Representative Densities of Commonly Encountered Soil Types*. URL : https://structx.com/Soil_Properties_002.html (visité le 24/09/2022).
- [182] *Representative Densities of Commonly Encountered Soil Types*. URL : <http://infoterre.brgm.fr/viewer/MainTileForward.do> (visité le 24/09/2022).
- [183] Prabhata K. SWAMEE et Akalank K. JAIN. «Explicit Equations for Pipe-Flow Problems». In : (1976). URL : <https://ascelibrary.org/doi/abs/10.1061/JYCEAJ.0004542>.
- [184] AFNOR. *NF EN442-2 - Radiateurs et convecteurs - Partie 2 : Méthodes d'essai et d'évaluation*.
- [185] *Modelica Buildings Library - Package with radiant slab models*. URL : https://simulationresearch.lbl.gov/modelica/releases/v1.4_build1/help/Buildings_Fluid_HeatExchangers_RadiantSlabs.html#Buildings.Fluid.HeatExchangers.RadiantSlabs.SingleCircuitSlab (visité le 31/10/2022).
- [186] *Choisir un ballon de stockage*. URL : <https://energieplus-lesite.be/concevoir/eau-chaude-sanitaire3/choisir-les-equipements-ecs/choisir-un-ballon-de-stockage/> (visité le 08/11/2022).

Annexes

Annexe A Pondération inverse à la distance	205
Annexe B Article	206
Annexe C Tableau de synthèse de la part des IRIS appartenant aux différentes catégories des variables de catégorisation en fonction de la taille des communes	222
Annexe D Consommations pour les secteurs résidentiel et tertiaire	223
D.1 Secteur Résidentiel, consommations totales liées aux besoins de chaleur en fonction de l'âge des logements et du type de logement (collectif ou individuel)	223
D.2 Secteur tertiaire, consommations totales et liées aux besoins de chaleur en fonction du secteur d'activité	224
Annexe E Puissances demandées par les différents bâtiments	228
Annexe F Coefficient pour les puissances ECS et les températures d'eau froide en fonction des mois de l'année	233
F1 Coefficients pour la puissance en ECS	233
F2 Température d'eau froide	234
Annexe G Modèles	235
G.1 Puissance en fonction du débit et des températures d'entrée et de sortie	235
G.2 Pertes de charge	236
G.3 Échangeurs	237
G.3.1 Échangeurs à efficacité constante	237
G.3.2 Échangeurs à contre-courant à efficacité variable (méthode NUT)	238
G.4 Pompes	240
G.5 TFP / GF	241
G.5.1 Modèle de base	241
G.5.2 Modèle de TFP avec désurchauffeur	242
G.6 Tuyaux	243
G.6.1 Évaluation de la température du sol	244

G.6.2	Pertes de charge	245
G.6.3	Températures	246
G.6.4	Choix des valeurs	246
G.7	Émetteurs de chaleur dans les bâtiments	247
G.7.1	Radiateurs	247
G.7.2	Plancher chauffant	248
G.8	Stockage ECS	250

A

Pondération inverse à la distance

Calcul d'une valeur interpolée u à partir d'un point donné x :

$$u(x) = \frac{\sum_{k=0}^N w_k(x)^p u_k}{\sum_{k=0}^N w_k(x)^p} \quad (\text{A.1})$$

Avec :

$$w_k(x) = \frac{1}{d(x, x_k)} \quad (\text{A.2})$$

x est le point à interpoler, x_k est un point d'interpolation (connu), u_k la valeur de la fonction u au point x_k , d la distance de x_k à x , N le nombre total de points connus utilisés dans l'interpolation et p un nombre positif réel, appelé le paramètre de puissance.

La valeur de p modifie l'influence des points les plus proches du point interpolé, une plus grande valeur leur octroyant une plus grande influence. Dans cette étude, la valeur $p = 2$ a été choisie, qui est la valeur par défaut de QGIS, le logiciel utilisé pour réaliser l'interpolation.

B

Article



Contents lists available at ScienceDirect

Energy

journal homepage: www.elsevier.com/locate/energy

The new generation of District heating & cooling networks and their potential development in France



Rémi Patureau ^{a, b, *}, Cong Toan Tran ^b, Valentin Gavan ^c, Pascal Stabat ^b

^a Efficacity, 14-20 Boulevard Newton, 77447, Marne-la-Vallée, France

^b MINES Paristech, PSL Research University, CES: Centre D'efficacité énergétique des Systèmes, 60 Boulevard St Michel, 75006, Paris, France

^c ENGIE Lab CRIGEN, 4 Rue Joséphine Baker, 93240, Stains, France

ARTICLE INFO

Article history:

Received 9 February 2021

Received in revised form

8 July 2021

Accepted 11 July 2021

Available online 14 July 2021

Keywords:

District heating and cooling

Geographic information system

Heat and cold mapping

ABSTRACT

In order to contribute to the decarbonization of heating consumption, France has set some objectives to develop District heating and/or cooling networks (DHCN). In this context, it is useful to identify the most appropriate district areas for implementing DHCN, and to assess their potential of development. After introducing the situation of DHCN in France, this paper presents a typology to assess the potential of development of those networks in France, based on an original method that involves the calculation of 3 variables: the linear heating/cooling density (LHD/LCD), the Proportion of Buildings anterior to 1990 and the share of energy consumption from the residential sector, to assess respectively the energy density, the supply temperatures and the energy mix between the different sectors of activities. LHD and LCD are calculated using a Delaunay triangulation and Kruskal's algorithm applied to buildings whose heating and cooling demands are calculated at a local scale. 18 different types of districts are defined for both DHN and DCN, among which 9 have a sufficient LHD/LCD. Then, the potential of development for DHN and DCN is calculated on the French territory. Thus, the DHN potential is assessed to 132 TWh/y while the DCN potential is assessed to 7.8 TWh/y.

© 2021 Elsevier Ltd. All rights reserved.

1. Introduction

A District Heating and/or Cooling Network (DHCN) is a system distributing heat and cold energy to several users, with better operation and maintenance than individual heating/cooling solutions and fostering the integration of waste and renewable heat sources. The evolution of the DHCN and the refurbishment/construction of new buildings with higher efficiency standards lead to a decrease in temperatures of the networks.

The total number of District Heating Networks (DHN) is estimated to be around 80 000 throughout the world, covering 3% of the final energy consumption, among which 4500 are located in Europe, that cover between 11 and 12% of its thermal needs [1]. In 2016, cold deliveries are estimated to be 85 TWh per year, 3 TWh being delivered in Europe [2].

In 2017, heating represented 42.3% of the final energy consumption in France, that is 741 TWh, and the residential and commercial sectors 65% of this heating consumption [3]. France is the sixth European country regarding heat delivered by DHN (among 21 reviewed) [4]. The country possesses 780 DHN (23 District Cooling Networks (DCN)) that delivered 26.1 TWh (0.9 TWh, respectively) of heat (cold) energy in 2018 [5]. Incentives started being implemented at the end of the 2000s, such as a reduced VAT for DHN with a share of renewable in their energy mix higher than 50% or the creation of a "Heat fund program" to help developing DHN. Moreover, the connection of a building to a network can be made compulsory if it has more than 50% of renewable energy. Furthermore, a long-term energy plan sets as an objective that the heat delivered thanks to renewable energies via DHN shall be of 24.4 TWh in 2023 and between 31 and 36 TWh by 2028. To reach this objective, it is recommended to ask cities with more than 10 000 inhabitants to carry out a feasibility study on a heating and cooling network.

There is a need to assess the potential of DHCN in France. To do so, the first step consists in calculating the heating and cooling demands in the country, splitting the territory in homogeneous

* Corresponding author. Efficacity, 14-20 Boulevard Newton, 77447, Marne-la-Vallée, France.

E-mail addresses: remi.patureau@mines-paristech.fr (R. Patureau), cong-toan.tran@mines-paristech.fr (C.T. Tran), valentin.gavan@engie.com (V. Gavan), pascal.stabat@mines-paristech.fr (P. Stabat).

Nomenclature			
<i>Abbreviation</i>		δ	Share of the heating consumption on the overall energy consumption for a subsector of activity %
DCN	District Cooling Network	γ	Share of the heating consumption on the overall energy consumption for a dwelling %
DHCN	District Heating and/or Cooling Network	C_N	Cooling demand over a network MWh/y
DHN	District Heating Network	EC	Energy consumption MWh/y
IGN	French National Institute of Geographic and Forest Information	EC_E	Electricity consumption MWh/y
INSEE	French National Institute of Statistics and Economic Studies	EC_G	Gas consumption MWh/y
IRIS	<i>Îlots Regroupés pour l'Information Statistique</i> , aggregated zones for statistical information	H_N	Heating demand over a network MWh/y
MAEP	Multi-Annual Energy Plan	$S_{cooling}$	Buildings equipped with cooling equipment floor area m ²
NUTS	Nomenclature of territorial units for statistics	λ	Actual cooled surface %
<i>Subscripts</i>		<i>actual rate</i>	Portion of the commercial sector floor area equipped with cooling devices %
B	Commercial building equipped with cooling equipment	C	Cooling demand MWh/y
b	Building	H'	Heating consumption MWh/y
b_i	Building i	H	Heating demand MWh/y
sub	Subsector	L	Length of a network m
Dep	Department	V	Volume of buildings m ³
I	IRIS	CDD	Cooling Degree Days
n	Network	CDI	Cooling Demand Intensity kWh/m ²
s	Sector of activity	DHW	Domestic Hot Water MWh/y
<i>Variables</i>		LCD	Linear Cooling Density MWh/m/y
α_{Dep}	Climatic harshness per Department for heating	LHD	Linear Heating Density MWh/m/y
β	Proportion of apartments on the overall dwellings %	PBA90	Proportion of Buildings anterior to 1990
		PNT	Percentage of potentially cooled floor area %
		RS	Residential Share %
		S	Building floor area m ²
		SH	Space Heating MWh/y

areas. This is usually achieved using either a top-down approach, as in Ref. [6] that disaggregates national heat demand to a local scale (grid cells with a resolution of 100 m²) or a bottom-up approach, as in Refs. [7,8] that calculate the heat demand per building based on its characteristics and aggregate those buildings to respectively grid cells scale or according to built-up areas. Then the potential is calculated for each area, based on either a linear threshold [9], or a combination of linear density, heat demand and heat demand density, see Ref. [7], or an economic threshold [8,10].

Those studies focus on the thermal demands and on the floor area of the buildings, but do not consider the actual distance between those buildings. Besides, none of the previously mentioned studies considers the construction period nor the economic sector (residential, commercial, industrial ...) of the buildings to be connected to the network. Yet, those parameters matter since they have an impact on the architecture of the network that developers will adopt. For instance Ref. [11], shows that old dwellings require refurbishment to have lower temperature levels for space heating.

The aim of this paper is to propose a methodology based on the construction of a typology of districts to study the development potential of DHCN. First, the historical evolution DHCN up to today is presented in Section 2. Then, in Section 3, a method to assess the potential of French districts to host DHCN is introduced. This methodology uses data at a local scale to calculate the heating and cooling demands density, based on building thermal demand and on the calculation of the distance between those buildings via a Delaunay triangulation and Kruskal's algorithm. In addition, the proportion of old buildings and the mix between residential and commercial are also assessed. Finally, the potential of development of DHCN is analysed through the proposed method in Section 4.

2. Evolution of the DHCN in France

The first French DHN appeared in the 1930s and then properly developed from the 1960s to the 1970s simultaneously with urbanization. Following the second oil crisis, and with the objective of decreasing French dependence on imported energy, the number of new installations briefly rose. After a slowdown in subsequent years, the number of newly built DHCN increases again along with French policies offering more importance to this energy system (see

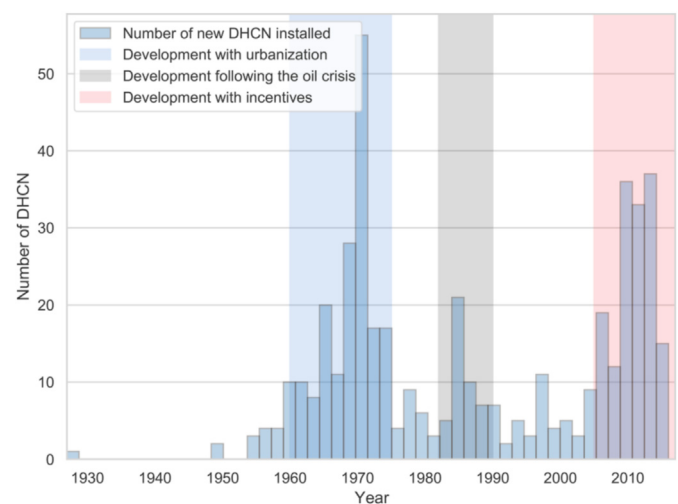


Fig. 1. Evolution of the installation of new DHCN in France from the 1930s.

Fig. 1). Those energy policies are for instance a VAT reduced to 5.5% (against 20%) of both the flat and the variable costs if the share of renewable energies on the network exceeds 50%, a program “Heat fund” created by French government to help develop DHN and a coercive measure to potentially impose the connection of a building to a network if it is powered by more than 50% of renewable energy [12]. With 5% of the total heating energy delivered by DHN, France is far from some of its European counterparts, as for instance Denmark where the ratio reaches 64%, or Sweden and Norway with a share superior to 50%, according to Ref. [13].

Our review study is based on 456 DHCN systems [14,15] that represent 24.3 TWh of energy consumption in 2018, among which 289 (that account for 22 TWh) are prior to 2000 and 167 (that account for 2.3 TWh) subsequent to 2000. 2000 was chosen as the splitting year since from that moment DHCN were created to meet the needs of new buildings with a lower energy consumption.

The presence of the residential sector in the energy demand has decreased in the new DHCN due to the creation of new districts with a higher diversity of use. The residential sector represents at least 71% of the energy consumption for more than half of the networks prior to 2000, whereas the median goes down to 49% (Fig. 2) for the networks built from 2000.

The opposite can be seen for the commercial sector. For half of the networks prior to 2000, the commercial sector accounts for a maximum of 24% of the network consumption, whereas the median goes up to 43% for the networks from 2000.

The networks post 2000 tend to be more mixed and oriented to the commercial sector. Thus, only 8 DHCN built from 2000 provide energy exclusively to the residential sector while 24 provide energy exclusively to the commercial sector. The industrial sector is present only in 37 out of 456 networks.

Since 2000, the size of the networks has decreased dramatically. There is less energy delivered, a smaller length per network, fewer substations and a lower linear density (Fig. 3). Thus, regarding the median values, if the linear density decreased by 48%, the number of substations decreased by 60%, the length of the networks by 72% and the energy delivered by 83%. These results are conform with the observations presented in Ref. [4]: new networks are smaller, with less substations, and connected to new buildings with a better energy efficiency.

As shown in Ref. [14], biomass, gas, Waste-to-Energy and geothermal energy represent 90% of the overall sources of energy for DHN. The share of renewable energies in DHN increased from 56% in the networks built prior to 2000 to 75% in the ones created

from 2000, mostly thanks to an increase of the share of biomass and geothermal energy while the consumption of gas decreased, see Fig. 4.

The DCN are likely to mobilize renewable energy sources, in particular through electrical chillers which are mainly connected to a water source such as a river or the sea, and also through the direct use of a naturally cold water source, such as deep sea water or river water during winter to cool the network down (free cooling). In Ref. [4], water-cooled electrical chillers produce 71.9% of cooling from DCN in France, while electric chillers associated to wet cooling towers account for 21%. Excess heat from industry, waste incinerators or solar energy can be used to produce cold water via absorption chillers, but the process is marginal at the present time (0.6%). Moreover, heat pumps producing simultaneously cooling and heating are being developed in DHCN (1.7%).

The present study shows the evolution of the situation for the DHCN in France regarding the energy perspective. It appears, firstly, that if the residential and commercial sectors represent the vast majority of the energy demand over the networks, the share of each of these sectors in the networks evolved. Thus, the share of the residential sector that was predominant in most of the districts is in the recent DHCN more spread. Also the recent networks are now smaller than the old ones, in terms of energy consumption over the network, size and density. The reason is most of the recent networks have been installed in the new districts that generally correspond to areas more diverse and less energy intensive.

This diversity of needs leads to a variety of potential districts for the installation of DHCN that will be studied via the definition of a typology oriented towards the potential of installation of DHCN taking into account the needs of the districts.

3. Construction of an urban heating and cooling district typology

The typology is performed for the entire metropolitan France. The country is split in small areas called IRIS (defined in Section 3.1) on which the study is performed.

Given the data provided in national databases, three variables are used to classify the IRISs in different groups:

- The Linear Heating/Cooling Density (LHD/LCD): it is a key factor for DHCN since a district with a high energy density allows to increase the profitability of a district network, reducing the investments and maintenance costs per kWh distributed
- The Residential Share (RS): the RS corresponds to the proportion of energy consumption from the residential sector in the IRIS. A very high proportion of the residential consumers induces similar load profiles between users degrading the load factor on the network, whereas a lower proportion of buildings from the residential sector will lead to more diverse load profiles. A very low proportion induces a high share of consumption from the commercial sector.
- The Proportion of Buildings Anterior to 1990 (PBA90): this variable accounts for the temperature constraints for a DHN since old buildings generally require higher temperatures for space heating. 1990 is used as the splitting year because it corresponds to the introduction of the second French thermal regulation for building construction (RT 1988) which aimed to reduce the energy consumption related to heating and domestic hot water (DHW) for both residential and commercial buildings.

In what follows, we explain how to calculate these three categorical variables at the IRIS scale and how they lead to the definition of our typology.

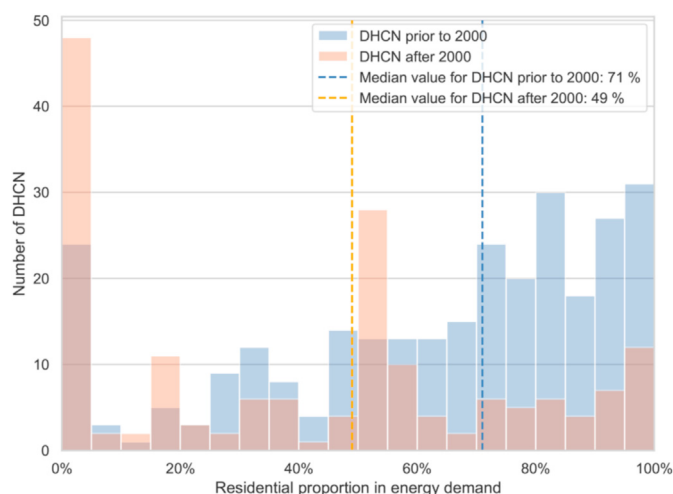


Fig. 2. Energy consumption from DHCN per sector.

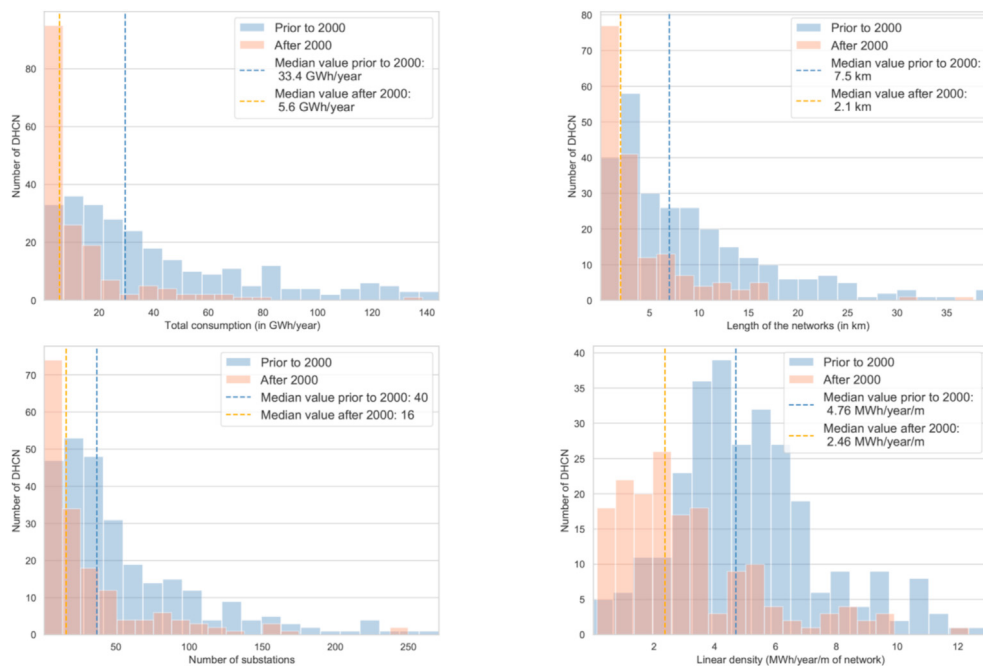


Fig. 3. Comparison between the DHCN prior to and posterior to 2000, regarding the energy consumption, the networks length, the number of substations and the linear density for the year 2018.

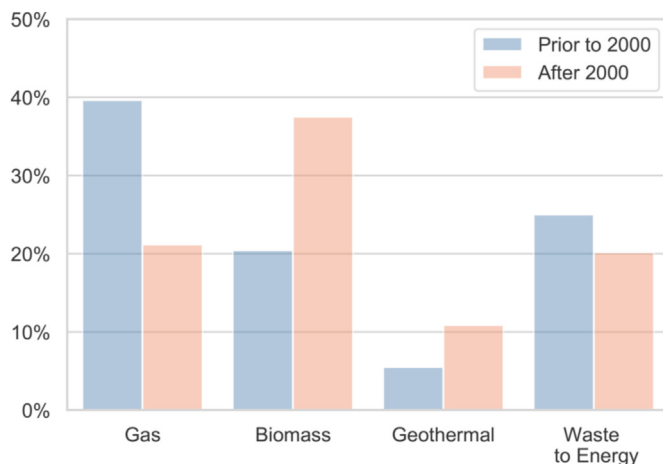


Fig. 4. Share of the most common heat sources for DHN built prior to and after 2000.

3.1. Use of the IRIS scale

Two meshes were considered: the use of a geographic grid or the use of aggregated zones for statistical information so-called *Îlots Regroupés pour l'Information Statistique (IRIS)* [16], which is a division of the French territory by the French National Institute of Statistics and Economic Studies (INSEE) in order to “respect geographic and demographic criteria and have borders which are clearly identifiable and stable in the long term. Towns of more than 10 000 inhabitants, and a large proportion of towns of between 5000 and 10 000 inhabitants, are divided into several IRIS units”. So, an IRIS corresponds roughly to a district. The IRIS borders were defined following three criteria: if the IRIS is in a residential area (92% of the total number of IRIS), an IRIS comprises from 1800 to 5000 inhabitants, if the IRIS is in a commercial area (at least two times more employees than inhabitants, 5% of the total number of

IRIS), an IRIS comprises at least 1000 employees, and finally the remaining IRIS are in low population density areas and their edges are the towns administrative borders. In total, metropolitan France is divided into 50 153 IRIS.

The IRIS mesh is selected for the study since the database sources we exploit are either given at this scale or easily scalable to this scale. Another mesh would imply disaggregating the data.

IRISs are included in the 96 metropolitan departments (a department is a NUTS-3 region, the NUTS classification (Nomenclature of territorial units for statistics) being “a hierarchical system for dividing up the economic territory of the EU” [17]).

3.2. Databases

This study was made possible by the use of databases recently published, at a local scale. The databases used in this study are:

- The BD Topo vector dataset provided by the IGN (the French National Institute of Geographic and Forest Information) [18]. Specifically, the database includes the buildings properties for the entire territory: their surface footprint, their height (making it possible to calculate their volume) and, when available, the year of their construction and their sector of activity (residential, commercial, agricultural, industrial).
- The IRIS GE database [19], also provided by the IGN, which is the georeferenced subdivision of the French territory at the IRIS scale.
- The database “housing” by the INSEE [20] that shows the total number of dwellings per IRIS and the periods those dwellings were built: before 1918, from 1919 to 1945, from 1946 to 1970, from 1971 to 1990, from 1991 to 2005 and from 2006 to 2012.
- the energy databases that provides at the IRIS scale (for electricity and gas) or at the network scale (for heat and cold consumption) the energy consumption by sector of use (agricultural, industrial, commercial, residential and other) for the year 2018 [15].

- The data from the French association Via Sèva [14], from where the existing DHCN layouts were extracted
- The data from the *Direction Régionale et Interdépartementale de l'Environnement et de l'Énergie (DRIEE)*, that provided complementary layouts for the region Île-de-France [21].
- The SIRENE database [22], georeferenced in Ref. [23]. This database comprises information about all the French companies, and in particular the subsectors of activity of each one of them for the commercial sector. The subsectors include hotels, restaurants, insurances, public administration ... The definition of the subsectors is based on the definition by INSEE, similar to the Statistical Classification of Economic Activities in the European Community (NACE) [24].

Fig. 5 provides an overview of how to get the categorical variables (LHD, LCD, RS, PBA90) at IRIS scale from the presented databases. In what follows, we detail the calculation method.

3.3. Calculation of energy demand

In France, gas, electricity, heat energy from DHNs, wood and heating oil are the main sources of energy for heating systems. The heating demand (defined as the energy required for Space Heating (SH) and DHW) at the IRIS scale, estimated from the final energy consumption at that scale. In our study, we consider only heat from DHNs, electricity and gas, because of two main reasons. First, there is a lack of data at IRIS scale regarding the heating oil and wood. Secondly, these two sources are mainly used in France for individual households, which are generally poor candidates to be connected to DHC due to their low energy densities. Indeed, individual households account for 98% (90%) of the floor area heated with wood (heating oil), according to Ref. [25]. In contrast, for the commercial sector, in 2018, electricity, gas and heat from the networks represent 81.3% of the heated surface and more than 90% of the heating consumption [26].

Heating demands are estimated by:

- Calculating the heating energy received by the IRIS from the DHN (Section 3.3.1), if the IRIS hosts part of a DHN

- Adding to this energy, the part of electricity and gas consumption dedicated to the heating demands per IRIS (Section 3.3.2)

The space cooling demands are considered only in commercial buildings and they, are calculated as a ratio of cooling demand by floor area depending on the climatic conditions (Section 3.3.3).

3.3.1. Heating demands from the DHCN

This section aims to quantify, for a given IRIS, the part of heating demand supplied by a DHCN. In order to do so, we will use the available data about the declared DHCN in France [15,21]. While their energy demand for the entire network is known, the demand at the IRIS scale is not, knowing that in most cases, one DHCN spreads over several IRIS.

For a given DHN, we calculate the heating demands by IRIS as the volume share of the buildings connected to the network that belongs to the IRIS over the total volume of the buildings connected to the network multiplied by the energy consumption over that network. A building is supposed to be part of the DHN if it is at a maximum of 6 m from it.

To spread the heating distributed on the DHCN, the first step (Eq. (1)) involves calculating, the volume ratio of each building b that belongs to the network n :

$$Ratio(b) = \frac{V(b)}{\sum_{b \in n} V(b)} \quad (1)$$

The heating H_N demands over the network for a given sector s with $s \in \{Commercial, Residential\}$ are then calculated for each building b of the network using Eq. (2):

$$H_N(s, b) = Ratio(b) \times H_{N_total}(s, n) \quad (2)$$

Where $H_{N_total}(s, n)$, given in Refs. [14,15], is the total annual heating demand for a given sector (s) of the network (n).

Finally, the heating demand supplied by a DHCN, for a given sector s and an IRIS I is defined in Eq. (3), by summing up all the buildings belonging to the corresponding network:

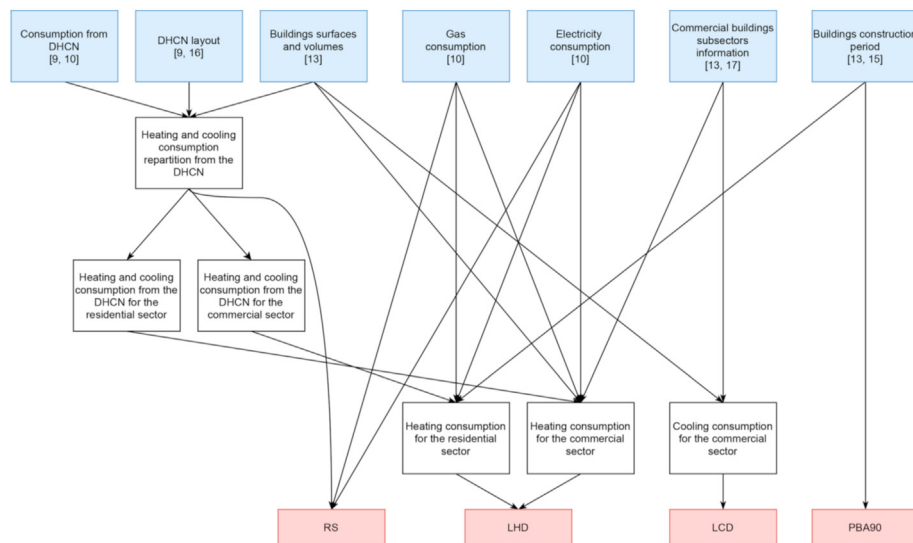


Fig. 5. Diagram of the data used to get the variables.

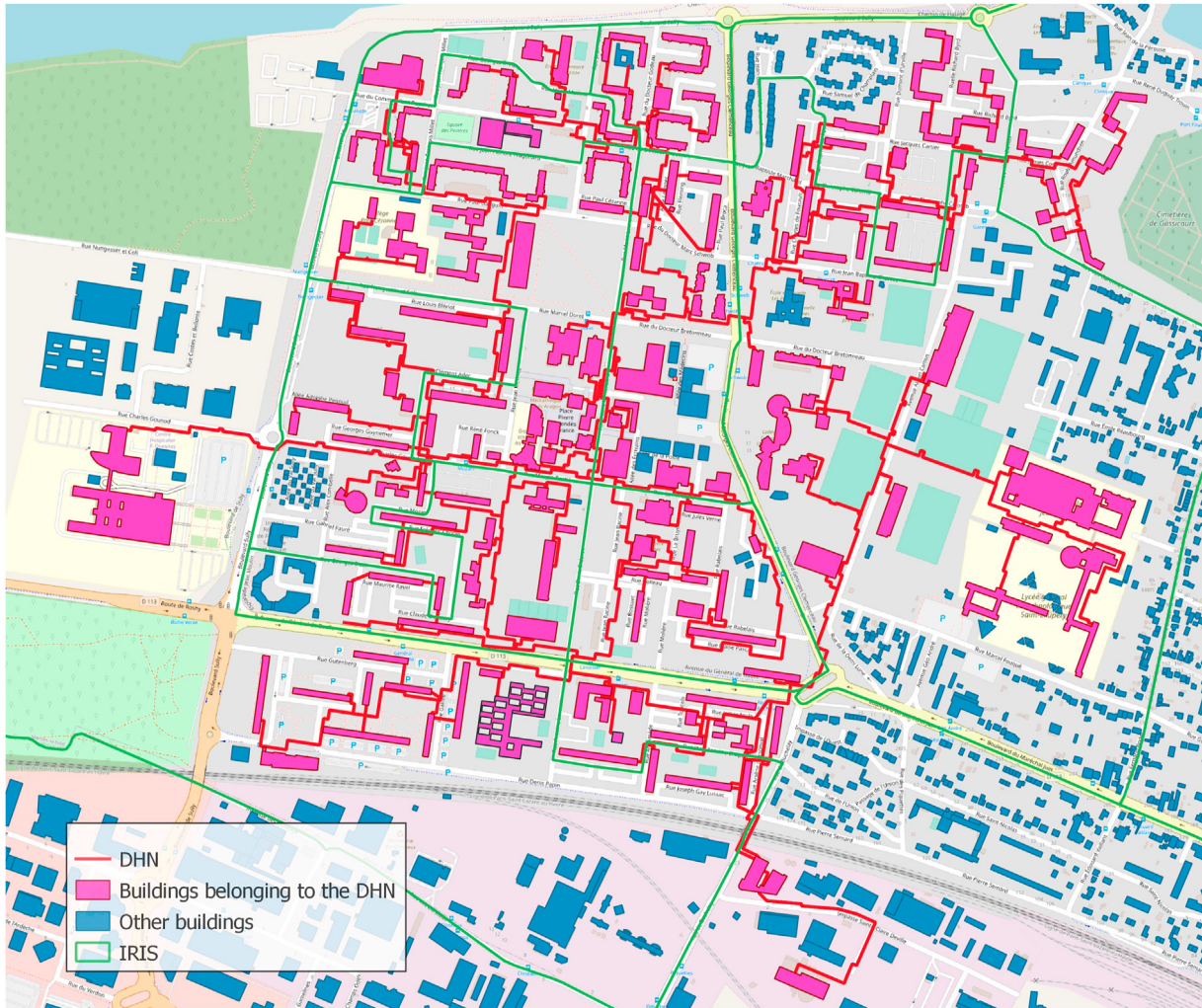


Fig. 6. Buildings connected to the DHN in Mantes-la-Jolie (department 78).

$$H_N(s, I) = \sum_{b \in I} H_N(s, b) \quad (3)$$

Fig. 6 shows an example of a small city, divided into IRISs (green lines), with the existing network in red and the buildings that are supposed to receive heat from the network (distance lower than 6 m) marked in pink. The presented method is applied for 337 DHN of which the layout is given over 780 DHN declared. They account for 73.6% of the overall DHN consumption in France.

3.3.2. Heating demands

Heating demands at the IRIS scale are calculated based on the heating consumptions from electricity, gas and DHN at that scale. Heating demands from DHN have already been calculated in Section 3.3.1. This section aims to determine heating demands from electricity and gas. Note that in the case of electricity and DHN, heating demand and consumption are equal (i.e. energy conversion efficiency equals 1), whereas it is not in the case for gas due to the efficiency of gas boilers (the gas conversion rate is assumed to be 0.8).

While the total energy consumption of electricity and gas is available, the part related to the heating purposes (space heating and DHW) needs to be estimated. For the residential sector [27],

provides an assessment of the share of energy dedicated to the heating consumption among the total consumption of a dwelling at the national level, per period of construction and per type of dwelling (apartment or house). For the commercial sector [26], provides an assessment of the heating share among the total consumption per subsector of activity at the national level.

Heating consumption per IRIS for the residential sector $H'(R, I)$ is assessed in Eq. (4) calculating, for each IRIS, the average heating consumption share in the energy consumed multiplied by the electricity and gas consumptions for the residential sector $EC_{E+G}(R, I)$ [15]. The heating consumption share in the energy consumed depends on the proportion of dwellings that are apartments ($\beta(I)$) or houses ($1 - \beta(I)$), on the periods of construction p of those dwellings and on the climatic harshness of each department α_{Dep} . $\gamma(p, a, \alpha_{Dep})$ is the ratio of SH and DHW consumptions on the total electricity and gas consumptions in the apartments built during the period p under the climatic harshness α_{Dep} . $Apa(p, I)$ is the proportion of apartments built during the period p over the total number of apartments for the IRIS I [20]. $\gamma(p, h, \alpha_{Dep})$ and $Hou(p, I)$ are the same variables for the houses.

All the IRIS of a Department are supposed to be under the same climate α_{Dep} , defined in the French Thermal Regulation [28] as a ratio of the observed climatic harshness over a standard one. α_{Dep}

varies between 0.8 and 1.3.

$$H'(R, I) = EC_{E+G}(R, I) \times (\beta(I) \times \sum_p \gamma(p, a, \alpha_{Dep}) \times A_{pa}(p, I) + (1 - \beta(I)) \times \sum_p \gamma(p, h, \alpha_{Dep}) \times H_{ou}(p, I)) \quad (4)$$

[27] provides for an average flat, for each period p , its heating consumption $H'(p, a)$, its DHW consumption $DHW(p, a)$ and its total energy consumption $EC(p, a)$ at national level. We calculate, in Eq. (5), $\gamma(p, a, \alpha_{Dep})$ per period p , taking into account the variation of the heating consumption in the total energy consumption that depends on the climatic harshness α_{Dep} . We also calculate $\gamma(p, h, \alpha_{Dep})$ as in Eq. (5).

$$\gamma(p, a, \alpha_{Dep}) = \frac{\alpha_{Dep} \times H'(p, a) + DHW(p, a)}{EC(p, a) + (\alpha_{Dep} - 1)H'(p, a)} \quad (5)$$

The next step consists in calculating the heating demands $H(R, I)$. When gas and electricity are present on the IRIS, gas is assumed to be the favoured energy for heating consumption (the consumption not covered by gas being then covered with electricity) since 93.9% of gas energy is used for space heating and hot water production according to Ref. [25]. The heating demand for the residential sector $H(R, I)$ is calculated in Eq. (6):

$$H(R, I) = 0.8 \times EC_G(R, I) + EC_E(R, I) + H_N(R, I) \quad (6)$$

with $EC_E(R, I) = H(R, I) - EC_G(R, I)$

In Eq. (6), it is assumed that all the electric consumption for SH and DHW is due to electric radiators and electrical water heaters respectively, the heat pumps are considered still negligible in the building stock. $H_N(R, I)$ was calculated in Section 3.3.1.

The heating consumption per IRIS for the commercial sector $H'(C, I)$, is assessed by calculating the average share of the heating consumption in the energy consumed, which is the sum of the share of the heating consumptions per subsector of activity depending on the climatic harshness ($\delta(sub, \alpha_{Dep})$) times the volume share of the buildings of this subsector among all the commercial buildings of the IRIS $V(sub, I)/V(C, I)$, multiplied by the electric and gas consumptions for the commercial sector $EC_{E+G}(C, I)$, see Eq. (7):

$$H'(C, I) = EC_{E+G}(C, I) \times \sum_{sub} \delta(sub, \alpha_{Dep}) \times \frac{V(sub, I)}{V(C, I)} \quad (7)$$

[26] provides for each subsector of activity, the heating consumption $H'(sub)$, the DHW consumption $DHW(sub)$ and the total energy consumption $EC(sub)$. $\delta(sub, \alpha_{Dep})$ is calculated in Eq. (8) considering the variation of the heating consumption in the total energy consumption that depends on α_{Dep} :

$$\delta(sub, \alpha_{Dep}) = \frac{\alpha_{Dep} \times H'(sub) + DHW(sub)}{EC(sub) + (\alpha_{Dep} - 1)H'(sub)} \quad (8)$$

Eq. (6) can be applied to the commercial sector, gas being also assumed to be the favoured energy for heating consumption since 88.6% of gas energy is used for space heating and hot water production according to Ref. [25].

Finally the total heating demand per IRIS $H(I)$ is defined in Eq. (9), adding up both sectors:

$$H(I) = H(R, I) + H(C, I) \quad (9)$$

3.3.3. Cooling demands

The cooling demands for the residential sector were assumed to be marginal, since the cooling consumption at country level is only 0.22% (0.9 TWh) of all the energy consumed by residential buildings in 2018 according to Ref. [25]. Other studies assess a higher but still marginal value, around 4 TWh according to Refs. [29,30], that accounts for 0.94% of the residential consumption.

Space cooling demand per IRIS for the commercial sector is defined in Eq. (10) as the product of two parameters: the Cooling Demand Intensity (CDI), in kWh/m², and the commercial buildings equipped with cooling equipment floor area per IRIS $S_{cooling}(C, I)$, in m.

$$C(C, I) = CDI(Dep) \times S_{cooling}(C, I) \quad (10)$$

The average CDI was assessed by Ref. [29] for commercial sector buildings for various locations in Europe. Here, these values are spread over the French departments. CDI values are supposed to be the same in each IRIS of a given department.

$S_{cooling}(C, I)$ is not equal to the total commercial surface, since only a portion of the commercial sector floor area, the actual rate, is equipped with cooling devices. In what follows, we show how to estimate $S_{cooling}(C, I)$ and identify the cooled commercial buildings.

First we calculate the percentage of potentially cooled floor area (PNT) in the future, so-called the market saturation rate. A study carried out by Ref. [31] suggested a correlation (Eq. (11)) between PNT and the Cooling Degree Days (CDD which is, by definition, the sum over a year of the daily difference between the mean outdoor temperatures, in °C, and a reference temperature, 18 °C in this study). Here, we suppose that PNT in France are equivalent to the US ones for the same CDD. Mean CDD values (expressed in °C) are obtained from meteorological stations located in France for the years 1998–2017, using European Climate Assessment and Dataset [32], and then calculated at the department level using an inverse distance weighted interpolation.

$$PNT(Dep) = 0.0072 \times CDD(Dep) + 64.168 \quad (11)$$

The second step is to calculate the actual rate, knowing that the cooling demand is today far from the market saturation. To do so, a correction factor λ is used, see Eq. (12).

$$Actual\ rate(Dep) = \lambda \times PNT(Dep) \quad (12)$$

The factor λ is supposed to be the same for all the departments in France, and its value is adjusted so that the actual rate is equal to 37.27% at national level, following the value given in Ref. [26]. Hence, λ can be calculated from the commercial buildings floor area per department $S(C, Dep)$, Eq. (13):

$$\lambda = \frac{37.27\% \times \sum_{Dep} S(C, Dep)}{\sum_{Dep} PNT(Dep) \times S(C, Dep)} \quad (13)$$

To identify the cooled commercial buildings, the biggest buildings of a given department are assumed to be the most likely to be equipped with cooling equipment. Thus, we select the buildings, gradually from the biggest, until the total area reaches the estimated cooling area of that department. From Eq. (14), we identify a set B of the cooled commercial buildings in the department.

$$\sum_{b \in B} S(C, b) \approx Actual\ rate(Dep) \times S(C, Dep) \quad (14)$$

Finally, the cooling area at the IRIS scale $S_{cooling}(C, I)$ is determined by adding up all the selected buildings that belong to the corresponding IRIS, as in Eq. (15):

$$S(C, I) = \sum_{b \in B_{nI}} S(C, b) \quad (15)$$

3.4. Calculation of the categorical variables

3.4.1. Heating and cooling demands linear density (LHD and LCD)

LHD and LCD per IRIS are defined as being the heating and cooling demands divided by the network length. To access these variables, the method aims first to identify the buildings that could be potentially connected to a district network excluding the isolated and low energy consuming ones. Then, a virtual network is created using the Delaunay triangulation followed by a minimum spanning tree algorithm to connect all these buildings. In what follows, we detail the method.

The first step is to calculate the heating $H(b)$ and cooling $C(b)$ demands per building b . The heating and cooling demands per IRIS are already calculated in Section 3.3. The heating demand is spread among the buildings b that belong to the IRIS depending on the ratio of their volume against the total volume of the buildings as in Eq. (16):

$$H(b) = \frac{V(b)}{\sum_{b \in I} V(b)} \times H(I) \quad (16)$$

The cooling demand per buildings is calculated in Eq. (17), using the same assumption of the previous part, i.e. a cooling demand proportional to CDI and the building surface:

$$C(b) = CDI(Dep) \times S(C, b) \quad (17)$$

For a potential DHN, only the buildings with a floor area superior to 1000 m² are considered, since it can be made mandatory for those buildings to be connected to a future DHN in case of refurbishment [33]. For a potential DCN, all the selected buildings (set B from Eq. (14)) are considered.

The second step is to gather the considered buildings in clusters. To do so, a buffer zone around all the selected buildings is created (Eq. (18) defines the radius of the buffer zone, where H and C are expressed in MWh/y), and then the created buffer zones are merged if an intersection exists between these zones, as described in Eq. (19).

$$\begin{aligned} buffer_{heating}(b) &= \min(2000m, H(b)) \text{ and } buffer_{cooling}(b) \\ &= \min(2000m, C(b)) \end{aligned} \quad (18)$$

$$Cluster(k) = \cup_b buffer(b), \text{ with if } \forall (b_i, b_j), buffer(b_i) \cap buffer(b_j) \neq \emptyset \text{ if } i \neq j \quad (19)$$

It should be noted that the definition of the buffer zone (Eq. (18)) guarantees that the corresponding network will have a LHC/LCD of at least 1 MWh.m⁻¹. In addition, the threshold value 2000 m was chosen as conservative value to limit the longest distance between two neighbours buildings of the same network.

For the DHN, only the surfaces with at least 6 buildings are considered, which is a conservative value given that more than 90% of the networks deliver heating/cooling to at least 6 buildings [14].

For the DCN, we consider the clusters that contain at least 4 commercial buildings, since only the DCN connected to at least 4 buildings are eligible for subsidies [12].

As an example, the clusters that can potentially host a DHN in a department are visible in Fig. 7. We observe a big cluster in the center of the department, around the main city of that department, and a number of smaller clusters in the suburban areas. In total, there are 88 clusters identified, corresponding to as many potential DHN.

The third step involves creating a network layout to connect all the buildings b that belong to the same cluster. On each cluster, a Delaunay triangulation is run first, to connect each building to the nearest buildings. The result is an undirected graph, where the nodes are the buildings and lengths of the edges can be easily calculated. Then, Kruskal minimum spanning tree algorithm is used to find the path which includes all the nodes/building (without any cycles) and whose length is minimized. Note that the Delaunay triangulation step is necessary because it reduces dramatically the number of potential paths, making possible to run Kruskal's algorithm and get results within a reasonable calculation time.

The final step consists in calculating LHD and LCD per IRIS as the sum of the heating (cooling) demands of all the buildings that belong to the virtual heating (cooling) network (n) and to the IRIS (I) divided by the length of the network present in the IRIS $L(n, I)$, as shown in Eq. (20):

$$\begin{aligned} LHD(I) &= \frac{\sum_{b \in (n \cap I)} H(I)}{L(n, I)} \\ LCD(I) &= \frac{\sum_{b \in (n \cap I)} C(I)}{L(n, I)} \end{aligned} \quad (20)$$

Fig. 8 is an example of the use this algorithm applied for a DHN. Buffers were created following Eq. (18) and were merged to obtain the surface in blue. A Delaunay triangulation is then applied to connect all the buildings' centroids. Next Kruskal's minimum spanning tree algorithm calculates the overall shortest way to connect all the buildings with sufficient heating (cooling) demand (i.e. such as the distance between two buildings is inferior to the sum of their heating (cooling) demands).

3.4.2. Consumption profile variability

The energy consumption for the residential and the commercial sectors has been calculated in Section 3.3. When most of the energy consumption comes from a unique sector, it can be assumed that the heating demand profiles of the different consumers are similar, whereas when it is split between different sectors, the heating demand profiles of the different consumers vary. The Residential

Share (RS) is calculated as being, for each IRIS, the ratio of the energy consumption from the residential sector $EC(R, I)$ over the energy consumption from all the sectors s (commercial and residential), as shown in Eq. (21):

$$RS(I) = \frac{EC(R, I)}{EC(R, I) + EC(C, I)} \quad (21)$$

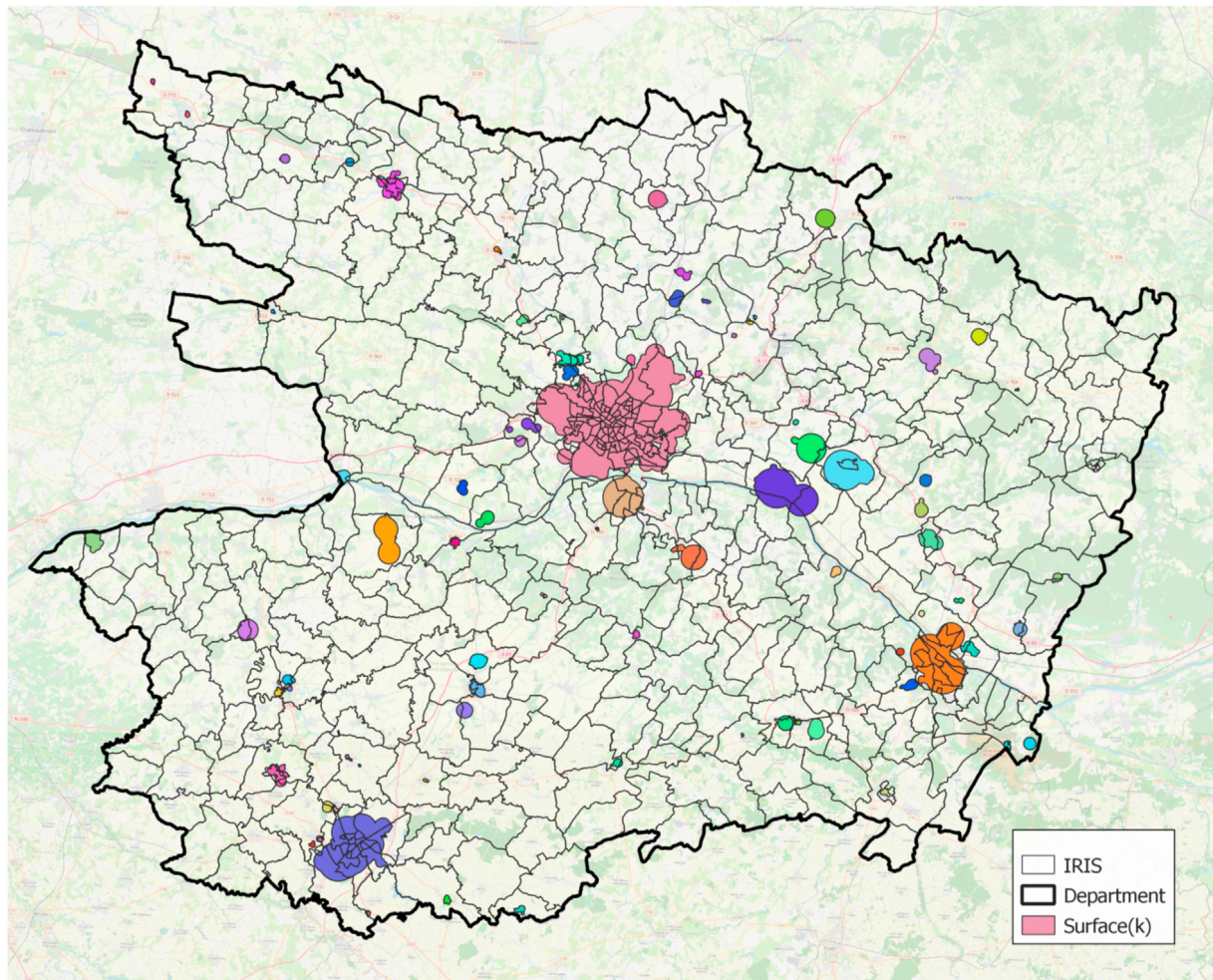


Fig. 7. Clusters considered for potential DHN in the department 49.

3.4.3. Proportion of buildings built before 1990

An assumption has been made that the required temperature to provide the building depends on its period of construction, as shown in Ref. [11]. [27] provides the evolution of the heating consumption among the dwellings, depending on the period of their construction. The period of construction is provided for each IRIS by the database BD TOPO and completed, if not available for a particular IRIS, by the INSEE database. From these data, we calculate the proportion of buildings anterior to 1990, hereafter named PBA90.1990 was chosen as the splitting year since it corresponds to the time new regulations were enforced in France regarding consumption reduction in the residential sector.

3.5. Categories

Once the different variables have been calculated per IRIS, they are split in different ranges.

The LHD is split into two categories: the first one where the LHD is sufficient to integrate a DHN, and the second one when the LHD is insufficient. The same split is applied for the LCD. For the DHN, a conservative threshold is set at 1 MWh/m/y, and at 1.5 MWh/m/y for a DCN, since those are the minimum possible density to receive subsidies from the French "Heat fund program" [12].

The PBA90 and the RS, whose values ranging between 0 and 1, are each split into three equal ranges. This results in the three PBA90 categories ranging from a low to a high proportion of old

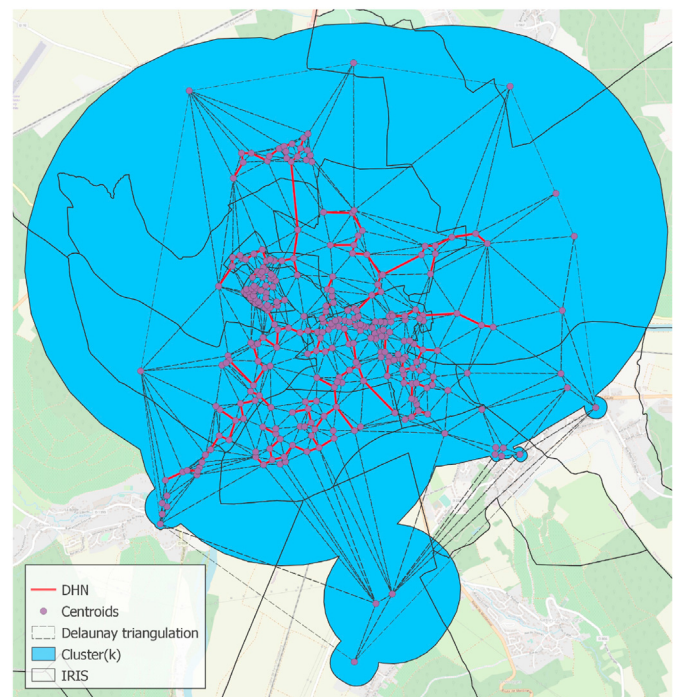


Fig. 8. Focus on a virtual network created.

Table 1
Heating district typology: repartition of the IRIS per variable (PBA90, RS, LHD).

PBA90 category	RS category	Insufficient LHD: Number of IRIS	Sufficient LHD: Number of IRIS	Sufficient LHD: % of total IRIS
Lower	Lower	20	98	83.1
	Intermediate	20	97	82.9
	Higher	60	76	55.9
Intermediate	Lower	82	223	73.1
	Intermediate	518	678	56.7
	Higher	7770	1106	12.5
Higher	Lower	262	650	71.3
	Intermediate	1399	3019	68.3
	Higher	23 288	9002	27.9
	Total	33 419	14 949	30.9

Table 2
Cooling district typology: Repartition of the IRIS per variable (PBA90, RS, LCD).

PBA90 category	RS category	Insufficient LCD: Number of IRIS	Sufficient LCD: Number of IRIS	Sufficient LCD: % of total IRIS
Lower	Lower	51	67	56.8
	Intermediate	71	46	39.3
	Higher	113	23	16.9
Intermediate	Lower	213	92	30.2
	Intermediate	955	241	20.2
	Higher	8623	253	2.9
Higher	Lower	631	281	30.8
	Intermediate	3151	1267	28.7
	Higher	29 784	2506	7.8
	Total	43 592	4776	9.9

building built before 1990. Concerning the three RS categories, it ranges from a low to a high proportion of residential buildings.

Combining all the categories (RS, PBA90, LHD or LCD), 18 different types of districts ($3 \times 3 \times 2$) are defined, for respectively DHN and DCN.

4. Results

4.1. Heating and cooling demands

The overall heating consumption from electric, gas and DHN is 277.5 TWh for the residential sector (obtained from Eq. (4)), and 103.5 TWh for the commercial sector (Eq. (7)) in 2018, that is in total 381 TWh for both commercial and residential sectors. Heating consumption from wood is 64.5 TWh [34] and heating consumption from heating oil is 36.6 TWh according to Ref. [15]. The other power sources are considered negligible. Altogether, the heating consumption for residential and commercial sector is 482.1 TWh, that is very close to the reference heating consumption assessed by the Multi-Annual Energy Plan (MAEP), which is 481.7 TWh. The heating demand was calculated in Eq. (6) and is equal to 346.4 TWh in 2018.

The cooling demand in France for the commercial sector is 27.6 TWh/y using Eq. (10) over all the IRIS. The cooling demand was also estimated in other studies: 58.5 TWh/y in a report from the Joint Research Centre of the European Commission (JRC) [35], 18 TWh/y for [29] and 20.9 TWh/y for [30]. These estimations are far from each other, and that mainly is due to the lack of data requiring to make many assumptions. Our estimation corresponds roughly to the average of the other studies.

4.2. Heating and cooling district typologies

The typology is based on the categories described in Section 3.5. Table 1 gives the number of IRIS associated to each of the 18 possible types of districts for the heating purpose. Among the 18 district types, DHN can be cost effective solutions, with a sufficient

linear density, in 9 district types since their LHD are sufficient.

The results from Table 1 can be explained by the repartition and the structure of the IRIS. As mentioned in Section 3.1, each IRIS comprises an equivalent number of inhabitants (for the residential IRIS) or employees (for the commercial ones). Therefore, the lower the surface of the IRIS is, the higher the concentration of inhabitants/employees is, with a higher energy density (an equivalent energy consumption within a smaller surface). Thus, the IRIS with a sufficient LHD have an average surface of 3.7 km², compared to 14.2 km² for those with an insufficient LHD. Moreover, the IRIS with a sufficient LHD are mainly located in the most populated cities in France (the 280 cities with more than 30 000 inhabitants, see Ref. [36]). The IRIS with a sufficient LHD are on average 8.3 km away from those city centres versus 28.7 km for the IRIS without a sufficient LHD. IRIS with a high share of old buildings and a high share of energy consumption from the residential sector are the most prevalent. The existing DHN are present on 2898 IRIS and among all those IRIS, 2815 (97.1%) belong to the category of sufficient LHD.

In Table 2, the IRIS with a sufficient LCD have an average surface of 1.5 km², compared to 12 km² for those with an insufficient LCD. Moreover, the IRIS with a sufficient LCD are located close to the biggest cities: the IRIS with a sufficient LCD are on average 4 km away from those city centres versus 24.4 km for the IRIS without a sufficient LCD. The IRIS with a sufficient LCD are smaller, closer to the city centres and have a higher share of collective dwellings (in comparison to the IRIS for DHN).

4.3. Heating district potential

The IRIS that belong to the category Sufficient LHD are considered to be a candidate to host a DHN. The potential of DHN development is calculated based on the methodology presented here above and results in an additional heating consumption of 106 TWh/y which could be covered by DHN. Considering the heating demand already covered by the existing DHN [14,15], the total heating demand that can potentially be supplied by DHN is of

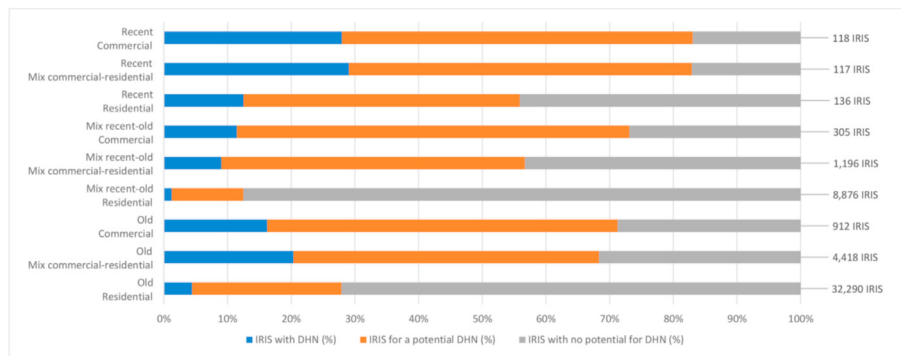


Fig. 9. Share of actual DHN and potential DHN on the IRIS, by district type.

132 TWh/y, which is a more conservative estimation than [9] that estimated the DHN potential to be 330 TWh/y, despite an energy density of at least 1.5 MWh/m². Two reasons explain the lower potential in our study. Firstly [9], considers a heating consumption is of 524 TWh/y, but only 481.1 TWh/y in our study. Secondly, and more important reason, the density is calculated in a different way [9]: considers the energy density per tile (with a resolution of 200_m × 200_m), calculated from the heat consumption per tile (kWh) and the heat demand density (kWh/m²) per region. Therefore, each tile is considered independently from the others and the number of buildings is not taken into account, a network can potentially be created with a single building. In our methodology, a DHN is created if it connects at least 6 buildings.

Fig. 9 shows that there is a huge potential for the installation of

new DHN in a variety of districts. Among the 48 368 IRIS studied, 12 134 (25%) have the potential to host a new DHN, in addition to the 2898 that already host one. IRIS with a high share of energy consumption from the residential sector, especially the IRIS with old constructions, have the lowest proportion of potential DHN. Those IRIS are found in rural and suburban areas, with many individual dwellings, therefore with a low linear energy density. At the opposite, a high ratio of DHN and potential DHN can be found in recent district and/or districts with a medium to high ratio of DHN and potential DHN. The IRIS with recent constructions are situated in the suburban areas close to the cities, therefore implying a high concentration of buildings. The commercial buildings are on average bigger making them good candidates to be connected to a DHN.

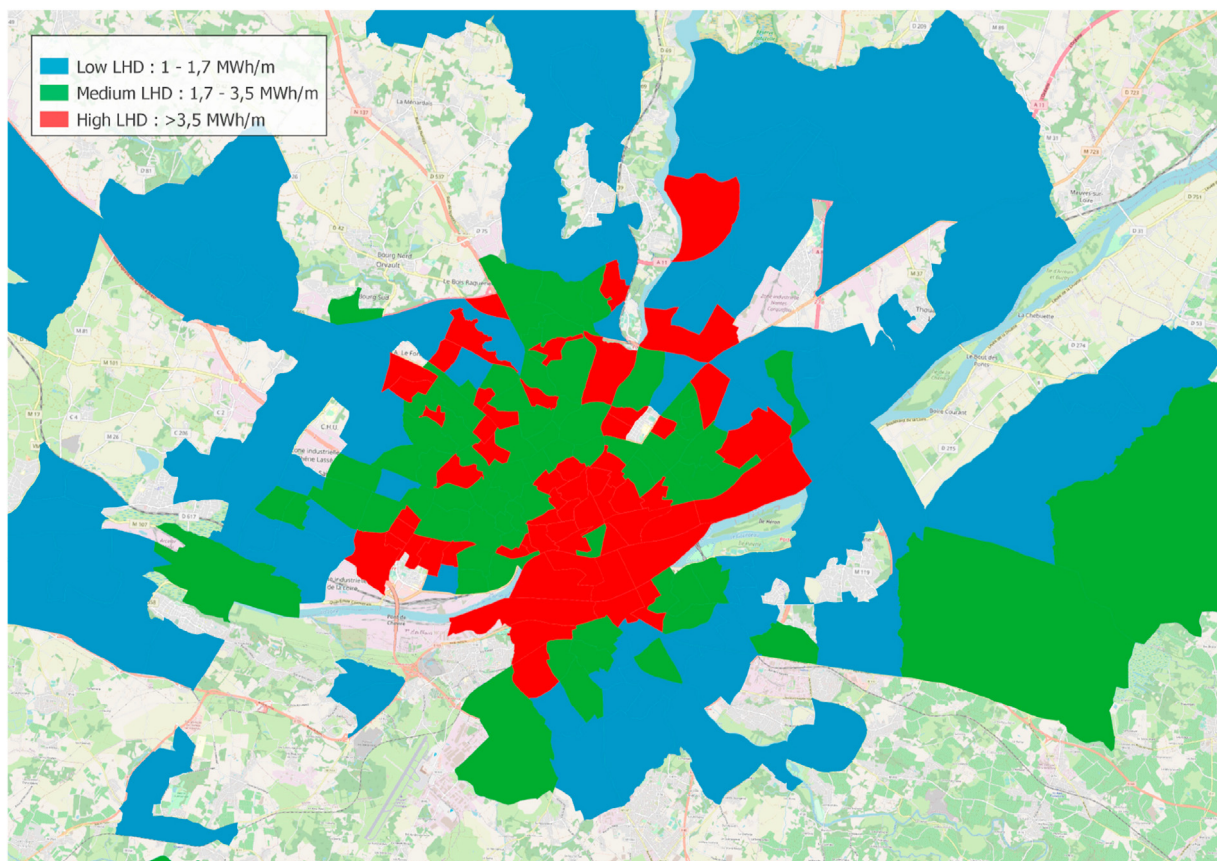


Fig. 10. Example of potential LHD in the City area of Nantes (44).

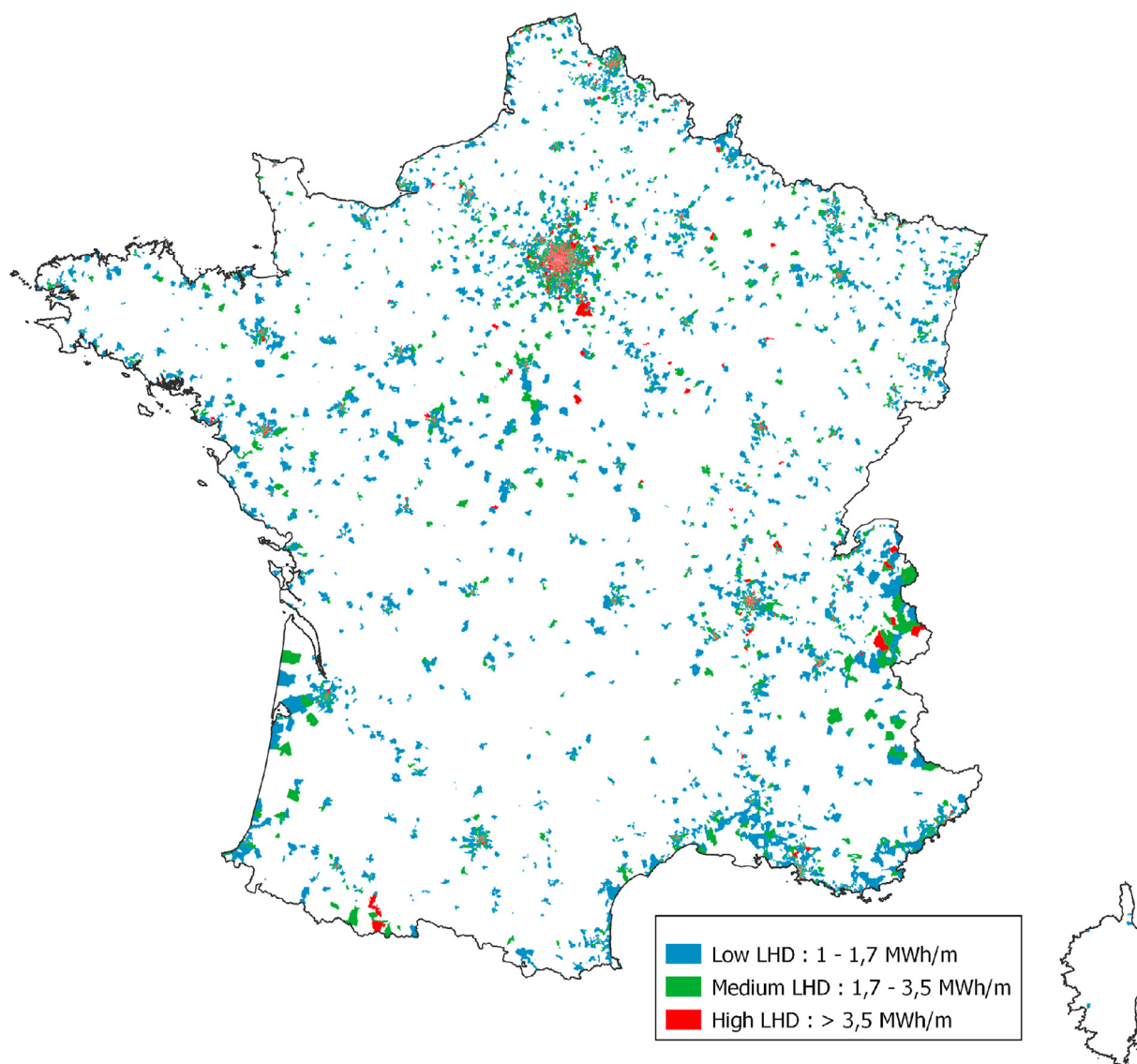


Fig. 11. Potential LHD for France.

Splitting the 15 028 IRIS with a sufficient LHD in terciles, we distinguish: a high category with a LHD superior to 3.5 MWh/m/y, where the IRIS are mostly in or very close to the city center, a medium category with a LHD comprised between 1.7 MWh/m/y and 3.5 MWh/m/y, close to the city center, and a lower category with a LHD comprised between 1 and 1.7 MWh/m/y, mostly found in the suburban area, as shown in Fig. 10.

Almost all the IRIS with a sufficient LHD are situated in urban or suburban areas and in large population bases, along the coast, the French rivers, and the country borders as shown Fig. 11, following the same scheme as for Fig. 10, i.e. a high density in the city centres and in IRIS with a high concentration of commercial buildings, decreasing as the IRIS is further away from the city centres. The IRIS with the highest LHD are located in the northern part of France, where the climatic harshness is more important, and in highly populated metropolitan areas.

4.4. Cooling district potential for the commercial sector

The Cooling potential for DCN is way lower than the heating

potential. There are only 4776 IRIS that meet the cooling density requirement of 1.5 MWh/m/y, for a total potential of 7.8 TWh/y, which represents a cooling demand of 6.9 TWh/y in addition to the 0.9 TWh/y already covered by current [14,15]. This represents 28% of the commercial sector cooling demand. Those IRISs are either in commercial suburban areas or in the city centres, with enough commercial buildings to be connected (Fig. 12). As a result, those buildings are prone to have a sufficient cooling demand and to be close enough to other commercial buildings to create a DCN.

The IRIS that can host a DCN are concentrated around the most populous cities, as shown in Fig. 12, where the commercial sector areas are located. DCN is sparsely developed: a DCN is currently present only on 40 IRIS.

Splitting those IRIS in terciles, we get a different spatial repartition for the cooling demands, as can be seen in Fig. 13, with the highest potential not being concentrated in the city centres but being more spread in the city and the suburban area. The split between the terciles happens at 4.4 MWh/m/y and 9.5 MWh/m/y. Fewer IRIS have the potential to host a DCN. Those are either in commercial suburban areas or in the city centres, with enough

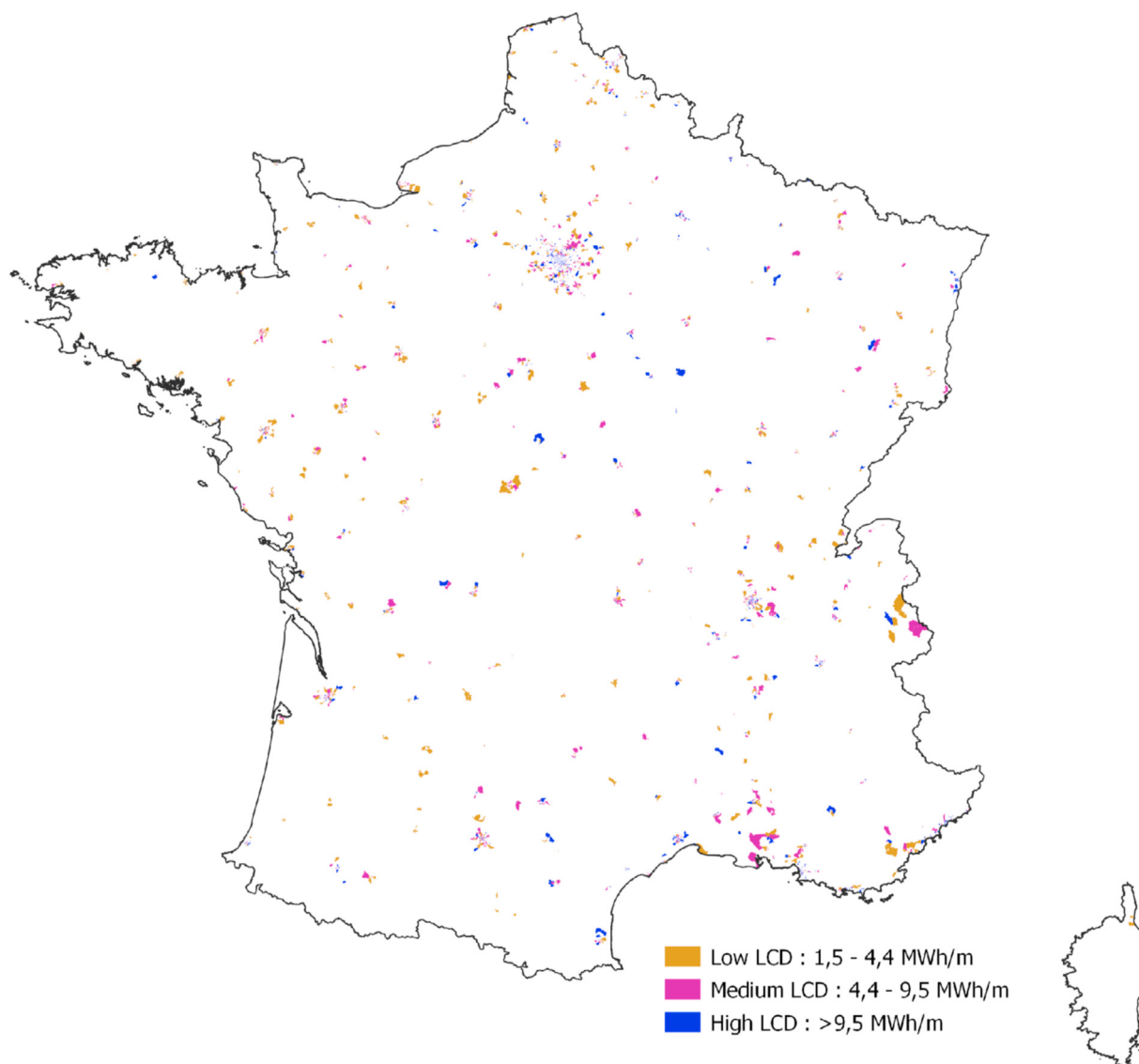


Fig. 12. Potential LCD for France.

commercial buildings.

Among the 4776 IRIS that have potential to host a DCN, 4602 (96.4%) can also host a DHN, creating synergies for simultaneous distribution of heat and cold energy. 61% of those IRIS have a high LHD and 28% have a middle LHD.

5. Discussion

The agricultural sector and the industrial sector were not taken into account in this study. Yet, the agricultural sector is essentially present in rural areas where the DCHN potential is low. The industrial sector is potentially interesting for DHCN applications [37]. estimates that the heating consumption for water under 100 °C, comprising space heating, hot water and process heating, is 63 TWh per year in France, whereas [38] calculates a cooling demand of 11.3 TWh per year. Currently, only 7% of the DHCN deliver energy to the industrial sector. Additionally, there is a lack of local data regarding those two sectors.

Assumption was made that heating oil and wood are mostly

used in areas with an energy density too low for the implementation of DHCN and therefore were not considered.

The cooling for the residential sector was considered negligible but it is expected to increase in the future. However, the cooling demand in residential is diffuse and limited to short periods during heat waves. The connection of residential buildings to the DCN seems to be poorly cost-effective except in dense cities and in the hottest zones such as south of France. The estimate of cooling demand in residential in France is quite uncertain due to the lack of data. As evidence [29], estimates a cooling need in France of 4 TWh for residential sector, against only 1 TWh for [25].

This work presents the opportunities for developing DHN/DCN. Almost every network is over several IRIS. Therefore, every IRIS with at least one building that connects to a virtual network was considered in the method developed. Thus each IRIS on its own may not have enough buildings to host a DHN/DCN, but is part of a set of IRIS that together meet the requirements for a DHN/DCN. Those requirements were defined in this paper as considering solely: buildings with a floor area of at least 1000 m², DHN that

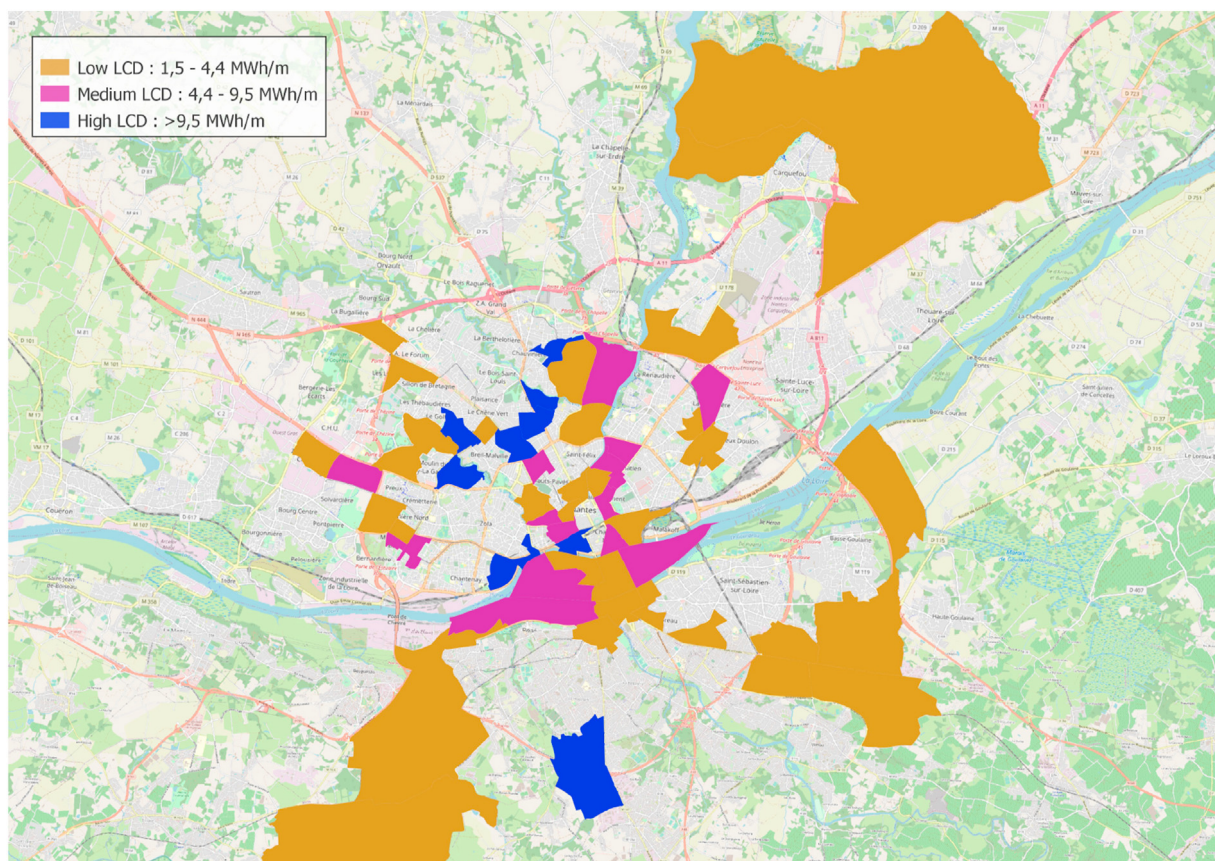


Fig. 13. Example of potential LCD in the City area of Nantes (44).

connect 6 buildings (DCN that connect 4 buildings) with a heating density of at least 1 MWh/m/y (cooling density of at least 1.5 MWh/m/y).

6. Conclusion

This paper presents first the evolutions of the DHCN in France, in particular concerning the reduction of the networks size, the decrease of their energy density, and the increase of the mix between residential and commercial.

Then, an original method was developed to define a typology of districts from the point of view of the integration potential of DHN and DCN, based not only on the linear energy density, but also taking into account two other parameters important for the networks, the levels of temperature to be delivered (depending on the proportion of old buildings) and the mix between residential and commercial buildings.

Eighteen district types are defined and, among them, nine could have the potential for DHN and/or DCN integration. A study has been carried out in France on the scale of the IRIS corresponding to about 10 000 inhabitants and in which statistical information is provided. The results show a high potential for developing the DHN and DCN. About 24.9% of the IRIS in France could be candidate for implementing a DHN, a potential largely superior to the French objectives to develop the DHN at horizon 2028 [3]. The development potential of DCN seems also very important with about 10 000 new possible IRIS equipped with a network. This potential of new and extension of DHN should be crossed with the availability of renewable energies at local scale since the main objective to develop DHN is to increase the share of renewable energies in

the heating consumption.

We defined a district typology which highlights certain district types for their potential for integrating heating and/or cooling networks. It could be interesting to focus on those types of district and to assess, for each type, the best possible network design(s). Then a mapping of available local energy sources would be requested to validate the economic feasibility of the networks. Finally by considering both the district types and the local energy sources, it could be interesting to assess the best possible designs.

Credit author statement

Rémi Patureau: Conceptualization, Software, Formal analysis, Investigation, Writing – original draft, Writing – review & editing. Cong-Toan Tran: Conceptualization, Methodology, Supervision, Writing – review & editing. Valentin Gavan: Conceptualization, Supervision, Validation. Pascal Stabat: Conceptualization, Methodology, Supervision, Writing – review & editing.

Declaration of competing interest

The authors declare that they have no known competing financial interests or personal relationships that could have appeared to influence the work reported in this paper.

References

- [1] Carpenne L, Haeusler L, Fernandes A, Guyot M, Marangoni F. Réseaux de chaleur et de froid, état des lieux de la filière : marchés, emplois, coûts, Tech. rep. ADEME; 2019. https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/reseau-de-chaleur-etat-des-lieux-filiere_2019.pdf.

- [2] Werner S. International review of district heating and cooling. *Energy* 2017;137:617–31. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.04.045>. URL <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.04.045>.
- [3] Multi annual energy plan - French strategy for energy and climate, Tech. rep. France: Ministry for the Ecological Transition; 2018. <https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/20200422%20Programmation%20pluriannuelle%20de%20%27e%CC%81nergie.pdf>.
- [4] Petit S, Belhoussine Y. Les réseaux de chaleur et de froid - chiffres clés, analyses et évolutions, Tech. rep., Fedene and SNCU. 2018. https://www.fedene.fr/wp-content/uploads/sites/2/2018/12/20171214_Rapport-global_restitution-enquete-2018-donnees-nationale-2017_v1.1.pdf.
- [5] Andreï A, Baudry M, Beck S, Foussard A, Laghouati R, Lauverjat J, Lévy P, Martial E, Misak E, Phan C, Plouhinec C, Ribon O, Riedinger N, Moreau S, Glorieux-Freminet A. Bilan énergétique de la France pour 2018, Tech. rep., Commissariat général au développement durable. Jan. 2020. <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/sites/default/files/2020-01/datalab-64-bilan-energetique-france-2018-janvier2020.pdf>.
- [6] Möller B, Wiechers E, Persson U, Grundahl L, Connolly D. Heat Roadmap Europe: identifying local heat demand and supply areas with a European thermal atlas. *Energy* 2018;158:281–92. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.06.025>.
- [7] Chambers J, Narula K, Sulzer M, Patel MK. Mapping district heating potential under evolving thermal demand scenarios and technologies: a case study for Switzerland. *Energy* 2019;176:682–92. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.04.044>. URL <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.04.044>.
- [8] Nielsen S, Möller B. GIS based analysis of future district heating potential in Denmark. *Energy* 2013;57:458–68. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.05.041>. URL <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.05.041>.
- [9] Laurent M. Analysis of the district heating potential in French regions using a geographic information system. *Appl Energy* 2019;252(June):113460. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113460>. URL <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113460>.
- [10] Persson U, Wiechers E, Möller B, Werner S. Heat roadmap Europe: heat distribution costs. *Energy* 2019;176:604–22. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.03.189>.
- [11] Brand M, Svendsen S. Renewable-based low-temperature district heating for existing buildings in various stages of refurbishment. *Energy* 2013;62:311–9. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.09.027>. URL <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.09.027>.
- [12] Fonds chaleur 2020 - réseaux de chaleur, fiche descriptive des conditions d'éligibilité et de financement, Tech. rep. ADEME; 2020. <https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/fiche-descriptive-eligibilite-financement-reseaux-chaleur-2020.pdf>.
- [13] Ahamjik N, Rossi L. Enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid – édition 2020, Tech. rep. 2020. <https://www.fedene.fr/wp-content/uploads/sites/2/2021/01/EARCF-Rapport-Global-{\e}dition-2020-Restitution-enquete-r\{e}seaux.pdf>.
- [14] ViaSèva. Existe-t'il un réseau de chaleur près de chez vous?. 2018. <https://carto.viaseva.org/public/viaseva/map/>. [Accessed 5 May 2021].
- [15] Données locales de consommation d'énergie. 2018. <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/donnees-locales-de-consommation-energie>. [Accessed 5 May 2021].
- [16] INSEE. Iris - définition. 2016. <https://www.insee.fr/fr/metadonnees/definition/c1523>. [Accessed 5 May 2021].
- [17] Eurostat. Statistical regions in the europeanunion and partner countries, Tech. rep. 2020. <https://doi.org/10.2785/850262>. URL <https://doi.org/10.2785/850262>.
- [18] IGN. Bd topo version 3.0 - descriptif de contenu. 2021. https://geoservices.ign.fr/ressources_documentaires/Espace_documentaire/BASES_VECTORIELLES/BDTOPO/DC_BDTOPO_3-0.pdf. [Accessed 5 May 2021].
- [19] IGN. Iris...ge (grande échelle). Sep. 2019. https://geoservices.ign.fr/ressources_documentaires/Espace_documentaire/BASES_VECTORIELLES/IRIS_GE/SE_IRIS-GE.pdf. [Accessed 5 May 2021].
- [20] INSEE. Logement en 2015. 2018. <https://www.insee.fr/fr/statistiques/3627374>.
- [21] Carte : Réseaux de chaleur en Île-de-france. <http://www.driea.ile-de-france.developpement-durable.gouv.fr/carte-reseaux-de-chaleur-en-ile-de-france-a1980.html>. [Accessed 5 May 2021].
- [22] SIRENE, Présentation de la base sirene. <https://www.sirene.fr/sirene/public/static/contenu-base-sirene>. [Accessed 5 May 2021].
- [23] Quest C. Géocodage de la base sirene. 2020. http://data.cquest.org/geo_sirene/. [Accessed 5 May 2021].
- [24] INSEE, Nomenclature d'activités française. <https://www.insee.fr/fr/information/2406147>. [Accessed 5 May 2021].
- [25] CEREN, Consommation d'énergie par usage du résidentiel. <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/consommation-energie-par-usage-du-residentiel>. [Accessed 5 May 2021].
- [26] CEREN, Consommation d'énergie par usage du tertiaire. <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/consommation-energie-par-usage-du-tertiaire>. [Accessed 5 May 2021].
- [27] Enerdata. ADEME, Climat, air et energie, chiffres clés - édition 2018, Tech. rep., ADEME. 2018. https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/2018-climat-air-energie_chiffres-cles-010354.pdf. [Accessed 5 May 2021].
- [28] Exigences réglementaires pour la construction des bâtiments (RT2012). <https://www.ecologique-solaire.gouv.fr/exigences-reglementaires-construction-des-batiments>. [Accessed 5 May 2021].
- [29] Werner S. European space cooling demands. *Energy* 2016;110:148–56. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.11.028>. URL <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.11.028>.
- [30] Dittmann F, Rivière P, Stabat P. Space cooling technology in Europe, tech. Rep. Centre for Energy efficient Systems (CES), Mines ParisTech – ARMINES; 2017. https://heatroadmap.eu/wp-content/uploads/2018/11/HRE4_D3.2.pdf.
- [31] Jakubcionis M, Carlsson J. Estimation of European Union service sector space cooling potential. *Energy Pol* 2018;113(May 2017):223–31. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.11.012>. URL <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.11.012>.
- [32] Klein Tank AM, Wijngaard JB, Können GP, Böhm R, Demarée G, Gocheva A, Mileta M, Pashiardis S, Hejkrlik L, Kern-Hansen C, Heino R, Bessemoulin P, Müller-Westermeier G, Tzanakou M, Szalai S, Pálsdóttir T, Fitzgerald D, Rubin S, Capaldo M, Maugeri M, Leitass A, Bukantis A, Aberfeld R, Van Engelen AF, Forland E, Mietus M, Coelho F, Mares C, Razuvaev V, Nieplova E, Cegnár T, Antonio López J, Dahlström B, Moberg A, Kirchhofer W, Ceylan A, Pachaliuk O, Alexander LV, Petrovic P. Daily dataset of 20th-century surface air temperature and precipitation series for the European Climate Assessment. *Int J Climatol* 2002;22(12):1441–53. <https://doi.org/10.1002/joc.773>.
- [33] Roy R. Guide de création d'un réseau de chaleur - éléments clés pour le maître d'ouvrage, Tech. rep., Amorce. 2017. <https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/creer-reseau-chaleur-guide-technique-2017.pdf>.
- [34] Solagro Biomasse Normandie. Bva, Etude sur le chauffage domestique au bois : marchés et approvisionnement, synthèse, 24 pages, Tech. rep. ADEME; 2018. <https://www.ademe.fr/etude-chauffage-domestique-bois>. [Accessed 5 May 2021].
- [35] Vatopoulos K. Heat and cooling demand and market perspective. 2012. <https://doi.org/10.2790/56532>. <http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC70962>.
- [36] INSEE. Populations légales 2018 - recensement de la population régions, départements, arrondissements, cantons et communes. 2020. <https://www.insee.fr/fr/statistiques/4989724?sommaire=4989761>. [Accessed 5 May 2021].
- [37] Naegler T, Simon S, Klein M, Christian Gils H. Quantification of the European industrial heat demand by branch and temperature level. *Int J Energy Res* 2019. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.06.054>. URL <https://doi.org/10.1002/er.3436>.
- [38] Rehfeldt M, Rohde C, Fleiter T, Toro F, Reitze F. A bottom-up estimation of heating and cooling demand in the European industry, Eceee Industrial Summer Study Proceedings 2016. 2016. p. 59–69. https://www.eceee.org/library/conference_proceedings/eceee_Industrial_Summer_Study/2016/1-policies-and-programmes/a-bottom-up-estimation-of-heating-and-cooling-demand-in-the-european-industry/2016/1-031-16_Rehfeldt.pdf.

C

Tableau de synthèse de la part des IRIS appartenant aux différentes catégories des variables de catégorisation en fonction de la taille des communes

Taille des communes (nombre d'habitants)	Nombre de communes	Nombre d'IRIS	DCL suffisante %	DFL suffisante %	PR Forte %	PBA90 Forte %
< 1000	26 566	26 620	1,3	0	94,1	78,1
[1000;5000[7 832	7 907	19,2	2,2	87,1	64
[5000;10 000[1 162	2 603	60,7	7,6	77,1	75
[10 000;50 000[863	7 134	85,5	16,6	70,9	84,7
[50 000;100 000[100	2 650	93,8	19,8	67,8	87,7
≥ 100 000	48	3 239	96,5	26	65,1	89,2

Tab. C.1 : Part des IRIS appartenant à chaque catégorie de commune par rapport au nombre total d'IRIS pour cette catégorie de commune. À noter, certaines communes parmi les plus peuplées sont séparées en arrondissement (ce qui augmente le nombre des communes de plus de 100 000 habitants)

D

Consommations pour les secteurs résidentiel et tertiaire

D.1 Secteur Résidentiel, consommations totales liées aux besoins de chaleur en fonction de l'âge des logements et du type de logement (collectif ou individuel)

	Période	Chauffage (kWh/log.)	ECS (kWh/log.)	Consomma- tion totale (kWh/log.)	Part des besoins de chaleur dans la consomma- tion totale d'énergie
Logements collectifs	< 1975	7034	1459	11 112	76,4 %
	1975-1989	5389	1459	9311	73,5 %
	1990-1998	4519	1273	8250	70,2 %
	>1998	4581	1304	8431	69,8 %
Logements individuels	< 1975	9447	1781	15 169	74 %
	1975-1989	6330	1851	12 051	67,9 %
	1990-1998	6307	2202	12 779	66,6 %
	>1998	5235	2202	12 779	58,2 %
Moyenne		6105	1691	11 235	69,4 %

Tab. D.1 : Consommations moyennes totales, relatives au chauffage et à l'ECS par logement en fonction du type de logement et de la période de construction, données issues de [141]

D.2 Secteur tertiaire, consommations totales et liées aux besoins de chaleur en fonction du secteur d'activité

Les tableau suivant a été créé en utilisant les données disponibles de [\[140\]](#).

Code d'activité	Libellé activité	Consommations de chauffage (GWh)	Consommations d'ECS (GWh)	Consommation totale (GWh)	Part des besoins de chaleur dans la consommation totale (GWh)
45	Commerce et réparation d'automobiles et de motocycles	2363	394	5790	47,6 %
46	Commerce de gros, à l'exception des automobiles et des motocycles	4644	735	9746	55,2 %
47	Commerce de détail, à l'exception des automobiles et des motocycles	9818	1453	25611	44,0 %
49	Transports terrestres et transport par conduites	2848	453	6617	49,9 %
50	Transports par eau	64	10	148	49,5 %
51	Transports aériens	247	38	576	49,5 %
52	Entreposage et services auxiliaires des transports	1358	104	3722	39,3 %
53	Activités de poste et de courrier	933	48	1908	51,4 %
55	Hébergement	3454	1418	9405	51,8 %
56	Restauration	4282	1541	15694	37,1 %
58	Édition	371	14	1047	36,7 %
59	Production de films cinématographiques, de vidéo et de programmes de télévision ; enregistrement sonore et édition musicale	852	129	1404	69,8 %
60	Programmation et diffusion	529	80	871	69,8 %
61	Télécommunications	547	28	5875	9,8 %
62	Programmation, conseil et autres activités informatiques	1256	96	3620	37,3 %
63	Services d'information	199	15	3808	5,6 %
64	Activités des services financiers, hors assurance et caisses de retraite	1559	119	4494	37,3 %
65	Assurance	540	41	1557	37,3 %
66	Activités auxiliaires de services financiers et d'assurance	538	41	1552	37,3 %

Code d'activité	Libellé activité	Consommations de chauffage (GWh)	Consommations d'ECS (GWh)	Consommation totale (GWh)	Part des besoins de chaleur dans la consommation totale (GWh)
68	Activités immobilières	1039	53	2126	51,4 %
69	Activités juridiques et comptables	1089	56	2229	51,4 %
70	Activités des sièges sociaux; conseil de gestion	1541	79	3153	51,4 %
71	Activités d'architecture et d'ingénierie; activités de contrôle et analyses techniques	1693	86	3463	51,4 %
72	Recherche-développement scientifique	1763	357	5643	37,6 %
73	Publicité et études de marché	534	27	1092	51,4 %
74	Autres activités spécialisées, scientifiques et techniques	248	21	578	46,5 %
75	Activités vétérinaires	91	5	186	51,4 %
77	Activités de location et location-bail	405	21	828	51,4 %
78	Activités liées à l'emploi	3748	191	7667	51,4 %
79	Activités des agences de voyage, voyagistes, services de réservation et activités connexes	191	10	390	51,4 %
80	Enquêtes et sécurité	843	43	1725	51,4 %
81	Services relatifs aux bâtiments et aménagement paysager	2546	130	5208	51,4 %
82	Activités administratives et autres activités de soutien aux entreprises	1275	88	2810	48,5 %
84	Administration publique et défense; sécurité sociale obligatoire	8064	2015	17537	57,5 %
85	Enseignement	17181	2559	25248	78,2 %
86	Activités pour la santé humaine	8266	3221	18963	60,6 %
87	Hébergement médico-social et social	6411	2435	12367	71,5 %

Code d'activité	Libellé activité	Consommations de chauffage (GWh)	Consommations d'ECS (GWh)	Consommation totale (GWh)	Part des besoins de chaleur dans la consommation totale (GWh)
88	Action sociale sans hébergement	5579	1585	9944	72,0 %
90	Activités créatives, artistiques et de spectacle	1261	190	2079	69,8 %
91	Bibliothèques, archives, musées et autres activités culturelles	218	33	360	69,5 %
92	Organisation de jeux de hasard et d'argent	298	45	491	69,8 %
93	Activités sportives, récréatives et de loisirs	5524	4322	12860	76,6 %
94	Activités des organisations associatives	1134	82	2313	52,6 %
95	Réparation d'ordinateurs et de biens personnels et domestiques	194	51	754	32,5 %
96	Autres services personnels	1359	357	5275	32,5 %

Tab. D.2 : Consommations moyennes totales, relatives au chauffage et à l'ECS par catégorie d'activité, données issues de [140]

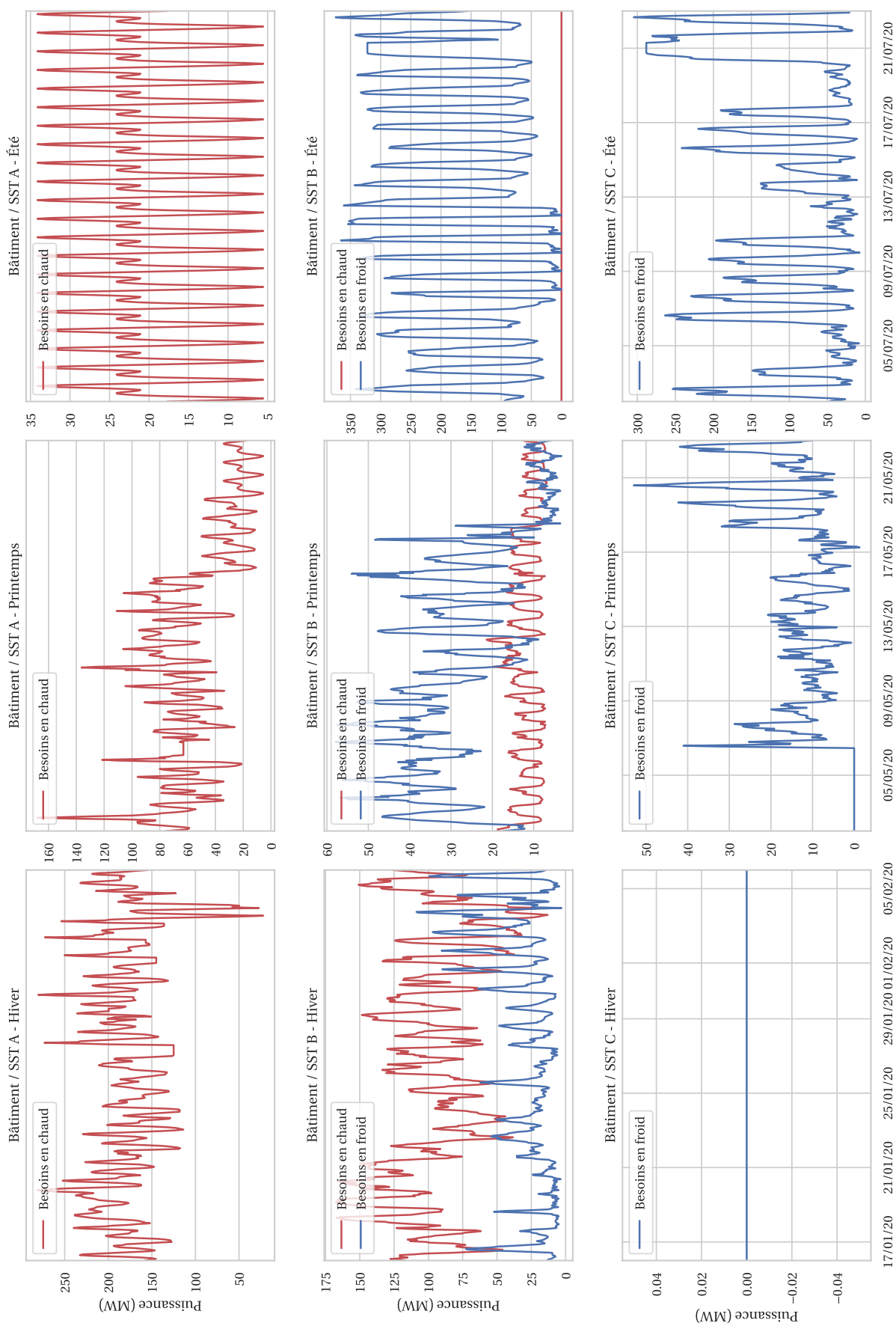
E

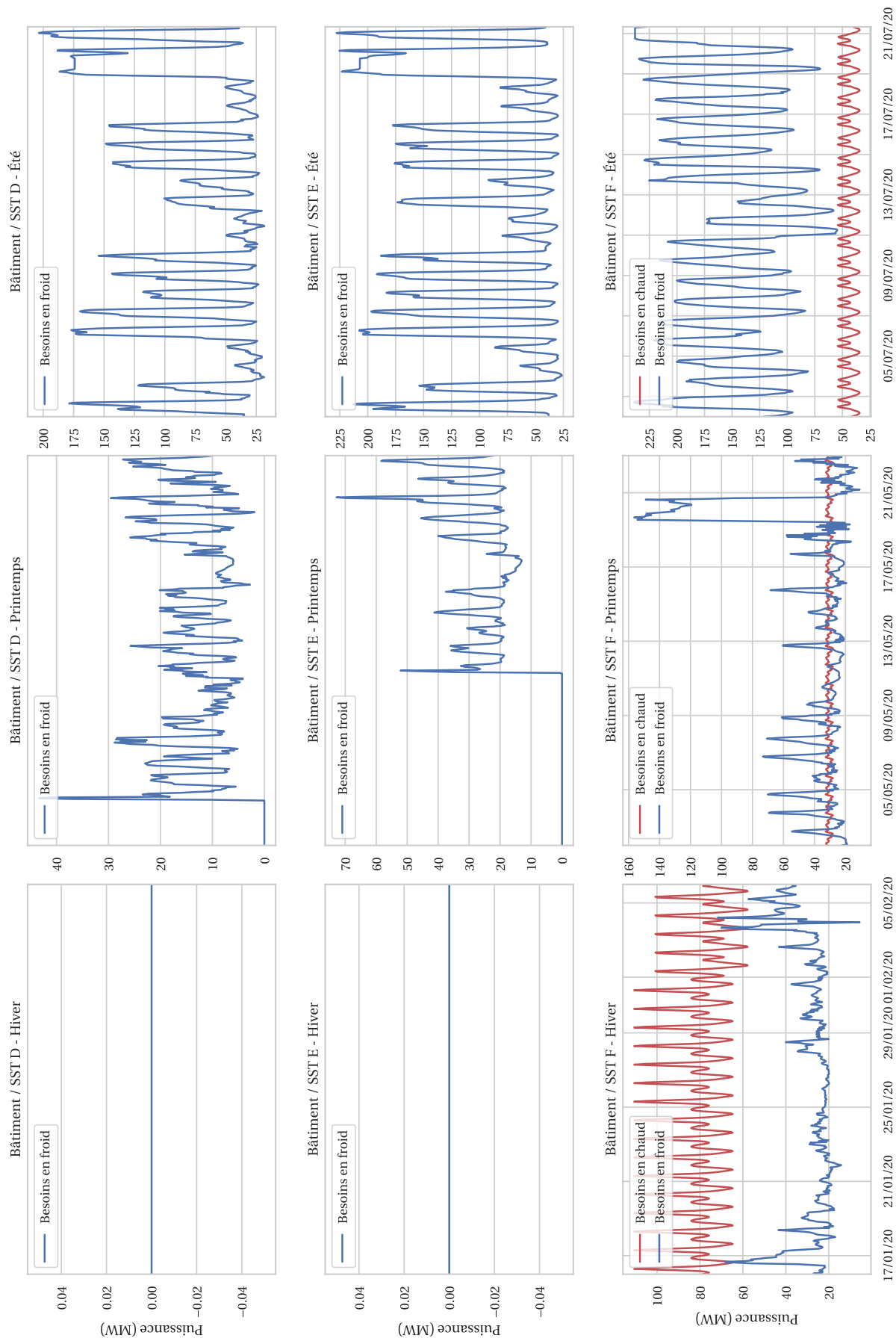
Puissances demandées par les différents bâtiments

La Fig. E.1 représente les besoins des bâtiments, et donc des différentes SST pour le RPC, tandis que la Fig. E.2 représente les besoins auxquels doit répondre l'îlot 2 pour le RPD. Le regroupement des îlots est résumé sur le Tableau E.1 suivant :

Bâtiment / SST	Îlot
A	1
B	2
C	
D	
E	
F	
G	3
H	4

Tab. E.1 : Îlots qui répondent aux besoins des différentes SST





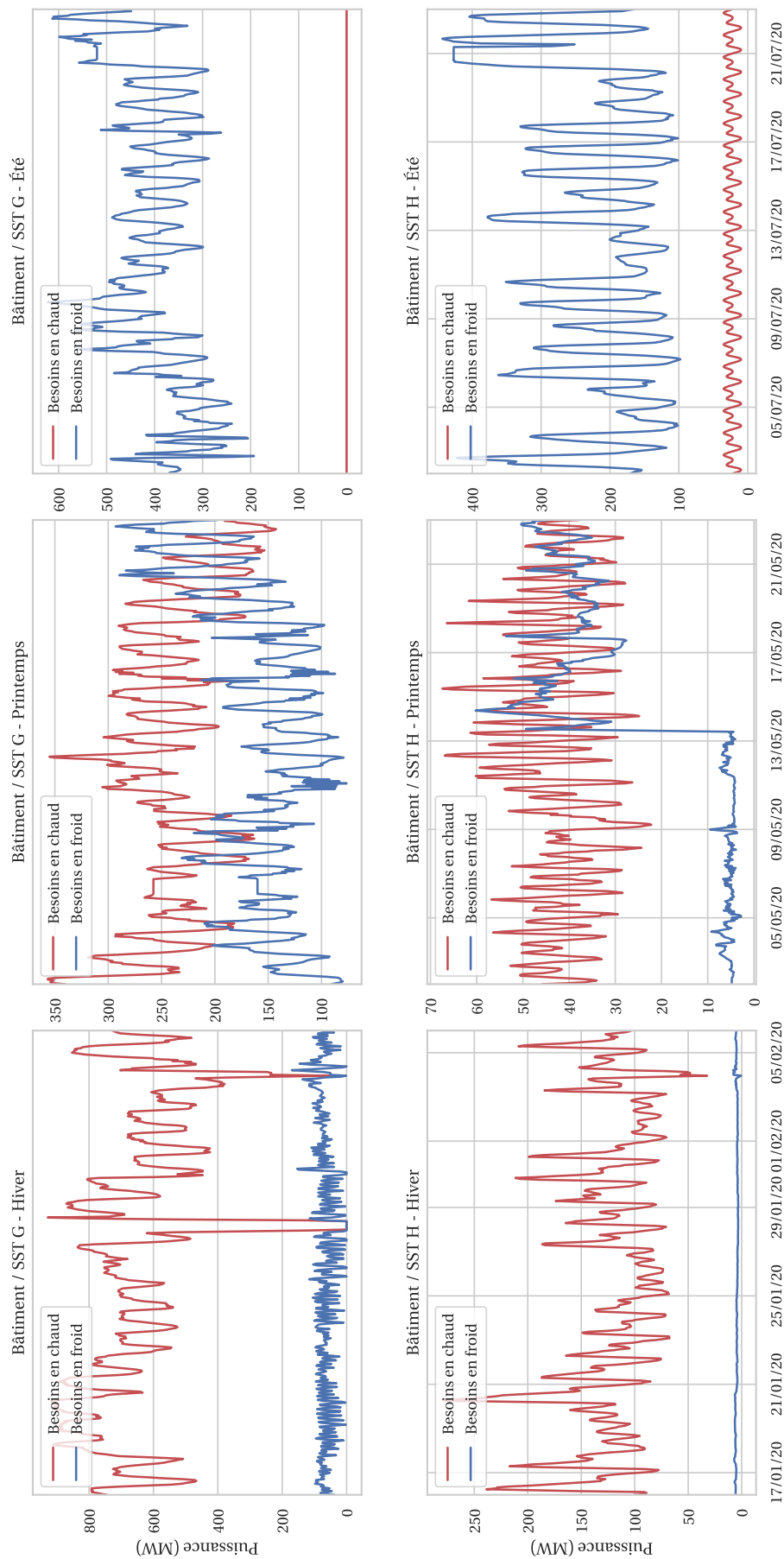


Fig. E.1 : Puissance à fournir aux différents bâtiments en fonction de la saison considérée (hiver, printemps, été)

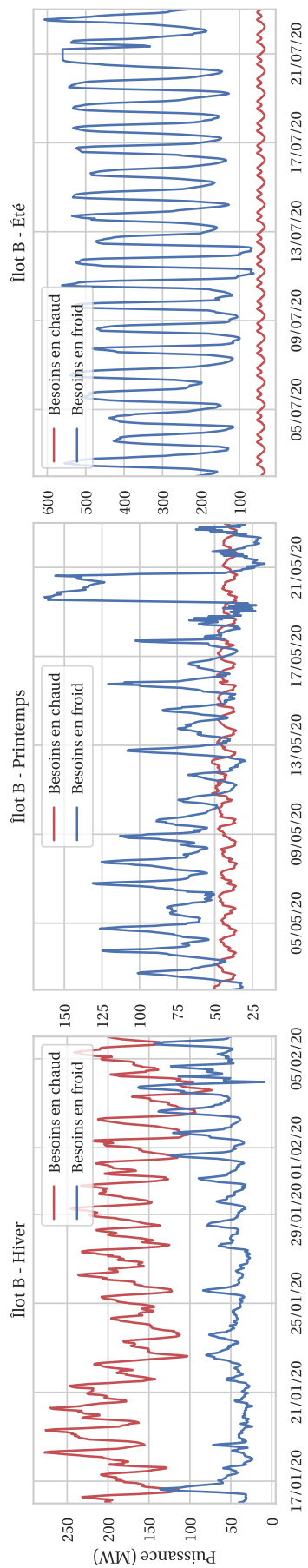


Fig. E.2 : Puissance à fournir aux différents bâtiments desservis par l'îlot 2 en fonction de la saison considérée (hiver, printemps, été) pour le RPD

F Coefficient pour les puissances ECS et les températures d'eau froide en fonction des mois de l'année

Les données présentées dans cette annexe sont issues de [162].

F.1 Coefficients pour la puissance en ECS

Le Tableau F.1 représente les coefficients de répartition mensuelle des besoins d'eau chaude. Ces coefficients sont obtenus à partir de la moyenne des valeurs observées sur 32 sites en France (représentant probablement plusieurs milliers de logements, deux sites parmi ces 32 comprenant 270 logements). Ils permettent de calculer à partir d'un profil moyen de soutirage sur l'année le profil de soutirage d'un mois en particulier.

Mois	σ_m
Janvier	1,06
Février	1,07
Mars	1,05
Avril	1,04
Mai	1,03
Juin	0,96
Juillet	0,86
Août	0,82
Septembre	0,96
Octobre	1,03
Novembre	1,05
Décembre	1,07
Total	12

Tab. F.1 : Coefficient σ_m en fonction du mois de l'année

F.2 Température d'eau froide

Les données présentes dans la Fig. F.1 correspondent aux températures d'eau froide moyennes relevées sur 100 sites différents du territoire français pour chaque mois.

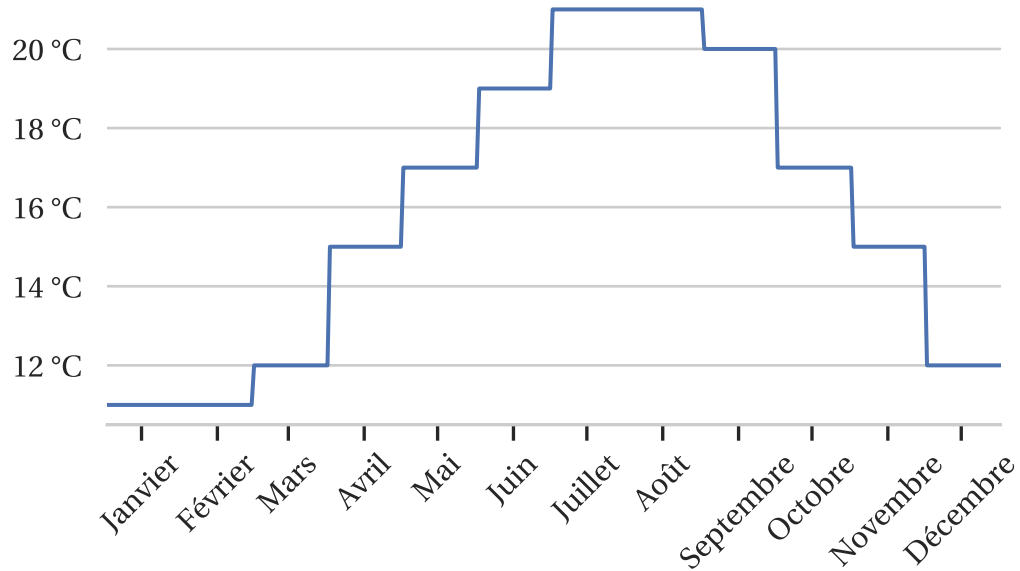


Fig. F.1 : Température d'eau froide en fonction du mois de l'année

Les modèles présentés dans cette partie sont les modèles de base les plus importants qui ont permis, une fois assemblés, de réaliser la modélisation des RCFNG qui seront ensuite comparés. Tous ces modèles dépendent de variables d'entrée qui leur sont extérieures et sont généralement fournies par les autres modèles, de paramètres fournis par l'utilisateur et de variables de sortie qui seront des variables d'entrée pour d'autres modèles. La représentation schématique des modèles suit celle présente sur la Fig. G.1.

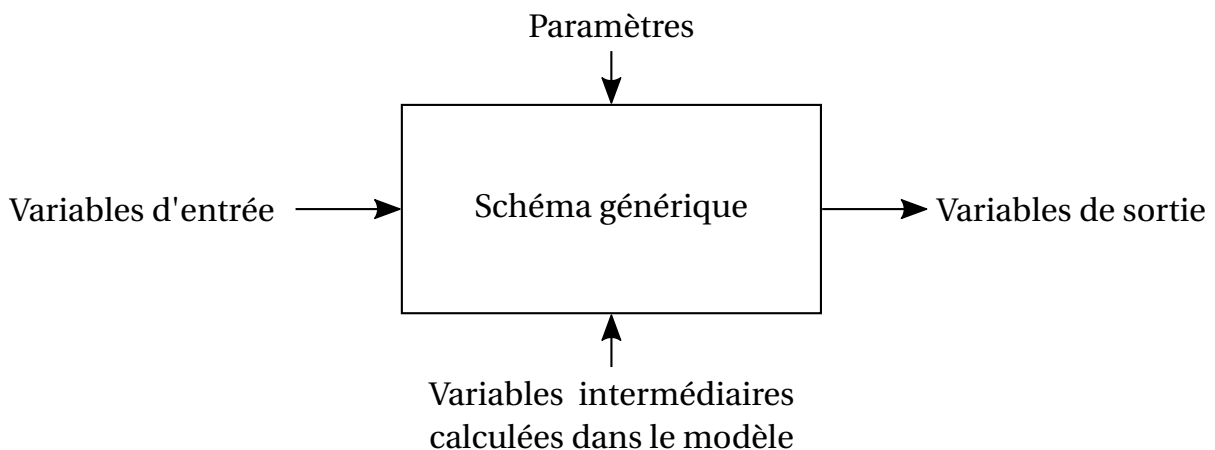


Fig. G.1 : Schéma générique de présentation des différents modèles

Les modèles décrits dans cette annexe sont issus de la bibliothèque *Buildings* [170]. Une modification a été apportée au modèle de TFP afin de lui ajouter un désurchauffeur (Section G.5).

G.1 Puissance en fonction du débit et des températures d'entrée et de sortie

Pour un fluide, la relation entre le débit, les températures et la puissance est exprimée selon l'Équation G.1, où \dot{Q} est la puissance thermique (W), \dot{m} le débit massique (kg/s), Cp

la capacité thermique massique du fluide (J/(Kkg)), ΔT est la différence de température (généralement une différence entre la température d'entrée $T_{entrée}$ et celle de sortie T_{sortie}) exprimée en K (ou °C).

$$\dot{Q} = \dot{m} \times C_p \times \Delta T \quad (\text{G.1})$$

G.2 Pertes de charge

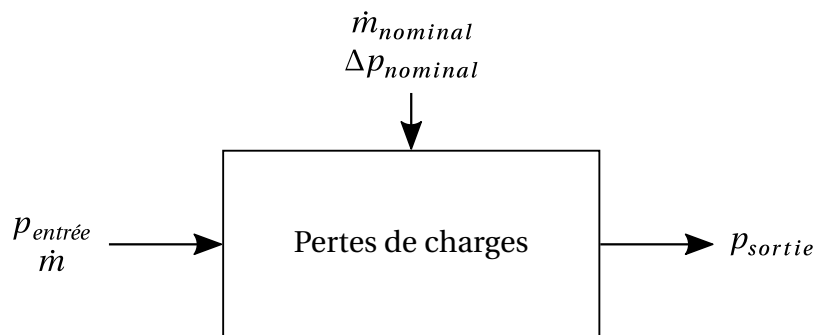


Fig. G.2 : Schéma du modèle représentant les pertes de charge

La perte de charge est calculée à partir du débit massique \dot{m} , du débit massique nominal $\dot{m}_{nominal}$ et de la perte de charge nominale $\Delta p_{nominal}$, comme le montre la Fig. G.2. Dans les modèles présentés dans la suite de cette annexe (à l'exception du modèle de ballon d'eau chaude), lorsque le calcul des pertes de charge n'est pas indiqué dans le modèle, ces dernières sont calculées à l'aide de l'Équation G.2 :

$$\dot{m} = k \times \sqrt{\Delta p} \quad (\text{G.2})$$

Le débit massique \dot{m} étant connu (extérieur au modèle), le calcul de la perte de charge $\sqrt{\Delta p}$ consiste à calculer le coefficient k , qui est le rapport entre $\dot{m}_{nominal}$ (débit maximum, connu grâce aux consommations des différents consommateurs) et $\Delta p_{nominal}$ qui dépend de l'équipement :

$$k = \frac{\dot{m}_{nominal}}{\sqrt{\Delta p_{nominal}}} \quad (\text{G.3})$$

Il s'agit du modèle générique de prise en compte des pertes de charge qui se produisent dans chacun des modèles. Dans le modèle de tuyaux (Section G.6), un calcul de $\Delta p_{nominal}$ est effectué. Dans les autres modèles, lorsqu'aucun calcul n'est indiqué, les valeurs utilisées sont issues de données constructeur.

G.3 Échangeurs

G.3.1 Échangeurs à efficacité constante

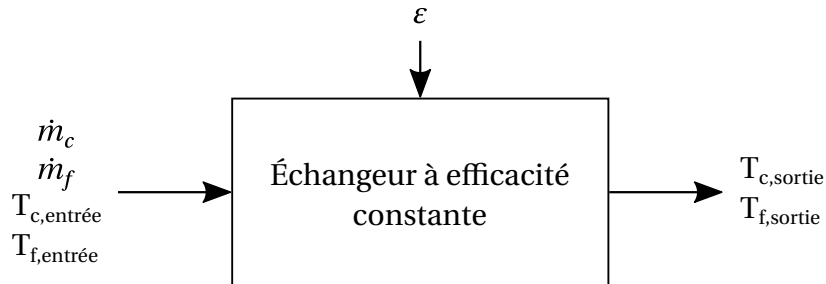


Fig. G.3 : Schéma du modèle d'échangeur à efficacité constante

Le modèle d'échangeur de chaleur à efficacité constante, *ConstantEffectiveness* dans *buildings* permet de calculer les températures en sortie des fluides chaud (c) et froid (f), en fonction des températures et des débits d'entrée dans l'échangeur et d'une efficacité ε fournie par l'utilisateur au modèle, à partir des équations suivantes :

$$C_{min} = \min(\dot{m}_c \times Cp_c, \dot{m}_f \times Cp_f) \quad (G.4)$$

$$\dot{Q}_c = \dot{Q}_f = \varepsilon \times C_{min} \times (T_{c,entrée} - T_{f,entrée}) \quad (G.5)$$

$$T_{c,sortie} = T_{c,entrée} - \frac{\dot{Q}_c}{\dot{m}_c \times Cp_c} \quad (G.6)$$

$$T_{f,sortie} = \frac{\dot{Q}_f}{\dot{m}_f \times Cp_f} + T_{f,entrée} \quad (G.7)$$

Ce modèle est utilisé dans les différentes SST.

G.3.2 Échangeurs à contre-courant à efficacité variable (méthode NUT)

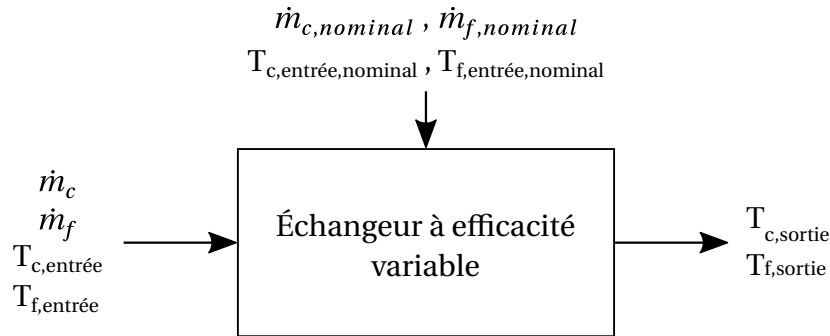


Fig. G.4 : Schéma du modèle d'échangeur à efficacité variable

Les modèles d'échangeurs à efficacité variable permettent de reproduire plus fidèlement le comportement thermique des échangeurs. Deux méthodes sont généralement utilisées : la différence de température logarithmique moyenne (DTLM) et le nombre d'unités de transfert (NUT). C'est cette seconde méthode qui est utilisée pour calculer les températures en sortie des échangeurs, à partir des débits et des températures des fluides à l'entrée de l'échangeur à contre-courant (voir la Fig. G.4). Le modèle décrit ici est le modèle d'échangeur à plaques à contre-courant, nommé *PlateHeatExchangerEffectivenessNTU* dans la bibliothèque *Buildings*.

La première étape consiste à calculer les coefficients d'échanges convectifs nominaux côté chaud $h_{c,nominal}$ et côté froid $h_{f,nominal}$ de l'échangeur.

$$C_{min,nominal} = \min(\dot{m}_{f,nominal} \times C_{p_f}, \dot{m}_{c,nominal} \times C_{p_c}) \quad (G.8)$$

$$C_{max,nominal} = \max(\dot{m}_{f,nominal} \times C_{p_f}, \dot{m}_{c,nominal} \times C_{p_c}) \quad (G.9)$$

$$Z_{nominal} = \frac{C_{min,nominal}}{C_{max,nominal}} \quad (G.10)$$

$$\varepsilon_{nominal} = \frac{\dot{Q}_{nominal}}{C_{min,nominal} \times (T_{c,entrée,nominal} - T_{f,entrée,nominal})} \quad (G.11)$$

$$NUT_{nominal} = \frac{\ln\left(\frac{1 - \varepsilon_{nominal}}{1 - \varepsilon_{nominal} \times Z_{nominal}}\right)}{Z_{nominal} - 1} \quad (G.12)$$

$$UA_{nominal} = NUT_{nominal} \times C_{min,nominal} \quad (G.13)$$

$$h_{c,nominal} = h_{f,nominal} = 2 \times UA_{nominal} \quad (G.14)$$

Les coefficients d'échange convectif côté chaud h_c et froid h_f de l'échangeur peuvent ensuite être calculés à l'aide de la corrélation de Dittus-Boettler :

$$\begin{aligned} Nu &= 0,023 \times Re^{0,8} \times Pr^{0,4} \\ \Leftrightarrow \frac{h \times D_h}{\lambda} &= 0,023 \times \left(\frac{\dot{m} \times D_h}{S_e \times \mu} \right)^{0,8} \times \left(\frac{\mu \times Cp}{\lambda} \right)^{0,4} \end{aligned} \quad (G.15)$$

où λ est la conductivité thermique du fluide, D_h le diamètre hydraulique, S_e la section de passage du fluide et μ la viscosité dynamique du fluide. En supposant que les propriétés thermodynamiques sont constantes, sur le domaine de température de fonctionnement des échangeurs, l'Équation G.16 peut être simplifiée sous la forme [44] :

$$h = C \times \dot{m}^{0,8} \quad (G.16)$$

où C est une constante telle que :

$$C = \frac{h_{nominal}}{(\dot{m}_{nominal})^{0,8}} \quad (G.17)$$

$$h_c = h_{c,nominal} \times \left(\frac{\dot{m}_c}{\dot{m}_{c,nominal}} \right)^{0,8} \quad (G.18)$$

$$h_f = h_{f,nominal} \times \left(\frac{\dot{m}_f}{\dot{m}_{f,nominal}} \right)^{0,8} \quad (G.19)$$

Le NUT puis l'efficacité ε sont ensuite calculés à l'aide des équations suivantes :

$$UA = \frac{1}{\frac{1}{h_c} + \frac{1}{h_f}} \quad (G.20)$$

$$NUT = \frac{UA}{C_{min}} \quad (G.21)$$

$$Z = \frac{C_{min}}{C_{max}} \quad (G.22)$$

$$\varepsilon = \frac{1 - \exp(-NUT \times (1 - Z))}{1 - Z \times \exp(-NUT \times (1 - Z))} \quad (G.23)$$

Finalement, les températures en sortie de l'échangeur du côté chaud et du côté froid sont calculées à l'aide des équations G.5, G.6 et G.7 utilisées pour l'échangeur à efficacité constante.

Ce modèle est utilisé dans les échangeurs entre la boucle d'EDM et les boucles de distribution (d'eau chaude et d'eau glacée) pour le réseau à production centralisée, et dans les échangeurs entre la boucle d'EDM et la boucle tempérée ainsi que dans les échangeurs entre la boucle tempérée et les différents îlots de production.

G.4 Pompes

Les pompes doivent fournir un débit suffisant pour couvrir les besoins des clients et les contraintes liées aux différentes machines de production (comme on le verra dans la Section 3.6). Ainsi, l'augmentation de pression dans les pompes doit être suffisante pour contrer les pertes de charge dans le circuit. La $\Delta p_{consigne}$ est la consigne à atteindre par la pompe afin de compenser les pertes de charge, comme le montre le schéma de la Fig. G.5.

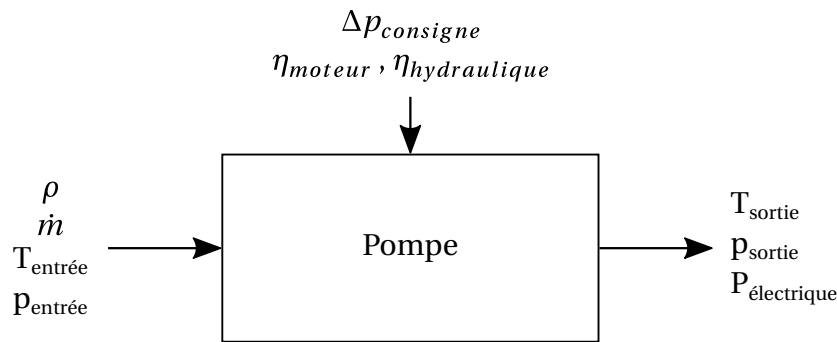


Fig. G.5 : Schéma du modèle de pompe

La pression de sortie est calculée à l'aide de l'Équation G.24 :

$$p_{sortie} = p_{entrée} + \Delta p_{consigne} \quad (G.24)$$

La puissance électrique $P_{électrique}$ fournie dépend de la différence de pression entre l'entrée et la sortie de la pompe (Δp), du débit volumique du fluide \dot{V} et des rendements moteur η_{moteur} et hydraulique $\eta_{hydraulique}$:

$$P_{hydraulique} = \Delta p \times \rho \times \dot{m} \quad (G.25)$$

$$P_{électrique} = \frac{P_{hydraulique}}{\eta_{moteur} \times \eta_{hydraulique}} \quad (G.26)$$

La hausse de température du fluide due à la pompe est enfin calculée :

$$T_{sortie} = P_{électrique} \times C_p + T_{entrée} \quad (G.27)$$

La régulation de la pompe est effectuée en imposant une $\Delta p_{consigne}$ à suivre par cette

dernière. η_{moteur} et $\eta_{hydraulique}$ ont été laissées à la valeur par défaut du modèle dans *Buildings*, à savoir 0,7.

G.5 TFP / GF

G.5.1 Modèle de base

Le modèle utilisé pour représenter le comportement des TFP et des GF (*Carnot_TEva* dans *Buildings*) permet de calculer les températures en sortie de la machine frigorifique et la puissance électrique nécessaire à partir du rendement de Carnot η_{Carnot} . Une température de consigne pour l'eau qui sort de l'évaporateur est fixée ($T_{evap,sortie_{cons}}$), le modèle calcule la puissance nécessaire à l'évaporateur permettant d'atteindre cette température (dans la limite d'une puissance maximale $\dot{Q}_{evap,max}$ qui ne peut être dépassée) ainsi que les autres sorties affichées sur la Fig. G.6. Dans cette section, *c* fait référence au condenseur, *e* à l'évaporateur.

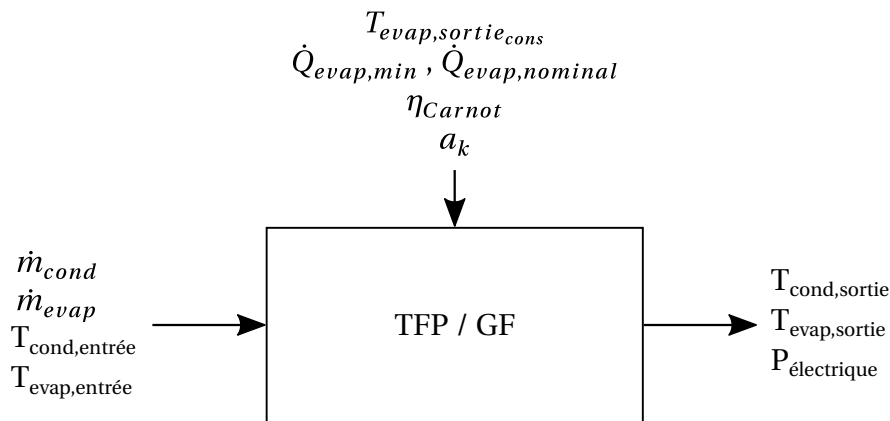


Fig. G.6 : Schéma du modèle de TFP/GF

La puissance fournie par l'évaporateur est calculée dans l'Équation G.28. Cette dernière prend en compte le fait qu'il existe une puissance maximale à l'évaporateur qui ne peut être dépassée.

$$\dot{Q}_{evap} = \min(\dot{Q}_{evap,max}, \dot{m}_{evap} \times Cp \times (T_{evap,entree} - T_{evap,sortie_{cons}})) \quad (G.28)$$

La température est ensuite calculée dans l'Équation G.29. La température en sortie d'évaporateur $T_{evap,sortie}$ est égale à la température de consigne $T_{evap,sortie_{cons}}$, sauf dans le cas où atteindre cette consigne impliquerait de dépasser la puissance à l'évaporateur maximale.

$$T_{evap,sortie} = T_{evap,entree} - \frac{\dot{Q}_{evap}}{\dot{m}_{evap} \times Cp} \quad (G.29)$$

La puissance $P_{\text{électrique}}$ à fournir à la TFP/au GF est ensuite calculée à partir du COP_{Carnot} , du rendement η_{Carnot} et de la charge partielle CP :

$$COP_{\text{Carnot}} = \frac{T_{\text{evap,sortie}}}{T_{\text{cond,sortie}} - T_{\text{evap,sortie}}} \quad (\text{G.30})$$

$$CP = \frac{\dot{Q}_{\text{evap}}}{\dot{Q}_{\text{evap,nominal}}} \quad (\text{G.31})$$

$$\eta_{CP} = \sum_k a_k \times CP^k \quad (\text{G.32})$$

Dans l'Équation G.32, η_{CP} est un polynôme utilisé pour prendre en compte les changements de COP lorsque la machine fonctionne en charge partielle.

$$COP = \eta_{\text{Carnot}} \times COP_{\text{Carnot}} \times \eta_{CP} \quad (\text{G.33})$$

$$P_{\text{électrique}} = \frac{\dot{Q}_{\text{evap}}}{COP} \quad (\text{G.34})$$

La puissance fournie au condenseur \dot{Q}_{cond} ainsi que la température en sortie du condenseur $T_{\text{cond,sortie}}$ sont finalement calculées :

$$\dot{Q}_{\text{cond}} = \dot{Q}_{\text{evap}} + P_{\text{électrique}} \quad (\text{G.35})$$

$$T_{\text{cond,sortie}} = \frac{\dot{Q}_{\text{cond}}}{\dot{m}_{\text{cond}} \times Cp} + T_{\text{cond,entrée}} \quad (\text{G.36})$$

Comme le montrent les équations précédentes, $T_{\text{cond,sortie}}$ n'est pas contrôlée. Une régulation est mise en place sur les températures en entrée afin d'obtenir la température en sortie souhaitée (vois la Section 3.6).

G.5.2 Modèle de TFP avec désurchauffeur

Un désurchauffeur de vapeur a pour fonction de réaliser la désurchauffe partielle ou totale d'une vapeur surchauffée. Le désurchauffeur peut notamment être utilisé lorsqu'une PAC doit répondre à des besoins avec des niveaux de température différents. Dans cette étude, la possibilité d'utiliser un désurchauffeur en combinaison de l'utilisation d'un stockage ECS a été étudiée.

Par rapport au modèle de base, les équations suivantes sont ajoutées afin de prendre en compte le désurchauffeur d pour le calcul des températures en sortie de TFP :

$$\dot{Q}_{\text{chaud}} = \dot{Q}_{\text{evap}} + P_{\text{électrique}} \quad (\text{G.37})$$

$$\dot{Q}_d = x_d \times \dot{Q}_{chaud} \quad (\text{G.38})$$

$$\dot{Q}_{cond} = \dot{Q}_{chaud} - \dot{Q}_d \quad (\text{G.39})$$

$$T_{d,sortie} = \frac{\dot{Q}_d}{\dot{m}_d \times Cp} + T_{d,entrée} \quad (\text{G.40})$$

x_d est supposé égale en moyenne à 8 %, à partir de [176]. La Fig. G.7 montre la variation de x_d en fonction des températures de sortie du condenseur.

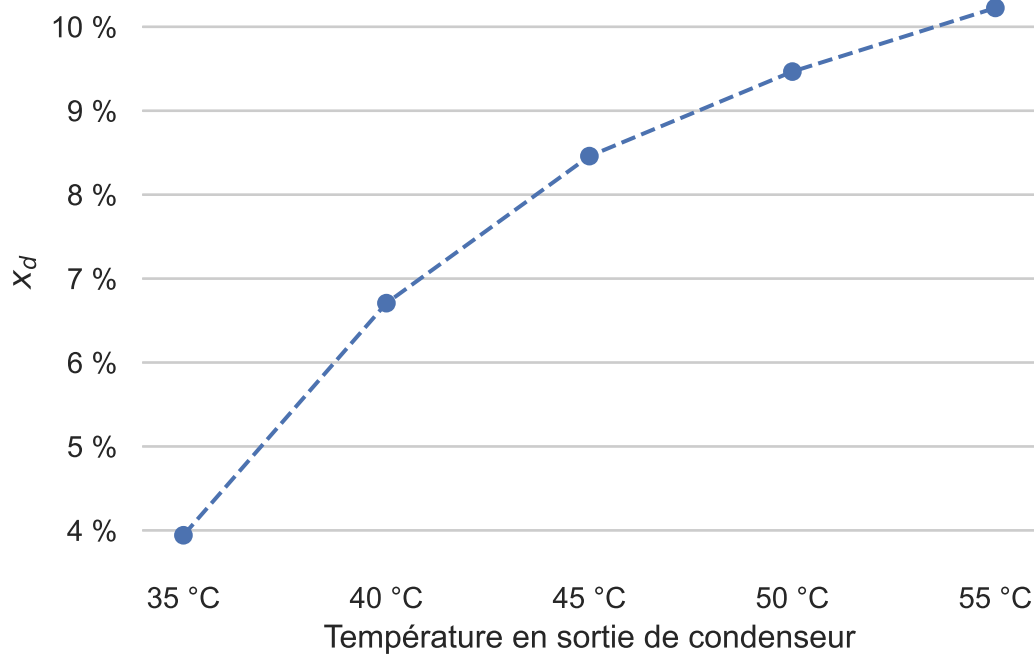


Fig. G.7 : x_d en fonction de $T_{cond,sortie}$, pour $T_{evap,sortie} = 5^\circ\text{C}$, à partir des données de [176]

G.6 Tuyaux

Les tuyaux du réseau sont modélisés à l'aide d'une discrétisation en volumes finis. Le modèle (*Pipe* dans *Buildings*) permet de calculer la perte de charge et la température en sortie du tuyau en fonction de la température $T_{s,Z}$ du sol à la profondeur Z du tuyau, du débit et de la température du fluide en entrée, comme le montre la Fig. G.8. Les propriétés du tube sont calculées à partir de l'épaisseur de l'isolant e , de la longueur L , de la rugosité ε , du nombre de segments pour la discrétisation n_{seg} , de la conductivité thermique λ , ainsi que du débit nominal $\dot{m}_{nominal}$ et de la vitesse nominale du fluide $\dot{v}_{nominal}$ qui permettent notamment de calculer le diamètre du tuyau (Équation G.44).

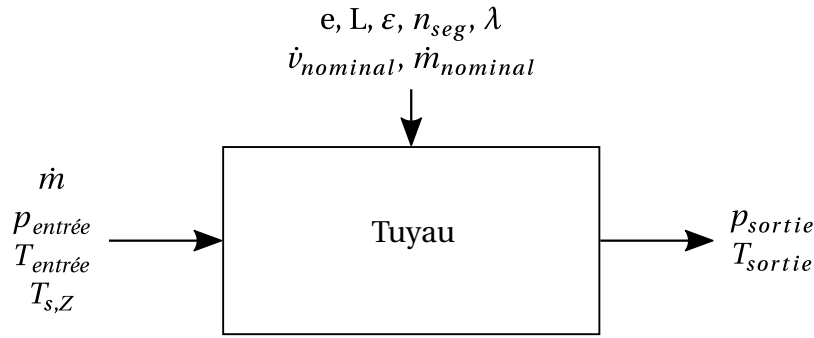


Fig. G.8 : Schéma du modèle de tuyau

G.6.1 Évaluation de la température du sol

La température du sol peut-être estimée tout au long de l'année en suivant la formule de Kusuda et Achenbach [177], à partir de la température moyenne T_{moy} , de la température du jour considéré T_j , de l'amplitude de température T_{amp} , de la profondeur Z , de la diffusivité thermique du sol α_s , et du jour T_c . Ce dernier paramètre peut correspondre au jour de l'année où la température est la plus élevée [178], la plus faible [179] ou du jour où la température moyenne est atteinte [180]. L'Équation G.41 évolue en fonction du paramètre T_c choisi. Dans notre cas, T_c correspond au jour où la température est la plus froide. L'équation permettant d'obtenir la température du sol en fonction de la profondeur $T_{s,Z}$ s'écrit alors :

$$T_{s,Z} = T_{moy} - T_{amp} \times \exp\left(-Z \times \sqrt{\frac{\pi}{365 \times \alpha_s}}\right) \times \cos\left(\frac{2\pi}{365} \times (T_j - T_c - \frac{Z}{2} \times \sqrt{\frac{365}{\pi \times \alpha_s}})\right) \quad (G.41)$$

avec (formule issue de [180]) :

$$\begin{aligned} \alpha_s &= \frac{86,4k_s}{\rho_s \times Cp_s} \\ &= \frac{86,4 \times 1,55}{\rho_s \times Cp_s} \end{aligned} \quad (G.42)$$

où k_s est la conductivité thermique du sol. Selon [180], lorsque les propriétés du sol ne sont pas connues, une valeur comprise entre 1,4 et 1,7 W/(m K) peut être choisie (1,55 W/(m K) dans notre cas). ρ_s la densité du sol et Cp_s la capacité thermique du sol. ρ_s est considéré être égal à 1400 kg/m³ (valeur moyenne extraite de [181] en considérant que le sol est constitué de grès et d'argile [182]). Cp_s est estimée avec l'équation suivante :

$$\begin{aligned} Cp_s &= Cp_{sh} + Cp_{eau} \times tx_{eau} \\ &= 0,73 + 4,18 \times tx_{eau} \end{aligned} \quad (G.43)$$

avec Cp_{sh} la capacité thermique du sol sans humidité et tx_{eau} le taux d'humidité. Toujours selon [180], Cp_{sh} est presque constant quel que soit le type de sol et égal à 0,73 kJ/(kg K).

La proportion d'eau est considérée être de 20 % (la différence sur le résultat est négligeable).

La Fig. G.9 représente la température du sol en fonction de la profondeur en suivant l'Équation G.41.

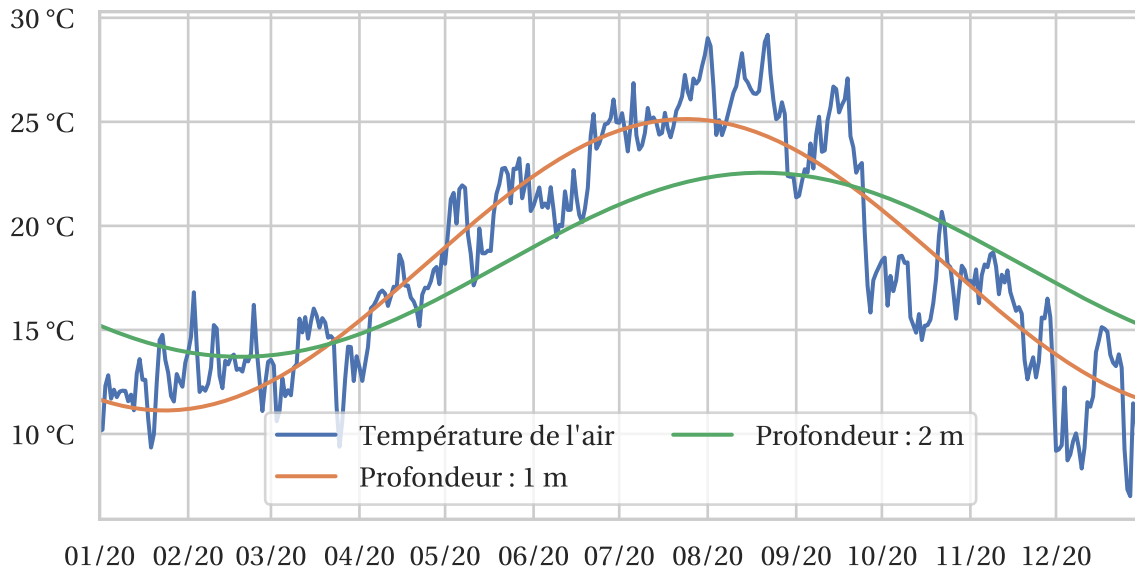


Fig. G.9 : Évolution annuelle de la température du sol en fonction de la date et de la profondeur et comparaison avec la température extérieure

Il s'agit d'un modèle simplifié permettant d'avoir un ordre de grandeur de l'évolution de la température du sol. On peut ainsi remarquer que jusqu'à la moitié de l'année, la température du sol est en légère avance de phase par rapport à celle de l'air.

G.6.2 Pertes de charge

La première étape passe par le calcul du diamètre du tube en fonction du débit nominal $\dot{m}_{nominal}$ et de la vitesse nominale $\dot{v}_{nominal}$ qui correspond à la vitesse du fluide lorsque le débit est maximal. Cette dernière est établie à 1,5 m/s, en suivant les recommandations de [4].

$$D = 2 \sqrt{\frac{\dot{m}_{nominal}}{\pi \times \rho_{eau} \times \dot{v}_{nominal}}} \quad (G.44)$$

Le nombre de Reynolds Re est ensuite calculé :

$$Re = D \times \frac{\dot{m}}{\pi \times \left(\frac{D}{2}\right)^2 \times \mu_{eau}} \quad (G.45)$$

En fonction du nombre de Reynolds, qui indique si l'on se trouve dans le cas d'un écoulement laminaire ou turbulent, la perte de charge linéique Λ est calculée différemment (corrélations de Swamee–Jain dans le cas de l'écoulement turbulent [183]) :

$$\Lambda = \begin{cases} 64 \times Re & \text{si } Re \leq 4000 \\ 0,25 \times \left(\frac{Re}{\log\left(\frac{\varepsilon/D}{3,7} + \frac{5,74}{Re^{0,9}}\right)} \right)^2 & \text{si } Re \geq 4000 \end{cases} \quad (\text{G.46})$$

La perte de charge nominale peut être calculée :

$$\Delta p_{nominal} = L \times \frac{\mu_{eau}^2}{\rho_{eau} \times D^3} \times \Lambda \quad (\text{G.47})$$

Finalement, l'équation G.2 permet de calculer la perte de charge.

G.6.3 Températures

Le tuyau est discrétisé en n_{seg} volumes. La conductance G est d'abord calculée ainsi que le volume discrétisé V_{seg}

$$G = \frac{2 \times \pi \times L \times \lambda}{n_{seg} \times \ln\left(1 + \frac{2e}{D}\right)} \quad (\text{G.48})$$

$$V_{seg} = \frac{\pi \times \left(\frac{D}{2}\right)^2 \times L}{n_{seg}} \quad (\text{G.49})$$

Finalement, l'équation suivante permet de déterminer pour chaque élément i du tuyau la température du tuyau T_i :

$$\forall i \in [1, n_{seg}], V_{seg} \times \rho_{eau} \times Cp_{eau} \times \frac{dT_i}{dt} = G \times (T_{s,Z} - T_i) + \dot{m} \times Cp_{eau} \times (T_{i-1} - T_i) \quad (\text{G.50})$$

G.6.4 Choix des valeurs

$\dot{v}_{nominal}$ a été fixé à 1,5 m/s en suivant les recommandations de [4]. La conductivité thermique de la couche isolante λ est fixée à 0,022 W/(mK) et son épaisseur à 30 mm, en suivant la fiche technique du réseau Thassalia. La longueur de chaque tube a été calculée à partir de la position géographique des bâtiments. Le débit nominal $\dot{m}_{nominal}$ qui traverse un tuyau a été calculé tel qu $\dot{m}_{nominal} = \dot{m}_{maximal} \times 1,1$ avec $\dot{m}_{maximal}$ issu d'une première simulation.

G.7 Émetteurs de chaleur dans les bâtiments

Trois équipements sont utilisés pour fournir les besoins en chauffage : les radiateurs basse température, les planchers chauffants et les ventilo-convecteurs.

G.7.1 Radiateurs

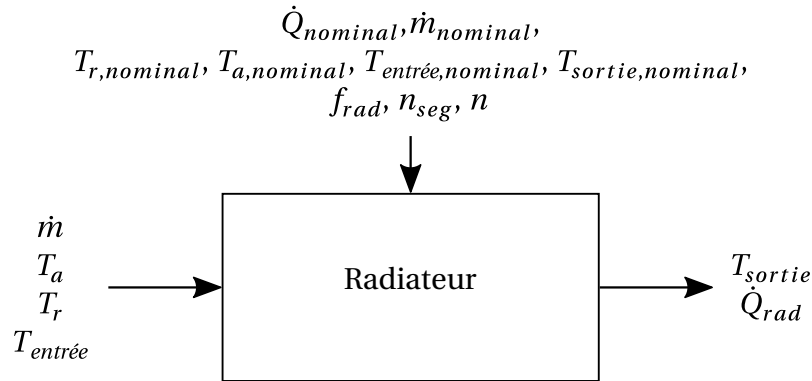


Fig. G.10 : Schéma du modèle de radiateur

Le modèle de radiateur (*RadiatorEN442_2*) utilise également une discrétisation en n_{seg} éléments. Comme on peut le voir sur la Fig. G.10, les paramètres en entrée sont la part du radiatif dans la chaleur diffusée f_{rad} , l'exposant pour le transfert de chaleur n , la puissance nominale du radiateur $\dot{Q}_{nominal}$, les températures en entrée et en sortie de l'eau $T_{entrée,nominal}$ et $T_{sortie,nominal}$ et les températures de l'air et radiatives en condition nominale $T_{a,nominal}$ et $T_{r,nominal}$. $\dot{Q}_{nominal}$ est la puissance maximale fournie par la SST pour le chauffage, $T_{entrée,nominal}$ est fixée à 50 ou 60 °C en fonction de la configuration choisie, $T_{sortie,nominal} = T_{entrée,nominal} - 20\text{°C}$, $T_{a,nominal} = T_{r,nominal} = 20\text{°C}$ et n vaut 1,24 (valeur par défaut du modèle, qui suit la norme EN442-2 [184]).

Une première étape consiste à calculer le coefficient global d'échange UA à partir des conditions nominales :

$$\forall i \in [1, n_{seg}],$$

$$T_{i,nominal} = T_{i-1,nominal} - \frac{\dot{Q}_{i,nominal}}{\dot{m}_{nominal} \times Cp} \quad (\text{G.51})$$

$$\text{avec } T_{0,nominal} = T_{entrée,nominal} \text{ et } T_{n_{seg},nominal} = T_{sortie,nominal}$$

$$\dot{Q}_{i,nominal} = UA \times (f_{rad} \times (T_{i,nominal} - T_{r,nominal})^n + (1 - f_{rad}) \times (T_{i,nominal} - T_{a,nominal})^n) \quad (\text{G.52})$$

$$\sum_{i=1}^{n_{seg}} \dot{Q}_{i,nominal} = \dot{Q}_{nominal} \quad (G.53)$$

Une fois UA déterminé, la température de sortie de l'eau ainsi que la puissance du radiateur \dot{Q}_{rad} (sous forme convective et radiative) fournie au bâtiment peuvent être calculées pour chaque élément :

$$\dot{Q}_{i,convectif} = UA \times (1 - f_{rad}) \times (T_i - T_a)^n \quad (G.54)$$

$$\dot{Q}_{i,radiatif} = UA \times f_{rad} \times (T_i - T_r)^n \quad (G.55)$$

$$\dot{Q}_{i,rad} = \dot{Q}_{convectif_i} + \dot{Q}_{radiatif_i} \quad (G.56)$$

$$\forall i \in [1, n_{seg}],$$

$$V_{seg} \times \rho_{eau} \times C_{p_{eau}} \times \frac{dT_i}{dt} = Q_{i,rad} + \dot{m}_{eau} \times C_{p_{eau}} \times (T_{i-1} - T_i)$$

Avec $T_0 = T_{entrée}$ et $T_{n_{seg}} = T_{sortie}$

$$(G.57)$$

G.7.2 Plancher chauffant

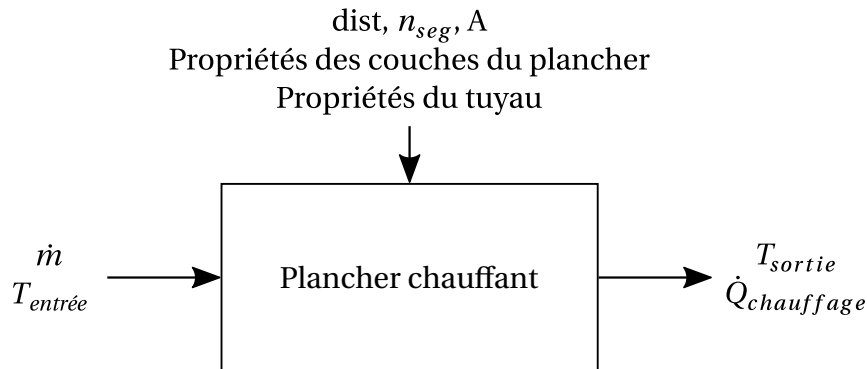


Fig. G.11 : Schéma du modèle de plancher chauffant, adapté de [185]

Le modèle *SingleCircuitSlab* de la bibliothèque *Buildings* est utilisé. Il est représenté sur la Fig. G.12 :

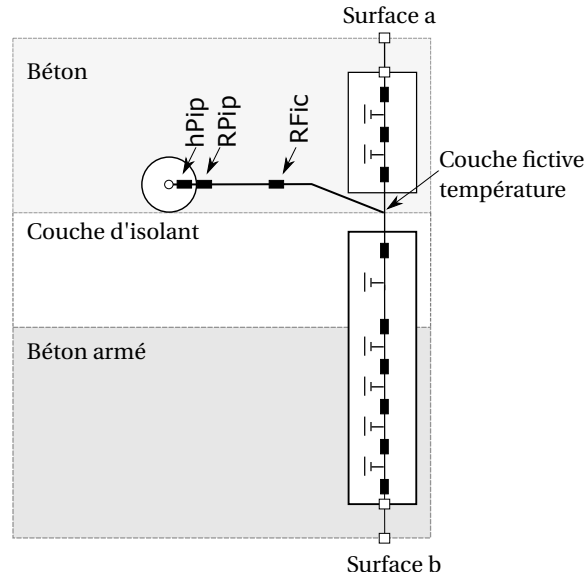


Fig. G.12 : Schéma du modèle de plancher chauffant, adapté de [185]

Le modèle permet à partir des propriétés des tuyaux (longueur, diamètre intérieur et extérieur, conductivité thermique, surface A occupée par un plancher chauffant) et des propriétés des différentes couches du plancher (conductivité, épaisseur notamment) de calculer la température de l'eau en sortie du plancher chauffant ainsi que la puissance fournie au bâtiment.

Une résistance thermique totale R_{tot} est calculée à partir de la résistance le long de la canalisation $R_t = 1/G$ (avec G calculé dans l'Équation G.48), d'une résistance « fictive » R_{fic} qui représente la résistance moyenne entre la surface du tuyau et la couche qui le contient, de la convection du fluide et de la surface intérieure de la canalisation S .

On a donc :

$$R_{tot} = R_t + R_{fic} + \frac{1}{h \times S} \quad (\text{G.58})$$

Le calcul de R_{fic} est explicité dans l'Équation G.59 :

$$R_{fic} = \frac{dist}{2\pi \times \lambda} \times \left(\ln\left(\frac{dist}{\pi \times D_{ext}}\right) - \sum_{i=1}^{100} \frac{\beta - 2\pi \times i}{\beta + 2\pi \times i} \times \frac{\exp(-4\pi \times i \times \frac{e_{iso}}{dist})}{i} \right) \times \frac{1}{A} \quad (\text{G.59})$$

$$\text{Avec } \beta = \frac{\lambda_{iso}}{e_{iso}} \times \frac{dist}{\lambda}.$$

Dans cette équation, $dist$ est le pas, c'est-à-dire la distance entre deux tubes, λ est la conductivité thermique de la couche en dessous de celle dans laquelle se trouve le tuyau, D_{ext} le diamètre extérieur du tuyau, λ_{iso} et e_{iso} la conductivité thermique et l'épaisseur de la couche d'isolant et A la surface sur laquelle s'étend le plancher chauffant.

h est calculé à partir de corrélations qui dépendent du régime, turbulent ou laminaire, du fluide.

Les pertes sont finalement calculées :

$$\dot{Q}_{pertes,i} = \frac{T_{sol,i} - T_{tuyau,i}}{R_{tot}} \quad (G.60)$$

G.8 Stockage ECS

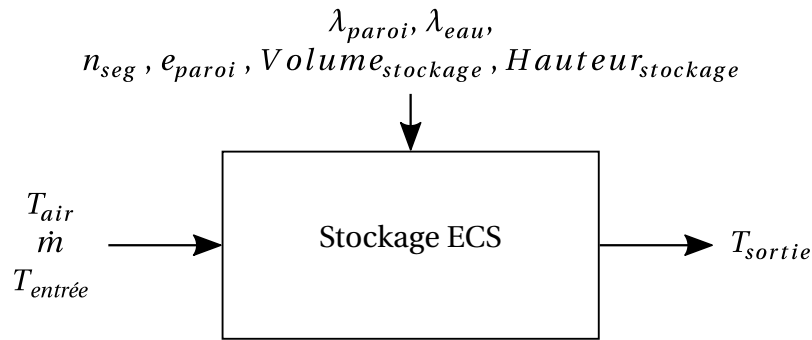


Fig. G.13 : Schéma du modèle de radiateur

Le stockage ECS (*StratifiedEnhanced*) est stratifié en n_{seg} volumes. La conduction est modélisée entre les différents volumes du stockage et entre chacun de ces volumes et l'extérieur. Seule la surface de la section transversale est prise en compte et non le volume du stockage. Le stockage est supposé être de forme cylindrique. Le modèle permet de calculer la température en tout point du stockage et la température T_{sortie} de départ de l'eau. L'épaisseur de la paroi, assimilée à celle de l'isolant, est de 15 cm (en suivant les recommandations de [186]). Le volume est calculé de sorte que le stockage puisse fournir de l'eau chaude à plus de 58 °C afin de répondre aux besoins en ECS d'une SST pendant une journée entière.

Les différents paramètres liés au modèle sont explicités dans la Fig. G.13.

La conduction entre les différents volumes de stratification s'écrit :

$$G_{vol} = \frac{\lambda_{eau}}{h_i} \times S \quad (G.61)$$

avec λ_{eau} la conductivité thermique de l'eau (en W/K), S l'aire de la strate (en m²) ($S = \frac{Volume_{stockage}}{Hauteur_{stockage}}$) et h_i la hauteur d'une strate.

La conduction entre chacune des couches et l'extérieur est :

$$G_{paroi} = \frac{2\pi \times h_i \times \lambda_{paroi}}{\ln\left(\frac{r_{stockage} + e_{paroi}}{r_{stockage}}\right)} \quad (G.62)$$

où $r_{stockage}$ est le rayon du stockage, e_{paroi} l'épaisseur de la paroi et λ_{paroi} la conductivité thermique liée à la paroi.

Finalement, la température de l'eau peut être calculée pour chaque couche i :

$$\begin{aligned} \forall i \in [1, n_{seg}], \\ V_{seg} \times \rho_{eau} \times C p_{eau} \times \frac{dT_i}{dt} = G_{paroi} \times (T_{air} - T_i) + G_{vol} \times (T_i - T_{i-1}) \\ - G_{vol} \times (T_{i+1} - T_i) + \dot{m}_{eau} \times C p_{eau} \times (T_{i-1} - T_i) \end{aligned} \quad (G.63)$$

Avec $T_0 = T_{entrée}$ et $T_{n_{seg}} = T_{sortie}$

RÉSUMÉ

Dans un contexte de fort développement des réseaux de chaleur et de froid, la question du choix des architectures se pose. Les réseaux sont depuis quelques années en pleine mutation avec la multiplication des sources d'énergies mobilisables liée à la diminution des températures à fournir, la décentralisation des moyens de production, la possibilité de stockage... Parmi les différentes architectures de réseaux récemment développées, il est aujourd'hui difficile d'affirmer laquelle est la plus adaptée pour un quartier donné. Dans cette thèse, tout d'abord une typologie de quartiers orientée réseaux de chaleur et de froid est proposée afin de différencier les profils de besoins auxquels les réseaux doivent répondre. Une étude du potentiel de développement des réseaux thermiques en France en découle. Ensuite, la simulation dynamique des réseaux est présentée comme solution pour comparer les performances énergétiques des architectures. Les hypothèses de modélisation et choix de modèles sont discutés. Une comparaison est réalisée entre deux architectures de réseaux de chaleur et de froid de nouvelle génération, inspirées de cas réels, l'une avec une production d'énergie centralisée, l'autre avec une production décentralisée à proximité d'îlots de bâtiments. Différentes configurations de systèmes de distribution dans les bâtiments sont étudiées montrant leur impact sur la performance énergétique des architectures. Enfin, les avantages et les limites de modélisation pour l'aide à la conception des réseaux sont discutées.

MOTS CLÉS

Performance énergétique, Modélisation, Réseaux thermiques de 4^{ème} et 5^{ème} génération, Boucle tempérée, Dimensionnement, Typologie de quartiers

ABSTRACT

In a context of rapid growth in district heating and cooling networks, the choice of architectures is an important issue. The networks have been evolving over the last few years with the multiplication of the energy sources that can be supplied due to the decrease of the temperatures to be delivered, the decentralization of the means of production, the storage possibility... Out of the various network architectures that have been developed recently, it is nowadays quite challenging to assert which one is the most adapted for a given district. In this thesis, firstly, a typology of districts geared towards heating and cooling networks is defined in order to differentiate the profiles of needs that the networks must meet. A study of the potential for the development of thermal networks in France results from this typology. Then, the dynamic simulation of networks is presented as a solution to compare the energy performance of the architectures. Modelling assumptions and model choices are discussed. A comparison is performed between two architectures of new generation district heating and cooling networks, derived from real cases, one with a centralized energy production, the other one with a decentralized production located near blocks of buildings. Different configurations of distribution systems in buildings are considered, demonstrating their impact on the energy performance of the architectures. Finally, the advantages and limitations of modelling for network design support are discussed.

KEYWORDS

Energy performance, Modelling, 4th and 5th generation district thermal networks, Ambient loop district networks, Sizing, Typology of districts